documentazione di base

XVII legislatura

Prospezioni di idrocarburi: esperienze italiane, europee ed internazionali

settembre 2013
n. 53

servizio studi del Senato

ufficio ricerche nel settore
delle attività produttive e in quello
dell'agricoltura

Servizio Studi

Direttore: (...)

Segreteria

tel. 6706_2451

Uffici ricerche e incarichi

Settori economico e finanziario
Capo ufficio: S. Moroni _3627

Questioni del lavoro e della salute
Capo ufficio: M. Bracco _2104

Attività produttive e agricoltura
Capo ufficio: G. Buonomo _3613

Ambiente e territorio
Capo ufficio: R. Ravazzi _3476

Infrastrutture e trasporti
Capo ufficio: F. Colucci _2988

Questioni istituzionali, giustizia e cultura
Capo ufficio: L. Borsi _3538
Capo ufficio: F. Cavallucci _3443

Politica estera e di difesa
Capo ufficio: A. Mattiello _2180
Capo ufficio: A. Sanso' _2451

Questioni regionali e delle autonomie locali, incaricato dei rapporti con il CERDP
Capo ufficio: F. Marcelli _2114

Legislazione comparata
Capo ufficio: R. Tutinelli _3505

Documentazione

Documentazione economica
Emanuela Catalucci _2581
Silvia Ferrari _2103
Simone Bonanni _2932
Luciana Stendardi _2928
Michela Mercuri _3481
Beatrice Gatta _5563

Documentazione giuridica
Vladimiro Satta _2057
Letizia Formosa _2135
Anna Henrici _3696

I dossier del Servizio studi sono destinati alle esigenze di documentazione interna per l'attività degli organi parlamentari e dei parlamentari. I testi e i contenuti normativi ufficiali sono solo quelli risultanti dagli atti parlamentari. Il Senato della Repubblica declina ogni responsabilità per la loro eventuale utilizzazione o riproduzione per fini non consentiti dalla legge. I contenuti originali possono essere riprodotti, nel rispetto della legge, a condizione che sia citata la fonte.

XVII legislatura

Prospezioni di idrocarburi: esperienze italiane, europee ed internazionali

settembre 2013
n. 53

a cura di: G. Buonomo

Classificazione Teseo: Idrocarburi. Stati esteri.

I N D I C E

INTRODUZIONE: *L'industria della raffinazione in Italia* ("Temi dell'attività parlamentare" XVI legislatura)..... Pag. 9

ITALIA

Normativa ..... " 19

- http://www.petrolioegas.it/in-italia/normativa/ ..... " 21

Giurisprudenza ..... " 23

- CORTE COSTITUZIONALE
  - Sentenza n. 134, 7 giugno 2013 ..... " 25
  - Sentenza n. 117, 5 giugno 2013 ..... " 58
  - Sentenza n. 365, 14-28 luglio 1999..... " 64
  - Sentenza n. 21, 17 aprile 1968 ..... " 68
  - Sentenza n. 12, 16 febbraio 1963 ..... " 79
- CONSIGLIO DI STATO, Sez. IV, Sentenza n. 4134, 6 agosto 2013 ..... " 88
- TRIBUNALE AMMINISTRATIVO REGIONALE PER LA LOMBARDIA, Sez. IV
  - Sentenza n. 2048, 31 luglio 2013 ..... " 94
- TRIBUNALE AMMINISTRATIVO REGIONALE PER LA PUGLIA, Sez. I
  - Sentenza n. 1048, 13 maggio 2013 ..... " 98
- TRIBUNALE AMMINISTRATIVO REGIONALE PER IL LAZIO, Sez. II-bis
  - Sentenza n. 8236, 1° ottobre 2012 ..... " 107
  - Sentenza n. 8203, 7 giugno 2012 ..... " 112
- TRIBUNALE AMMINISTRATIVO REGIONALE PER IL LAZIO, Sez. II
  - Sentenza n. 4172, 18 aprile 2012 ..... " 117
- TRIBUNALE AMMINISTRATIVO REGIONALE PER LA PUGLIA, Sez. II
  - Sentenza n. 629, 17 giugno 2010 ..... " 134
- TRIBUNALE REGIONALE DI GIUSTIZIA AMMINISTRATIVA DI TRENTO, Sez. unica
  - Sentenza n. 93, 25 marzo 2010 ..... " 148

Dottrina ..... " 161

- MENGOZZI P., "Diritto degli idrocarburi", in *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, pp. 477-489..... " 163
- ZERLIA T., "Recensione al Rapporto della Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche (MSE)", in *Il mare*, Supplemento al Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse, Ministero dello sviluppo economico - Dipartimento per l'energia - Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche, anno LVII N. 2 - 28 febbraio 2013..... " 179

- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO, DIREZIONE GENERALE PER LE RISORSE MINERARIE ED ENERGETICHE, *Monitoraggio e produzione normativa nell'anno 2012* ..... " 181
- SITEB (a cura di), "Il petrolio italiano: uno sguardo d'insieme", in *Rassegna del bitume* 67/11, pp. 67-72 ..... " 187
- TABARELLI D., *Tassazione della produzione di gas e petrolio in Italia: un confronto*, Nomisma Energia, 30 gennaio 2012 ..... " 193
- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO, DIREZIONE GENERALE PER LE RISORSE MINERARIE ED ENERGETICHE, *Pozzi idrocarburi perforati in Italia (dati al 31 dicembre 2012)* ..... " 267

UNIONE EUROPEA

Normativa ..... " 345

- OSSERVAZIONI ASSOMINERARIA, *Proposta di Regolamento UE sulla Sicurezza delle attività Offshore*, Audizione delle Commissioni riunite 10ª e 13ª del Senato, Assomineraria, 25 gennaio 2012 ..... " 347
- COMMISSIONE EUROPEA, Decisione della Commissione del 19 gennaio 2012 relativa all'istituzione del Gruppo di autorità dell'Unione europea per le attività offshore nel settore degli idrocarburi (2012/C 18/07)..... " 353
- Risoluzione del Parlamento europeo del 13 settembre 2011 sull'affrontare le sfide della sicurezza delle attività offshore nel settore degli idrocarburi (2011/2072(INI)) ..... " 356
- Risoluzione del Parlamento europeo del 7 ottobre 2010 sull'azione UE in materia di prospezione ed estrazione di petrolio in Europa, Bruxelles, 7 ottobre 2010 ..... " 371

Giurisprudenza ..... " 377

- CORTE GIUSTIZIA UE, Sez. IV, Sentenza n. 569, 27 giugno 2013..... " 379
- CORTE GIUSTIZIA UE, Sentenza della Grande Sezione, 9 marzo 2010 ... " 393
- AVVOCATO GENERALE JULIANE KOKOTT, Conclusioni in causa C-378/08, 22 ottobre 2009..... " 413

Dottrina ..... " 445

- TERMINI V., *Sull'energia l'Europa si muove,* Documenti IAI 12 | 07 – dicembre 2012 ..... " 447

ESPERIENZE ESTERE

- Comunicato del governo del Regno Unito ai sensi della direttiva 94/22/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla

prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, Parere n. 2 del 20/02/08, www.infoleges.it ..... " 459

- *Poland: Draft Proposals Completed on Hydrocarbon Tax Law and Amendment to Geology and Mining Law*, http://www.loc.gov/lawweb/servlet/lloc_news?disp3_l205403543_text " 463
- *Loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique* ..... " 465
- CODICE MINERARIO FRANCESE, Articoli L-111 1 e L-1112 ..... " 469
- NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE, *Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities*..... " 471
- THURBER, M.C., et al., "Exporting the ''Norwegian Model'': The effect of administrative design on oil sector performance", in *Energy Policy*, Elsevier Ltd, 2011, ... " 499
- PETROLEUM SAFETY AUTHORITY, *Trends in risk level in the petroleum activity*, Summary Report 2012 - Norwegian Continental Shelf..... " 513
- NERI V., Norvegia, *Le autorità puntano il dito contro BP*, http://www.valori.it/ambiente/norvegia-autorita-puntano-dito-contro-bp-6350.html ..... " 558
- JANSEN J. B, BJERKE J. M., *Norwegian Petroleum Taxation. An Introduction*, www.bahr.no ..... " 559

Introduzione[1]

L'industria della raffinazione in Italia

- L'indagine conoscitiva sul settore della raffinazione
- Gli interventi di semplificazione del "decreto sviluppo"
- Dossier pubblicati

L'indagine conoscitiva sul settore della raffinazione

L'industria della raffinazione in Italia versa da alcuni anni in una situazione di crisi e di sofferenza, costretta, da un lato, ad attivare ingenti investimenti per il rinnovamento dei macchinari, al fine di meglio rispondere ai criteri di efficienza energetica imposti dall'Unione europea, e dall'altro, a confrontarsi con il sensibile calo della domanda di prodotti raffinati e con l'aumento della pressione fiscale nel settore.

Nel corso della XVI legislatura la X Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei Deputati ha dunque deliberato, nella seduta del 25 ottobre 2011, di svolgere un'**indagine conoscitiva** sulla crisi del settore.

Sin dal 2009, infatti, il settore della raffinazione italiano sta attraversando una grave crisi determinata da molteplici fattori che hanno condotto ad un calo generalizzato dei consumi dei carburanti e ad un drastico ridimensionamento delle esportazioni soprattutto verso gli Stati Uniti. L'intero comparto della raffinazione europeo da alcuni anni è interessato da una crisi di sistema, che potrebbe evolvere verso un quadro ben più drammatico rispetto a quanto già osservato. Infatti, gli effetti congiunturali della crisi economica globale si sono sovrapposti a una preesistente situazione di sofferenza del sistema.

La crisi strutturale del sistema affonda le proprie radici nella progressiva **riduzione dei consumi** in Europa, che decrescono al ritmo del 2 per cento medio annuo a partire dal 2005, conseguenza della bassa dinamica demografica, della crescente efficienza energetica e dell'introduzione dei **biocarburanti.** Il sensibile calo dei consumi petroliferi, destinato a peggiorare nei prossimi anni, e la forte **concorrenza delle nuove raffinerie dei paesi extra-Ue,** sostanzialmente prive di obblighi e vincoli ambientali e spesso sussidiate direttamente dallo stato, avranno effetti dirompenti sulla struttura industriale italiana ed europea ove non siano messi in campo interventi volti a tutelare tale settore di attività.

[1] La presente disamina è tratta dai "Temi dell'attività parlamentare" della Camera dei deputati".

In Europa si è già avviato un processo di razionalizzazione da parte delle major petrolifere, che hanno già cominciato a ridurre la propria esposizione alla raffinazione.

Le nuove regole introdotte dall'Ue in materia di efficienza energetica, peraltro, hanno avuto un forte e negativo impatto sulle raffinerie europee, mettendo a rischio il mantenimento di questa industria in Europa.

Il sistema della raffinazione italiano è costituito da 16 raffinerie presenti sull'intero territorio nazionale, per una capacità complessiva di raffinazione di poco superiore ai 100 milioni di tonnellate/anno. Il 100 per cento della capacità di raffinazione installata in Italia è rappresentata da aziende aderenti all'Unione Petrolifera.

Si tratta di realtà industriali e di investimenti importanti per l'economia locale in cui sono incorporate, con numeri significativi sul piano dell'occupazione diretta e indotta, e la cui chiusura avrebbe ripercussioni a cascata su tutto l'hinterland in cui operano.

Sulla base degli ultimi dati diffusi dall'Unione petrolifera italiana emerge in particolare la necessità di una ristrutturazione significativa di un settore che oggi presenta un eccesso di capacità produttiva che il mercato interno non è in grado di assorbire: un eccesso di capacità pari a circa 15-20 milioni di tonnellate. Nel 2009 infatti il tasso di utilizzazione degli impianti è stato dell'81 per cento; negli ultimi 6 anni inoltre i consumi sono diminuiti di 18 milioni di tonnellate, mentre nei soli primi dieci mesi del 2010 il calo è stato di altri 2 milioni di tonnellate.

Nel periodo 1997-2009 sono stati investiti nel settore quasi 17 miliardi di euro, di cui il 60 per cento destinati al miglioramento ambientale dei cicli produttivi. Altri 5 miliardi di euro di investimenti sono stati programmati fino al 2012. Per realizzare questo significativo piano di investimenti appare necessario creare e mantenere un quadro legislativo e regolatorio stabile e prevedibile.

L'indagine conoscitiva si propone quindi di approfondire l'analisi sul settore della raffinazione come rilevante comparto del sistema industriale del nostro Paese e della sua intera economia a causa delle strette interdipendenze che legano la raffinazione medesima a molteplici comparti produttivi. Scopo dell'indagine è altresì quello di valutare la necessità di interventi di carattere legislativo che non potranno prescindere da una maggiore consapevolezza circa la strategicità del settore della raffinazione ai fini della sicurezza energetica del Paese né da una profonda e concreta analisi dei possibili impatti sul piano occupazionale e sociale di eventuali chiusure stante il consistente numero di occupati, diretti ed indiretti, nel settore e del loro alto grado di qualificazione tecnica e professionale.

Per approfondimenti, si veda il documento conclusivo dell'indagine conoscitiva approvato dalla Commissione X.

Gli interventi di semplificazione del "decreto sviluppo"

L'**articolo 36** del D.L. 83/2012 contiene alcune semplificazioni di adempimenti burocratici per il settore petrolifero, con particolare attenzione al settore della raffinazione. A tal fine vengono integrate, fra l'altro, alcune norme in materia dettate dal decreto "semplificazioni" (D.L. 5/2012) e dal Codice ambientale (D.Lgs. 152/2006).

In particolare, si dispone che:

- i sistemi di sicurezza già in atto possono continuare ad essere utilizzati solo nel caso di chiusura di un impianto di raffinazione e sua trasformazione in deposito (e non più in caso di reindustrializzazione dei siti di interesse nazionale), in caso di attività di reindustrializzazione dei siti contaminati;
- la concertazione con il Ministero delle infrastrutture è necessaria solo per gli impianti industriali strategici;
- il termine per il rilascio dei provvedimenti amministrativi per apportare modifiche agli stabilimenti di lavorazione di oli minerali; passi da 180 a 90 giorni;
- il Ministero dell'ambiente adotti procedure semplificate per le operazioni di bonifica relative alla rete di distribuzione dei carburanti;
- non si applichino le verifiche periodiche delle attrezzature a pressione per gli impianti di produzione a ciclo continuo e per quelli di fornitura di servizi essenziali;
- l'importazione di prodotti petroliferi da Paesi non appartenenti all'Unione europea sia soggetta ad autorizzazione del MISE a partire dal 2012;
- non sia necessaria una particolare autorizzazione per le pensiline di carico di benzina su autobotti all'interno dei depositi petroliferi.

I **commi 1-5** modificano ed integrano il D.L. 5/2012 (c.d. "decreto semplificazioni"): i commi 1-4 modificano l'articolo 57 relativo alle infrastrutture strategiche, e il comma 5 aggiunge l'articolo 57-bis che apporta semplificazioni amministrative sempre in materia infrastrutture strategiche.

Il **comma 1** interviene sul *comma 9* del citato articolo 57 rendendolo applicabile solo al caso di chiusura di un impianto di raffinazione e sua trasformazione in deposito, e non a tutte le attività di reindustrializzazione dei siti di interesse nazionale, come risulta dal seguente testo a fronte.

Il **comma 2** integra il *comma 2* del citato articolo 57 del decreto "semplificazioni" esplicitando che la concertazione con il Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti per le autorizzazioni relative ad una serie di infrastrutture-insediamenti propri del settore energetico, è necessaria solo per gli impianti industriali strategici e le relative infrastrutture disciplinati dall'articolo 52 del Codice della Navigazione. Si tratta dei depositi e degli stabilimenti situati, anche soltanto in parte, entro i confini del demanio marittimo o del mare territoriale, ovvero comunque collegati al mare, a corsi d'acqua o canali marittimi. Le concessioni per l'impianto e l'esercizio di tali strutture sono disciplinate dal codice della Navigazione.

Si ricorda che l'articolo 57, *comma 2,* del D.L. 5/2012, nel testo previgente, prevedeva che le autorizzazioni relative ad una serie di infrastrutture-insediamenti propri del settore energetico (gli stabilimenti di lavorazione e stoccaggio di oli minerali, i depositi costieri di oli minerali, i depositi di carburante per aviazione siti nelle aree aeroportuali, i depositi di stoccaggio di prodotti petroliferi (escluso il GPL) di capacità superiore a 10.000 metri cubi, i depositi di stoccaggio di GPL di capacità non inferiore a 200 tonnellate, gli oleodotti facenti parte della rete nazionale degli oleodotti) fossero rilasciate dallo Stato e, in specie, dal Ministero dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei trasporti, d'intesa con le Regioni interessate. Sono per altro fatte salve le particolari competenze in materia delle Regioni a Statuto speciale e delle Province autonome di Trento e Bolzano, nonché le normative in materia ambientale.

Il **comma 3** interviene sul *comma 4* del citato articolo 57, in particolare abbreviando il termine ivi previsto da 180 a **90 giorni.**

Secondo la relazione illustrativa, la norma introduce un coordinamento delle "autorizzazioni ambientali" prevedendo tempi certi di rilascio, fatta salva la VIA.

Si ricorda che il *comma 4* dell'articolo 57 del decreto "semplificazioni" assoggetta al termine finale di 180 giorni il rilascio di una serie di altri provvedimenti amministrativi (autorizzazioni, concessioni, concerti, intese, nulla osta, pareri e assensi) che siano eventualmente previsti, dalle normative di settore, per poter apportare le modifiche agli stabilimenti di lavorazione e ai depositi di oli minerali e agli oleodotti cui si riferisce il comma 58 dell'art. 1 della L. 239 del 2004.

Il **comma 4** aggiunge al citato articolo 57 del decreto "semplificazioni" il comma 15-*bis,* che integra l'articolo 252 del Codice ambientale (D.Lgs. 152/2006) in materia di procedura di bonifica dei siti di interesse nazionale, per prevedere che il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare adotti procedure semplificate per le **operazioni di bonifica relative alla rete di distribuzione carburanti.**

Tali modifiche hanno l'obiettivo di ridurre i tempi di bonifica e gli oneri sulle imprese al fine di migliorare la competitività economica. La prima modifica riguarda i **punti vendita** ubicati nei Siti di interesse nazionale (SIN) ed è volta ad unificare le competenze per i procedimenti di bonifica per la rete carburanti in capo alle Regioni, i cui tempi di conclusione del procedimento amministrativo di bonifica possono essere molto più rapidi che non nei Siti di interesse nazionale, in ragione della complessità di quest'ultimi. Infatti, la gestione dei 57 Siti di interesse nazionale è molto complessa e la procedura conseguente risulta troppo articolata per questa specifica tipologia di siti di ridotte dimensioni, a cui sono state dedicate anche procedure semplificate nelle linee guida tecniche di analisi di rischio predisposte da ISPRA (appendice V, giugno 2009).

Il **comma 5** aggiunge l'articolo 57-*bis* al decreto "semplificazioni" in materia di **verifiche periodiche delle attrezzature a pressione.** Tali verifiche comportano la fermata degli impianti, e pertanto la norma punta a coordinare la **calendarizzazione** delle verifiche **con le esigenze di continuità operativa e produttiva,** in particolare per gli impianti di produzione a ciclo continuo (ad esempio le raffinerie) e per la fornitura di servizi essenziali. La disciplina attualmente applicata per le verifiche periodiche di riqualificazione dell'integrità (con cadenza decennale) e del funzionamento (con cadenza biennale) delle attrezzature a pressione è costituita D.M. 329/2004.

Più in particolare, il **comma 1del nuovo articolo 57-*bis*** prevede che non si applichino agli **impianti di produzione a ciclo continuo** nonché a quelli per la **fornitura di servizi essenziali** le periodicità di cui alle Tabelle A e B del citato D.M. 329/2004, che riportano le frequenze della riqualificazione periodica delle attrezzature a pressione (ad esempio: tubazioni per gas, recipienti contenenti gas compressi, liquefatti e disciolti o vapori, bombole per apparecchi respiratori, estintori portatili).

Tali impianti sono monitorati in continuo e ricadono nel campo di applicazione dell'articolo 8 del D.Lgs. n. 334/1999, ovvero il loro gestore è tenuto a redigere un rapporto di sicurezza.

Sotto la responsabilità dell'utilizzatore deve essere accertata, da un organismo notificato per la direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione, la **sostenibilità della diversa periodicità** in relazione alla situazione esistente presso l'impianto. Sulla base dell'accertamento potrà essere utilizzata una periodicità incrementale **non superiore ad anni 3 rispetto a quelle previste per legge.** La documentazione di accertamento deve essere conservata dall'utilizzatore per essere presentata, a richiesta, agli Enti preposti alle verifiche periodiche di sicurezza espletate dai competenti organi territoriali.

Con il **comma 2del nuovo articolo 57-*bis*** si prevede che per le infrastrutture e insediamenti strategici, per gli impianti a ciclo continuo e per quelli che

rivestono carattere di pubblica utilità o servizio essenziale, in presenza di difetti che possono pregiudicare la continuità di esercizio di un'attrezzatura, a giudizio e sotto la responsabilità dell'utilizzatore, possono essere effettuati **interventi temporanei di riparazione,** anche con attrezzatura in esercizio, finalizzati a mantenere la stabilità strutturale dell'attrezzatura e garantire il contenimento delle eventuali perdite per il tempo di ulteriore esercizio fino alla data di scadenza naturale della verifica periodica successiva alla temporanea riparazione.

Tali temporanee riparazioni sono effettuate secondo le specifiche tecniche previste ai sensi dall'articolo 3 del presente D.M. n.329/2004, o norme tecniche internazionali riconosciute.

Si ricorda che il citato articolo 3 prevede che, su richiesta del Ministero dello sviluppo economico le specifiche tecniche concernenti l'esercizio delle attrezzature e degli insiemi di cui sono elaborate in collaborazione con l'ISPESL e con l'Ente Nazionale Italiano di Unificazione (UNI), tenendo conto delle normative emanate dal Comitato europeo di normazione, sentite le associazioni di categoria interessate, e successivamente approvate dal MiSE di concerto con il Ministero del lavoro e delle politiche sociali.

Il **comma 6** assoggetta **l'importazione di prodotti petroliferi** finiti liquidi da Paesi non appartenenti all'Unione Europea, a partire dal 2012, ad **autorizzazione del Ministero dello sviluppo economico,** sentita l'Agenzia delle Dogane.

Tale **autorizzazione** è rilasciata sulla base di criteri determinati con **decreto del Ministero dello sviluppo economico,** di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, da adottare entro tre mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, nel quale sono individuati **i requisiti minimi** per l'ottenimento dell'autorizzazione, tenendo anche conto dell'aderenza dell'impianto estero di produzione dei prodotti petroliferi oggetto di importazione alle prescrizioni ambientali, di salute dei lavoratori e di sicurezza, previste dalla disciplina comunitaria per gli impianti produttivi ubicati all'interno della Comunità.

La norma ha la duplice finalità di evitare

- le distorsioni di mercato tra prodotti petroliferi prodotti in stabilimento ubicati all'interno dell'Unione europea, soggetti a severe normative ambientali e di sicurezza, rispetto a prodotti petroliferi raffinati in impianti che non sono soggetti a tali normative e quindi con costi di produzione sensibilmente minori;
- il peggioramento delle condizioni ambientali complessive attraverso la delocalizzazione delle raffinerie in paesi extraeuropei che hanno vincoli ambientali minori.

Il **comma 7** dispone un intervento di semplificazione amministrativa per le **pensiline di carico di benzina** su autobotti all'interno di depositi petroliferi che siano già adeguate alle prescrizioni in materia del Codice ambientale.

Dossier pubblicati

Le leggi - D.L. 22 giugno 2012, n. 83 "Misure urgenti per la crescita del Paese" convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134 - Schede di lettura

ITALIA

NORMATIVA

Normativa

La risorsa minerale "idrocarburi" è proprietà dello Stato e rientra quindi sotto il sistema demaniale, le attività di ricerca e sfruttamento sono considerate di interesse pubblico e vengono effettuate da imprese private in un regime giuridico di concessione attraverso l'attribuzione di un **titolo minerario**, che prevede un meccanismo di compensazione fra ricavi di produzione e spese di ricerca.

Le attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi sono regolate dal diritto minerario, ma rientrano anche sotto la legislazione in materia energetica. I principi alla base del diritto minerario sono rimasti sostanzialmente inalterati dal **Regio Decreto del 29 luglio 1927, n. 1443**, che ha introdotto in Italia il sistema demaniale per le risorse minerarie. A questo si sono poi aggiunte varie norme di settore, tra cui:

- **Legge 11 gennaio 1957, n.6**, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi,
- **Legge 21 luglio 1967, n.613** sulle attività nel mare territoriale e nella piattaforma continentale,
- **Legge 9 gennaio 1991, n. 9** sull'attuazione del nuovo piano energetico nazionale,

- il **Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625**, che ha aperto il settore alla concorrenza, abolendo la zona esclusiva ENI, e ha modificato il sistema delle Royalties, destinando parte del gettito alle regioni e ai comuni interessati dalle coltivazioni,
- **Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164**, che ha incentivato la prospezione geofisica e la messa in coltivazione di giacimenti marginali,
- **Legge 23 agosto 2004, n. 239** sul riordino del settore energetico, che ha ribadito l'interesse pubblico all'upstream petrolifero e istituito un procedimento unico per il conferimento dei titoli minerari.

- **Decreto Ministeriale 26 aprile 2010, "Disciplinare Tipo",** che ha disciplinato la procedura di istanze dei titoli minerari.
- **Decreto Legislativo 29 giugno 2010, n. 128**, che ha limitato le attività di esplorazione, ricerca ed estrazione degli idrocarburi in mare, lungo le coste italiane.

Le procedure amministrative per i titoli, gestite dall'Ufficio Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse (UNMIG) del Ministero dello sviluppo economico (MiSE), sono state recentemente aggiornate.

La competenza sulla materia geotermica è passata dallo Stato alle Regioni, secondo quanto previsto dal **Decreto legislativo 31 marzo 1998 (n. 112)**, modificato dal **Decreto legislativo 29 ottobre 1999 (n. 443)**. Lo Stato ha conservato le funzioni ed i compiti relativi alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, comprese le funzioni di polizia mineraria, limitatamente alle attività a terra, d'intesa con la regione interessata secondo modalità previste dall'**Accordo del 24 aprile 2001**.

Le funzioni di verifica della compatibilità ambientale delle attività **upstream** sono svolte, per il mare, dal Ministero dell'Ambiente, mentre per le attività in terraferma, la materia è stata trasferita alla competenza regionale ed è quindi trattata, in ogni regione, da una legge regionale.

In materia di sicurezza del lavoro valgono le norme generali e specifiche fissate per il settore estrattivo, tra cui:

- DPR 9 aprile 1959, n. 128 relativo alle norme di polizia delle miniere e delle cave,
- DPR 24 maggio 1979, n. 886, che integra le attività svolte nel mare territoriale e nella piattaforma continentale,

- **Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624** relativo alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione, a cielo aperto o sotterranee.

In questo quadro di riferimento a livello nazionale, la competenza normativa e amministrativa risulta completamente autonoma solamente nel caso delle Regioni Sicilia e Sardegna a statuto speciale e limitatamente alla terraferma.

Sul sito dell'**Ufficio Nazionale Minerario Idrocarburi Georisorse**, è possibile consultare e scaricare la **raccolta completa delle norme** relative alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi, delle risorse geotermiche e dei minerali solidi e delle attività di stoccaggio in Italia.

La normativa di riferimento si divide in:

- **Fonti primarie**,
- **Fonti secondarie**,
- **Circolari e comunicati**.

http://www.petrolioegas.it/in-italia/normativa/

GIURISPRUDENZA

Corte costituzionale, SENTENZA N. 134 dell'ANNO 2013

REPUBBLICA ITALIANA

IN NOME DEL POPOLO ITALIANO

LA CORTE COSTITUZIONALE

composta dai signori:

- Franco GALLO Presidente
- Luigi MAZZELLA Giudice
- Gaetano SILVESTRI "
- Sabino CASSESE "
- Giuseppe TESAURO "
- Paolo Maria NAPOLITANO "
- Giuseppe FRIGO "
- Alessandro CRISCUOLO "
- Paolo GROSSI "
- Giorgio LATTANZI "
- Aldo CAROSI "
- Marta CARTABIA "
- Sergio MATTARELLA "
- Mario Rosario MORELLI "
- Giancarlo CORAGGIO "

ha pronunciato la seguente

SENTENZA

nei giudizi di legittimità costituzionale dell'articolo 24, comma 4, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE), promossi dal Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, sede di Milano, con ordinanze del 17 e 15 febbraio 2012, rispettivamente iscritte ai numeri 110 e 115 del registro ordinanze 2012 e pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica numeri 23 e 24, prima serie speciale, dell'anno 2012.

Visti gli atti di costituzione di Enel Rete Gas S.p.a., anche in qualità di incorporante di 2iGas Infrastruttura Italiana Gas s.r.l., nonché gli atti di intervento dell'Associazione Nazionale Industriali Gas (ANIGAS) e del Presidente del Consiglio dei ministri;

udito nell'udienza pubblica del 23 aprile 2013 il Giudice relatore Gaetano Silvestri;

uditi gli avvocati Federico Sorrentino per ANIGAS, Giuseppe Franco Ferrari per Enel Rete Gas S.p.a., quale incorporante di 2iGas Infrastruttura Italiana Gas s.r.l., Giuseppe De Vergottini per Enel Rete Gas S.p.a. e l'avvocato dello Stato Giacomo Aiello per il Presidente del Consiglio dei ministri.

Ritenuto in fatto

1.– Con ordinanza del 17 febbraio 2012 (reg. ord. n. 110 del 2012), il Tribunale amministrativo per la Lombardia, sede di Milano, ha sollevato, in riferimento all'articolo 76 della Costituzione, questione di legittimità costituzionale dell'art. 24, comma 4, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE), nella parte in cui prevede che, a far data dalla entrata in vigore del medesimo decreto legislativo (29 giugno 2011), le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale sono effettuate unicamente per ambiti territoriali di cui all'art. 46-bis, comma 2, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159 (Interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e equità sociale), convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1 della legge 29 novembre 2007, n. 222.

1.1.– Dinanzi al rimettente pende il giudizio introdotto da 2iGas Infrastruttura Italiana Gas s.r.l. nei confronti del Comune di Pregnana Milanese, avente ad oggetto l'annullamento del bando di gara della procedura di affidamento in concessione del servizio pubblico di distribuzione del gas metano, nel territorio del predetto Comune, pubblicato sulla Gazzetta ufficiale dell'Unione europea in data 2 luglio 2011 e sulla Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana in data 4 luglio 2011, nonché degli altri atti o provvedimenti preordinati, consequenziali o comunque connessi.

Il TAR riferisce che la società ricorrente, allo stato concessionaria del servizio in virtù di un risalente affidamento disposto senza gara, ha anche formulato domanda di risarcimento danni.

Secondo la stessa ricorrente, l'Amministrazione comunale non avrebbe potuto indire la gara in quanto, ai sensi dell'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011, non si può procedere a gara nel settore della distribuzione del gas fino a quando non siano divenuti operativi gli ambiti territoriali di cui all'art. 46-bis, comma 2, del d.l. n. 159 del 2007.

Il giudizio principale, precisa il TAR, verte quindi unicamente sulla violazione della norma citata da parte dell'Amministrazione comunale resistente.

1.2.– Il giudice a quo svolge un lunga premessa per ricostruire il quadro normativo al cui interno si colloca la disposizione indicata, evidenziando come a tutt'oggi la normativa di base per l'affidamento del servizio pubblico di distribuzione del gas naturale sia contenuta negli artt. 14 e 15 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (Attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144), che prevedono l'obbligo di procedere a gara ed i termini entro i quali porre in essere tale attività, anche nell'ambito del regime di transizione riguardante le concessioni in vigore. I termini per l'adeguamento del sistema ai principi fissati con il d.lgs. n. 164 del 2000 sono stati più volte prorogati, sicché solo a partire dal 31 dicembre 2010 il servizio di distribuzione di gas naturale avrebbe dovuto essere affidato mediante procedura ad evidenza pubblica, salva l'ipotesi contemplata nel comma 9 del medesimo art. 15 (peraltro estranea alla fattispecie in esame).

Il rimettente prosegue richiamando l'art. 46-bis del d.l. n. 159 del 2007, che consente lo svolgimento delle gare a livello sovracomunale, con riguardo ad ambiti territoriali minimi riferiti a bacini ottimali di utenza, selezionati in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi. La citata disposizione ha infatti previsto l'emanazione, entro un anno dall'entrata in vigore della relativa legge di conversione, di decreti interministeriali aventi ad oggetto sia la fissazione dei criteri di gara e di valutazione delle offerte, sia l'individuazione degli ambiti territoriali minimi. Si è ritenuto

pertanto che, fino all'approvazione della normativa secondaria sopra indicata, rimanesse integra la potestà dei Comuni di bandire la gara limitatamente al proprio territorio (TAR per l'Umbria, sentenza 13 gennaio 2011, n. 1), e che «il ricorso all'ambito territoriale minimo» fosse meramente facoltativo (Consiglio di Stato, sez. V, sentenza 4 gennaio 2011, n. 2).

Il rimettente prosegue evidenziando che la definizione degli ambiti territoriali è avvenuta soltanto con il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale 19 gennaio 2011 (Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale), entrato in vigore il 1° aprile 2011, mentre con il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale 18 ottobre 2011, recante «Determinazione dei Comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale del settore della distribuzione del gas naturale», successivo all'indizione della gara oggetto di impugnazione, è stata completata la procedura attraverso l'aggregazione dei Comuni per ambito territoriale.

Con l'art. 3, comma 3, del d.m. 19 gennaio 2011 è stato previsto il divieto, per i Comuni, di indire gare individuali a partire dal 1° aprile 2011. Secondo il rimettente la citata disposizione sarebbe palesemente illegittima, nella parte in cui ha reso obbligatorio l'affidamento del servizio sulla base dei bacini ottimali, con previsione della sospensione delle gare in corso, posto che tali effetti sarebbero esclusi dal «combinato disposto dell'art. 46-bis da un lato, e degli artt. 14 e 15 del d.lgs. n. 164 del 2000 dall'altro». In ogni caso, poi, la disposizione regolamentare risulterebbe ininfluente nel giudizio a quo, in quanto «interamente superata» dall'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011, entrato in vigore il 29 giugno 2011, il quale prevede che, a decorrere da tale data, gli enti locali effettuano le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale unicamente sulla base degli ambiti territoriali di cui all'art. 46-bis, comma 2, del d.l. n. 159 del 2007.

1.3.– Il TAR motiva la rilevanza della questione evidenziando, innanzitutto, che l'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011 è sicuramente applicabile, *ratione temporis*, alla procedura oggetto di impugnativa nel giudizio principale, e che da tale applicazione deriverebbe l'accoglimento del ricorso e l'annullamento degli atti di gara.

In secondo luogo, la predetta norma non contrasta con il principio comunitario di libertà di concorrenza e con le libertà fondamentali garantite dal Trattato per l'Unione europea sulla circolazione di lavoratori, servizi e capitali, come eccepito dalla parte resistente.

Osserva in proposito il giudice a quo che «una temporanea compressione nell'accesso al mercato, indotta da scelte legislative giustificate da circostanze oggettive, quali la necessità di rispettare i principi che sono parte dell'ordinamento giuridico comunitario, è già stata ritenuta compatibile con il diritto dell'Unione proprio nel settore della distribuzione del gas naturale» (Corte di giustizia, sentenza 17 luglio 2008, in causa C-347/06).

Del resto, la stessa direttiva 2009/73/CE (Direttiva 13 luglio 2009 del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE) persegue l'obiettivo di garantire maggiore efficienza e più elevati livelli di servizio (primo considerando), incidendo sugli obblighi relativi al pubblico servizio e sulla tutela del consumatore (art. 3).

Il segnalato profilo di contrasto con i principi del diritto dell'Unione europea sarebbe semmai riscontrabile nei termini indicati dall'Allegato 1 al d.m. n. 226 del 2011, che sono tali da consentire il congelamento delle gare fino a 49 mesi in alcune Province, ma sicuramente non è ascrivibile all'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011, con il quale si è introdotto un blocco per il futuro, da risolvere in tempi rapidi, con salvezza delle procedure di evidenza pubblica già avviate.

Pertanto, a parere del rimettente, la citata norma non può essere né disapplicata né denunciata per violazione dell'art. 117, primo comma, Cost., apparendo, piuttosto, illegittima per contrasto con l'art. 76, Cost., come in subordine eccepito dalla parte resistente.

1.3.1.– Ancora in punto di rilevanza della questione, il TAR precisa che il richiamato art. 3, comma 3, del d.m. 19 gennaio 2011, che già aveva previsto il blocco delle procedure di affidamento in attesa dell'entrata in funzione degli ambiti territoriali minimi, «non solo non potrebbe rivivere per effetto della declaratoria di incostituzionalità di una disposizione che non ha per unica previsione l'abrogazione del D.M. in questione, ma in ogni caso, in tale denegata ipotesi, verrebbe disapplicato d'ufficio da questo Tribunale, posto che si tratta di disposizione regolamentare contra legem (Corte costituzionale, sentenza n. 278 del 2010)».

Il rimettente segnala, infine, la sopravvenienza dell'art. 25 del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1 (Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture ne la competitività), in corso di conversione in legge al momento della redazione dell'ordinanza di rimessione.

La disposizione indicata introduce, per tutti i servizi pubblici locali, l'obbligo di indire le gare di affidamento sulla base di ambiti territoriali ottimali, demandando alle Regioni ed alle Province

autonome di Trento e di Bolzano la relativa disciplina organizzativa, da emanarsi entro il 30 giugno 2012.

Il TAR assume di non essere tenuto a prendere posizione sul rapporto intercorrente tra il citato *ius superveniens* e la norma censurata, in particolare sul carattere di specialità di quest'ultima, osservando come, se anche l'art. 25 del d.l. n. 1 del 2012 fosse convertito in legge ed abrogasse la norma censurata, questa continuerebbe a «costituire la disposizione normativa alla luce della quale giudicare della legittimità di una procedura concorsuale bandita anteriormente all'emanazione del decreto-legge in questione, anche con riferimento ai profili risarcitori dedotti nel processo principale».

1.4.– Quanto alla non manifesta infondatezza della questione sollevata, il rimettente premette di porre a fondamento delle proprie decisioni «la pur presente giurisprudenza costituzionale che si oppone più recisamente a che il Governo divenga un autonomo polo normativo, capace non solo di completare le scelte del legislatore, pur senza limitarsi ad una mera scansione linguistica delle stesse (ciò che è senza dubbio attribuzione che connota il potere delegato), ma anche di approfittarne per compierne di nuove ed autonome, senza un diretto ed inequivoco collegamento con l'oggetto della delega, e senza che esse siano uno sviluppo dei principi e dei criteri direttivi ivi indicati».

É richiamata la sentenza n. 158 del 1985 della Corte costituzionale, nella quale si trova affermato che «la norma di delega non deve contenere enunciazioni troppo generiche o troppo generali, riferibili indistintamente ad ambiti vastissimi della normazione oppure enunciazioni di finalità, inidonee o insufficienti ad indirizzare l'attività normativa del legislatore delegato». In presenza di clausole generiche, precisa il rimettente, diventa dovere dell'interprete fornire un'esegesi restrittiva.

1.4.1.– Conclusa la premessa, il TAR si sofferma sulla norma oggetto, precisando che la stessa è stata introdotta in attuazione della delega conferita con l'art. 17, comma 4, della legge 4 giugno 2010, n. 96 (Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee – legge comunitaria 2009), ove sono enunciati i principi ed i criteri direttivi per l'attuazione della direttiva 2009/73/CE relativa al mercato del gas naturale.

Come in tutti i casi di attuazione di direttive comunitarie, prosegue il rimettente, i criteri di esercizio della delega possono desumersi direttamente dalla normativa dell'Unione europea (è richiamata la sentenza n. 383 del 1998 della Corte costituzionale), fermo restando che il rapporto tra direttiva e decreto legislativo non può che essere governato dagli stessi principi che connotano la

relazione tra legge di delega e decreto delegato, e che la normativa comunitaria, per fare le veci della legge, deve rispondere ai medesimi standard indicati dall'art. 76 Cost., con riferimento sia alla definizione dell'oggetto, sia all'enunciazione dei principi. In caso contrario, la legge di delega è tenuta a specificare tali requisiti, per rendere possibile l'attuazione della direttiva.

Nella specie, pur recando la direttiva 2009/73/CE l'indicazione di taluni obiettivi che possono porsi in relazione con il sistema degli ambiti territoriali minimi (in particolare, il primo considerando invita a perseguire l'efficienza del sistema, i prezzi competitivi e un più elevato livello di servizio, e l'art. 3, comma 8, promuove l'efficienza energetica e l'ottimizzazione del servizio), tuttavia, si tratterebbe di formule linguistiche aperte, di carattere programmatico, che non potrebbero giustificare un intervento peculiare di ristrutturazione del servizio attraverso gli ambiti territoriali minimi, tanto meno rendendo obbligatorio, per gli enti locali, l'affidamento del servizio sulla base dei predetti ambiti territoriali, con il connesso blocco temporaneo delle gare.

Non si potrebbe arrivare a conclusioni diverse neppure esaminando le norme della direttiva in tema di attività di distribuzione (articoli 24-29).

In realtà, nessuna disposizione della direttiva 2009/73/CE riguarda la scelta, da parte degli Stati membri, della dimensione territoriale di affidamento del servizio, mentre sono perseguiti, con norme puntuali, altri obiettivi, in particolare la separazione delle reti di distribuzione dalle attività di produzione e fornitura di gas (considerando n. 25), che è poi la ragione della sostituzione della precedente direttiva 2003/55/CE.

In conclusione, la norma censurata non troverebbe fondamento in alcuna «adeguata disposizione comunitaria».

1.4.2.– Il rimettente esclude che allo scopo siano utilmente invocabili i criteri direttivi generali contenuti nell'art. 2 della legge di delega n. 96 del 2010, in quanto soltanto specificativi delle modalità con cui il Governo può intervenire nei settori indicati dalle disposizioni successive, ma non definitori dell'oggetto della delega.

Anche la previsione contenuta nella lettera b) del citato art. 2, che consente la modificazione della vigente normativa di settore, per un verso non autorizzerebbe l'esercizio della delega sul sistema degli ambiti territoriali minimi, e, per altro verso, permetterebbe le sole modificazioni necessarie al coordinamento con la disciplina dettata dal Governo in attuazione di altra parte della delega.

Il rimettente esamina quindi l'art. 17, comma 4, della legge di delega, rilevando l'assenza di previsioni che definiscano gli ambiti territoriali come oggetto dell'attività normativa del legislatore delegato. Le lettere f) e q) del citato art. 17, comma 4, richiamano le finalità di efficienza, in riferimento però a contesti diversi o, comunque, senza specificazioni in grado di definire il livello territoriale di affidamento del servizio.

Nella prospettiva indicata in premessa, una interpretazione costituzionalmente orientata dei citati principi e criteri della delega dovrebbe portare ad escludere che quelli appena richiamati abbiano ad oggetto i bacini ottimali.

Secondo il rimettente, l'unica disposizione che parrebbe avere attinenza con il tema in esame si rinviene nella lettera s) dell'art. 17, comma 4, della legge n. 96 del 2010, che autorizza il legislatore delegato a «rimuovere gli ostacoli di tipo normativo» all'aggregazione delle piccole imprese di distribuzione del gas, ma in realtà neppure questa si attaglierebbe al contenuto dell'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011, risultando perfino in contrasto con esso.

Il TAR sottolinea come l'intervento legislativo sul sistema degli ambiti territoriali minimi sia espressione di scelte in tema di assetto del mercato del gas naturale e di esercizio della funzione amministrativa correlata alla distribuzione dell'energia che travalicano la sola prospettiva dell'aggregazione delle imprese del settore distributivo. Essa infatti si ripercuoterebbe su ambiti materiali diversi, in parte di competenza regionale (energia, servizi pubblici locali), con impatto sull'azione degli enti locali e sul regime di gara, senza considerare che, nel rendere obbligatori gli ambiti territoriali, il legislatore delegato avrebbe invertito una scelta legislativa contraria, che il delegante non ha inteso abrogare, considerata la «perdurante vigenza dell'art. 46-bis».

Tutti gli elementi fin qui enucleati indurrebbero a ritenere che la delega, interpretata in senso conforme alla Costituzione e al diritto dell'Unione europea, non avesse per oggetto l'intervento sugli ambiti ottimali.

Una indiretta conferma della tesi esposta si ricaverebbe proprio dal sopravvenuto art. 25 del d.l. n. 1 del 2012, in corso di conversione in legge, con il quale, mentre si rende obbligatorio dal 30 giugno 2012 l'affidamento dei servizi pubblici locali per bacini ottimali, si attribuisce alle Regioni e alle Province autonome di Trento e di Bolzano il compito di organizzare anche normativamente gli ambiti territoriali.

Il rimettente richiama, infine, il dibattuto problema dell'autonomia concettuale, nell'ambito del sistema della delega legislativa, del requisito dell'«oggetto» rispetto all'enunciazione dei principi e criteri direttivi, precisando che questi ultimi possono indicare una finalità e prescrivere, in termini ampi, a quali norme debba conformarsi l'attività di riempimento del legislatore delegato, ma la delega deve selezionare con precisione l'ambito materiale di riferimento.

Nel caso in esame, oggetto della delega era l'attuazione della direttiva 2009/73/CE, e tale oggetto non consentiva «in modo sufficientemente definito la ricomprensione del livello dimensionale del servizio di distribuzione del gas naturale».

1.4.3.– Il rimettente esamina, quindi, il contenuto della delega nella parte in cui la stessa prevede che l'obiettivo di aggregazione delle piccole imprese del settore debba essere perseguito anche attraverso la rimozione di ostacoli fattuali o normativi, ed osserva che lo svolgimento delle gare a livello comunale, anziché per ambiti territoriali minimi, non costituisce affatto un ostacolo all'aggregazione, essendo evidente che «un operatore di larghe dimensioni ben potrà competere anche su una porzione ridotta di territorio».

In ogni caso, la rimozione degli ostacoli alla realizzazione di un certo effetto non autorizzerebbe a rendere tale effetto obbligatorio: lo spirito della legge delega, anche alla luce delle espressioni utilizzate, andrebbe inteso nel senso della incentivazione, e non dell'imposizione, del processo di aggregazione delle piccole imprese, in termini non dissimili da quanto previsto nell'ancora vigente art. 46-bis del d.l. n. 159 del 2007, con il quale la norma delegata è tenuta ad armonizzarsi.

1.5.– Conclusivamente, il rimettente si sofferma sulla genesi della norma censurata, evidenziando che l'art. 24 dello schema di decreto legislativo trasmesso, in data 3 marzo 2011, dal Governo al Presidente del Senato della Repubblica, affinché fosse reso il parere richiesto dalla legge di delega, si componeva di soli due commi, nei quali non vi era alcuna previsione in tema di ambiti territoriali minimi.

La relazione illustrativa dello schema di decreto legislativo faceva riferimento alla sola necessità di dare attuazione alla direttiva 2009/73/CE e di adeguare l'ordinamento ad ulteriori atti normativi dell'U.E.

Il comma 4 dell'art. 24 non risulta inserito neppure nel testo sottoposto al parere della Conferenza Stato-Regioni, reso in data 28 aprile 2011, sicché sarebbe di tutta evidenza che l'intervento sui bacini ottimali sia stato deciso all'ultimo momento dal Governo.

A riprova dell'estraneità rispetto alla delega, il TAR ricorda che il Governo aveva già provveduto a rendere obbligatori gli ambiti territoriali minimi e a sospendere le gare in corso, con il già richiamato decreto ministeriale 19 gennaio 2011, a proposito del quale era subito sorto un contenzioso destinato a sicuro esito positivo.

Ciò avvalorerebbe l'ipotesi che lo stesso Governo non avesse ritenuto fin da subito che i bacini ottimali fossero oggetto di delega, e che abbia deciso di inserire la corrispondente previsione solo all'ultimo momento.

L'insieme degli elementi rappresentati, a fronte della specifica eccezione di illegittimità costituzionale per difetto di delega proposta dalla parte resistente, appare al rimettente «senz'altro tale da raggiungere quella soglia di dubbio circa la costituzionalità dell'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011, che rende doveroso investire il giudice costituzionale della relativa questione, in riferimento all'art. 76 Cost.».

2.– Con atto depositato il 26 giugno 2012, è intervenuto in giudizio il Presidente del Consiglio dei ministri, rappresentato e difeso dall'Avvocatura generale dello Stato, che ha concluso per la manifesta infondatezza della questione.

2.1.– La difesa statale reputa fuorviante l'interpretazione dell'art. 46-bis del d.l. n. 159 del 2007 fornita dal rimettente, secondo cui la citata disposizione, che prevede la facoltatività dello svolgimento delle gare per ambiti territoriali minimi, in quanto non abrogata dal legislatore delegante, manterrebbe intatto il suo significato, consentendo ancora oggi la indizione di gare su base territoriale comunale.

In realtà, con l'art. 46-bis, il legislatore del 2007 ha demandato ai Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e sentita la Conferenza unificata, di individuare gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale.

In tale contesto, il riferimento ai bacini ottimali di utenza, da identificare in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi, costituiva il criterio d'indirizzo per la determinazione degli ambiti territoriali minimi. Con tale ultima locuzione, il legislatore del 2007 avrebbe indicato un limite territoriale minimo, non suscettibile di ulteriori frazionamenti, di modo che, una volta individuati tali ambiti, non fosse più consentita l'indizione di gare per l'affidamento del servizio riferite a ripartizioni territoriali inferiori (quali sono i territori dei singoli Comuni).

2.1.1.– La difesa statale si sofferma poi sul contenuto dell'art. 25 del d.l. n. 1 del 2012, convertito, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, della legge 24 marzo 2012, n. 27, in epoca successiva alla deliberazione dell'ordinanza di rimessione, evidenziando che il rimettente, dopo aver esaminato la norma sopravvenuta nella formulazione antecedente alla conversione in legge, ha ritenuto di non doversi esprimere sul rapporto tra la citata previsione e la norma censurata, per due ordini di motivi: la legittimità della procedura di gara oggetto del giudizio a quo, in quanto indetta prima dell'emanazione dell'art. 25 del d.l. n. 1 del 2012, sarebbe regolata dall'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011; inoltre, la norma sopravvenuta non avrebbe previsto la proroga delle concessioni scadute, sicché tutte le procedure avviate prima dell'entrata in vigore del d.l. n. 1 del 2012, continuerebbero ad essere disciplinate dalla norma censurata.

Tale impostazione non sarebbe condivisibile, in quanto l'art. 25 del d.l. n. 1 del 2012, nel testo convertito in legge, ha disposto che «[…] è fatta salva l'organizzazione dei servizi pubblici di settore in ambiti o bacini territoriali ottimali già prevista in attuazione di specifiche direttive europee nonché ai sensi delle discipline di settore vigenti».

Inoltre, il contenuto precettivo della disposizione sopravvenuta fornirebbe ulteriori elementi di valutazione della delega contenuta nell'art. 17, comma 4, della legge n. 96 del 2010, nella direzione opposta alla tesi del rimettente; in particolare, l'art. 25 del d.l. n. 1 del 2012 avrebbe sancito non soltanto la salvezza degli effetti della disciplina contenuta nel censurato art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011, «ma anche la conservazione del contenuto precettivo del medesimo art. 24 […]».

Del resto, se anche non si volesse attribuire all'art. 25 citato la rilevata funzione di interpretazione autentica, non sarebbe dubitabile che il riferimento all'organizzazione dei servizi pubblici locali di settore in ambiti o bacini territoriali ottimali comporterebbe, in ipotesi di declaratoria di illegittimità costituzionale della norma censurata, la reviviscenza della disciplina dettata dalla predetta norma.

La previsione dell'obbligatorietà delle gare su base territoriale ottimale, introdotta dalla disposizione sopravvenuta, assumerebbe una precisa connotazione interpretativa anche riguardo all'art. 46-bis del d.l. n. 159 del 2007, nel senso che, pur ritenendo quest'ultima disposizione ancora vigente, in virtù del rapporto di specialità, essa sarebbe rivolta a favorire ed incentivare l'aggregazione tra più ambiti territoriali minimi, posto che l'obbligatorietà dello svolgimento delle gare per ambiti territoriali minimi non sarebbe più derogabile in minus.

2.2.– L'Avvocatura procede all'esame della legge di delega, e specificamente dei principi e criteri dettati dall'art. 17, comma 4, della legge n. 96 del 2010, evidenziando come gli stessi, in attuazione della direttiva 2009/73/CE, siano finalizzati ad assicurare una gestione del servizio di distribuzione di gas naturale secondo i criteri di efficienza e riduzione dei costi dell'intero sistema, favorendo il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale a vantaggio del consumatore.

Nel settore in esame, come rilevato dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, la concorrenza si realizza nel segmento che riguarda la vendita del gas, nel quale sono presenti, e costituiscono altrettanti fattori di ostacolo alla concorrenza, un numero elevato di distributori, situazioni di commistione tra venditori e distributori, e un numero elevato di concessioni, con differenti discipline.

L'obbligatorietà dell'affidamento con gare indette per ambiti territoriali minimi sarebbe strumentale alla liberalizzazione del mercato di riferimento, nella misura in cui razionalizza i servizi della rete di distribuzione e riduce le commistioni tra distributori e venditori.

Con riferimento, poi, alla contestata "genesi" della norma censurata, il rimettente avrebbe omesso di considerare che la stessa è stata introdotta per dare seguito alla condizione prevista alla lettera i) del parere sullo schema di decreto legislativo espresso dalla X Commissione, Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati.

2.2.1.– La difesa statale evidenzia le ricadute dell'eventuale declaratoria di illegittimità costituzionale della norma censurata, in termini di arretramento del sistema, che continuerebbe a consentire affidamenti anche a piccoli distributori, con conseguente mantenimento di elevati costi di gestione a carico degli utenti, e in assenza di criteri di gara, giacché il d.m. 12 novembre 2011, che contiene il regolamento sui criteri di gara, è stato formulato avendo riguardo alle gare d'ambito, e dunque non potrebbe valere per le gare indette su base comunale.

In queste ultime, invero, il criterio prevalentemente utilizzato è quello del «massimo canone offerto», anziché del piano di sviluppo della rete e del miglioramento dell'efficienza e dell'efficacia del servizi, con conseguenti effetti negativi sia per le imprese di distribuzione sia per gli utenti. Quanto alle imprese, la difesa statale sottolinea che, essendo la distribuzione di gas naturale attività regolata, la cui remunerazione è determinata dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, il criterio di assegnazione che fa riferimento al solo canone ha dato luogo ad aggiudicazioni del servizio con canoni insostenibili rispetto all'attività del distributore, cui ha fatto seguito l'inevitabile contrazione

degli investimenti dello stesso distributore, con peggioramento della qualità del servizio sul piano della manutenzione e sicurezza delle reti.

2.3.– Quanto al rapporto tra legge di delega e decreto delegato, la difesa statale richiama le principali affermazioni della giurisprudenza costituzionale sul tema, a partire dalla "necessaria integrazione" della legge di delega – che esprime indicazioni di preferenze, interessi, indirizzi, aventi valore preliminare – con l'atto di esercizio della delega (sentenza n. 91 del 1974), fino alle ripetute aperture nel senso dell'emanazione «di norme che rappresentino un coerente sviluppo e, se del caso, un completamento delle scelte espresse dal legislatore», dovendosi escludere che le funzioni del delegato siano limitate alla mera scansione linguistica delle previsioni dettate dal delegante (sono citate le sentenze n. 199 del 2003 e n. 308 del 2002).

Con riferimento alla portata del controllo di costituzionalità, la Corte costituzionale ha affermato che oggetto di verifica è soltanto la difformità della norma delegata rispetto a quella delegante, non potendosi estendere alle scelte di merito compiute dal legislatore delegato (sentenza n. 198 del 1998). L'ampiezza e l'elasticità dei principi e dei criteri direttivi contenuti nella legge di delega varrebbero dunque a calibrare la discrezionalità del legislatore delegato e, al contempo, la profondità del sindacato della Corte costituzionale (sono citate le sentenze n. 163 e n. 126 del 2000, n. 355 e n. 237 del 1993; n. 259 e 250 del 1991).

Nel caso di specie, prosegue la difesa statale, la disciplina dettata dalla norma censurata sarebbe rispettosa dei principi e criteri non restrittivi fissati dalla legge delega n. 96 del 2010, nonché della ratio posta a fondamento della predetta legge, né, infine, sussisterebbe la lamentata estraneità di tale disciplina rispetto all'oggetto della delega.

La finalità perseguita dalla legge di delega è l'attuazione della direttiva 2009/73/CE relativa al mercato interno del gas naturale, con la previsione aggiuntiva del coordinamento con le norme vigenti nel relativo settore, tra le quali l'art. 46-bis del d.l. n. 159 del 2007.

L'istituto degli ambiti territoriali minimi, esistente nell'ordinamento dal 2007, è stato regolamentato dal legislatore delegato che ne ha previsto l'obbligatorietà, essendo tale soluzione coerente con i principi e criteri direttivi indicati dall'art. 17, comma 4, della legge di delega, e in particolare, con la promozione e garanzia di efficiente funzionamento del mercato del gas (lettera f); con la previsione di misure che garantiscano trasparenza ed efficienza nel settore del gas naturale, ottimizzandone l'impiego (lettera i); con la previsione di misure finalizzate a garantire un equilibrio tra domanda ed offerta (lettera m); con la rimozione degli ostacoli, anche di tipo normativo, al

processo di aggregazione delle piccole imprese di distribuzione, per favorirne l'efficienza e la terzietà (lettera s).

Trattandosi poi di delega per l'adeguamento del diritto interno a quello dell'Unione europea, la difesa statale evidenzia che occorre avere riguardo soprattutto ai principi e criteri fissati dalla direttiva comunitaria (sono richiamate le sentenze n. 32 del 2005 e n. 132 del 1996 della Corte costituzionale), dal cui esame non emergerebbe alcun limite all'applicazione, nell'ordinamento interno, dell'obbligatorietà degli ambiti territoriali minimi.

2.4.– A riprova della legittimità costituzionale della norma censurata, la difesa statale segnala che il provvedimento urgente adottato dal Consiglio dei ministri il 15 giugno 2012 e in corso di pubblicazione al momento della redazione del presente atto di intervento (decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, recante «Misure urgenti per la crescita del Paese», convertito, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, della legge 7 agosto 2012, n. 134), prevede (all'art. 37) la salvezza sia delle disposizioni contenute nell'art. 46-bis del d.l. n. 159 del 2007, sia degli ambiti di distribuzione determinati ai sensi della predetta disposizione, in base ai quali debbono essere espletate le gare per l'affidamento del relativo servizio, in conformità con quanto previsto dall'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011.

3.– Con atto depositato il 26 giugno 2012, si è costituita in giudizio 2i Gas Infrastruttura Italiana Gas s.r.l., ricorrente nel procedimento principale, ed ha chiesto che la questione sia dichiarata inammissibile ovvero infondata.

3.1.– La difesa della parte privata ripercorre l'evoluzione della normativa che ha portato alla definizione dei cosiddetti ambiti territoriali minimi per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale, a partire dall'art. 46-bis del d.l. n. 159 del 2007, con il quale il legislatore aveva optato per un sistema di affidamento del servizio di distribuzione che avvenisse in relazione a realtà territoriali di estensione minima, soprattutto al fine di contrastare la frammentazione delle gestioni.

Tale finalità era stata già considerata dal d.lgs. n. 164 del 2000, che aveva protratto il periodo transitorio per il raggiungimento di una dimensione minima di 100.000 clienti finali ovvero di 100.000.000 di m3 di gas distribuiti all'anno (art. 15, comma 7, lettera b).

A distanza di anni, è intervenuto il d.m. 19 gennaio 2011, pubblicato il 31 marzo 2011, che ha dato attuazione all'art. 46-bis, individuando, nell'allegato 1, gli ambiti territoriali minimi in numero

di 177, e che ha previsto, all'art. 3, comma 3, un vero e proprio blocco delle procedure di affidamento indette su base comunale.

Tale previsione è stata poi superata dall'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011, che ha differito al 29 giugno 2011 il blocco delle gare indette su base diversa dagli ambiti territoriali minimi.

La pur breve disamina della normativa di settore renderebbe chiaro, secondo la difesa della parte privata, che, contrariamente a quanto sostenuto dal rimettente, il cosiddetto "sistema ambiti" non è stato introdotto ex novo dalla norma censurata, la quale si sarebbe limitata a stabilire modalità e tempistica del passaggio al nuovo regime di affidamento, come confermato dal richiamo espresso all'art. 46-bis.

La disposizione oggetto di censura non avrebbe operato alcuna ristrutturazione del livello dimensionale del servizio di distribuzione di gas naturale, già a suo tempo prefigurata dall'art. 46-bis.

3.2.– La difesa della parte privata sottolinea la necessità di leggere i principi e criteri direttivi della legge n. 96 del 2010 in relazione al contesto normativo nel quale la stessa legge di delega è intervenuta, secondo l'insegnamento della Corte costituzionale (sentenza n. 340 del 2007).

È richiamato l'art. 17, comma 4, lettera f), della legge n. 96 del 2010, che ha fissato l'obiettivo di «promuovere, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, una concorrenza effettiva e garantire l'efficiente funzionamento del mercato, anche predisponendo misure in favore della concorrenza con effetti analoghi a programmi di cessione del gas».

La piena attuazione del «sistema ambiti» sarebbe finalizzata proprio a garantire il perseguimento degli obiettivi indicati nella legge di delega, là dove le considerazioni critiche espresse sul punto dal rimettente sarebbero «del tutto generiche, aprioristiche e prive di qualsivoglia riscontro fattuale».

In particolare, risulterebbe infondata l'affermazione secondo cui «l'espansione della scala dimensionale in relazione alla quale calibrare il bando di gara» sarebbe di per sé ostativa rispetto alla tutela della concorrenza. Sono richiamati, tra l'altro, dati ministeriali dai quali emerge che la presenza di numerosi distributori con meno di 50.000 utenti determina inefficienze gestionali, con ricadute sui costi del sevizio.

La delega contenuta nell'art. 17, comma 4, della legge n. 96 del 2010 prevedeva, inoltre, che gli obiettivi di efficienza e tutela della concorrenza avrebbero dovuto essere perseguiti «anche predisponendo misure in favore della concorrenza con effetti analoghi a programmi di cessione del gas», e quindi non limitava affatto il campo di azione del Governo, come sostenuto dal rimettente, ma, al contrario, consentiva l'utilizzazione di strumenti ulteriori. Varrebbe, nel caso di specie, quanto affermato dalla Corte costituzionale a proposito della non configurabilità dell'eccesso di delega quando il perseguimento degli obiettivi indicati dalla legge «è stato operato dal legislatore delegato scegliendo uno dei mezzi possibili per realizzare la finalità» (sentenza n. 351 del 2010).

Discorso analogo dovrebbe essere svolto a proposito della congruità della norma censurata con il criterio indicato alla lettera i) dell'art. 17, comma 4, secondo cui il Governo avrebbe dovuto prevedere «misure che assicurino maggiore trasparenza ed efficienza nel settore » di riferimento.

Il completamento del «sistema ambiti» sarebbe indirizzato proprio ad assicurare l'efficienza del mercato della distribuzione del gas naturale.

La norma censurata sarebbe coerente anche con la previsione di cui alla lettera s) del citato art. 17, comma 4, delle legge n. 96 del 2010, che affida al Governo il compito di procedere alla «rimozione degli ostacoli, anche di tipo normativo, al processo di aggregazione delle piccole imprese di distribuzione del gas naturale, per favorirne l'efficienza e la terzietà». Non sarebbe dubitabile, infatti, che il sistema degli ambiti territoriali minimi favorisca l'aggregazione delle piccole imprese, in via definitiva o anche soltanto per le singole gare.

Quanto al perseguimento della terzietà delle imprese del settore della distribuzione, è noto che, soprattutto nei Comuni di piccole dimensioni, tra le imprese partecipanti alle gare vi siano sovente società interamente partecipate dalle singole stazioni appaltanti.

La difesa della società costituita richiama, infine, il primo considerando della direttiva 2009/73/CE, che invita gli Stati a perseguire efficienza, prezzi competitivi e livelli maggiormente elevati di servizio, e l'art. 3, comma 8, della medesima direttiva, che promuove l'efficienza energetica e l'ottimizzazione del servizio. Si tratterebbe di obiettivi alla cui realizzazione è finalizzato il cosiddetto sistema ambiti, donde la evidente connessione della norma censurata con l'attuazione della direttiva.

4.– In prossimità dell'udienza di discussione, Enel Rete Gas S.p.a., in qualità di incorporante della già costituita 2i Gas Infrastruttura Italiana Gas s.r.l., ha depositato memoria nella quale svolge

ulteriori considerazioni nella direzione della declaratoria di inammissibilità ovvero di infondatezza della questione.

4.1.– Dopo aver ripercorso le argomentazioni sviluppate nell'atto di costituzione in giudizio, la difesa della società richiama diffusamente la giurisprudenza costituzionale in tema di sindacato sull'esercizio della delega (*ex plurimis*, sentenze n. 98 del 2008, n. 341, n. 340 e n. 170 del 2007, n. 485 del 2005).

5.– Con ordinanza del 15 febbraio 2012 (reg. ord. n. 115 del 2012), il Tribunale amministrativo per la Lombardia, sede di Milano, ha sollevato, in riferimento all'art. 76 Cost., questione di legittimità costituzionale dell'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011, nella parte in cui prevede che, a far data dalla entrata in vigore del medesimo decreto legislativo (29 giugno 2011), le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale sono effettuate unicamente per ambiti territoriali di cui all'art. 46-bis, comma 2, del d.l. n. 159 del 2007.

5.1.– La questione è identica a quella sollevata dal medesimo rimettente con l'ordinanza registrata al n. 110 del 2012, e identici sono gli argomenti svolti a sostegno, alla cui sintesi, contenuta nel paragrafo 1, si può rinviare, salvo che per le specificazioni riguardanti il giudizio principale.

5.2.– Dinanzi al TAR pende il giudizio introdotto da Enel Rete Gas S.p.A. nei confronti del Comune di Corbetta, avente ad oggetto l'annullamento del bando di gara della procedura di affidamento in concessione del servizio pubblico di distribuzione del gas metano, nel territorio del predetto Comune, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana in data 4 luglio 2011, nonché degli altri atti o provvedimenti preordinati, consequenziali o comunque connessi.

Il rimettente riferisce che la stessa società, allo stato concessionaria del servizio in virtù di un risalente affidamento disposto senza gara, ha anche formulato domanda di risarcimento danni.

Secondo la società ricorrente, l'Amministrazione comunale non avrebbe potuto indire la gara, stante il disposto dell'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011, essendosi anche impegnata contrattualmente, in data 15 dicembre 2010, a non bandire la gara fino a quando non fossero stati predisposti i cosiddetti ambiti territoriali.

Il Comune resistente, a sua volta, ha eccepito preliminarmente la carenza di legittimazione attiva di Enel Rete Gas S.p.A., avendo la predetta società rinunciato, nel contratto stipulato il 15 dicembre

2010, ad impugnare l'indizione di nuova gara una volta che fosse spirato il termine della concessione (31 dicembre 2010).

Il rimettente argomenta esaustivamente sulla non fondatezza dell'eccezione preliminare, e conclude affermando che «la sola censura in linea astratta meritevole di accoglimento verta sulla violazione dell'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011».

6.– Con atto depositato il 3 luglio 2012, è intervenuto in giudizio il Presidente del Consiglio dei ministri, rappresentato e difeso dall'Avvocatura generale dello Stato, che ha concluso per l'inammissibilità ovvero per l'infondatezza della questione.

6.1.– Preliminarmente la difesa dello Stato eccepisce il difetto di rilevanza della questione. Diversamente da quanto opinato dal rimettente, per un verso, la moratoria delle procedure di gara, in attesa della determinazione degli ambiti territoriali minimi, era già ricavabile dal quadro normativo antecedente alla introduzione della norma censurata, e, per altro verso, la disposizione sopravvenuta, art. 25 del d.l. n. 1 del 2012, come convertito dalla legge n. 27 del 2012, ne farebbe salva l'applicazione.

L'Avvocatura osserva come, con l'entrata in vigore del d.m. 12 novembre 2011, n. 226, recante il regolamento dei criteri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale, e quindi prima del deposito dell'ordinanza di rimessione, sia stato completato il processo di attuazione dell'art. 46-bis, con la conseguenza che sarebbe venuta meno la possibilità di ritenere legittime le gare bandite senza riferimento agli ambiti territoriali minimi e non ancora concluse con l'aggiudicazione.

In ogni caso, poi, se anche si ritenesse che il nuovo quadro normativo non costituisca parametro di legittimità del bando oggetto del giudizio principale, pubblicato nel luglio 2011, il sopravvenuto art. 25 del d.l. n. 1 del 2012, nella parte in cui fa espressamente salva «l'organizzazione dei servizi pubblici locali di settore in ambiti o bacini territoriali ottimali già prevista in attuazione di specifiche direttive europee nonché ai sensi delle discipline di settore vigenti», avrebbe «legificato» il d.m. 19 gennaio 2011, che all'art. 3, comma 3, già prevedeva il blocco delle gare indette al di fuori del sistema ambiti, a decorrere dalla sua entrata in vigore (31 marzo 2011), con la conseguenza che sarebbe venuta meno la possibilità, per il rimettente, di disapplicare il citato art. 3, comma 3.

Di qui l'irrilevanza della questione, posto che la eventuale declaratoria di illegittimità costituzionale della norma censurata non avrebbe influenza sulla decisione del giudizio principale, ovvero la carenza di motivazione dell'ordinanza di rimessione.

6.2.– Nel merito, dopo aver richiamato diffusamente la giurisprudenza costituzionale sul rapporto tra legge di delega e decreto delegato, la difesa statale osserva come, nel caso in esame, si debba considerare che il principio di organizzazione del servizio di distribuzione di gas naturale secondo gli ambiti territoriali minimi fosse già in vigore nell'ordinamento quando è stata introdotta la norma censurata, ragione per cui con tale norma il legislatore delegato non avrebbe fatto alcuna «scelta fondante», come viceversa sostenuto dal rimettente, essendosi limitata a dare completamento a detto sistema.

La stessa norma andrebbe quindi considerata come prodotto dell'attività di fisiologico riempimento dello spazio di discrezionalità lasciato al Governo, in attuazione del principio di efficiente organizzazione del mercato della distribuzione di gas naturale, il quale comporta, tra l'altro, che l'affidamento del servizio debba avvenire sulla base di ambiti ottimali minimi, al di sotto dei quali si determinano diseconomie.

Il sopravvenuto art. 25 del d.l. n. 1 del 2012 , nel fornire una interpretazione autentica della delega contenuta nell'art. 17, comma 4, della legge n. 96 del 2010, avrebbe confermato che la norma censurata è perfettamente in linea con la volontà del Parlamento.

L'Avvocatura contesta la lettura dei principi contenuti nella direttiva 2009/73/CE operata dal rimettente, secondo il quale la norma censurata non potrebbe trovare fondamento su di essi, atteso il carattere programmatico e l'indeterminatezza delle formule linguistiche utilizzate.

In realtà, la scelta di rendere obbligatorie le gare per ambiti territoriali minimi non soltanto non contrasterebbe con la direttiva citata, ma risulterebbe pienamente coerente con i principi ivi enunciati, in particolare con il primo considerando, nel quale si auspica una regolamentazione del mercato interno del gas al fine di conseguire maggiore efficienza, prezzi competitivi e più elevati livelli di servizio. Non si potrebbe dubitare, infatti, che il sistema ambiti rappresenti una condizione imprescindibile per l'organizzazione di un efficiente servizio di distribuzione del gas, che garantisca prezzi competitivi e migliori livelli di servizio, superando le diseconomie e le inefficienze che inevitabilmente derivano da una eccessiva parcellizzazione delle concessioni in un numero elevatissimo di Comuni.

7.– Con atto depositato il 2 luglio 2012, si è costituita Enel Rete Gas S.p.a., ricorrente nel giudizio principale, chiedendo che la questione sia dichiarata infondata.

7.1.– La difesa della società, riservandosi di produrre più articolate deduzioni in prossimità dell'udienza, ritiene che l'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011 non violi sotto alcun profilo l'art. 76 Cost., come viceversa indicato dal rimettente, le cui tesi del resto sarebbero già state disattese in due successive decisioni del medesimo TAR Lombardia, sede di Brescia (sentenza n. 555 del 29 marzo 2012 e ordinanza n. 150, di pari data).

La norma censurata risulterebbe infatti rispettosa dei principi fissati dalla legge di delega che mirano ad assicurare l'efficienza del servizio, essendo a tale scopo necessaria la razionalizzazione degli ambiti territoriali, all'interno di un processo di ottimizzazione del tutto in linea con gli obiettivi posti dalla normativa comunitaria e statale.

7.2.– La difesa della parte privata procede all'esame della delega contenuta nell'art. 17, comma 4, della legge n. 96 del 2010, evidenziando come la stessa preveda, tra i principi e criteri direttivi, quello di assicurare l'efficienza del settore di riferimento, (sono richiamate in particolare le disposizioni di cui alle lettere f, i, q ed s dell'art. 17, comma 4), trattandosi peraltro di obiettivo che discende direttamente dalla direttiva 2009/73/CE (sono richiamati il primo considerando e l'art. 3).

I rilievi che precedono smentirebbero la tesi del rimettente, tanto più se letti alla luce della giurisprudenza costituzionale sul rapporto tra legge di delega e decreti delegati, ove si trova ripetutamente affermato che spetta al Governo l'attività di completamento delle scelte del legislatore delegante, nel rispetto non solo della lettera ma della ratio della legge di delega (sono richiamate le sentenze n. 230 del 2010 e n. 98 del 2008).

8.– Con atto depositato il 2 luglio 2012, è intervenuta in giudizio l'Associazione Nazionale Industriali Gas (ANIGAS), aderente a Confindustria, per sostenere la piena conformità dell'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 20911 al dettato costituzionale, e chiedere che la questione sia dichiarata non fondata.

9.– In prossimità dell'udienza pubblica, le parti costituite ed intervenute hanno depositato memorie illustrative.

9.1.– Con atto depositato in data 28 marzo 2013, Enel Rete Gas S.p.a. ripercorre nuovamente l'evoluzione normativa che, a partire dalla previsione contenuta nell'art. 46-bis del d.l. n. 159 del

2007, ha portato alla completa attuazione del sistema degli ambiti territoriali minimi, ed insiste per il rigetto della questione.

La difesa della società contesta che il rimettente non avrebbe cercato una lettura costituzionalmente orientata dell'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011, alla luce della evidente coerenza della previsione con il contesto normativo vigente, sia nazionale sia comunitario, in tema di disciplina concorrenziale del mercato della distribuzione del gas naturale.

9.2.– Nella prospettiva della coerenza della norma censurata con le previsioni antecedenti e successive, la difesa della parte privata richiama la Relazione annuale svolta dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato in data 31 marzo 2011, nella quale, a proposito della emanazione del d.m. 19 gennaio 2011, di individuazione degli ambiti territoriali, si afferma che «l'emanazione di tale decreto si inserisce in una fase, quella attuale, nella quale sono giunte a scadenza tutte le concessioni affidate senza gara esistenti al momento dell'approvazione della legge di riforma del settore (decreto legislativo n. 164/2000). In tale quadro, la definizione degli ambiti territoriali minimi, prevista dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 , rappresentava la condicio sine qua non per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas».

La difesa di Enel rammenta che il modello organizzativo di gestione dei servizi per ambiti territoriali sovracomunali è da tempo operante nel settore del servizio idrico integrato, ed è stato quindi adottato anche per il settore dei rifiuti.

Si rileva, inoltre, dalla stessa difesa, la contraddittorietà delle argomentazioni utilizzate dal rimettente a sostegno della non manifesta infondatezza della questione. In particolare, dopo aver respinto il dubbio di compatibilità della norma censurata con il principio comunitario di concorrenza e con le libertà fondamentali garantite dal Trattato, sul rilievo della temporaneità del divieto, ivi sancito, di procedere alle gare, il rimettente inspiegabilmente reputa che lo stesso divieto violi la libertà di concorrenza qual è disciplinata dal diritto nazionale.

È richiamata in proposito la sentenza n. 325 del 2010 della Corte costituzionale, concernente la disciplina di affidamento dei servizi idrici e la definizione degli ambiti ottimali di servizio, nella quale tale disciplina è stata espressamente ricondotta alla materia della tutela della concorrenza, con la precisazione che la nozione comunitaria di concorrenza si riflette su quella di cui all'art. 117, secondo comma, lettera e), Cost.

Si legge ancora nella citata sentenza che «tale disciplina [ambiti ottimali di servizio], finalizzata al superamento della frammentazione della gestione delle risorse idriche, consente la razionalizzazione del mercato ed è quindi diretta a garantire la concorrenzialità e l'efficienza del mercato stesso» (sono richiamate anche le sentenze n. 142 e n. 29 del 2010, e n. 246 del 2009).

In conclusione, la difesa di Enel Rete Gas S.p.A. richiama diffusamente la giurisprudenza costituzionale sul tema della formulazione della legge di delega e dei rapporti tra delega e decreti delegati.

10.– Con atto depositato il 29 marzo 2012, l'interveniente ANIGAS ha ulteriormente argomentato nella prospettiva della non fondatezza della questione.

11.– Con atto depositato in data 2 aprile 2013, la difesa dello Stato svolge ulteriori argomenti in punto di rilevanza della questione, segnalando la sopravvenienza dell'art. 37, comma 2, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83 (Misure urgenti per la crescita del Paese), convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, della legge 7 agosto 2012.

La citata disposizione, successiva all'ordinanza di rimessione, ha previsto che «Sono fatte salve le disposizioni dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, in materia di distribuzione di gas naturale, e gli ambiti di distribuzione di gas determinati ai sensi del medesimo articolo, in base a cui devono essere espletate le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas in conformità con l'art. 24, comma 4, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93».

A parere della difesa statale, il richiamo agli ambiti di distribuzione previsti dall'art. 46-bis dimostrerebbe «la piena legittimità delle disposizioni contenute nei dd.mm. 19 gennaio 2011 e 18 ottobre 2011», costituendo interpretazione autentica della moratoria delle gare introdotta già con l'art. 46-bis del d.l. n. 159 del 2007.

Di qui l'ulteriore conferma della irrilevanza della questione, apparendo peraltro necessario un riesame della rilevanza da parte del rimettente, alla luce della sopravvenienza.

11.1.– Nel merito, l'Avvocatura generale dello Stato, dopo aver nuovamente evidenziato che la norma censurata costituirebbe il fisiologico sviluppo dei principi e criteri direttivi contenuti nell'art. 17, comma 4, lettere f), i), q) ed s), della legge n. 96 del 2010, sottolinea la imprescindibilità, ai fini della effettiva riorganizzazione del settore della distribuzione di gas naturale, del blocco delle gare, in attesa della definizione degli ambiti territoriali minimi. Diversamente, si sarebbe determinata la

prosecuzione, per molti anni, di affidamenti su base comunale, con le comprovate inefficienze e diseconomie che tale sistema produce.

Considerato in diritto

1.– Con due ordinanze di identico tenore, deliberate rispettivamente il 17 febbraio 2012 (reg. ord. n. 110 del 2012), e il 15 febbraio 2012 (reg. ord. n. 115 del 2012), il Tribunale amministrativo per la Lombardia, sede di Milano, ha sollevato, in riferimento all'articolo 76 della Costituzione, questione di legittimità costituzionale dell'art. 24, comma 4, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE), nella parte in cui prevede che, a far data dalla entrata in vigore del medesimo decreto legislativo (29 giugno 2011), le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale sono effettuate unicamente per ambiti territoriali di cui all'art. 46-bis, comma 2, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159 (Interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e equità sociale), convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1, della legge 29 novembre 2007, n. 222.

1.1.– Secondo i rimettenti, la norma censurata, introdotta in esecuzione della delega contenuta nella legge 4 giugno 2010, n. 96 (Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee – legge comunitaria 2010), non troverebbe adeguata copertura nei principi e criteri della predetta delega, e neppure negli obiettivi posti al legislatore nazionale dalla direttiva 13 luglio 2009, n. 2009/73/CE (Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE), oggetto di attuazione.

1.2.– In entrambi i giudizi principali si discute della legittimità di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale, indette su base comunale, con bandi pubblicati successivamente alla data a partire dalla quale la norma censurata ha stabilito il blocco degli affidamenti per ambiti territoriali diversi da quelli fissati dall'art. 46-bis citato. A ciò consegue, ad avviso dei rimettenti, che soltanto la declaratoria di illegittimità costituzionale dell'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011 consentirebbe di respingere i ricorsi per l'annullamento degli atti di gara, come proposti nei predetti giudizi.

1.3.– In ragione dell'identità della questione sollevata, i giudizi debbono essere riuniti per essere definiti con unica decisione.

2.– Preliminarmente, deve essere confermata la dichiarazione di inammissibilità dell'intervento, spiegato nel giudizio r.o. n. 115 del 2012, dall'Associazione Nazionale Industriali Gas (ANIGAS), per le considerazioni esposte nell'ordinanza letta nella pubblica udienza del 23 aprile 2013 ed allegata alla presente sentenza.

Per costante giurisprudenza di questa Corte, sono ammessi ad intervenire nel giudizio incidentale di legittimità costituzionale, oltre al Presidente del Consiglio dei ministri e, nel caso di legge regionale, al Presidente della Giunta regionale, le parti del giudizio principale.

L'intervento di soggetti estranei a quest'ultimo giudizio è ammissibile soltanto per i terzi titolari di un interesse qualificato, inerente in modo diretto e immediato al rapporto sostanziale dedotto in giudizio e non semplicemente regolato, al pari di ogni altro, dalla norma o dalle norme oggetto di censura (*ex plurimis*, ordinanza letta all'udienza del 9 aprile 2013, confermata con sentenza n. 85 del 2013; ordinanza letta all'udienza del 23 ottobre 2012, confermata con sentenza n. 272 del 2012; sentenze n. 223, n. 119 e n. 67 del 2012; ordinanze n. 32 del 2013 e n. 150 del 2012).

Nella specie, l'ANIGAS non è parte del giudizio principale, sorto a seguito del ricorso, proposto da Enel Rete Gas S.p.A., per l'annullamento degli atti relativi alla gara indetta dal Comune di Corbetta per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale, né risulta essere titolare di un interesse qualificato, inerente in modo diretto e immediato al rapporto sostanziale dedotto in giudizio.

Da quanto esposto consegue l'inammissibilità dell'intervento indicato.

3.– Sempre in via preliminare, si deve escludere che la normativa sopravvenuta alle ordinanze di rimessione, segnalata in particolare dalla difesa statale, abbia inciso sulla norma oggetto, ovvero sul quadro normativo complessivo, con la conseguenza che non ricorrono i presupposti per disporre la restituzione degli atti (*ex plurimis*, ordinanza n. 232 del 2012).

Le disposizioni sopravvenute sono contenute nell'art. 25, comma 1, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1 (Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività), convertito, con modificazioni dall'art. 1, comma 1, della legge 24 marzo 2012, n. 27, e nell'art. 37 del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83 (Misure urgenti per la crescita del Paese), convertito, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, della legge 7 agosto 2012, n. 134.

Entrambe le previsioni intervengono sulla disciplina dell'affidamento dei servizi pubblici locali, e, con diverso grado di specificazione rispetto all'oggetto del presente scrutinio, si limitano a confermare l'esistente, facendo salve le discipline di settore vigenti, sulla cui base siano state organizzata le gare di affidamento.

L'art. 25, comma 1, del d.l. n. 1 del 2012, che inserisce l'art. 3-bis nel decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138 (Ulteriori misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e per lo sviluppo), convertito, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, della legge 14 settembre 2012, n. 148, prevede che, entro il 30 giugno 2012, le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano provvedano all'organizzazione dello svolgimento dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica «in ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei tali da consentire economie di scala e di differenziazione idonee a massimizzare l'efficienza del servizio». La disposizione stabilisce quindi che, «fermo restando il termine di cui al primo periodo del presente comma, è fatta salva l'organizzazione di servizi pubblici locali di settore in ambiti o bacini territoriali già prevista in attuazione di specifiche direttive europee nonché ai sensi delle discipline di settore vigenti».

Come si vede, la norma non interferisce in alcun modo con la previsione, contenuta nella disposizione censurata, del blocco degli affidamenti del servizio di distribuzione del gas naturale su base diversa rispetto agli ambiti territoriali minimi, come individuati dal decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale 19 gennaio 2011 (Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale).

Con riferimenti più puntuali, l'art. 37 del d.l. n. 83 del 2012, rubricato «disciplina delle gare per la distribuzione di gas naturale e nel settore idroelettrico» – il quale interviene sugli artt. 14 e 15 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (Attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'art. 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144), per disciplinare la partecipazione delle società alle gare per l'affidamento del servizio in esame – prevede al comma 2 che «sono fatte salve le disposizioni di cui all'art. 46-bis […] in materia di distribuzione di gas naturale, e gli ambiti di distribuzione determinati ai sensi del medesimo articolo, in base a cui devono essere espletate le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas in conformità con l'articolo 24, comma 4, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93».

La disposizione in esame richiama l'intera disciplina del cosiddetto sistema ambiti nel settore della distribuzione del gas naturale, a partire dall'art. 46-bis del d.l. n. 159 del 2007 e dai decreti

attuativi dello stesso, fino alla norma censurata, nella parte in cui prevede che, a partire dal 29 giugno 2011, le gare di affidamento possono essere indette solo sulla base dei predetti ambiti.

La portata della disposizione, che è meramente ricognitiva della normativa vigente, non aggiunge alcunché alle disposizioni richiamate, le quali, se fossero dichiarate costituzionalmente illegittime, cesserebbero comunque di produrre i loro effetti.

Nemmeno si può ipotizzare che la norma sopravvenuta abbia legificato il contenuto dell'art. 3, comma 3, del d.m. 19 gennaio 2011 – che già aveva introdotto il blocco delle gare di affidamento per ambiti territoriali diversi da quelli minimi a decorrere dal 1° aprile 2011 –, per trarne l'ulteriore conseguenza che, in caso di declaratoria di illegittimità costituzionale della norma censurata, l'effetto inibitorio sulle gare discenderebbe dalla citata norma regolamentare, non più disapplicabile dai rimettenti, in quanto appunto legificata.

La tesi non può essere condivisa posto che, con l'entrata in vigore della norma censurata, la previsione contenuta nella disposizione regolamentare è stata definitivamente superata, e la normativa sopravvenuta, in quanto ricognitiva, ha richiamato la disciplina applicabile, e cioè, per quello che qui rileva, il blocco previsto dall'art. 24, comma 4, del d.lgs. n. 93 del 2011.

4.– Ragioni sostanzialmente analoghe conducono a ritenere priva di fondamento l'eccezione di inammissibilità della questione, sollevata sia dalla difesa statale sia dalla difesa della parte privata, nel giudizio r.o. n. 115 del 2012, e relativa alla carenza di motivazione sulla rilevanza, in riferimento al rapporto tra l'art. 25, comma 1, del d.l. n. 1 del 2012, nella versione antecedente alla conversione in legge, e la norma censurata.

Il rimettente ha sostenuto, non implausibilmente, che anche in ipotesi di abrogazione della disposizione censurata in sede di conversione in legge del d.l. n. 1 del 2012, ugualmente i giudizi a quibus dovrebbero essere definiti, con riguardo alla domanda risarcitoria, facendo applicazione della predetta norma, escluso ogni effetto di reviviscenza della disposizione regolamentare di cui al d.m. 19 gennaio 2011, disapplicabile in quanto ritenuta contra legem.

5.– Parimenti risulta non fondata l'eccezione di inammissibilità della questione per contraddittorietà della motivazione sulla non manifesta infondatezza, sollevata, nel giudizio r.o. n. 115 del 2012, dalla difesa della parte privata, con la memoria depositata in prossimità dell'udienza.

In particolare, la contraddittorietà della motivazione risiederebbe nel fatto che il giudice a quo, dopo aver ritenuto il blocco delle gare non incompatibile con il principio comunitario di

concorrenza e con le libertà fondamentali garantite dal Trattato che istituisce la Comunità europea, così respingendo la relativa eccezione di parte resistente, avrebbe poi reputato la stessa norma in contrasto con la libertà di concorrenza, qual è disciplinata dal diritto nazionale.

In realtà, la censura prospettata dal rimettente è costruita all'interno del rapporto di delegazione, sul presupposto che né i principi e criteri direttivi della legge di delega, né i principi fissati dalla direttiva 2009/73/CE, oggetto di attuazione, consentissero al legislatore delegato di intervenire sulla disciplina degli ambiti territoriali di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.

Il rimettente non nega, dunque, gli effetti concorrenziali della previsione censurata, ma ritiene che la scelta del sistema ambiti, compiuta a suo dire con la predetta norma, richiedesse una puntuale indicazione del legislatore comunitario ovvero del legislatore delegante.

In questo senso, non è dato rilevare contraddizioni nell'argomentare del rimettente.

6.– Nel merito, la questione non è fondata.

6.1.– Dall'esame del contesto normativo, nel quale si colloca la previsione censurata emerge, con evidenza, che il cosiddetto sistema ambiti per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale era stato configurato, nelle linee essenziali, dall'art. 46-bis del d.l. n. 159 del 2007, inserito dalla legge di conversione n. 222 del 2007, rubricato «Disposizioni in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas».

Ancor prima del citato art. 46-bis, già il d.lgs. n. 164 del 2000, in attuazione della direttiva 98/30/CE, aveva introdotto il collegamento tra i criteri di gara e la dimensione territoriale dell'affidamento (l'art. 14, comma 6, fa riferimento agli standard di «equa distribuzione sul territorio»), prevedendo, per il caso di mancato adeguamento nel periodo transitorio alle prescrizioni per ambiti a dimensione sovracomunale, che la Regione interessata nominasse un commissario ad acta (art. 15, comma 1). Erano inoltre stabilite agevolazioni (prolungamento delle concessioni) per le imprese che avessero proceduto ad operazioni di aggregazione o che operassero in un ambito corrispondente almeno al territorio della Provincia (art. 15, comma 7, lettere a e b).

Il legislatore del 2007, con l'art. 46-bis del d.lgs. n. 159 del 2007, aveva demandato a successivi decreti ministeriali l'individuazione dei criteri di gara per l'affidamento del servizio (comma 1), e la determinazione degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare, «secondo l'individuazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi»

(comma 2), ed aveva inoltre disposto che, «al fine di incentivare le operazioni di aggregazione di cui al comma 2, la gara per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas è bandita per ciascun bacino ottimale di utenza entro due anni dall'individuazione del relativo ambito territoriale, che deve avvenire entro un anno dall'entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto» (comma 3).

L'individuazione degli ambiti territoriali minimi è avvenuta soltanto nel 2011, ad opera del già richiamato d.m. 19 gennaio 2011, del successivo decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale 18 ottobre 2011, recante «Determinazione dei Comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale del settore della distribuzione del gas naturale», e del decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale 12 novembre 2011, n. 226, recante «Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222».

La scelta effettuata sin dal 2007 si è dunque compiutamente definita nel corso del 2011, consentendo il passaggio da un sistema caratterizzato da estrema frammentazione (affidamento del servizio su base territoriale comunale), al cosiddetto sistema ambiti.

Le ragioni della scelta, confermata da tutti gli interventi normativi successivi, compresi, come si è visto, quelli sopravvenuti alle ordinanze di rimessione, risiedono nella acquisita consapevolezza che l'aumento di dimensione degli ambiti di gara consente di ridurre significativamente le tariffe di distribuzione, a vantaggio dei consumatori, di migliorare la qualità del servizio e di ridurre i costi relativi allo svolgimento delle gare.

Allo scopo di avviare la transizione dall'uno all'altro sistema, il d.m. 19 gennaio 2011 aveva previsto, all'art. 3, comma 3, che, a partire dal 1° aprile 2011, l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale fosse aggiudicabile solo in riferimento agli ambiti determinati nell'allegato I del medesimo decreto.

Successivamente, la disposizione regolamentare è stata superata dall'intervento del legislatore delegato che, con la norma censurata, ha disposto in termini sostanzialmente analoghi, fissando il divieto di indire gare su base territoriale diversa dagli ambiti sopra indicati, a partire dal 29 giugno 2011.

La norma censurata risulta chiaramente strumentale alla definizione della lunga transizione avviata dal d.lgs. n. 164 del 2000 verso un sistema di affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale improntato ai criteri di trasparenza ed efficienza, all'interno di un mercato concorrenziale.

6.2.– La ricostruzione del contesto normativo di riferimento smentisce l'assunto sul quale è costruita la violazione dell'art. 76 Cost., e cioè che la norma censurata, nel rendere obbligatorio il cosiddetto sistema ambiti per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, esprima una scelta «fondante», in contrasto con l'art. 46-bis del d.l. n. 159 del 2007.

È questa la prospettiva dalla quale muovono i rimettenti per sostenere che la previsione introdotta dal legislatore avrebbe richiesto una puntuale indicazione nella legge di delega n. 96 del 2010, tenuto conto dell'assenza, nella direttiva 2009/73/CE, oggetto di attuazione, di riferimenti specifici al tema dell'organizzazione territoriale del servizio di distribuzione del gas naturale.

Diversamente – una volta ristabilito il corretto rapporto tra la norma censurata e l'art. 46-bis citato, nel senso della continuità e della coerenza – sono individuabili nella legge di delega plurime indicazioni idonee a legittimare l'operato del legislatore delegato, sui presupposti, non contestati, dell'effetto pro concorrenziale e dell'incremento di efficienza del servizio del cosiddetto sistema ambiti.

6.3.– Si deve ricordare come, secondo la giurisprudenza costituzionale consolidata, il contenuto della delega non possa essere individuato senza tenere conto del sistema normativo nel quale la predetta si inserisce, poiché soltanto l'identificazione della sua ratio consente di verificare, in sede di controllo, se la norma delegata sia con essa coerente (*ex plurimis*, sentenze n. 272 del 2012, n. 230 del 2010, n. 98 del 2008, n. 163 del 2000).

È riconosciuto, infatti, al legislatore delegato un margine di discrezionalità nell'emanazione di norme che rappresentino un coerente sviluppo, e, se del caso, un completamento delle scelte espresse dal legislatore delegante (sentenze n. 98 del 2008 e n. 426 del 2006), fino al punto che neppure il silenzio del delegante può impedire, a certe condizioni, l'adozione di norme da parte del delegato.

Nel caso poi di delega per l'attuazione di una direttiva comunitaria, i principi che quest'ultima esprime si aggiungono a quelli dettati dal legislatore nazionale e assumono valore di parametro

interposto, potendo autonomamente giustificare l'intervento del legislatore delegato (sentenza n. 32 del 2005).

6.4.– Partendo dall'esame della direttiva 2009/73/CE, viene in rilievo il primo considerando, che richiama l'obiettivo della realizzazione del mercato interno del gas naturale, al fine di conseguire, complessivamente, una maggiore efficienza e più elevati livelli di servizio.

I principi generali così richiamati trovano specificazione nell'art. 3 della stessa direttiva, che impone agli Stati membri l'adozione di misure pro concorrenziali, anche in riferimento alle procedure amministrative di ingresso nel mercato del gas, complessivamente considerato, comprensivo quindi del settore della distribuzione.

Al comma 8 dello stesso art. 3 il legislatore comunitario stabilisce che gli Stati membri o le rispettive Autorità di regolamentazione debbano attivarsi per potenziare i sistemi interni di attuazione della concorrenza, lasciando, come di regola, ai legislatori nazionali la scelta delle misure strumentali a perseguire l'obiettivo.

Non sembra dubitabile che, nel novero delle misure idonee a realizzare un'organizzazione concorrenziale ed efficiente del mercato interno della distribuzione di gas naturale, debba essere inserita l'attuazione del sistema di affidamento per bacini ottimali di utenza.

Questa Corte, con la sentenza n. 325 del 2010, ha già evidenziato, sul piano generale, che la disciplina concernente le modalità di affidamento della gestione dei servizi pubblici locali di rilevanza economica va ricondotta all'ambito della tutela della concorrenza, «tenuto conto degli aspetti strutturali e funzionali suoi propri e della sua diretta incidenza sul mercato».

6.5.– Con indicazioni progressivamente più puntuali, nella parte generale della legge di delega n. 96 del 2010, l'art. 2, comma 1, lettera b), dispone che, «ai fini di un migliore coordinamento con le discipline vigenti per i singoli settori interessati dalla normativa da attuare, sono introdotte le occorrenti modificazioni alle discipline stesse, fatti salvi i procedimenti di semplificazione amministrativa ovvero le materie oggetto di delegificazione».

Riguardo alla specifica attuazione della direttiva 2009/73/CE, la delega è contenuta nell'art. 17, comma 4, della legge n. 96 del 2010. Vengono in rilievo, ai fini del presente scrutinio, i principi e criteri dettati alle lettere f), i), q) ed s) del citato comma 4.

Il legislatore delegante ha richiesto l'adozione di misure atte a promuovere una concorrenza effettiva e a garantire l'efficiente funzionamento del mercato (lettere f e q), nonché maggiore trasparenza ed efficienza nel settore del gas naturale (lettera i); sono stati, inoltre, previsti interventi di «rimozione degli ostacoli, anche di tipo normativo, al processo di aggregazione delle piccole imprese di distribuzione del gas naturale, per favorirne l'efficienza e la terzietà» (lettera s).

Quest'ultima previsione – che è quella più esplicitamente mirata alla trasformazione, sul piano organizzativo, del servizio di distribuzione di gas naturale – mette in evidenza la situazione critica del settore di riferimento, ancora caratterizzato dalla presenza di operatori di dimensioni molto ridotte, che gestiscono il servizio per bacini di utenza altrettanto circoscritti, con le diseconomie e inefficienze che ne derivano.

Con tale indicazione il legislatore delegante ha inequivocabilmente richiesto misure finalizzate a realizzare un diverso dimensionamento del mercato della distribuzione – peraltro già previsto dal 2007 –, che «favorisca» l'aggregazione delle piccole imprese del settore.

6.6.– La norma censurata, nel prevedere la moratoria temporanea delle gare di affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale su base territoriale diversa dagli ambiti individuati, ai sensi dell'art. 46-bis del d.l. 159 del 2007, risponde alla ratio della delega ed ai principi e criteri direttivi richiamati, in quanto rende applicabile la nuova disciplina degli affidamenti, evitando il rinnovo delle concessioni su base comunale e, con esse, l'ulteriore frazionamento delle gestioni.

per questi motivi

LA CORTE COSTITUZIONALE

riuniti i giudizi,

dichiara non fondata la questione di legittimità costituzionale dell'articolo 24, comma 4, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE), sollevata, in riferimento all'art. 76 della Costituzione, dal Tribunale amministrativo per la Lombardia, sede di Milano, con le ordinanze in epigrafe.

Così deciso in Roma, nella sede della Corte costituzionale, Palazzo della Consulta, il 3 giugno 2013.

F.to:

Franco GALLO, Presidente

Gaetano SILVESTRI, Redattore

Gabriella MELATTI, Cancelliere

Depositata in Cancelleria il 7 giugno 2013.

Allegato:

Ordinanza letta all'udienza del 23 aprile 2013

ORDINANZA

Ritenuto che, nel giudizio promosso dal Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia – sede di Milano (reg. ord. n. 115 del 2012), avente ad oggetto l'articolo 24, comma 4, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE), ha depositato atto di intervento l'Associazione Nazionale Industriali Gas (ANIGAS), chiedendo il rigetto della questione di legittimità costituzionale.

Considerato che, per costante giurisprudenza di questa Corte, sono ammessi ad intervenire nel giudizio incidentale di legittimità costituzionale (oltre al Presidente del Consiglio dei ministri e, nel caso di legge regionale, al Presidente della Giunta regionale) le sole parti del giudizio principale, qualità che non risulta rivestita dall'Associazione interveniente;

che l'intervento di soggetti estranei al detto giudizio principale è ammissibile soltanto per i terzi titolari di un interesse qualificato, inerente in modo diretto e immediato al rapporto sostanziale

dedotto in giudizio e non semplicemente regolato, al pari di ogni altro, dalla norma o dalle norme oggetto di censura (*ex plurimis*: ordinanza letta all'udienza del 23 ottobre 2012, confermata con sentenza n. 272 del 2012; sentenze n. 223, n. 119 e n. 67 del 2012; ordinanze n. 32 del 2013 e n. 150 del 2012);

che il giudizio *a quo* è sorto a seguito del ricorso, proposto da Enel Rete Gas s.p.a., per l'annullamento degli atti relativi alla gara indetta dal Comune di Corbetta per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale;

che l'Associazione Nazionale Industriali Gas (ANIGAS) non è titolare di un interesse qualificato, inerente in modo diretto e immediato al rapporto sostanziale dedotto in giudizio;

che deve essere, pertanto, dichiarata l'inammissibilità dell'atto di intervento dell'ANIGAS.

PER QUESTI MOTIVI

LA CORTE COSTITUZIONALE

dichiara inammissibile l'intervento spiegato dall'Associazione Nazionale Industriali Gas (ANIGAS) nel giudizio promosso dal Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia – sede di Milano.

F.to: Franco GALLO, Presidente

DeJure

Archivio selezionato: Massime

ESTREMI
Autorità: Corte Costituzionale
Data: 05 giugno 2013
Numero: n. 117
Parti: Pres. Cons. **C.** Reg. Basilicata
Fonti: Corte Cost. Sito ufficiale 2013
CLASSIFICAZIONE
BASILICATA - Legislazione regionale
REGIONE - Competenze legislative Stato/Regione
TESTO
Deve essere dichiarata l'illegittimità costituzionale delle norme della Regione Basilicata, secondo le quali la Regione, nell'esercizio delle proprie competenze in materia di governo del territorio ed al fine di assicurare processi di sviluppo sostenibile, non avrebbe rilasciato l'intesa, prevista dall'art. 1, comma 7, lettera n), della legge 23 agosto 2004, n. 239, di cui all'accordo del 24 aprile 2001, al conferimento di nuovi titoli minerari per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi. Infatti, la preventiva e generalizzata previsione legislativa di diniego di intesa si pone in aperto contrasto con la ratio stessa del principio di leale collaborazione, che impone il rispetto, caso per caso, di una procedura articolata, tale da assicurare lo svolgimento di reiterate trattative, vanificando la bilateralità della relativa procedura, che deve sempre trovare sviluppo nei casi concreti. Pertanto, le disposizioni impugnate violano la competenza legislativa statale nelle materie concorrenti della produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia e del governo del territorio, assorbendo gli ulteriori profili di incostituzionalità.
CORRELAZIONI
Legislazione correlata:
Costituzione della Repubblica art. 117
Costituzione della Repubblica art. 3
Costituzione della Repubblica art. 41
Costituzione della Repubblica art. 97
LR 8 agosto 2012 n. 16 art. 37 Basilicata

REPUBBLICA ITALIANA
IN NOME DEL POPOLO ITALIANO
LA CORTE COSTITUZIONALE
composta dai signori:
- Franco GALLO Presidente

- Luigi MAZZELLA Giudice
- Gaetano SILVESTRI "
- Sabino CASSESE "
- Giuseppe TESAURO "
- Paolo Maria NAPOLITANO "
- Alessandro CRISCUOLO "
- Paolo GROSSI "
- Giorgio LATTANZI "
- Aldo CAROSI "
- Marta CARTABIA "
- Sergio MATTARELLA "
- Mario Rosario MORELLI "
- Giancarlo CORAGGIO "

ha pronunciato la seguente

SENTENZA

nel giudizio di legittimità costituzionale dell'articolo 37 della legge della Regione Basilicata 8 agosto 2012, n. 16 (Assestamento del bilancio di previsione per l'esercizio finanziario 2012 e del bilancio pluriennale per il triennio 2012/2014), promosso dal Presidente del Consiglio dei ministri con ricorso spedito per la notifica l'8 ottobre 2012, depositato in cancelleria l'11 ottobre 2012 ed iscritto al n. 140 del registro ricorsi 2012.

Visto l'atto di costituzione della Regione Basilicata;

udito nell'udienza pubblica del 21 maggio 2013 il Giudice relatore Gaetano Silvestri;

uditi l'avvocato dello Stato Lorenzo D'Ascia per il Presidente del Consiglio dei ministri e l'avvocato Luigi Manzi per la Regione Basilicata.

Ritenuto in fatto

1.- Con ricorso spedito per la notifica l'8 ottobre 2012 e depositato il successivo 11 ottobre, il Presidente del Consiglio dei ministri, rappresentato e difeso dall'Avvocatura generale dello Stato, ha promosso questioni di legittimità costituzionale dell'articolo 37 della legge della Regione Basilicata 8 agosto 2012, n. 16 (Assestamento del bilancio di previsione per l'esercizio finanziario 2012 e del bilancio pluriennale per il triennio 2012/2014), per violazione degli artt. 3, primo comma, 41, 97, 117, commi primo, secondo, lettera m), e terzo, della Costituzione, e del principio di leale collaborazione.

La disposizione impugnata prevede: «1. La Regione Basilicata nell'esercizio delle proprie competenze in materia di governo del territorio ed al fine di assicurare processi di sviluppo sostenibile, a far data dall'entrata in vigore della presente norma non rilascerà l'intesa, prevista dall'art. 1, comma 7, lettera n), della legge 23 agosto 2004, n. 239, di cui all'accordo del 24 aprile 2001, al conferimento di nuovi titoli minerari per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi.

2. Le disposizioni della presente norma si applicano anche ai procedimenti amministrativi in corso per il rilascio dell'intesa sul conferimento di nuovi titoli minerari per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi.

3. Sono fatte salve le intese relative a titoli minerari in essere».

1.1.- La difesa statale ritiene che la norma impugnata incida sull'ambito materiale della «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia» di cui all'art. 117, terzo comma, Cost.

Lo Stato avrebbe fissato i principi fondamentali in materia di localizzazione di impianti energetici con la legge 23 agosto 2004, n. 239 (Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia). La legge citata conterrebbe, altresì, disposizioni per il settore energetico che contribuiscono a garantire «la tutela della concorrenza, la tutela dei livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali, la tutela dell'incolumità e della sicurezza pubblica fatta salva la disciplina in materia di rischi da incidenti rilevanti, la tutela dell'ambiente e dell'ecosistema al fine di assicurare l'unità giuridica ed economica dello Stato e il rispetto delle autonomie regionali e locali, dei trattati internazionali e della normativa comunitaria» (art. 1, comma 1).

In particolare, il ricorrente richiama l'art. 1, comma 4, della legge n. 239 del 2004, il quale prevede che «Lo Stato e le regioni, al fine di assicurare su tutto il territorio nazionale i livelli essenziali delle prestazioni concernenti l'energia nelle sue varie forme e in condizioni di omogeneità sia con riguardo alle modalità di fruizione sia con riguardo ai criteri di formazione delle tariffe e al conseguente impatto sulla formazione dei prezzi, garantiscono: [...] d) l'adeguatezza delle attività energetiche strategiche di produzione, trasporto e stoccaggio per assicurare adeguati standard di sicurezza e di qualità del servizio nonché la distribuzione e la disponibilità di energia su tutto il territorio nazionale», nonché «f) l'adeguato equilibrio territoriale nella localizzazione delle infrastrutture energetiche, nei limiti consentiti dalle caratteristiche fisiche e geografiche delle singole regioni, prevedendo eventuali misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale qualora esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di attività, impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale, con esclusione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili».

Inoltre, il successivo comma 7 dell'art. 1 della legge citata attribuisce allo Stato il compito di provvedere, «anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas», alla «identificazione delle linee fondamentali dell'assetto del territorio nazionale con riferimento all'articolazione territoriale delle reti infrastrutturali energetiche dichiarate di interesse nazionale ai sensi delle leggi vigenti» (lettera g), nonché «le determinazioni inerenti la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi , ivi comprese le funzioni di polizia mineraria, adottate, per la terraferma, di intesa con le regioni interessate» (lettera n) e «l'individuazione, di intesa con la Conferenza unificata, della rete nazionale di gasdotti» (comma 8, lettera b, numero 2).

L'Avvocatura generale precisa che l'art. 29 del decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 (Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59) e l'art. 52-quinquies del d.P.R. 8 giugno 2001, n. 327 (Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità) attribuiscono allo Stato, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza, un potere autorizzatorio nella materia in esame, riconoscendo all'amministrazione statale «una competenza amministrativa generale e di tipo gestionale» per far fronte ad esigenze di carattere unitario.

Il necessario coinvolgimento delle Regioni interessate sarebbe assicurato dal d.P.R. n. 327 del 2001 con la previsione di un'intesa in senso forte, che garantirebbe la loro adeguata partecipazione al procedimento di rilascio dell'autorizzazione di cui all'art. 52-quinquies,

comma 2. È inoltre prevista dal comma 6 del medesimo articolo una procedura alternativa, attivabile in caso di mancato raggiungimento dell'intesa con la Regione interessata.
Pertanto, la norma regionale impugnata, negando a priori il rilascio dell'intesa per il conferimento di nuovi titoli minerari per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, si porrebbe in contrasto con i principi generali dettati dallo Stato in materia di «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia», con conseguente violazione dell'art. 117, terzo comma, Cost. Così facendo, la Regione Basilicata paralizzerebbe, senza una preventiva valutazione delle singole situazioni, le funzioni che lo Stato deve esercitare in maniera unitaria nella materia in esame, precludendo, in particolare, le attività che lo Stato stesso è chiamato a compiere ai sensi dell'art. 1, comma 7, lettera n), e comma 8, lettera b), numero 2, della legge n. 239 del 2004.
1.2.- Sarebbe altresì violato, secondo il ricorrente, il principio di leale collaborazione, richiamato dall'art. 1, comma 3, della legge n. 239 del 2004 unitamente ai principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza. La disposizione legislativa censurata, infatti, conterrebbe «un'affermazione di chiusura verso ogni soluzione prospettata dallo Stato, a prescindere dalle diverse valutazioni che, anche in futuro, potranno essere effettuate».
L'inammissibilità del rifiuto unilaterale, disposto dalla norma impugnata, si evincerebbe anche da quanto affermato dalla Corte costituzionale nella sentenza n. 331 del 2010.
1.3.- La difesa statale prospetta la violazione dell'ulteriore parametro costituzionale costituito dall'art. 117, secondo comma, lettera m), Cost., in quanto l'art. 37 della legge reg. Basilicata n. 16 del 2012, ostacolando lo sviluppo della rete dei gasdotti di interesse nazionale e con essa l'efficiente erogazione di gas, determinerebbe l'impossibilità di provvedere alle esigenze fondamentali dei cittadini. Ciò a fronte del fatto che la legge n. 239 del 2004 si prefiggerebbe l'obiettivo di «assicurare su tutto il territorio nazionale i livelli essenziali delle prestazioni concernenti l'energia nelle sue varie forme e in condizioni di omogeneità sia con riguardo alle modalità di fruizione sia con riguardo ai criteri di formazione delle tariffe e al conseguente impatto sulla formazione dei prezzi» (art. 1, comma 4).
1.4.- Sarebbe, inoltre, violato l'art. 97 Cost., in quanto la norma impugnata obbligherebbe a ricorrere alla procedura alternativa prevista dal comma 6 dell'art. 52-quinquies del d.P.R. n. 327 del 2001, rendendo più gravoso il procedimento di autorizzazione con conseguente violazione del principio di buon andamento dell'azione amministrativa, sancito dall'art. 97 Cost.
Peraltro, il diniego dell'intesa, contenuto nella disposizione regionale, non sarebbe accompagnato da un'adeguata motivazione, frutto di una istruttoria e della valutazione di specifici elementi di fatto. Il legislatore regionale, infatti, si sarebbe limitato ad un generico riferimento alla finalità «di assicurare processi di sviluppo sostenibile», senza alcuna considerazione della pluralità di situazioni eterogenee che potranno essere oggetto di esame da parte dello Stato e delle Regioni.
1.5.- Il ricorrente sostiene che la norma impugnata violi anche l'art. 117, primo comma, Cost., «nella misura in cui esclude il rilascio dell'intesa regionale per il conferimento di titoli minerari relativi ad idrocarburi anche gassosi». Tale preclusione sarebbe incompatibile con il perseguimento dell'obiettivo della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale, individuato nel punto 22 del preambolo della direttiva 13 luglio 2009, n. 2009/73/CE (Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE).

Al riguardo, la difesa statale ritiene che l'intervento normativo regionale, consentendo le sole attività estrattive in corso e quelle relative ai programmi di lavoro già approvati, vanifichi «gli indirizzi di sicurezza degli approvvigionamenti energetici imposti dalla predetta direttiva dell'Unione, che non possono prescindere dallo sviluppo delle ingenti potenzialità produttive del territorio lucano».

1.6.- Da ultimo, il Presidente del Consiglio dei ministri rinviene, nella normativa impugnata, la violazione degli artt. 3, primo comma, e 41 Cost., i quali imporrebbero che le limitazioni all'iniziativa economica privata perseguano finalità di utilità sociale e siano informate ai principi di ragionevolezza e proporzionalità.

Nel caso di specie il «rifiuto aprioristico e totale del rilascio dell'intesa», sebbene astrattamente rivolto a perseguire un fine di utilità sociale, quale la riduzione del consumo del suolo nel contesto del governo del territorio, non potrebbe ritenersi conforme a ragionevolezza e proporzionalità, giacché impedirebbe la ponderazione delle singole istanze, necessaria all'assunzione di misure proporzionate alle concrete fattispecie ad esse sottese.

2.- La Regione Basilicata è intervenuta nel giudizio, chiedendo che il ricorso sia rigettato.

Preliminarmente, la difesa regionale assume che, con l'odierno ricorso, il Presidente del Consiglio dei ministri abbia inteso manifestare «disapprovazione» per la «forma» con cui la Regione ha esternato il proprio dissenso al conferimento di nuovi titoli minerari per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi.

Al riguardo, la resistente rileva che non è contestata la sua competenza a concorrere con lo Stato alla definizione delle politiche di governo del territorio, al fine di assicurare l'equilibrio nella localizzazione delle infrastrutture energetiche, e che non sussistono dubbi circa la possibilità per la Regione di negare il proprio consenso al conferimento di nuovi titoli, anche sulla scorta di una sua asserita migliore conoscenza del territorio.

In virtù delle considerazioni anzidette, la difesa regionale dichiara di non comprendere le ragioni per le quali il dissenso è legittimo se manifestato "caso per caso" in via amministrativa, mentre non lo sarebbe se contenuto in una norma di legge, quindi «utilizzando uno strumento espressivo di una maggiore rappresentatività democratica».

La resistente richiama in proposito i principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza, rispetto ai quali risulterebbe coerente la scelta del legislatore regionale, il cui intento non sarebbe quello di opporre un sistematico ed ingiustificato rifiuto all'intesa, ma di affermare e ribadire le prerogative regionali in tema di uso razionale del territorio.

La difesa regionale ritiene, inoltre, che a seguito della norma impugnata le procedure preordinate al rilascio dell'autorizzazione «non potranno che ricevere una sensibile semplificazione [...] atteso che non sarà più necessaria [...] l'osservanza dei vincoli temporali e procedurali richiesti a regime».

La resistente conclude rilevando che la norma impugnata, in quanto limita la sua portata al modo in cui si intende manifestare il dissenso regionale a nuove installazioni, non invade sfere di competenze statali e non sottrae ambiti di efficacia ed efficienza all'azione dello Stato.

Considerato in diritto

1.- Il Presidente del Consiglio dei ministri, rappresentato e difeso dall'Avvocatura generale dello Stato, ha promosso questioni di legittimità costituzionale dell'articolo 37 della legge della Regione Basilicata 8 agosto 2012, n. 16 (Assestamento del bilancio di previsione per l'esercizio finanziario 2012 e del bilancio pluriennale per il triennio 2012/2014), per

violazione degli artt. 3, primo comma, 41, 97, 117, commi primo, secondo, lettera m), e terzo, della Costituzione, e del principio di leale collaborazione.

2.- Le questioni sono fondate nei termini di seguito precisati.

2.1.- La disposizione censurata ricade sia nell'ambito della competenza legislativa «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia», che in quello del «governo del territorio», compresi nella disciplina di cui all'art. 117, terzo comma, Cost.

La natura concorrente della potestà legislativa relativa ad entrambe le materie dimostra la ragionevolezza della scelta del legislatore statale, che ha previsto l'intesa tra Stato e Regioni interessate per le «determinazioni inerenti la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi ». Con l'art. 1, comma 7, lettera n), della legge 23 agosto 2004, n. 239 (Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia), il legislatore statale ha preso atto dell'interferenza di competenze di Stato e Regioni ed ha individuato lo strumento per risolvere i possibili conflitti nell'atto maggiormente espressivo del principio di leale collaborazione. Questa Corte ha affermato la necessità dell'intesa con riferimento alla stessa normativa statale che viene in rilievo nel presente giudizio, che si deve intendere implicitamente richiamata in tutte le disposizioni legislative sul medesimo oggetto (sentenza n. 383 del 2005).

2.2.- Il legislatore lucano non contesta la previsione della necessità dell'intesa, di cui al citato art. 1, comma 7, lettera n), della legge n. 239 del 2004, ma dispone un diniego preventivo e generalizzato di addivenire, in tutti i casi concreti, ad un accordo.

Tale previsione legislativa si pone in aperto contrasto con la ratio stessa del principio di leale collaborazione, che impone il rispetto, caso per caso, di una procedura articolata, tale da assicurare lo svolgimento di reiterate trattative.

La preventiva e generalizzata previsione legislativa di diniego di intesa vanifica la bilateralità della relativa procedura, che deve sempre trovare sviluppo nei casi concreti, e si pone in simmetrica corrispondenza con le norme che hanno introdotto la «drastica previsione» della forza decisiva della volontà di una sola parte - sia essa, di volta in volta, lo Stato, la Regione o la Provincia autonoma - ritenute costituzionalmente illegittime da questa Corte con giurisprudenza costante (ex plurimis, sentenze n. 39 del 2013, n. 179 del 2012, n. 33 del 2011, n. 121 del 2010, n. 24 del 2007).

Si deve pertanto dichiarare l'illegittimità costituzionale della norma regionale impugnata.

3.- Restano assorbiti gli altri profili di illegittimità costituzionale segnalati dal ricorrente.

per questi motivi

LA CORTE COSTITUZIONALE

dichiara l'illegittimità costituzionale dell'articolo 37 della legge della Regione Basilicata 8 agosto 2012, n. 16 (Assestamento del bilancio di previsione per l'esercizio finanziario 2012 e del bilancio pluriennale per il triennio 2012/2014).

Così deciso in Roma, nella sede della Corte costituzionale, Palazzo della Consulta, il 3 giugno 2013.

DEPOSITATA IN SEGRETERIA IL 05 GIU. 2013.

Corte Costituzionale, sentenza 14 - 28 luglio 1999 n. 365

Giudizio per conflitto di attribuzione tra Stato e Regione.

Industria - Idrocarburi - Permessi di ricerca in aree comprese nel territorio siciliano - Pubblicazione, a cura del Ministero dell'industria, nel Bollettino Ufficiale degli idrocarburi e della geotermia delle relative istanze dei privati - Ricorso per conflitto della regione siciliana - Asserita indebita interferenza del Ministero nella sfera di attribuzione spettantele - Inidoneita' della misura notiziale denunciata, costituente adempimento di legge, ad affermare una competenza ministeriale in materia di rilascio dei permessi di ricerca - lnammissibilita' del conflitto.

(Bollettino Ufficiale degli idrocarburi e della geotermia n. 5 del 31 maggio 1997).

(Statuto regione siciliana art. 14, lettera d) ed h); d.P.R. 5 novembre 1949, n. 1182, art. 1 e 2; d.lgs. 25 novembre 1996, n. 625, art. 39).

(GU n.31 del 4-8-1999)

LA CORTE COSTITUZIONALE

composta dai signori:
Presidente: dott. Renato GRANATA;
Giudici: prof. Giuliano VASSALLI, prof. Francesco GUIZZI, prof. Cesare MIRABELLI, avv. Massimo VARI, dott. Cesare RUPERTO, dott. Riccardo CHIEPPA, prof. Gustavo ZAGREBELSKY, prof. Valerio ONIDA, prof. Carlo MEZZANOTTE, avv. Fernanda CONTRI, prof. Guido NEPPI MODONA, prof. Piero Alberto CAPOTOSTI, prof. Annibale MARINI;
ha pronunciato la seguente

Sentenza

nel giudizio per conflitto di attribuzione sorto a seguito della pubblicazione da parte del Ministero dell'industria sul Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia del 31 maggio 1997 di alcune istanze di societa' private dirette ad ottenere dal Ministero dell'industria il permesso di ricerca di idrocarburi in aree rientranti nel territorio della Regione medesima (numeri di pubblicazione 53, 54 e 55), promosso con ricorso della Regione Siciliana, notificato il 28 luglio 1997, depositato in cancelleria il 30 successivo ed iscritto al n. 44 del registro conflitti 1997.

Visto l'atto di costituzione del Presidente del Consiglio dei Ministri;

Udito nell'udienza pubblica dell'8 giugno 1999 il giudice relatore Piero Alberto Capotosti;

Uditi l'avv.to Giovanni Pitruzzella per la Regione Siciliana e l'Avvocato dello Stato Oscar Fiumara per il Presidente del Consiglio dei Ministri.

Ritenuto in fatto

1. - La Regione Siciliana, con ricorso notificato il 28 luglio 1997 e depositato il 30 luglio 1997, ha sollevato conflitto di attribuzione nei confronti dello Stato, in relazione all'avvenuta pubblicazione, da parte del Ministero dell'industria, nel Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia (BUIG) n. 5 del 31 maggio 1997, di alcune istanze di societa' private dirette ad ottenere il permesso di ricerca di idrocarburi in aree comprese nel territorio regionale (numeri di pubblicazione 53, 54 e 55).

2. - La ricorrente lamenta la violazione della sfera di attribuzioni prevista dall'art. 14, lettere d) ed h), del r.d.lgs. 15 maggio 1946, n. 455 (Approvazione dello statuto della Regione

siciliana) e dagli artt. 1 e 2 del d.P.R. 5 novembre 1949, n. 1182 (Norme per l'attuazione dello Statuto della Regione siciliana nelle materie relative all'industria e al commercio), evidenziando di aver disciplinato, in virtu' di tali disposizioni, l'attivita' di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi fin dalla legge regionale 20 marzo 1950, n. 30.

Premesso che sulle istanze di rilascio dei permessi di ricerca nel territorio regionale ha finora provveduto l'Assessore all'industria, la Regione sostiene che la situazione non sarebbe mutata neppure a seguito della legge 9 gennaio 1991, n. 9, la quale, malgrado l'intento di favorire una gestione globale ed integrata delle risorse energetiche sul territorio, avrebbe conservato alla Regione siciliana le funzioni amministrative relative alla materia in esame, cosi' differenziandone la posizione non soltanto rispetto alle Regioni ordinarie, ma anche nei confronti delle altre autonomie speciali.

2.1. - La titolarita' regionale delle competenze legislative ed amministrative in materia di idrocarburi sarebbe stata altresi' confermata dall'art. 39 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 (Attuazione della direttiva 94/22/CE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi), il quale si sarebbe limitato ad imporre alla Regione l'obbligo di adeguare il proprio ordinamento al favor per la concorrenza nel settore, risultante dalla direttiva comunitaria.

Tale titolarita' non potrebbe essere contestata neppure invocando la categoria dell'interesse nazionale, il ricorso alla quale contrasterebbe da un lato con il processo di integrazione europea, che tende ad attrarre a livello comunitario la politica industriale e quella energetica, dall'altro con la spinta al decentramento politico ed alla valorizzazione del ruolo delle regioni, ciascuna delle quali, nel proprio territorio, sarebbe in grado di garantire piu' adeguatamente l'effettiva parita' tra gli operatori del settore e la compatibilita' dell'attivita' di ricerca con gli interessi della comunita' locale.

2.2. - La pubblicazione delle istanze nel BUIG costituirebbe pertanto, ad avviso della ricorrente, un'indebita interferenza da parte dello Stato nella sfera di attribuzioni della Regione, che produrrebbe effetti direttamente ed immediatamente lesivi, consistenti nell'attrazione del procedimento autorizzatorio nella sfera ministeriale e nell'incertezza operativa in ordine alla spettanza delle competenze amministrative in materia.

Per tali motivi, la Regione Siciliana chiede dichiararsi che non spetta allo Stato il potere di rilasciare permessi di ricerca degli idrocarburi nel territorio regionale, ne' il potere di disporre la pubblicazione di eventuali istanze dirette ad ottenere il rilascio di tali permessi nel BUIG, e che i suddetti poteri sono compresi fra le attribuzioni regionali, con il conseguente annullamento degli atti impugnati.

3. - Si e' costituito in giudizio il Presidente del Consiglio dei Ministri, con il patrocinio dell'Avvocatura generale dello Stato, chiedendo che il ricorso sia dichiarato inammissibile o comunque infondato.

3.1. - In prossimita' dell'udienza pubblica, il Presidente del Consiglio dei Ministri ha depositato una memoria difensiva, nella quale sostiene che la legge n. 9 del 1991, nel disciplinare il conferimento dei permessi di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi, avrebbe attribuito al Ministro dell'industria una competenza esclusiva per l'intero territorio nazionale.

L'unicita' della disciplina relativa alla prospezione, alla ricerca ed alla coltivazione degli idrocarburi sarebbe stata ribadita dal d.lgs. n. 625 del 1996, il quale, in conformita' con quanto affermato da questa Corte nella sentenza 27 dicembre 1991, n. 482, subordina il rilascio dei permessi ad un'intesa con le regioni a statuto speciale,

e dal decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, con cui lo Stato ha trasferito alle regioni soltanto le funzioni amministrative relative alla coltivazione degli idrocarburi in terraferma.

Considerato in diritto

1. - Il conflitto di attribuzione sollevato dalla Regione Siciliana nei confronti dello Stato con il ricorso indicato in epigrafe ha ad oggetto la pubblicazione, da parte del Ministero dell'industria, nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia, di alcune istanze di societa' private dirette ad ottenere il permesso di ricerca di idrocarburi in aree comprese nel territorio regionale.

Secondo la Regione ricorrente "la decisione di pubblicare queste istanze, avviando il procedimento diretto al rilascio del provvedimento di autorizzazione, l'atto stesso della pubblicazione ed il complessivo comportamento tenuto al riguardo dal Ministero dell'industria" costituirebbero un'indebita interferenza nella sfera di attribuzione ad essa riconosciuta dall'art. 14, lettere d ed h dello statuto siciliano, nonche' dagli artt. 1 e 2 del decreto di attuazione 5 novembre 1949, n. 1182, in materia di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi nel territorio regionale. La Regione denuncia inoltre la violazione dell'art. 39 del d.lgs. 25 novembre 1996, n. 625, che, in attuazione della direttiva 94/22/CE, imponendo alle regioni a statuto speciale ed alle province autonome di adeguare la propria disciplina, oltre che al favor per la concorrenza nel settore, alle disposizioni del titolo I dello stesso decreto, considerate quali principi fondamentali di riforma economico-sociale, confermerebbe implicitamente il preesistente assetto delle competenze legislative ed amministrative in materia.

2. - Il conflitto non e' ammissibile.

La pubblicazione delle istanze dirette ad ottenere il rilascio dei permessi di ricerca degli idrocarburi e' prevista dall'art. 43 della legge 11 gennaio 1957, n. 6 (Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi), che appunto stabilisce che nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia (BUIG) "saranno pubblicate mensilmente le domande di permessi di ricerca per idrocarburi liquidi e gassosi". Tale prescrizione e' sostanzialmente riprodotta nell'art. 5 del d.P.R. 18 aprile 1994, n. 484 (Regolamento recante la disciplina dei procedimenti di conferimento dei permessi di prospezione o ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi in terraferma e in mare), il quale dispone che il Ministero cura la pubblicazione della domanda nel Bollettino del mese successivo a quello in cui e' presentata la domanda stessa.

Questo sistema di circolazione notiziale e' stato peraltro integrato dalla prescrizione di ulteriori adempimenti derivanti dall'attuazione della direttiva comunitaria che impone di garantire a tutti gli interessati di poter presentare domanda tempestivamente, come si ricava dall'art. 14, comma 1, del d.lgs. n. 625 del 1996, che appunto stabilisce che il Ministero dell'industria informa le regioni interessate delle istanze di prospezione e ricerca "mediante trasmissione del BUIG". E come si ricava altresi' dagli artt. 4, comma 3, e 16, comma 1, dello stesso decreto, che prevedono che il Ministero, ferma la pubblicazione sul BUIG, trasmetta alla Commissione delle comunita' europee, per la pubblicazione nella Gazzetta ufficiale delle comunita' europee, un avviso contenente le informazioni essenziali sull'istanza per ottenere il permesso di ricerca, nonche' invii regolarmente il BUIG stesso. Tale complessiva forma di certezza notiziale mira dunque a creare una situazione oggettiva di conoscibilita' delle domande pervenute, anche allo scopo di consentire l'individuazione, sotto il profilo cronologico, delle domande di permesso sulla stessa area che possono essere considerate "concorrenti" ai fini della loro selezione, anche in ambito comunitario.

In questa ottica e' evidente che, nella specie, la pubblicazione non puo' rappresentare, di per se', la pretesa chiara ed inequivoca di esercitare una determinata competenza, il cui svolgimento possa determinare l'invasione attuale dell'altrui sfera di attribuzioni, o comunque una menomazione delle possibilita' di esercizio della medesima (ex plurimis: sentenze n. 301 del 1995 e n. 771 del 1988). Gli atti impugnati sono pertanto inidonei a dar vita ad un conflitto di attribuzione, in quanto la pubblicazione delle domande pervenute costituisce un adempimento dovuto per legge, alla cui esecuzione gli uffici competenti debbono provvedere entro un termine prestabilito.

Non e' quindi individuabile in queste misure di certezza notiziale alcuna pretesa di esercitare, da parte del Ministro dell'industria, una competenza relativa al rilascio dei permessi di ricerca, tanto piu' se si considera, da un lato, che la pubblicazione nel BUIG deve essere integrata dalla trasmissione del Bollettino stesso sia alle regioni interessate, sia alla Commissione delle comunita' europee; dall'altro lato, che la vigente legislazione siciliana non prevede, al riguardo, alcuna forma di pubblicazione. Il che dimostra ulteriormente che la misura di pubblicita' in esame adempie a finalita' meramente conoscitive e che in nessun modo puo' essere interpretata come affermazione di una competenza ministeriale in materia (sentenza n. 278 del 1991).

Per questi motivi

LA CORTE COSTITUZIONALE

Dichiara inammissibile il conflitto di attribuzione sollevato, con il ricorso indicato in epigrafe, dalla Regione Siciliana in relazione alla pubblicazione, da parte del Ministero dell'industria, nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia n. 5 del 31 maggio 1997, di alcune istanze di societa' private dirette ad ottenere il permesso di ricerca di idrocarburi in aree comprese nel territorio della Regione.

Cosi' deciso in Roma, nella sede della Corte costituzionale, Palazzo della Consulta, il 14 luglio 1999.

Il Presidente: Granata

Il redattore: Capotosti

Il cancelliere: Di Paola

Depositata in cancelleria il 28 luglio 1999.

Il direttore della cancelleria: Di Paola

99C0846

Corte Costituzionale, sentenza N. 21 dell'ANNO 1968

REPUBBLICA ITALIANA

IN NOME DEL POPOLO ITALIANO

LA CORTE COSTITUZIONALE

composta dai signori Giudici:

Prof. Aldo SANDULLI, Presidente

Dott. Antonio MANCA

Prof. Giuseppe BRANCA

Prof. Michele FRAGALI

Prof. Costantino MORTATI

Prof. Giuseppe CHIARELLI

Dott. Giuseppe VERZÌ

Dott. Giovanni Battista BENEDETTI

Prof. Francesco Paolo BONIFACIO

Dott. Luigi OGGIONI

Dott. Angelo DE MARCO

Avv. Ercole ROCCHETTI

Prof. Enzo CAPALOZZA

Prof. Vincenzo Michele TRIMARCHI,

ha pronunciato la seguente

SENTENZA

nei giudizi riuniti di legittimità costituzionale della legge 21 luglio 1967, n. 613, concernente ricerche e coltivazioni degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla legge 11 gennaio 1957, n. 6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi, promossi con i seguenti ricorsi:

1) ricorso del Presidente della Regione siciliana notificato il 30 agosto ed il 1 settembre 1967, depositato in cancelleria il 7 settembre 1967 ed iscritto al n. 24 del Registro ricorsi 1967;

2) ricorso del Presidente della Regione autonoma della Sardegna notificato il 30 agosto 1967, depositato in cancelleria l'8 settembre 1967 ed iscritto al n. 25 del Registro ricorsi 1967.

Visti gli atti di costituzione del Presidente del Consiglio dei Ministri;

udita nell'udienza pubblica del 31 gennaio 1968 la relazione del Giudice Michele Fragali;

uditi gli avvocati Antonio Sorrentino, Vittorio Ottaviano e Pietro Virga, per la Regione siciliana; gli avvocati Pietro Gasparri, Alberto Montel e Feliciano Benvenuti, per la Regione sarda,

ed il sostituto avvocato generale dello Stato Giuseppe Guglielmi, per il Presidente del Consiglio dei Ministri.

Ritenuto in fatto

1. - La Regione siciliana e quella sarda, con distinti ricorsi del 30 agosto - 1 settembre 1967 e 30 agosto 1967, hanno impugnato la legge 21 luglio 1967, n. 613, concernente ricerche e coltivazioni degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla legge 11 gennaio 1957, n. 6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi.

La Regione siciliana ha contestato la legge in quanto riserva allo Stato il diritto di esplorare la piattaforma continentale, di sfruttarne le risorse naturali, di rilasciare le relative concessioni, e ha chiarito che l'impugnativa é stata proposta con particolare riguardo agli artt. 2, 43, 45, 53 e 54 e agli ultimi sei commi della tabella A (recte: B) della sopra citata legge; la Regione sarda si é riferita esclusivamente al comma primo dell'art. 2, ai commi 2, 3 e 4 dell'art. 5, all'art. 11, ai commi 1 e 2 dell'art. 17, al terzo comma dell'art. 20, al primo comma dell'art. 23, ai commi 4 e 5 dell'art. 27, al comma primo dell'art. 32, ai commi 1 e 5 dell'art. 33, al comma primo dell'art. 35, agli artt. 40, 41, 42, 49, 53, 54 e ogni altra disposizione che risulti connessa con le precedenti, salvo, per quanto possa essere ritenuto un tutto logicamente inscindibile, la dichiarazione di illegittimità dell'intera legge.

2. - La Regione siciliana ha rilevato che i giacimenti di idrocarburi appartengono al suo patrimonio indisponibile, come ha anche deciso l'Alta Corte per la Sicilia nella sua sentenza 18 marzo - 4 luglio 1950, e che, sulla materia, ha quindi potere di legislazione esclusiva ai sensi dell'art. 14 lett. h dello Statuto e potestà amministrativa in virtù del successivo art. 20 parte prima; tale duplice potestà essa ha esercitato anche per le zone sottomarine adiacenti alle coste dell'isola senza che da parte dello Stato fosse stata sollevata eccezione alcuna.

Lo Stato, secondo la dottrina moderna, ha, sul mare territoriale e sulla piattaforma continentale, alcune potestà giustificate da ragioni di continuità, contiguità o accessorietà; e tali ragioni possono spiegare efficacia unicamente a favore della Regione, che é l'ente titolare di poteri in materia di ricerca o sfruttamento di giacimenti minerari e dato che i giacimenti che si rinvengono sulla piattaforma sono il più delle volte continuazione di quelli esistenti sulla terraferma.

Fra i beni rientranti nella sfera della Regione siciliana vi é anche il demanio marittimo, il quale é escluso dalla sfera della Regione sarda per espressa disposizione statutaria, mentre lo Statuto siciliano mantiene allo Stato solo i beni che ne interessano la difesa; alla Regione siciliana é stata attribuita la competenza legislativa in materia di pesca senza la limitazione alle acque interne posta dall'art. 117 della Costituzione, in modo che vi sono potestà regionali che si esercitano sul

mare territoriale, come ha riconosciuto la Corte con la sentenza 26 gennaio 1957, n. 23, relativa all'estensione della potestà di pesca della Regione sarda alle acque territoriali.

Nemmeno un interesse nazionale potrebbe prospettarsi perché, a prescindere dalla circostanza che non si presentano per la Sicilia fasce costiere contigue a quelle di altri Stati, va distinto l'esercizio delle facoltà di dare concessioni da quello del rispetto degli obblighi internazionali assunti dallo Stato. Dalla ratifica della convenzione internazionale sulla piattaforma sarebbe disceso automaticamente l'obbligo per la Regione di rispettare le clausole di tale convenzione, non già il trasferimento allo Stato della competenza spettante alla Regione.

Non vale nemmeno il profilo relativo alla tutela sanitaria contro l'inquinamento delle acque: essa é attribuita all'autorità locale non a quella centrale, e in materia sanitaria la Regione siciliana possiede una sua competenza nei limiti dei principi a cui si informa la legislazione statale. La legge impugnata non detta principi generali nuovi; e, comunque, l'introduzione di principi del genere non farebbe argomentare il trasferimento della competenza dallo Stato alla Regione.

Non va infine che la ricerca di idrocarburi nel mare territoriale avrebbe un carattere strumentale per la ricerca di un bene (giacimento) che ancora non si sa se esiste: la potestà legislativa ed amministrativa della Regione non può essere ristretta ai giacimenti minerari scoperti.

In ogni caso é da considerarsi incostituzionale l'art. 54 della legge il quale devolve alle Regioni a statuto speciale una terza parte dell'aliquota in natura corrisposta per le concessioni relative a giacimenti siti nel sottofondo del mare territoriale adiacente alle coste delle Regioni stesse. La norma implicitamente riconosce l'appartenenza alla Regione di una parte delle risorse del mare territoriale; ma la ripartizione fra Stato e Regione dell'utilizzazione di tali risorse, comportando una modificazione delle norme in materia finanziaria, avrebbe richiesto le preventive determinazioni della commissione di cui all'art. 43 dello Statuto.

3. - La Regione sarda ha osservato che le due disposizioni fondamentali della legge, l'art. 2 e l'art. 49, disconoscono il diritto reale della stessa sui giacimenti minerari della piattaforma, la competenza che la medesima ha in tema di esercizio industriale delle miniere e in materia di agricoltura, di pesca, di turismo.

La sentenza della Corte 26 gennaio 1957, n. 23, ha stabilito che la competenza regionale in materia di pesca si estende alle acque territoriali ed anche oltre, fino all'estremo margine dello spazio marittimo che circonda il territorio e sul quale, sia pure a titolo accessorio, si esercita il potere dello Stato. Questo principio é stato accolto, con estensione alla materia delle saline e, per certo aspetto, anche a quella dell'igiene e sanità, con l'art. 1 delle norme di attuazione dello Statuto sardo approvato con D.P.R. 24 novembre 1965, n. 1627; e niente osta che analogo criterio di estensione valga riguardo alle attività di sfruttamento minerario ed eventualmente anche di

coltivazione vegetale del fondo marino, salvi i limiti di estensione posti dal diritto internazionale. A tale estensione non si oppongono le disposizioni statutarie che riservano allo Stato la titolarità del demanio marittimo: si può ammettere che esse riguardano non solo le acque ma anche il fondo in quanto alveo che le contiene; tuttavia i giacimenti minerari, anche quando si trovino nel perimetro di aree demaniali costituiscono oggetto di patrimonio indisponibile, che é una situazione la quale può coesistere con la proprietà demaniale dello Stato sul suolo marino, allo stesso modo in cui coesiste con la proprietà privata del suolo terrestre.

D'altronde, per quanto attiene al mare e al suolo marino estendendosi oltre la spiaggia e fuori del porti e delle rade, si parla impropriamente di proprietà demaniale, trattandosi di aree sottratte a qualsiasi regime di appartenenza (*res communes omnium*); e la legge impugnata le sottopone invece a tale regime. Il quale, in mancanza di disposizioni costituzionali in contrario, non potrebbe essere se non quello determinato dalla consistenza delle aree stesse; quindi, nella specie, nella misura in cui la piattaforma continentale sia costituita da giacimenti minerari, non potrebbe essere se non il regime della patrimonialità indisponibile delle Regioni insulari autonome, in quanto adiacente ai loro territori.

La circostanza che il mare territoriale e la piattaforma continentale sono oggetto di interessi propriamente statali non esclude affatto la competenza della Regione per quanto concerne i giacimenti minerari esistenti nell'area della piattaforma. Il problema sarà, se mai, quello di coordinare, con norme di attuazione, le competenze regionali e quelle statali, mediante un sistema di consultazione e, all'occorrenza, di concerti, come si é fatto con il ricordato D.P.R. 24 novembre 1965, n. 1627, riguardo alla pesca.

4. - Il Presidente del Consiglio dei Ministri ha rilevato che l'esistenza di un qualche potere delle Regioni, certamente da escludere per la piattaforma posta fuori dai limiti del mare territoriale, é stata negata in un parere del Consiglio di Stato del 12 agosto 1948, sia per l'impossibilità di assimilare il territorio dello Stato al mare territoriale, soggetto alla sovranità dello Stato, ma non costituente suo territorio, sia per le implicazioni di ordine interno ed internazionale (sicurezza, difesa, rapporti con altri Stati, ecc.) che la prospezione e lo sfruttamento del fondo e del sottofondo marino comportano, considerati unitariamente e senza soluzioni di continuità. A queste ragioni potrebbero aggiungersi la novità e l'autonomia del diritto attribuito allo Stato con la legge impugnata; le quali escludono che esso possa considerarsi trasferito alle Regioni ricorrenti con gli artt. 14 lett. h, 20 e 23 Statuto siciliano e con gli artt. 3, 4 e segg. Statuto sardo: codesti articoli concernono, e non potevano concernere altro, le miniere esistenti nel territorio dello Stato; le quali soltanto, per altro, costituiscono patrimonio indisponibile dello Stato o delle Regioni. Con riferimento al ricorso della Regione sarda, il Presidente del Consiglio ha osservato che le funzioni

ad essa trasferite in materia di agricoltura, pesca, miniere, turismo, sanità dagli articoli 3 e seguenti dello Statuto, ed i conseguenti diritti patrimoniali, riguardano poteri e diritti già spettanti allo Stato; e comunque sono limitati al territorio dell'isola, che non comprende la piattaforma continentale, né termina con il lido del mare.

5. - La Regione sarda e il Presidente del Consiglio dei Ministri, rispettivamente il 16 gennaio e il 12 gennaio 1968, hanno depositato memoria illustrativa delle proprie deduzioni.

La Regione siciliana ha depositato la sua memoria il 19 gennaio 1968, quindi fuori termine.

All'udienza del 31 gennaio 1968 i difensori delle parti hanno illustrato e ribadito le proprie tesi.

Considerato in diritto

1. - Le due cause possono essere decise con unica sentenza.

Esse concernono la medesima legge statale, che viene impugnata nella sua integrità. Infatti la Regione siciliana domanda esplicitamente la dichiarazione di illegittimità di tutte le disposizioni che la compongono, e solo a titolo indicativo ne elenca alcune; a sua volta la Regione sarda fa riferimento a singole norme, ma chiede, nel contempo, la dichiarazione di illegittimità delle altre non indicate, in quanto la legge possa essere ritenuta un tutto logicamente inscindibile. I motivi dell'impugnazione poi, o sono identici per entrambi i ricorsi, o hanno attinenze reciproche.

2. - La proposta questione sostanzialmente concerne la pretesa delle due suddette Regioni alle risorse del fondo e del sottofondo marino che circonda le rispettive isole. Giova ricordare, a tal riguardo, che, al tempo della promulgazione dello Statuto siciliano e di quello sardo, l'esistenza a favore dello Stato del diritto inerente a tali risorse era internazionalmente oggetto di serie discussioni. Non é supponibile perciò che lo Stato abbia attribuito alle Regioni ricorrenti una potestà legislativa e amministrativa su una materia che nemmeno esso poteva ritenere certamente ed indiscutibilmente nella sua sfera, e che comunque internazionalmente, neanche entro un minimo di utilizzabilità, era geograficamente e giuridicamente definita. Le manifestazioni che si erano avute ad opera di Stati stranieri non avevano prodotto una norma internazionale di valore generale; e fino ad oggi, del resto, nemmeno la convenzione di Ginevra 28 aprile 1958 sulla piattaforma continentale, alla quale l'Italia non ha ancora aderito, per quanto predisposta sotto l'egida dell'Organizzazione delle Nazioni Unite, ha ricevuto la ratifica di tutti gli Stati che la posero in essere.

Comunque, quello sulla piattaforma continentale é un diritto che é condizionato dall'utilizzabilità economica del suo oggetto, tanto vero che l'art. 1 primo comma della legge impugnata, oltre i duecento metri di profondità, genericamente lo estende fino al limite della possibilità di sfruttamento; e lo Stato italiano fu in grado di esercitare quel diritto soltanto in tempo

recente. La prima manifestazione di tale esercizio é infatti quella con cui fu affidato all'Ente nazionale idrocarburi il compito di eseguire ricerche su alcune zone marine dell'Adriatico, in base alla legge 10 febbraio 1953, n. 136, posteriore alla promulgazione degli Statuti delle regioni ricorrenti; solo dopo tale promulgazione perciò la piattaforma continentale assunse, nell'ordinamento interno, ma parzialmente, il carattere di bene giuridico, perché solo allora acquistò il requisito dell'appropriabilità, che é essenziale per la qualifica di una cosa come bene.

Al di sotto dell'isobata dei duecento metri nemmeno oggi si sa fino a qual punto il diritto statale in discorso si potrebbe esplicare con effettività; e per potersi sostenere che esso sia stato trasferito alle Regioni ricorrenti, dovrebbe affermarsi che si possa ritenere passata ad esse anche la competenza a determinarne il limite, vale a dire la competenza a fissare l'ambito della sfera dello Stato con effetti nell'ordinamento internazionale, che attiene invece a quello che si suol designare potere estero, di spettanza esclusiva dello Stato. Indiscutibile é che la Sardegna ha piattaforma in comune con la Corsica; ma del pari non é discutibile, nonostante le contestazioni mosse al riguardo dalla Regione, che la Sicilia é in una stessa piattaforma con l'isola maltese. E, se é esatto l'assunto che le Regioni, ricorrendo avverso la legge del 1967, non hanno inteso affermare che avrebbero potuto sostituirsi allo Stato nell'ambito internazionale, é anche vero che internazionalmente allo Stato sarebbe imputata la azione autonoma delle Regioni sulla piattaforma adiacente al loro territorio, se ne avessero diritto, con l'effetto, non solo di determinare in concreto i termini del rapporto interstatuale, ma anche di coinvolgere la responsabilità internazionale dello Stato circa il modo di esercizio di quell'azione.

3. - Si é opposto che la piattaforma predetta é un accessorio o una pertinenza della terraferma: ma essa non é al servizio di questa ultima ai fini dell'esercizio del diritto di sfruttamento, e, al contrario, é la terraferma che condiziona tale esercizio (art. 31 legge impugnata). Non basta inoltre rilevare che talora i giacimenti sottomarini sono continuazione di quelli del sottosuolo: l'osservazione fa arguire che può esservi unità fra taluni adunamenti minerari e, quando v'é tale unità, che v'é convergenza di interessi fra Stato e Regione, non certo potrebbe giustificare l'assorbimento della competenza dello Stato in quella della Regione, talora financo sproporzionata nel fatto, ove la porzione terrestre del sedimenti fosse minima.

La ricerca sottomarina può organizzarsi e svolgersi unitariamente dalla zona che corrisponde al sovrastante mare territoriale fino a quella che sottostà all'alto mare; e per ciò solo non potrebbe essere oggetto di potestà regionali, sicuramente non estensibili al mare libero. Non si potrebbe dividere il fondo e il sottofondo marino fra zona territoriale, zona contigua e zona d'alto mare, per riconoscere alle regioni una competenza unicamente riguardo alle attività che possono esercitarsi sulla porzione di fondo e di sottofondo sottostante al mare territoriale, perché la corrispondente

differenziazione del mare si rifà ad una varia natura e ad una diversa intensità dei poteri dello Stato, che attengono alla difesa, alla polizia della navigazione, alla vigilanza doganale, e via enumerando, mentre sul fondo e sul sottofondo marino si esplicano poteri di contenuto e di intensità uguali per tutta la fascia che va dalla linea della bassa marea fino al limite esterno della piattaforma. In altre parole, la condizione giuridica differenziata del mare trova fondamento in una diversità di funzione del suoi vari tratti, là dove una sola é la funzione del fondo e del sottofondo marino; e la distinzione del mare territoriale della zona contigua e dell'alto mare é rilevante soltanto nella misura in cui lo é secondo il diritto internazionale, il quale non fa prevedere, per la piattaforma continentale, l'instaurazione di trattamenti diversi a seconda della sua posizione geografica.

Impedisce una ripartizione fra Stato e Regione della competenza sulla materia anche la subordinazione del relativo diritto al libero esercizio degli interessi garantiti, sul mare, agli Stati terzi, secondo l'ordinamento internazionale (art. 2, comma terzo, della legge), e quindi secondo ciò che può essere determinato dall'evoluzione dei rapporti interstatuali.

La valutazione della situazione di tali rapporti é pure estranea alla competenza regionale; e nemmeno a tal proposito si può obiettare che le regioni ricorrenti non intendono esimersi dal dovere di osservare gli obblighi internazionali nell'esercizio della rispettiva competenza perché, nella specie, se il diritto reclamato dalle Regioni ricorrenti non é scindibile dal limite posto a tutela dell'interesse degli Stati terzi, esso dovrebbe comportare l'esplicazione di potestà efficaci ad impedire che quegli Stati terzi eccedano nell'esercizio del loro diritti e che questi diritti siano violati da coloro ai quali si attribuisce il compito di ricercare e di coltivare quelle risorse: sono potestà codeste che non si possono definire di competenza regionale senza che resti indebolita la posizione internazionale dello Stato, la quale richiede pienezza, assolutezza ed immediatezza di interventi. diritti degli Stati terzi possono trovare restrizione solo nell'esigenza di soddisfare interessi inerenti alla vita della comunità statale nella sua unità e nella sua inscindibilità, non interessi appartenenti soltanto ad una parte di quella comunità, com'é la regione.

4. - Non convince nemmeno l'asserto che, essendo lo Stato articolato in Regioni, per le materie statutarie la competenza statale si risolve in una competenza regionale. A parte l'ipotesi di competenza concorrente, si può rilevare in contrario che le stesse materie di competenza esclusiva ricevono restrizioni naturali dai motivi che hanno determinato la istituzione delle Regioni, consistenti nella cura dell'interesse esclusivamente o almeno prevalentemente localizzato nella sfera regionale (sentenza 1 aprile 1958, n. 28), sempre che si ponga sul piano di quell'unità dello Stato in cui le Regioni si sistemano e vivono, e sul piano delle esigenze fondamentali che informano la vita dello Stato (sentenze 22 gennaio 1960 n. 2 e 6 aprile 1965 n. 26); in modo che questa Corte ha potuto decidere che, non ostante la generica dizione degli Statuti, di regola, la cerchia delle materie

che essi affidano alle Regioni non contiene anche il regolamento degli inerenti rapporti di diritto privato (sentenza 24 gennaio 1957 n. 35, 27 giugno 1957 n. 109, 8 luglio 1958 n. 49, 5 giugno 1962 n. 63) e che il rispetto degli obblighi internazionali dello Stato é, per la competenza regionale, un limite indefettibile, pur se il singolo Statuto non lo segni in modo espresso (sentenza 4 aprile 1963 n. 49).

Non ha pregio neanche l'obiezione che i medesimi motivi che giustificano l'estensione delle potestà statali sulla piattaforma continentale impongono di portarvi la competenza regionale: tale estensione fu determinata, come ricorda la relazione alla legge impugnata, dal riflettersi dell'esercizio del diritto in questione sulla sicurezza dello Stato, sulla conservazione del litorale, delle spiagge, delle rade, e dei porti, e sull'attuazione di un programma produttivo efficace a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti degli idrocarburi e a ridurre il ricorso all'approvvigionamento estero, fino a dare al Paese una autonomia di settore: tutte finalità che non attengono all'interesse esclusivo o prevalente delle regioni. Gli idrocarburi sono fonti di energia, e le fonti di energia (giova ricordarlo) sono beni che, ex art. 43 della Costituzione, a fini di utilità generale, possono formare oggetto di riserva a favore dello Stato: ed é da notare che, negli Stati Uniti di America, con l'Outer continental shelf land act (7 agosto 1953), le aree sottomarine furono dichiarate di proprietà federale, rimanendo sottratte al potere degli Stati federati.

Quello dell'esistenza di un mare territoriale regionale altro non é se non problema di esistenza, fra le competenze regionali, di singole materie aventi un oggetto che implica l'utilizzazione di quel mare: e non é perciò invocabile a favore dell'accoglimento dei ricorsi la sentenza di questa Corte del 21 gennaio 1957 n. 23. Questa riconobbe alla Regione sarda una competenza in materia di pesca marittima, ma non giudicò che la Regione stessa ha un suo mare territoriale o che può esercitare poteri su quel mare, sia pure limitatamente alla pesca. La sentenza ammise, é vero, che la potestà spettanti allo Stato riguardo al mare territoriale non sono pregiudicate dall'esercizio di quella competenza; ma lo ammise per una materia, come la pesca, che il D.P.R. 13 luglio 1954, n. 744, aveva riconosciuto di poter decentrare presso le amministrazioni provinciali riguardo al territorio dello Stato non ancora organizzato a Regioni con statuto ordinario, mediante un apprezzamento che non é stato ripetuto a proposito della piattaforma continentale, dato quanto si é sopra esposto.

La legge impugnata ha mantenuto fermo il diritto della Regione siciliana al controllo dell'attività di coloro ai quali essa aveva accordato permessi e concessioni, non perché ha ammesso che le relative potestà erano state esercitate legittimamente, ma volendo prendere atto di una situazione di fatto e regolarla in via transitoria; tanto vero che ha prescritto il rinnovamento del permesso o della concessione da parte dell'amministrazione statale. Atti amministrativi, come sono i permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione accordati dalle Regioni, non hanno la forza di

pregiudicare le competenze costituzionali; neppure se hanno efficacia definitiva, per non avere formato oggetto di denuncia in sede di conflitto di attribuzione.

5. - A riprova che gli Statuti non hanno attribuito alle Regioni alcun diritto sulla piattaforma continentale sta la nozione di miniera da essi accolta.

Questa nozione non può coincidere se non con quella che si desume dal R.D. 29 luglio 1927, n. 1443, dato il tempo in cui gli Statuti iniziarono la loro vita. Ma nel citato decreto appare chiaramente presente un concetto di miniera collegato unicamente ed essenzialmente al sottosuolo; tanto vero che il suo art. 1 pone ad oggetto della normativa degli articoli successivi la ricerca e la coltivazione di sostanze minerali e di energie "del sottosuolo" sotto qualsiasi forma e condizione fisica. In correlazione a ciò, l'art. 5, secondo comma, l'art. 15, quarto comma, e l'art. 27, quarto comma, del citato decreto, per i permessi di ricerca, per le concessioni di coltivazione e per l'autorizzazione al trasferimento delle concessioni, dispongono che deve essere previamente sentita l'amministrazione militare, ove si tratti di miniere esistenti in zone interessanti la difesa, ma nulla statuiscono per la tutela dell'interesse della navigazione, come avrebbero dovuto fare se il permesso, la concessione o l'autorizzazione avesse potuto concernere le miniere sottomarine. E sempre in coerenza alla nozione esclusivamente terrestre di miniera, le leggi di polizia mineraria, fino al D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, emesso in esecuzione della delegazione contenuta nella legge 4 marzo 1958, n. 198, non avevano norme idonee a garantire la sicurezza delle lavorazioni sottomarine e la sicurezza e la salute del lavoratori in esse impegnati. Anche il Codice civile, all'art. 840, fa parola delle miniere in un rapporto con il sottosuolo; e pertanto identica deve ritenersi la nozione che delle medesime ha il precedente art. 826 come beni facenti parte del patrimonio indisponibile dello Stato. Alla figura della miniera sottomarina non si pensava quindi al tempo della promulgazione degli statuti regionali per la Sicilia e per la Sardegna; e perciò solo alle miniere di sottosuolo poterono, riferirsi tali Statuti.

Quando affiorò nel nostro ordinamento giuridico, e cioè con la citata legge 10 febbraio 1953, n. 136. quella figura fu delineata come attinente a materia di esclusiva competenza statale, e quindi come bene di patrimonio indisponibile dello Stato, dato il carattere dell'ente cui veniva affidato il compito estrattivo nelle zone marittime che la stessa legge indicava.

6. - Sotto una varietà di profili resta perciò escluso che la legge 21 luglio 1967, n. 613, abbia leso una competenza attribuita alle Regioni ricorrenti dai rispettivi Statuti. Se l'applicazione di tale legge causasse interferenze statali su alcune competenze regionali (la Regione sarda parla di agricoltura, di pesca, di turismo, di industria e commercio, di produzione di energia elettrica e di linee marittime ed aeree di piccolo cabotaggio e la Regione siciliana di sanità pubblica e di pesca), sarebbe da ripetere quanto la Corte considerò nella ricordata sentenza del 21 gennaio 1957 n. 23, a

proposito della pesca marittima nel mare sardo; che cioè le singole competenze regionali debbono intendersi rigorosamente limitate, così da escludere ogni esorbitanza in materie connesse di competenza statale, e senza pregiudizio delle implicazioni di questa competenza, la quale tutela interessi pubblici estranei alla sfera regionale.

E nemmeno per ciò che dispongono gli artt. 53 e 54 della legge é configurabile una lesione della competenza regionale.

Quanto al primo, la Regione sarda non ha motivo di dolersi che non le furono attribuiti poteri di controllo sull'attività del titolari di suoi permessi di ricerca sottomarina. Questi permessi sono stati accordati il 16 luglio 1967, e quindi posteriormente al perfezionamento della legge impugnata, avvenuto, con l'approvazione della IX commissione del Senato, il 13 luglio 1967: la legge non poteva regolare la situazione conseguitane, perché ne ignorava l'esistenza. Pertanto non può aver inteso di recare lesione ad una disciplina transitoria della situazione di fatto che gli atti regionali avevano determinato, ove essa avesse meritato la medesima tutela accordata alla Regione siciliana, e si fosse ravvisato privo di importanza il fatto che era stata prodotta nella scienza del suo contrasto con la legge già approvata dalle camere.

Quanto all'art. 54 della legge, non é sostenibile, come fa la Regione siciliana, che esso avrebbe fissato la quota della Regione sul prodotto della coltivazione delle miniere di idrocarburi senza le forme prescritte per le norme di attuazione degli statuti. La disposizione predetta ha infatti voluto attribuire alle Regioni a statuto speciale, non una compartecipazione al risultato economico della coltivazione delle miniere sottomarine o una indennità a compenso di diritti che ad esse venivano sottratti, ma un contributo speciale ai sensi dell'art. 119, terzo comma, della Costituzione. Lo si desume dalla limitazione posta alla disponibilità della quota assegnata, che, secondo la norma impugnata, deve essere destinata allo sviluppo delle attività economiche regionali ed al loro incremento industriale, e che palesemente si rifà al disposto del suddetto comma dell'art. 119; dal quale si trae l'esigenza che sia determinata la destinazione del contributo, e che si abbia riguardo particolare alla valorizzazione del Mezzogiorno e delle isole. Per escludere la norma impugnata dal suddetto schema costituzionale non basterebbe certo opporre che l'art. 54 della legge in esame accorda un contributo in natura e non in danaro.

PER QUESTI MOTIVI

LA CORTE COSTITUZIONALE

dichiara non fondate le questioni di legittimità costituzionale proposte dalla Regione siciliana in riferimento agli artt. 14, lett. h, 20, prima parte, 33, 36 e 43 del suo Statuto, nonché dalla Regione sarda in riferimento agli artt. 3, lett. d, m, p, 4, lett. a, e, f, e 6 del suo Statuto, e in ordine alla legge 21 luglio 1967, n. 613, che regola le ricerche e coltivazioni degli idrocarburi liquidi e gassosi, con

particolare riguardo, per la Regione siciliana, agli artt. 2, 43, 45, 53, 54, e ultimi sei commi della tabella B della citata legge e, per la Regione sarda, l'art. 2 comma 1, l'art. 5 commi 2, 3 e 4, l'art. 11, l'art. 17 commi 1 e 2, l'art. 20 comma 3, l'art. 23 comma 1, l'art. 27 commi 4 e 5, l'art. 32 comma 1, l'art. 33 commi 1 e 5, l'art. 35 comma 1, gli artt. 40, 41, 42, 49, 53, 54 della legge stessa e ogni altra sua disposizione che risulti connessa con le precedenti.

Così deciso in Roma, nella sede della Corte costituzionale, Palazzo della Consulta, il 3 aprile 1968.

Aldo SANDULLI - Antonio MANCA - Giuseppe BRANCA - Michele FRAGALI - Costantino MORTATI - Giuseppe CHIARELLI - Giuseppe VERZÌ - Giovanni Battista BENEDETTI - Francesco Paolo BONIFACIO - Luigi OGGIONI - Angelo DE MARCO - Ercole ROCCHETTI - Enzo CAPALOZZA - Vincenzo Michele TRIMARCHI

Depositata in cancelleria il 17 aprile 1968.

Corte Costituzionale, sentenza N. 12 dell'ANNO 1963

REPUBBLICA ITALIANA

IN NOME DEL POPOLO ITALIANO

LA CORTE COSTITUZIONALE

composta dai signori Giudici:

Prof. Gaspare AMBROSINI, Presidente

Prof. Giuseppe CASTELLI AVOLIO

Prof. Antonino PAPALDO

Prof. Nicola JAEGER

Prof. Giovanni CASSANDRO

Dott. Antonio MANCA

Prof. Aldo SANDULLI

Prof. Giuseppe BRANCA

Prof. Michele FRAGALI

Prof. Costantino MORTATI

Prof. Giuseppe CHIARELLI

Dott. Giuseppe VERZÌ

ha pronunciato la seguente

SENTENZA

nel giudizio di legittimità costituzionale della legge regionale sarda 26 ottobre 1961 concernente "l'utilizzazione locale degli idrocarburi provenienti dalle coltivazioni in Sardegna", promosso con ricorso del Presidente del Consiglio dei Ministri, notificato il 31 luglio 1962,

depositato nella cancelleria della Corte costituzionale il 9 agosto successivo ed iscritto al n. 8 del Registro ricorsi 1962.

Visto l'atto di costituzione in giudizio del Presidente della Regione autonoma della Sardegna;

udita nell'udienza pubblica del 23 gennaio 1963 la relazione del Giudice Costantino Mortati;

uditi il sostituto avvocato generale dello Stato Umberto Coronas, per il Presidente del Consiglio dei Ministri, e l'avv. Pietro Gasparri, per il Presidente della Regione autonoma della Sardegna.

Ritenuto in fatto

Con ricorso notificato alla Regione autonoma della Sardegna il 31 luglio 1962 il Presidente del Consiglio dei Ministri ha impugnato dinanzi alla Corte costituzionale la legge approvata da quel Consiglio regionale il 26 ottobre 1961 - e riapprovata, in sede di rinvio, il 13 luglio 1962 - concernente "l'utilizzazione locale degli idrocarburi provenienti dalle coltivazioni in Sardegna", il cui articolo unico stabilisce che nei disciplinari delle concessioni, accordate ai sensi della legge regionale sarda 19 dicembre 1959, n. 20, sarà inserita una clausola che impegni i concessionari a costruire ed esercire entro un termine fissato, a pena di decadenza, un impianto di raffinazione nel territorio della Regione del minerale prodotto, se la produzione annuale di idrocarburi liquidi raggiunga nell'Isola il quantitativo complessivo di due milioni di tonnellate, e sempre che le riserve siano tali da assicurare l'alimentazione dell'impianto per un congruo numero di anni.

Col ricorso si denuncia in primo luogo la violazione dell'art. 41 della Costituzione perché la legge regionale sarda verrebbe ad incidere in modo grave sull'iniziativa personale dell'operatore economico, sopprimendone la libera autodeterminazione nella creazione ed organizzazione dell'azienda; aggiungendo che, d'altra parte, il vincolo sarebbe stato disposto per fini che esulano dalla previsione del terzo comma dell'art. 41, in quanto riguardano non già la "generale utilità" ma solo un'"utilizzazione locale". Si deduce poi, come secondo motivo dell'impugnazione, la violazione dell'art. 120 della Costituzione in quanto il provvedimento della Regione sarda, imponendo la costruzione e l'esercizio nell'Isola di impianti di raffinazione per il trattamento del minerale prodotto, creerebbe un ostacolo alla libera circolazione delle cose fra le Regioni. Concludendo chiede che venga dichiarata la illegittimità costituzionale della legge regionale impugnata.

La Regione autonoma della Sardegna, in persona del suo Presidente Efisio Corrias, con la rappresentanza e difesa dell'avvocato Pietro Gasparri, si é costituita in giudizio per resistere al ricorso, depositando le proprie deduzioni in cancelleria il 23 agosto 1962. La difesa della Regione eccepisce, in via preliminare. l'invalidità dell'impugnazione perché il Presidente della Giunta

regionale non é stato invitato a partecipare, ai sensi dell'art. 47, comma secondo, dello Statuto speciale, alla deliberazione del Consiglio dei Ministri rivolta all'approvazione della stessa. Contesta, comunque, l'ammissibilità del ricorso per quella parte in cui, sostenendo che la legge non persegue fini di utilità sociale, solleva non una questione di legittimità ma un conflitto di ordine politico tra interessi statali ed interessi regionali, di competenza del Parlamento. La difesa della Regione osserva poi, nel merito, che non sussiste l'eccepita violazione dell'art. 41, e ciò perché la legge regionale non pone alcun divieto di esercizio di attività economiche inerenti agli idrocarburi, ma si limita a condizionare l'assunzione di concessioni minerarie aventi per oggetto l'estrazione di idrocarburi alla accettazione dell'impegno di attuare la raffinazione degli stessi in Sardegna, statuendo così non un obbligo bensì un onere, liberamente assunto all'atto della richiesta della concessione, e che rientra nella previsione del terzo comma dell'art. 41, dato che il dare incremento al sorgere d'industrie in una zona arretrata e depressa, realizza di certo un fine sociale. Se si volesse considerare non i fini sociali, ma quell'utilità generale a cui fa riferimento il ricorso (ma che, peraltro, non é menzionata nell'art. 41) si perverrebbe necessariamente ad un'identica conclusione, giacché ha un valore positivo per tutta la nazione il fatto dell'elevamento del tenore di vita sociale di una Regione particolarmente depressa come la Sardegna, in favore della quale si é elaborato uno specifico piano di rinascita. Aggiunge che, se si negasse alla Regione sarda la competenza a dettare una disposizione quale quella impugnata, si svuoterebbe la potestà legislativa ad essa attribuita dall'art. 4, lett. a, dello Statuto speciale in materia di "industria, commercio ed esercizio industriale delle miniere".

La difesa della Regione contesta poi l'asserita violazione dell'art. 120 della Costituzione ed afferma che questa norma, in quanto dettata nei confronti delle Regioni ad autonomia ordinaria, vale anche per le Regioni a Statuto speciale solo ove non risulti sostituita da una disposizione di questo, e quindi non trova applicazione nel caso in esame, in cui l'articolo medesimo, anche se dovesse venire interpretato nel senso fatto valere nel ricorso, é da considerare derogato dall'indicato art. 4, lett. a, dello Statuto sardo. In ogni caso, pur se si consideri rilevante nella specie l'articolo 120 della Costituzione, non per questo risulterebbe dimostrata l'illegittimità costituzionale della legge impugnata poiché essa non frappone alcun ostacolo alla esportazione dei prodotti petroliferi rinvenuti in Sardegna ed alla libera concorrenza nell'Isola fra questi e quelli analoghi di altra provenienza, e neppure limita il diritto degli operatori economici di esercitare l'industria petrolifera in qualunque parte del territorio nazionale, ma richiede solo l'utilizzazione della mano d'opera locale nella raffinazione, e ciò limitatamente al verificarsi delle condizioni previste dalla legge che sono tali da rendere l'utilizzazione stessa economicamente conveniente. Conclude chiedendo il rigetto del ricorso.

Con memoria illustrativa, depositata in data 8 gennaio 1963, l'Avvocatura generale dello Stato rileva innanzi tutto, rispetto all'ammissibilità del ricorso, che nella specie il Presidente della Regione non doveva essere chiamato a partecipare alla seduta del Consiglio dei Ministri nella quale é stata deliberata l'impugnativa, rientrando tale atto nell'attività di controllo riservata allo Stato, ed aggiunge che é altresì inesatta l'affermazione della Regione sarda, secondo cui il ricorso solleverebbe un conflitto di interessi di ordine politico, dato che, al contrario, esso investe una questione di pura legittimità costituzionale. La memoria mette poi in rilievo come la legge impugnata sia in palese contrasto con l'art. 41, perché gli interventi legislativi che questo consente, limitativi dell'iniziativa economica privata, sono riservati allo Stato nell'esercizio della funzione, ad esso solo spettante, della determinazione dell'indirizzo politico generale, secondo sarebbe stato affermato da alcune sentenze della Corte. Contesta poi che il potere vantato dalla Regione possa dedursi dagli artt. 3 e 4 dello Statuto, perché questi subordinano l'attività normativa regionale ai principi stabiliti dalle leggi statali. Quanto alla dedotta violazione dell'art. 120, fa rilevare come la tesi dell'inapplicabilità del medesimo alle Regioni a Statuto speciale urti contro il principio fondamentale dell'unità dello Stato, e come la violazione stessa sia nella specie incontestabile, dato che la legge impugnata impedisce la circolazione del grezzo estratto e toglie la libertà di impiantare l'industria della raffinazione in qualunque parte del territorio nazionale.

Anche la difesa della Regione sarda ha presentato una memoria in data 9 gennaio 1963, con cui, dopo avere nuovamente precisato le ragioni per cui il ricorso é inammissibile (sostenendo che il problema sollevato dalla necessità dell'intervento del Presidente regionale nella seduta del Consiglio dei Ministri potrebbe essere prospettato anche come oggetto di un conflitto di attribuzione, sollevabile, com'é sollevato, in via incidentale nel corso del giudizio sulla legittimità di leggi, e richiedendo conseguentemente l'annullamento della decisione di ricorrere presa dal Consiglio dei Ministri, ai sensi degli artt. 38 e 42 della legge 11 marzo 1953, n. 87), mette in rilievo come l'art. 41 si riferisce all'utilità sociale, non già statale, sicché i programmi, i controlli, i limiti rivolti a conseguire tale utilità possono essere disposti anche con legge regionale, quando gli interessi da tutelare si esauriscano nell'ambito della medesima. Aggiunge che l'art. 4, lett. a, dello Statuto consente alla Regione un potere di programmazione economica nonché la disciplina dell'esercizio industriale delle miniere, e di essa é appunto espressione la legge in esame che vuole incrementare lo sviluppo nell'Isola dell'industria della raffinazione, e che trova base anche nell'art. 3, lett. m, dello Statuto. Quanto all'assunta violazione dell'art. 120 fa osservare come la formula "utilizzazione locale" adoperata dalla legge non vuole esprimere il vincolo al consumo in loco degli idrocarburi sardi, ma anzi tende a favorire l'esportazione, e comunque non pone alcuna remora al giuoco della

libera concorrenza cui si riferisce la garanzia dell'art. 120. Insiste nella richiesta di rigetto del ricorso.

Nella discussione orale i rappresentanti delle parti in giudizio hanno svolto ed illustrato i motivi dedotti nelle scritture.

Considerato in diritto

1. - Devono ritenersi prive di fondamento le eccezioni di inammissibilità del ricorso sollevate dalla difesa della Regione.

Infondata appare la prima di esse, poiché (anche a prescindere dall'indagine circa gli effetti sulla validità delle deliberazioni del Consiglio dei Ministri del mancato intervento alle sue sedute del Presidente della Giunta regionale, nei casi previsti dall'art. 47, ultimo comma, dello Statuto sardo) non può esser dubbio che l'intervento medesimo non sia richiesto allorché il Governo deliberi sul promuovimento della questione di legittimità o di quella di merito nei confronti di una legge deliberata dal Consiglio regionale, ai sensi dell'art. 33 dello Statuto. Infatti, mentre é da escludere che le deliberazioni in tal senso (rivolte come sono ad ottenere il rispetto o della sfera di competenza riservata allo Stato o dei principi sanciti dalla Costituzione, o degli interessi nazionali) possano riguardare "particolarmente" la Regione, e così realizzare la condizione che l'art. 47 richiede per l'intervento in parola, é da osservare che inconsistente é il motivo addotto dalla difesa della Regione a sostegno della pretesa fatta valere, secondo cui dovrebbe essere consentita al Presidente la possibilità di illustrare il proprio punto di vista sui rilievi sollevati dal Governo, dato che tale esigenza viene pienamente soddisfatta attraverso la procedura del riesame prescritta dal citato art. 33 dello Statuto, in seguito al rinvio che di essa dispone il Governo: riesame che, quando si concluda con la riapprovazione, consente di mettere in evidenza tutti i motivi atti a contrastare le censure sollevate dagli organi statali, sicché null'altro può rimanere al Presidente regionale da aggiungere ad essi.

Anche la seconda eccezione va rigettata, apparendo evidente che il ricorso, pel fatto di lamentare la violazione delle norme costituzionali le quali limitano i poteri di intervento della Regione nella sfera dell'iniziativa economica privata, o vietano ogni ostacolo alla libera circolazione delle persone o delle cose fra parte e parte del territorio nazionale, solleva questioni di mera legittimità costituzionale rientranti senza dubbio nella competenza della Corte.

2. - Passando al merito, é da precisare preliminarmente, in ordine al primo motivo di impugnativa, che la questione sollevata é stata chiaramente formulata nel senso di lamentare esclusivamente la violazione dell'art. 41 della Costituzione sotto un triplice profilo: a) della

soppressione che la legge regionale dispone di ogni autonomia del privato nella creazione ed organizzazione delle imprese industriali dalla medesima previste; b) del difetto del requisito della "utilità generale" cui l'articolo stesso condiziona gli interventi pubblicistici limitativi dell'iniziativa economica privata; c) della violazione del principio della riserva di legge esclusivamente statale che sarebbe imposta per gli interventi stessi. É vero che nella memoria dell'Avvocatura dello Stato si fa anche menzione degli artt. 3 e 4 dello Statuto sardo, ma ciò non già allo scopo di sollevare un'autonoma censura di violazione di tali disposizioni da parte della legge impugnata, bensì solo per confermare, come ivi é testualmente detto, "l'esattezza dei profili interpretativi dell'art. 41 della Costituzione, cosi come prima delineati, sulla base della giurisprudenza della Corte costituzionale", e cioè solo allo scopo di mettere in rilievo come l'esercizio del potere legislativo conferito alla Regione debba ritenersi subordinato, in ogni sua esplicazione, al rispetto dei principi della Costituzione, ed in particolare di quelli risultanti dal citato art. 41: rispetto che nella specie non si sarebbe avuto.

Cosi delimitati i termini della controversia, ai quali é vincolata la pronuncia richiesta, la Corte ritiene che le censure sollevate non meritano accoglimento.

Bisogna, a riprova di ciò, muovere dalla considerazione che i giacimenti di idrocarburi, oggetto della legge regionale, i quali formano parte, a tenore dell'art. 826 del Cod. civ., del patrimonio indisponibile dello Stato, sono passati, serbando lo stesso carattere, alla Regione sarda, in virtù dell'art. 14 della legge costituzionale del 26 febbraio 1948, n. 3, di approvazione dello Statuto. Tale riserva costituzionale di proprietà offre la possibilità all'ente che ne é titolare, o di procedere direttamente alle ricerche (ed all'eventuale coltivazione della miniera), secondo é previsto dall'art. 13 della legge statale 29 luglio 1927, n. 1443 (non esclusa, ma anzi espressamente considerata dall'art. 43 della Costituzione, e implicitamente dall'art. 41, che fa riferimento in genere all'attività economica "pubblica"), o invece di affidarla a privati concessionari. In relazione al predetto art. 14, l'art. 3, lett. m, dello stesso Statuto ha attribuito alla Regione la competenza primaria di legiferare nella materia delle miniere, sicché a svolgimento della medesima, si é potuto emanare prima una legge regionale integrativa delle norme statali in materia, in data 7 maggio 1952, n. 15 e poi la legge organica 19 dicembre 1959, n. 20, che disciplina, in modo autonomo rispetto alla legge statale 11 gennaio 1957, n. 6, la ricerca e coltivazione degli idrocarburi, adottando il sistema dell'utilizzazione mediante concessioni traslative.

Appare chiaro come, sussistendo un siffatto regime di riserva in ordine ai beni di cui si parla ed alla loro coltivazione, il rapporto fra l'intervento degli enti pubblici e l'iniziativa economica privata non é riconducibile alla fattispecie prevista dall'art. 41. Infatti, quest'ultima attiene alle garanzie necessarie a preservare la libertà di scelta e di svolgimento delle attività economiche

proprie dei privati da interventi che la restringano in modo arbitrario, mentre invece quella regolata dalla legge in esame riguarda una situazione del tutto diversa: quella cioè dei privati che, in virtù di una trasmissione di poteri propri della pubblica autorità, vengono ad essere abilitati all'esercizio di attività altrimenti loro precluse, ed a godere così di un ampliamento della loro sfera giuridica, pur nei limiti e secondo le condizioni ritenute dal concedente necessarie alla salvaguardia degli interessi pubblici legati all'utilizzazione del bene.

La legge impugnata, inquadrata come deve essere nello schema dei rapporti ora delineati, ha quali suoi destinatari gli organi amministrativi della Regione stessa, obbligandoli a condizionare le concessioni di coltivazione dei giacimenti di olii minerali all'accettazione da parte degli aspiranti alle medesime di una clausola (in aggiunta alle altre previste dalla legge regionale n. 20 del 1959) secondo cui - ove si verifichino le evenienze previste dalla legge stessa - rimangono vincolati a procedere alla raffinazione del prodotto in loco prima di poterne disporre la vendita. Ciò allo scopo, di evidente pubblica utilità, di incrementare il processo di industrializzazione della Regione, al quale é affidato, in via principale, il superamento dell'attuale stato di depressione economica in cui essa versa.

Pertanto, tale legge non deroga sostanzialmente alla norma dell'art. 10 della citata legge regionale n. 20 del 1959, che, in conformità ad un principio di carattere generale, attribuisce al permissionario di ricerche minerarie la proprietà del prodotto ricavato, poiché invece si limita a richiedere da lui, al momento della concessione, e quindi prima ancora che sorga la pretesa da parte sua al conseguimento di tale proprietà, che il prodotto a lui spettante non possa essere ceduto se non dopo che ne sia avvenuta la raffinazione.

Risultando da quanto si é detto che la disciplina disposta dalla legge impugnata allorché riceverà attuazione, verrà ad esaurire i suoi effetti nella sfera dei rapporti d'indole sostanzialmente contrattuale fra la Regione ed i concessionari, rimanendo condizionata alla libera accettazione da parte di questi ultimi, deve riaffermarsi l'inapplicabilità nella specie dei principi dell'art. 41 della Costituzione e conseguentemente la infondatezza, sotto questo riguardo, delle censure mosse dal ricorso: tanto di quelle che sono state desunte dalla entità delle limitazioni imposte al concessionario, quanto delle altre relative alla mancanza nella specie dei requisiti dell'utilità o dei fini sociali. Non viene neanche in considerazione la questione sollevata nel ricorso stesso circa l'asserita esistenza di una generale riserva di legge statale per l'imposizione di una qualsiasi delle limitazioni consentite dall'art. 41, che si ritiene preclusiva della competenza della Regione, dato che, secondo si é messo in rilievo, non ricorrono nel caso in esame ipotesi di interventi limitativi di tal genere.

Deve poi, sulla base dell'interpretazione data alla legge in esame, escludersi che essa sia rivolta alla formulazione di programmi economici. É da ritenere che la legislazione avente ad oggetto tale specie di programmi sia riservata allo Stato (secondo un principio che del resto risulta riaffermato, per la Regione sarda, dall'art. 13 dello Statuto), ed essa é suscettibile di venire svolta dalla Regione solo nei limiti e secondo le direttive dalla medesima fissate.

É chiaro che le prescrizioni poste dalla legge in esame in ordine alle concessioni di giacimenti di idrocarburi richiedono per il loro svolgimento un'ulteriore normazione riguardante le modalità degli impianti di raffinazione, ed essa, oltre che essere coordinata con le linee generali della politica dell'energia spettante allo Stato, dovrà conformarsi alle disposizioni di cui al D.L. 2 novembre 1933, n. 1741 (convertito nella legge 8 febbraio 1934, n. 367, e regolamento 20 luglio 1934, n. 1303), che impongono l'intervento, negli atti riferentisi al trattamento industriale degli olii minerali, dei Ministeri dell'industria delle finanze, della difesa, cui é affidata la tutela degli interessi ad esso collegati, oltreché delle commissioni previste dalle disposizioni stesse, e presuppongono in conseguenza accordi preventivi con gli uffici predetti, come la Corte ha avuto occasione di statuire con la sentenza 30 dicembre 1958, n. 82.

3. - Passando al secondo motivo del ricorso, é da ritenere inesatta l'affermazione della difesa della Regione secondo cui l'art. 120 della Costituzione trovi applicazione solo nei riguardi delle Regioni a statuto ordinario, mentre per le altre esso potrebbe esplicare effetti solo quando non risulti incompatibile con le disposizioni statutarie; ciò che si asserisce essere avvenuto per la Sardegna in virtù dell'art. 4, lett. a, dello Statuto. Infatti, il principio sancito nell'art. 120 rientra fra quelli fondamentali perché necessari a garantire l'unità e l'indivisibilità della Repubblica, secondo si desume dall'art. 5 della Costituzione e, quindi, si pone quale limite assoluto di ogni specie di autonomia.

Ciò premesso, deve tuttavia escludersi che la legge impugnata incorra nella violazione contestata. Violazione si sarebbe verificata ove essa avesse imposto a privati produttori che la lavorazione o trasformazione di generi ricavati dalla loro attività fosse da effettuare esclusivamente nell'ambito del territorio regionale, risultando palese in tal caso il contrasto con il principio consacrato nell'art. 120 che inibisce ogni misura rivolta a sottrarre coattivamente determinati beni economici al naturale movimento richiesto dalle esigenze della produzione, del commercio o del consumo, quali sono regolate dalle leggi dell'economia.

Ma nessuna censura é, invece, da sollevare allorché la sospensione dell'immissione nel commercio di un dato prodotto della natura fino a quando esso non sia stato sottoposto a lavorazione o trasformazione venga effettuata dal medesimo soggetto proprietario del prodotto stesso. Ciò che appunto si verifica per la legge in contestazione, che affida al concessionario del

giacimento quello stesso potere - dovere di trasformazione in loco che la Regione avrebbe potuto attribuire a sé stessa, nel caso di assunzione diretta della gestione del giacimento medesimo. Tale sottrazione temporanea del prodotto grezzo alla circolazione, fino all'avvenuta sua raffinazione, trova sufficiente ed idonea giustificazione in un calcolo di convenienza effettuato dalla Regione. Salvi sempre rimanendo nei confronti dei provvedimenti regionali che dispongano in tal modo i limiti di carattere giuridico che, secondo si é prima detto, sono necessari a coordinare l'attività esplicata dalla Regione nel campo della produzione degli idrocarburi con gli interessi nazionali con essa interferenti. I limiti dell'art. 120 (a voler prescindere da quelli più penetranti che sono da far valere nel caso di lesione dell'interesse nazionale) potrebbero venire in considerazione solo quando si rendesse palese (ciò che nella specie non risulta) che gli oneri imposti al concessionario fossero di tale natura da scoraggiare dall'assunzione delle concessioni, cosi da ripercuotersi dannosamente sulla produzione nazionale dell'energia.

PER QUESTI MOTIVI

LA CORTE COSTITUZIONALE

dichiara infondate le eccezioni pregiudiziali di inammissibilità del ricorso;

respinge il ricorso prodotto dal Presidente del Consiglio dei Ministri avverso la legge della Regione sarda 26 ottobre 1961 concernente "utilizzazione locale degli idrocarburi provenienti dalle coltivazioni in Sardegna".

Così deciso in Roma, nella sede della Corte costituzionale, Palazzo della Consulta, il 7 febbraio 1963.

Gaspare AMBROSINI - Giuseppe CASTELLI AVOLIO - Antonino PAPALDO - Nicola JAEGER - Giovanni CASSANDRO - Antonio MANCA - Aldo SANDULLI - Giuseppe BRANCA - Michele FRAGALI - Costantino MORTATI - Giuseppe CHIARELLI - Giuseppe VERZÌ.

Depositata in cancelleria il 16 febbraio 1963.

Consiglio di Stato sez. IV, 06 agosto 2013, n. 4134

DeJure

Archivio selezionato: Massime

ESTREMI
Autorità: Consiglio di Stato sez. IV
Data: 06 agosto 2013
Numero: n. 4134
Parti: Min. economia e altro, Reg. Calabria, Reg. Molise **C.** Reg. Veneto e altro.
Fonti: Red. amm. CDS 2013, 07

CLASSIFICAZIONE
IDROCARBURI - In genere

TESTO
Idrocarburi - In genere - Carburanti - Sconto sul prezzo alla pompa - Riservato ai soli residenti nelle Regioni ove si svolge l'attività di estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi - Esclusione dei residenti nelle Regioni ove operano impiani fissi di rigassificazione - Illegittimità.

Sono illegittimi, per violazione dell'art. 45, l. 23 luglio 2009 n. 99, i dd.mm. 12 novembre 2010 e 21 febbraio 2011 nella parte in cui limitamo il beneficio dello sconto sul prezzo, alla pompa, dei carburanti ai soli residenti nelle Regioni nelle quali si svolge l'attività di estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi, con esclusione per i residenti nelle Regioni nelle quali sono operanti impianti fissi di rigassificazione offshore, atteso che il cit. art. 45 espressamente prevede che il beneficio dello sconto sul prezzo del carburante spetta a tutti i residenti nelle Regioni che sopportano la presenza di un elevato impatto ambientale ed è comunque irragionevole escludere dal beneficio popolazioni esposte al medesimo rischio di inquinamento ambientale.

Consiglio di Stato sez. IV, 06 agosto 2013, n. 4134

Archivio selezionato: Sentenze Amministrative

ESTREMI
Autorità: Consiglio di Stato sez. IV
Data: 06 agosto 2013
Numero: n. 4134

CLASSIFICAZIONE
IDROCARBURI - In genere

Idrocarburi - In genere - Carburanti - Sconto sul prezzo alla pompa - Riservato ai soli residenti nelle Regioni ove si svolge l'attività di estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi - Esclusione dei residenti nelle Regioni ove operano impiani fissi di rigassificazione - Illegittimità.

INTESTAZIONE

REPUBBLICA ITALIANA

IN NOME DEL POPOLO ITALIANO
Il Consiglio di Stato
in sede giurisdizionale (Sezione Quarta)
ha pronunciato la presente
SENTENZA
sul ricorso numero di registro generale 6865 del 2012, proposto da:
Ministero dell'Economia e delle Finanze e dal Ministero dello Sviluppo Economico, rappresentati e difesi dall'Avvocatura Generale dello Stato, presso i cui Uffici in Roma, via dei Portoghesi, 12 sono domiciliati ex lege;
contro
Regione Veneto, rappresentata e difesa dagli avv. Francesco Zanlucchi, Emanuele Mio, Ezio Zanon e Massimo Malvestio, con domicilio eletto presso Luigi Manzi in Roma, via Confalonieri, 5;
nei confronti di
Regione Calabria, rappresentata e difesa dall'avv. Vincenza D'Amico, con domicilio eletto presso Studio Montesano in Roma, Borgo Vittorio 85;
Regione Molise, rappresentata e difesa dall'avv. Giuseppe Mormandi, con domicilio eletto presso E Associati Srl Grez in Roma, corso Vittorio Emanuele II, 18;
Regione Basilicata, Regione Emilia Romagna, Regione Puglia, Regione Piemonte, Regione Sicilia, Regione Marche, Regione Abruzzo, Regione Liguria, non costituite
per la riforma
della sentenza del T.A.R. LAZIO - ROMA: SEZIONE II n. 04172/2012, resa tra le parti, concernente istituzione del fondo per la riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti nelle regioni interessate dall'estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi
Visti il ricorso in appello e i relativi allegati;
Visti gli atti di costituzione in giudizio della Regione Veneto, della Regione Calabria e della Regione Molise;
Viste le memorie difensive;
Visti tutti gli atti della causa;
Relatore nell'udienza pubblica del giorno 21 maggio 2013 il Cons. Francesca Quadri e uditi per le parti l'avvocato dello Stato Collabolletta, l'avvocato Mazzeo, per delega dell'Avv. Mio, e l'avvocato Mormandi;
Ritenuto e considerato in fatto e diritto quanto segue.

FATTO

FATTO

La Regione Veneto ha impugnato il Decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, in data 12 novembre 2010, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 21 del 27 gennaio 2011, con cui è stata disciplinata l'applicazione delle disposizioni previste dall'art. 45 della legge 23 luglio 2009, n. 99, relative all'istituzione del fondo per la riduzione del prezzo, alla pompa, dei carburanti ai soli residenti nelle regioni interessate dall'estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi, con esclusione di quelli delle regioni ospitanti impianti rigassificazione, come il Veneto.

Con successivi motivi aggiunti, è stato impugnato il Decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, in data 21 febbraio 2011, pubblicato nella Gazzetta ufficiale n. 124 del 30 maggio 2011, con cui il fondo è stato ripartito tra alcune regioni interessate dalle attività di estrazione, in funzione del quantitativo di idrocarburi estratti e degli incrementi di gettito da royalties, con esclusione delle Regioni in cui si trovano impianti di rigassificazione.

Ha dedotto la ricorrente la violazione dell'art. 45 della legge n. 99/2009, che è volto a riconoscere una compensazione, sotto forma di minor costo del carburante, a tutti i residenti delle Regioni che sopportano la presenza di impianti di elevato impatto ambientale a vantaggio dell'intera collettività, così contrastando l'effetto nimby (not in my backyard).

L'esclusione del riconoscimento dei benefici in favore delle regioni interessate non già da impianti estrattivi, ma da impianti di rigassificazione contrasterebbe sia con la ratio che con la lettera della legge, tenuto conto che il comma 2 dell'art. 45 prevede espressamente che il Fondo sia preordinato alla

riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti per i residenti nelle regioni interessate dalla estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi nonché dalle attività di rigassificazione attraverso impianti fissi offshore.
Si sono costituite in primo grado le amministrazioni statali nonché le Regioni Molise e Calabria, ai cui residenti è stata riconosciuta l'applicazione del beneficio della riduzione del costo degli idrocarburi alla pompa.
Il Tar ha accolto il ricorso, condividendo la lettura della norma fornita dalla Regione ricorrente e rigettando la tesi difensiva delle amministrazioni statali e regionali controinteressate, secondo la quale, nonostante la previsione contenuta al comma 2 in favore anche dei residenti nelle regioni che ospitano rigassificatori, il fondo, in quanto alimentato esclusivamente dall'aumento delle royalties dal 7 al 10 per cento che il titolare delle concessioni di coltivazioni di idrocarburi deve annualmente, si rivolgerebbe in favore esclusivamente delle regioni che ospitano impianti di estrazione di idrocarburi liquidi o gassosi e che il comma 5 dello stesso articolo destinerebbe le somme del Fondo in funzione delle "produzioni" ottenute in ciascuna regione, con tale termine dovendosi intendere esclusivamente le attività estrattive e non quelle di rigassificazione.
Propongono appello i Ministeri dell'economia e delle finanze e dello sviluppo economico, affidandolo ai seguenti motivi:
- sarebbe erronea la qualificazione attribuita dal Tar al bonus, quale forma di compensazione ambientale, non essendo esso destinato al miglioramento delle condizioni ambientali, in funzione compensativa degli svantaggi per l'ambiente arrecati dagli impianti, ma essendo configurabile come generico ristoro in favore dei residenti nelle regioni interessati dall'attività di estrazione e, nei limiti della reale portata dell'art. 45, di rigassificazione, legato al consumo energetico;
- il Fondo regolato con il decreto di cui al comma 5 sarebbe esclusivamente destinato ai ristori commisurati alle produzioni, da intendersi come estrazioni, con esclusione dell'attività di rigassificazione, tanto essendo confermato dalla circostanza che esso è alimentato esclusivamente dall'aumento delle royalties sulle concessioni di estrazione/produzione, secondo il criterio della territorialità;
- il termine "produzioni" andrebbe inteso alla luce del significato attribuito dalla legge n. 625/1996 che definisce, in via speciale e settoriale, il rilascio e l'esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, mentre l'attività di rigassificazione, che è qualificabile come attività di trasporto e non di produzione di idrocarburi, è sottoposta a tariffazione secondo quanto disposto dalla Deliberazione dell'autorità per l'energia elettrica ed il gas del 7 luglio 2008 ARG/gas 92/08;
- l'interpretazione della norma statale fornita dal Tar farebbe sorgere dubbi di costituzionalità della norma, dal momento che entrate da royalties destinate in parte allo Stato ed in parte agli enti territoriali in cui si svolge l'attività estrattiva finirebbero, attraverso il Fondo, con l'essere destinate in favore di residenti di regioni diverse e che le imprese di rigassificazione sarebbero beneficiarie di un vantaggio competitivo rispetto a quelle di estrazione;
- l'estensione del beneficio in favore dei residenti in regioni che ospitano rigassificatori, introdotta durante l'iter parlamentare, non sarebbe assistita da una previsione circa il relativo reperimento di risorse sicchè necessiterebbe di ulteriori disposizioni attuative sul versante della copertura finanziaria.
Si è costituita in giudizio la Regione Veneto, ribadendo le ragioni esposte con il ricorso di primo grado e chiedendo la conferma della sentenza emessa dal Tar.
Si sono altresì costituite le Regioni Molise e Calabria, che hanno sostenuto la posizione delle amministrazioni statali appellanti ed hanno chiesto l'accoglimento dell'appello.
Con ordinanza n. 4108/2012, è stato positivamente valutato il danno derivante dall'esecuzione della sentenza ed è stata accolta l'istanza di sospensione della sua esecuzione.
All'udienza del 21.5.2013, in vista della quale sono state depositate memorie difensive, l'appello è stato trattenuto in decisione.

DIRITTO
DIRITTO
1. L'art. 45 della legge 23 luglio 2009, n. 99 ha previsto, al comma 2, uno speciale bonus sul prezzo dei carburanti alla pompa per i residenti nelle regioni interessate dall'estrazione di idrocarburi e dalle attività di rigassificazioni, così disponendo: "Nello stato di previsione del Ministero dello sviluppo economico è istituito il Fondo preordinato alla riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti per i residenti nelle regioni interessate dalla estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi nonché dalle attività di rigassificazione anche attraverso impianti fissi offshore."
Il comma 3 prevede che detto Fondo sia alimentato:

a) dagli importi rivenienti dalle maggiorazioni di aliquota di prodotto che il titolare di ciascuna concessione di coltivazione è tenuto a corrispondere annualmente, ai sensi dell'art. 19, comma 1 del decreto legislativo n. 625 del 1996, elevata dal 7 al 10 per cento contestualmente all'istituzione del Fondo;
b) dalle erogazioni liberali da parte dei titolari di concessione di coltivazione e di eventuali altri soggetti, pubblici e privati.
La norma prevede altresì (comma 4) che con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, siano definiti le modalità procedurali di utilizzo da parte dei residenti nelle regioni interessate dei benefici previsti dall'articolo e i meccanismi volti a garantire la compensazione finalizzata all'equilibrio finanziario del Fondo e (comma 5) che con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, siano annualmente destinate, sulla base delle disponibilità del Fondo, le somme spettanti per le iniziative a favore dei residenti in ciascuna regione interessata, calcolate in proporzione alle produzioni ivi ottenute, a compensazione del minor gettito derivante dalle riduzioni delle accise disposte con il medesimo decreto.
2. Con il D.M. del 12 novembre 2010 impugnato, si è inteso dare attuazione al comma 5 dell'art. 45, stabilendo, come iniziativa in favore dei soli residenti nelle regioni interessate dalla estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi, mediante l'utilizzazione del Fondo di cui ai commi 2 e 3, un "bonus idrocarburi" da erogare direttamente a tutti i residenti maggiorenni muniti di patente di guida. Il decreto è stato adottato disattendendo il parere della Conferenza unificata, che aveva chiesto di estendere l'agevolazione a carico del fondo anche alle regioni cui territori fossero presenti impianti di rigassificazione.
Le ragioni di tale limitazione, già esposte in narrativa e sulle quali si basa l'appello, sono di ordine sostanziale e testuale e si basano:
- su di un'interpretazione della norma intesa a privilegiare, in virtù del principio di territorialità, il legame tra provenienza delle risorse che alimentano il Fondo (da elevazione dell'aliquota corrisposta a titolo di royalties dalle imprese concessionarie degli impianti di coltivazione ed estrazione) e soggetti destinatari;
- sulla distinzione tra previsione generale del beneficio di cui al comma 2 e contenuto del decreto di cui al comma 5, che farebbe discendere l'individuazione dei destinatari dal calcolo in proporzione alle sole "produzioni", intese come attività estrattive e non di rigassificazione;
- dalla mancanza di individuazione di risorse per il riconoscimento di benefici in favore dei residenti nelle regioni che ospitano impianti di rigassificazione.
3. Il Collegio ritiene di disattendere tale interpretazione e di respingere l'appello, confermando la sentenza di primo grado.
4. Il comma 2 dell'art. 45 della legge n. 99 del 2009 testualmente prevede che il Fondo di cui si discute sia destinato alla riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti per i residenti "nelle regioni interessate dalla estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi nonché delle attività di rigassificazione anche attraverso impianti offshore".
Come correttamente osservato dal primo giudice, non vi è possibilità di suddividere, come vorrebbero gli appellanti, le risorse del fondo per attribuirvi diverse destinazioni, essendo esso unico e finalizzato integralmente alle finalità di cui al comma 2.
Appare dunque in contrasto con tale chiaro dettato normativo - frutto della volontà parlamentare di estendere l'utilizzazione del Fondo a beneficio dei residenti di tutte le indicate regioni - la limitazione della destinazione dell'intero fondo, mediante l'istituzione del "bonus idrocarburi", in favore di alcuni soltanto dei beneficiari indicati dalla legge.
5. Non appare decisiva, a tale riguardo, la circostanza che il Fondo sia alimentato (in parte, ma certamente preponderante) dall'aumento dell'aliquota delle royalties stabilita al comma 1, sia perché il legislatore non configura alcun rapporto, di tipo quasi sinallagmatico, tra il versamento dell'aliquota (peraltro, da parte di soggetti diversi dai destinatari del bonus) e la destinazione dei benefici, sia perché il Fondo è alimentato non soltanto dalla maggiorazione, ma anche dalle altre entrate indicate al comma 2, provenienti da soggetti pubblici e privati.
Il comma 1 dell'art. 45 prevede infatti soltanto che le entrate provenienti dalla maggiorazione siano integralmente destinate ad alimentare il Fondo, ma nulla dispone in ordine ad un vincolo in favore di alcuni soltanto dei beneficiari delle agevolazioni indicati al comma 2.
6. Quanto alla ratio della disposizione, non si ritiene di alcun ostacolo all'estensione la circostanza - sottolineata dalla difesa erariale - secondo cui il beneficio sarebbe concesso non come forma di compensazione del danno ambientale arrecato alle popolazioni residenti nelle regioni ospitanti gli

impianti, rientrante nella competenza legislativa statale esclusiva dello Stato ai sensi dell'art. 117 Cost, ma come ristoro del consumo energetico, attinente alla materia energetica di competenza legislativa concorrente.
Pur in assenza di una chiara indicazione legislativa a riguardo (comunque non desumibile, come vorrebbero gli appellanti, da fonti legislative diverse, quali il Codice dell'ambiente, data la specialità della materia considerata), occorre constatare che tanto l'attività estrattiva di idrocarburi liquidi e gassosi quanto l'attività di rigassificazione sono destinate a soddisfare le necessità di approvvigionamento di energia a vantaggio dell'intera collettività, con la conseguenza che non appare irrazionale il riconoscimento del ristoro in favore delle popolazioni di entrambe le categorie.
7. Non si ritiene, poi, di condividere la limitazione degli effetti del decreto, adottato ai sensi del comma 5 dell'art. 45, sol perché detta disposizione indica, quale criterio per la destinazione del Fondo alle iniziative a favore dei residenti di ciascuna regione interessata, il calcolo del beneficio in proporzione alle "produzioni" ivi ottenute.
Secondo la difesa erariale le produzioni sarebbero riferibili esclusivamente alle attività di cui al decreto legislativo n. 625/1996 ossia di coltivazione di idrocarburi.
L'argomento è privo di pregio.
8. La circostanza che nella legge di settore, di attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, si parli di "produzioni" ottenute, sulle quali calcolare il valore dell'aliquota da versare da parte del titolare della concessione ai sensi dell'art. 19, comma 1, non costituisce motivo sufficiente per considerare il calcolo di cui al comma 5 dell'art. 45 limitato alle sole imprese di estrazione di idrocarburi, potendosi estendere il concetto di produzione dai beni (idrocarburi) ai servizi (trasporto), con ciò comprendendo anche le imprese che svolgono attività di rigassificazione.
Peraltro, manca nel decreto legislativo n. 625/1996 una definizione del termine "produzioni" così come intesa dalle amministrazioni appellanti, mentre l'ambito limitato della materia disciplinata dal decreto (che riguarda solo le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi ed ai cui soli fini valgono le definizioni ivi contenute) impedisce di prenderlo a riferimento per interpretare altri fonti legislative, quali l'art. 45 della legge n.99 del 2009, regolanti materie ed ambiti più ampi.
9. Irrilevante, ai fini considerati, sembra poi il diverso regime (royalties, ai sensi dell'art. 19 d. lgs. n. 625/1996 o tariffazione, secondo quanto disposto dalla Deliberazione dell'autorità per l'energia elettrica ed il gas del 7 luglio 2008 ARG/gas 92/08) cui sono sottoposte le imprese operanti nel settore dell'energia, posto che la finalità del bonus, pur se in ipotesi intesa anche come ristoro del consumo energetico, non dipende dal tipo di corrispettivo versato.
10. Da respingere è anche l'ultimo motivo di ricorso, con il quale si sostiene la necessità, per rendere integralmente operativo il comma 2 dell'art. 45, del reperimento di idonee risorse similmente a quanto previsto al comma 1 del medesimo articolo.
L'argomento tende a considerare che l'originaria copertura finanziaria prevista per il bonus in favore dei soli residenti nelle regioni ospitanti impianti di estrazione non possa aver subito modifiche per effetto dell'estensione dell'agevolazione anche in favore dei residenti nelle regioni, come il Veneto, su cui sono insediati impianti di rigassificazione, così pervenendo alla conclusione che la norma sarebbe, per questa parte, inoperante o emanata in violazione dell'obbligo di copertura finanziaria ai sensi dell'art. 81 della Costituzione.
Compito dell'interprete è, evidentemente, quello di privilegiare un'interpretazione costituzionalmente orientata che, nella specie, risulta assicurata dalla estensione della copertura finanziaria già prevista solo per alcuni alla totalità degli interventi stabiliti dalla disposizione, nel tasto approvato in via definitiva.
Peraltro, la tesi secondo cui, per il principio di territorialità, le risorse ottenute dalla maggiorazione delle aliquote dal 7 al 10 per cento in ciascuna regione sarebbero sottoposte ad un vincolo di destinazione in favore dei residenti della medesima regione, oltre che non essere suffragata da alcuna disposizione della legge n. 99/2009, è smentita dalla circostanza che l'art. 19, comma 1 d. lgs. n. 625/1996, comunque applicabile rispetto alla percentuale del 7 per cento, non prevede alcun vincolo di destinazione delle risorse, per la parte versata allo Stato. Similmente deve ritenersi non in contrasto con il principio di territorialità che un'ulteriore percentuale del 3 per cento sia destinata ad un Fondo statale, sebbene utilizzato per agevolazioni in favore delle popolazioni di alcune soltanto delle regioni italiane, in ragione di particolari esigenze meritevoli di uno speciale beneficio.
11. Conclusivamente, l'appello deve essere respinto.

12. La novità della materia e le difficoltà interpretative dell'art. 45 l. n. 99/2009 giustificano, tuttavia, la compensazione delle spese.

P.Q.M.

P.Q.M.

Il Consiglio di Stato in sede giurisdizionale (Sezione Quarta)

definitivamente pronunciando sull'appello, come in epigrafe proposto, lo respinge e, per l'effetto, conferma la sentenza di primo grado.

Spese compensate.

Ordina che la presente sentenza sia eseguita dall'autorità amministrativa.

Così deciso in Roma nella camera di consiglio del giorno 21 maggio 2013 con l'intervento dei magistrati:

Marzio Branca, Presidente FF

Nicola Russo, Consigliere

Fabio Taormina, Consigliere

Francesca Quadri, Consigliere, Estensore

Giulio Veltri, Consigliere

DEPOSITATA IN SEGRETERIA IL 06 AGO. 2013

Consiglio di Stato sez. IV, 06 agosto 2013, n. 4134

T.A.R. Milano Lombardia sez. IV, 31 luglio 2013, n. 2048

DeJure

Archivio selezionato: Sentenze Amministrative

ESTREMI
Autorità: T.A.R. Milano Lombardia sez. IV
Data: 31 luglio 2013
Numero: n. 2048

INTESTAZIONE

REPUBBLICA ITALIANA
IN NOME DEL POPOLO ITALIANO
Il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia
(Sezione Quarta)
ha pronunciato la presente
SENTENZA
sul ricorso numero di registro generale 508 del 2011, integrato da motivi aggiunti, proposto da:
Eni S.p.a., rappresentata e difesa dagli avv. Mauro Renna e Pier Giuseppe Torrani, con domicilio eletto presso il loro studio in Milano, c.so Magenta, 63;
contro
Comune di Milano, rappresentato e difeso dagli avv. Maria Rita Surano, Antonello Mandarano e Alessandra Montagnani, elettivamente domiciliato in Milano, via Andreani n. 10;
Provincia di Milano, Agenzia Regionale Protezione Ambiente (Arpa) - Lombardia Dipartimento di Milano;
A.S.L. della Città di Milano, rappresentata e difesa dall'avv. Franco Pilato, con domicilio eletto presso il suo studio in Milano, via Solferino n. 40;
nei confronti di
Regione Lombardia;
per l'annullamento
con il ricorso principale, del verbale della conferenza di servizi del 4 novembre 2010, nella parte in cui il Comune di Milano, sentiti i pareri della Provincia di Milano, dell'ARPA Lombardia e dell'ASL di Milano, ha approvato "in un'ottica di Messa in Sicurezza Operativa" il documento Analisi di rischio sito-specifica presentato da Eni S.p.A. relativamente al punto vendita AGIP n. 55673 di via Gallarate, 40, Milano, subordinatamente ad alcune osservazioni e prescrizioni;
con il ricorso per motivi aggiunti, del verbale della conferenza di servizi del 7 giugno 2011, nella parte in cui la conferenza di servizi "richiamati i verbali delle conferenze relative al procedimento in oggetto ... in cui gli interventi proposti sono stati valutati in un'ottica di MISO ..., valuta il progetto presentato (da Eni) come progetto di messa in sicurezza operativa" ed atti connessi;
con ulteriore ricorso per motivi aggiunti, dell'"autorizzazione per opere di messa in sicurezza operativa" n. 401/152, rilasciata in favore di Eni dal Comune di Milano il 16 novembre 2011, nella parte in cui l'Amministrazione comunale autorizza Eni alla realizzazione degli interventi di messa in sicurezza operativa per il P.V. AGIP n. 55673 "in conformità al progetto presentato e approvato come Messa in Sicurezza Operativa", nei sensi e nei termini di cui ai motivi di ricorso, ed atti connessi.
Visti il ricorso, i motivi aggiunti e i relativi allegati;
Visti gli atti di costituzione in giudizio del Comune di Milano e

dell'A.S.L. della Città di Milano;
Viste le memorie difensive;
Visti tutti gli atti della causa;
Relatore nell'udienza pubblica del giorno 4 luglio 2013 la dott.ssa Elena Quadri e uditi per le parti i difensori come specificato nel verbale;
Ritenuto e considerato in fatto e diritto quanto segue.

FATTO

FATTO

Con il ricorso principale e con i due successivi ricorsi per motivi aggiunti la società ricorrente ha impugnato i verbali della conferenza di servizi del 4 novembre 2010 e del 7 giugno 2011 nella parte in cui il Comune di Milano, sentiti i pareri della Provincia di Milano, dell'ARPA Lombardia e dell'ASL di Milano, ha approvato e valutato in un'ottica di Messa in Sicurezza Operativa il documento Analisi di rischio sito-specifica, sia nella prima versione che in quella rivisitata del gennaio 2011, presentato da Eni S.p.a. relativamente al punto vendita AGIP n. 55673 di via Gallarate, 40, Milano, subordinatamente ad alcune osservazioni e prescrizioni, nonché l'autorizzazione per opere di messa in sicurezza operativa n. 401/152, rilasciata in favore di Eni dal Comune di Milano il 16 novembre 2011, nella parte in cui l'Amministrazione comunale ha autorizzato Eni alla realizzazione degli interventi per il P.V. AGIP n. 55673 "in conformità al progetto presentato e approvato come Messa in Sicurezza Operativa".

A sostegno dei propri gravami la società ricorrente, contestando sostanzialmente che le misure contenute nel piano dalla stessa predisposto, sottoposto alla conferenza di servizi e poi autorizzato dal Comune, siano state qualificate come misure di messa in sicurezza operativa del sito su cui sorge l'impianto di carburanti anziché come piano di bonifica, ha dedotto la violazione degli artt. 1 e 3 della legge n. 241/1990, di numerose disposizioni normative del codice dell'ambiente (artt. 3-ter, 240, 242, All. 3 al Titolo V, Parte IV, del d.lgs. n. 3 aprile 2006, n. 152) e del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (art. 191) ed in particolare del principio della correzione, in via prioritaria alla fonte, dei danni causati all'ambiente, oltre all'eccesso di potere per carenza di motivazione e di istruttoria, travisamento dei fatti e difetto dei presupposti, irragionevolezza e illogicità manifeste, ingiustizia manifesta, violazione della prassi amministrativa, contraddittorietà tra provvedimenti, violazione dei principi di proporzionalità e di buon andamento dell'azione amministrativa.

Con il secondo ricorso per motivi aggiunti la ricorrente ha dedotto, altresì, l'eccesso di potere per perplessità dell'azione amministrativa, atteso che, con l'autorizzazione n. 401/152, da un lato l'amministrazione avrebbe dichiarato di approvare il progetto presentato da Eni come MISO e dall'altra avrebbe subordinato lo svincolo della garanzia fideiussoria al perfezionamento della bonifica del sito. Del resto, dalla prassi amministrativa emergerebbe l'usuale approvazione di progetti analoghi a quello di specie come progetti di bonifica.

Si è costituito in giudizio il comune di Milano che ha eccepito in via preliminare la tardività del ricorso, in quanto sin dal mese di maggio del 2007 le amministrazioni coinvolte nelle conferenze di servizi indette per l'approvazione del progetto lo avrebbero qualificato come MISO, senza alcuna opposizione della società interessata, odierna ricorrente.

Il Comune, unitamente all'ASL di Milano, parimenti costituitasi in giudizio, hanno altresì chiesto la reiezione del ricorso e dei motivi aggiunti per infondatezza nel merito, controdeducendo alle specifiche doglianze.

Successivamente le parti costituite hanno prodotto memorie a sostegno delle rispettive conclusioni.

All'udienza pubblica del 4 luglio 2013 il ricorso è stato trattenuto in decisione.

DIRITTO

DIRITTO

Con le doglianze espresse nel ricorso principale e nei motivi aggiunti la società istante contesta, essenzialmente, che le misure contenute nel piano sottoposto alla conferenza di servizi e poi autorizzato dal Comune siano state qualificate come misure di messa in sicurezza operativa del sito su cui sorge l'impianto di carburanti anziché come piano di bonifica, deducendo sotto diversi profili la carenza di motivazione e di istruttoria, la violazione del principio di proporzionalità e delle disposizioni normative e dei principi del codice dell'ambiente e del TFUE in ordine al principio della correzione, in via prioritaria alla fonte, dei danni causati all'ambiente, oltre che la contraddittorietà e la perplessità dell'operato dell'amministrazione e la violazione della prassi dalla stessa posta in essere per altri siti con identiche caratteristiche.

A parere della ricorrente, sostanzialmente, il piano di bonifica sarebbe sempre da preferire, quando possibile, anche nell'ipotesi di siti ancora operativi, perché risolutivo in via definitiva delle problematiche di inquinamento. In ogni caso, dall'esame della normativa vigente emergerebbe che dovrebbe essere lasciata alla discrezionalità del soggetto proponente il piano la decisione su quale dei due rimedi scegliere, anche in considerazione della considerevole maggiore onerosità e minore efficacia delle misure di messa in sicurezza operativa rispetto al piano di bonifica.
Inoltre, sempre secondo l'assunto della ricorrente, la medesima amministrazione sembrerebbe avere optato per la scelta del piano di bonifica, pur avendolo erroneamente qualificato come misure di messa in sicurezza operativa (MISO), perché avrebbe previsto la verifica dei livelli di concentrazione degli inquinanti rispetto alle concentrazioni soglia di rischio (CSR) calcolate nello studio, operazione peculiare della verifica nel piano di bonifica.
L'ASL di Milano evidenzia preliminarmente di avere espresso solo pareri sul documento Analisi di rischio sito-specifica presentato da Eni S.p.A. nell'ambito della problematica che ci occupa e di non avere mai emesso alcun atto da qualificarsi come provvedimento nell'ambito del procedimento amministrativo di cui si discute.
In ogni caso, per la difesa sia dell'ASL di Milano che del comune di Milano, il MISO è la sola misura coerente con l'attuale operatività ed esercizio dell'impianto di carburante, come emergerebbe, del resto, dall'analisi delle disposizioni del codice dell'ambiente sul tema, oltre che dalla circostanza in base alla quale il piano di caratterizzazione predisposto dalla società riguardava, in realtà, solo una parte e non l'intero sito (più specificamente, il sedime dei serbatoi contenenti gasolio blu diesel di 22 metri cubi, benzina super senza Pb di 22 metri cubi e gasolio di 10 metri cubi, poi rimossi, dai quali era originato l'inquinamento).
Una volta terminato l'esercizio dell'impianto l'area potrà definitivamente essere oggetto di bonifica e di successivo controllo dell'eliminazione effettiva della contaminazione, solo in seguito alla quale potrà avvenire lo svincolo delle garanzie finanziarie.
Tale opinione, secondo l'assunto delle amministrazioni, risulterebbe avvalorata anche dallo stesso comportamento della ricorrente, che, al momento della presentazione dello studio dell'analisi di rischio in conferenza di servizi nel maggio del 2007, avrebbe accettato la qualificazione del piano come misure di messa in sicurezza operativa.
Il collegio, dopo l'approfondito esame delle rispettive posizioni delle parti contrapposte e della copiosa documentazione versata in atti, ritiene che le censure della ricorrente non possano essere ritenute meritevoli di accoglimento, assorbendo, dunque, l'eccezione di irricevibilità del ricorso sollevata dall'amministrazione, in omaggio al principio di effettività della tutela giurisdizionale.
Ed invero, tale convincimento si ricava, in primo luogo, dall'esame della normativa vigente e, più specificamente, degli artt. 240 e 242 del d.lgs. n. 152/2006. La prima norma, al comma 1, lett. n), così recita: "messa in sicurezza operativa: l'insieme degli interventi eseguiti in un sito con attività in esercizio atti a garantire un adeguato livello di sicurezza per le persone e per l'ambiente, in attesa di ulteriori interventi di messa in sicurezza permanente o bonifica da realizzarsi alla cessazione dell'attività. Essi comprendono altresì gli interventi di contenimento della contaminazione da mettere in atto in via transitoria fino all'esecuzione della bonifica o della messa in sicurezza permanente, al fine di evitare la diffusione della contaminazione all'interno della stessa matrice o tra matrici differenti. In tali casi devono essere predisposti idonei piani di monitoraggio e controllo che consentano di verificare l'efficacia delle soluzioni adottate"; inoltre, la seconda disposizione normativa, al comma 9, prevede che: "La messa in sicurezza operativa, riguardante i siti contaminati, garantisce una adeguata sicurezza sanitaria ed ambientale ed impedisce un'ulteriore propagazione dei contaminanti. I progetti di messa in sicurezza operativa sono accompagnati da accurati piani di monitoraggio dell'efficacia delle misure adottate ed indicano se all'atto della cessazione dell'attività si renderà necessario un intervento di bonifica o un intervento di messa in sicurezza permanente. Possono essere altresì autorizzati interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria e di messa in sicurezza degli impianti e delle reti tecnologiche, purché non compromettano la possibilità di effettuare o completare gli interventi di bonifica che siano condotti adottando appropriate misure di prevenzione dei rischi".
Da tali espressioni utilizzate dal legislatore si evince, dunque, inequivocabilmente, la scelta operata a favore della messa in sicurezza operativa nelle ipotesi di interventi da attuarsi nell'ambito di siti con attività in esercizio e, di converso, di interventi di bonifica o di messa in sicurezza permanente nei casi in cui sia già cessata l'attività.

Né, in proposito, pare rilevare quanto dispone il comma 10 dell'art. 242, secondo cui: "Nel caso di caratterizzazione, bonifica, messa in sicurezza e ripristino ambientale di siti con attività in esercizio, la regione, fatto salvo l'obbligo di garantire la tutela della salute pubblica e dell'ambiente, in sede di approvazione del progetto assicura che i suddetti interventi siano articolati in modo tale da risultare compatibili con la prosecuzione della attività", atteso che, dall'insieme delle espressioni prima analizzate, risulta chiaramente che le definizioni utilizzate al comma 10 di "caratterizzazione, bonifica, messa in sicurezza e ripristino ambientale" sono riferite genericamente ad interventi di tutela della salute pubblica e dell'ambiente, senza che rilevi, in tal caso, la specifica differenziazione fra le stesse.
In ogni caso, deve rilevarsi la spiccata discrezionalità che caratterizza il potere espresso dall'amministrazione nella qualificazione delle misure di specie quali misure di messa in sicurezza operativa piuttosto che come progetto di bonifica, potere che risulta essere stato manifestato, nella fattispecie in questione, in maniera non illogica soprattutto in considerazione dell'attuale operatività dell'impianto e, dunque, del persistente pericolo di contaminazione del sito, che, peraltro, sussiste tutt'ora.
Deve, sul punto, richiamarsi l'orientamento della costante giurisprudenza amministrativa, in base al quale le scelte degli interventi da attuare in materia ambientale sono rimessi alla valutazione tecnico-discrezionale dell'amministrazione e non sono sindacabili in sede giudiziaria se non sotto il profilo della manifesta irragionevolezza.
Del resto, in tal senso di indubbio rilievo pare al collegio la circostanza per la quale la ricorrente medesima, il 16 maggio del 2007, dopo che la provincia di Milano, pur rilasciando parere favorevole all'approvazione del progetto, aveva comunicato con la nota del 15 maggio 2007 che dalle indagini di caratterizzazione svolte era stata riscontrata la presenza di contaminazione dovuta ad idrocarburi leggeri e pesanti in corrispondenza del punto S4-PM1 alle quote di -4 m e -9 m dal p.c., non ha manifestato alcuna opposizione alla qualificazione del progetto dalla stessa presentato in sede di conferenza di servizi quale misure di messa in sicurezza operativa anziché come progetto di bonifica, avvalorando, in tal modo, essa stessa la tesi sposata dalle amministrazioni intimate (cfr. il verbale della conferenza di servizi del 16 maggio 2007, sottoscritto dai rappresentanti di Eni, ove si legge che: "Gli Enti esaminata la documentazione in oggetto esprimono congiuntamente le seguenti osservazioni e prescrizioni:
1. Le analisi di caratterizzazione del sito sono del febbraio 2006, e verificate ai sensi del D.M. 471/99, il 25 ottobre 2006 è stata chiesta una rimodulazione ai sensi del D.Lgs 152/06, per la quale però non sono state eseguite delle analisi sito specifiche. Poiché il sito risulta attualmente attivo, al fine di consentire il proseguo dell'attività, il progetto viene approvato come messa in sicurezza operativa....
Gli Enti esprimono parere favorevole al documento presentato subordinato alle citate osservazioni e prescrizioni che diventano parte integrante del documento stesso").
Il collegio non ritiene, dunque, che sussista alcun vizio nelle determinazioni espresse dall'amministrazione ed in questa sede contestate, che si presentano pienamente logiche, motivate, sorrette da un'idonea istruttoria e proporzionate alle risultanze della stessa, anche in considerazione delle peculiarità che ciascuna fattispecie di contaminazione presenta, che non la rendono, quindi, comparabile con le altre.
Alla luce delle suesposte considerazioni, il ricorso principale ed i ricorsi per motivi aggiunti vanno respinti.
Sussistono, tuttavia, giusti motivi, in considerazione della complessità delle questioni trattate, per disporre l'integrale compensazione fra le parti delle spese di giudizio.

P.Q.M.

P.Q.M.
Il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia (Sezione Quarta), definitivamente pronunciando sul ricorso, come in epigrafe proposto, lo respinge.
Spese compensate.
Ordina che la presente sentenza sia eseguita dall'autorità amministrativa.
Così deciso in Milano nella camera di consiglio del giorno 4 luglio 2013 con l'intervento dei magistrati:
Domenico Giordano, Presidente
Elena Quadri, Consigliere, Estensore
Mauro Gatti, Primo Referendario
DEPOSITATA IN SEGRETERIA IL 31 LUG. 2013.

T.A.R. Puglia Lecce, Sez. I, 13 maggio 2013, n. 1048

REPUBBLICA ITALIANA

IN NOME DEL POPOLO ITALIANO

Il Tribunale Amministrativo Regionale per la Puglia

Lecce - Sezione Prima

ha pronunciato la presente

SENTENZA

sul ricorso numero di registro generale 1777 del 2012, integrato da motivi aggiunti, proposto da: Trans Adriatic Pipeline - AG e D'Appolonia Spa, rappresentate e difese dagli avv.ti Sergio M. Sambri, Lorenzo Parola, Maurizio Mengassini, Luca Alberto Clarizio e Marco Lancieri, con domicilio eletto presso Gabriella De Giorgi Cezzi in Lecce, via G. Paladini 50;

contro

Comune di Melendugno, rappresentato e difeso dall'avv. Alberto Maria Durante, con domicilio eletto presso lo studio in Lecce, via Garibaldi 43;

e con l'intervento di

ad opponendum:
Comitato No TAP Salento – Acquarica – Vernole, rappresentato e difeso dall'avv. Adriano Tolomeo, con domicilio eletto presso lo studio in Lecce, via G. Oberdan 70;

per l'annullamento

(quanto al ricorso)

della nota del Responsabile dell'Ufficio tecnico del Comune di Melendugno del 18/9/2012 prot. n. 18397, concernente il diniego del permesso per effettuare indagini geofisiche, da eseguirsi in località San Foca, nell'ambito del Progetto TAP, inerente alla realizzazione di un gasdotto Grecia-Italia, con approdo a San Foca in agro di Melendugno;

della deliberazione del C.C. del 29/2/2012 n. 5, rubricata <<Gasdotto TAP - Diniego di autorizzazioni, nullaosta, pareri, varianti urbanistiche di competenza del Comune di Melendugno>>;

di ogni altro atto connesso, preordinato o consequenziale, ivi compreso lo statuto comunale, art. 1, commi 2 e 3, ove occorra;

(quanto ai motivi aggiunti)

della nota del 15/11/2012 prot. n. 23362, con cui il Responsabile dell'Ufficio tecnico del Comune di Melendugno ha confermato il diniego del permesso per effettuare indagini geofisiche, da eseguirsi in località San Foca, nell'ambito del Progetto di gasdotto TAP, già adottato con nota del 18/9/2012 prot. n. 18397, sulla scorta di ulteriori motivazioni;

della deliberazione del C.C. del 27/11/2012, ad oggetto <<Gasdotto TAP - Determinazioni >>, con cui l'Ente ha nuovamente espresso la propria “ferma contrarietà al progetto proposto dalla Trans Adriatic Pipeline AG”, anche in questo caso sulla scorta di motivazioni ulteriori rispetto a quelle già espresse con la delibera di C.C. n. 5 del 29/2/2012.

Visti il ricorso, i motivi aggiunti e i relativi allegati;

Visto l'atto di costituzione in giudizio del Comune di Melendugno;

Visto l'atto di intervento ad opponendum del Comitato No TAP Salento – Acquarica – Vernole;

Viste le memorie difensive;

Visti tutti gli atti della causa;

Relatore per l'udienza pubblica del giorno 4 aprile 2013 il dott. Giuseppe Esposito e uditi per le parti gli avv.ti Luca Alberto Clarizio e Marco Lancieri, l'avv. Alberto Maria Durante e l'avv. Adriano Tolomeo;

Ritenuto e considerato in fatto e diritto quanto segue:

FATTO

La Trans Adriatic Pipeline - AG espone di svolgere attività di trasporto di gas naturale e di essere impegnata nella realizzazione di un metanodotto di interconnessione tra l’Italia, l’Albania e la Grecia (per l’approvvigionamento dell’Europa meridionale con il gas naturale proveniente dal gasdotto di Shaz Deniz in Azerbajian), per la cui costruzione e gestione ha richiesto l’autorizzazione, ai sensi dell’art. 52-quinquies del DPR n. 327/01, al Ministero dello Sviluppo Economico e, successivamente, ha presentato istanza di assoggettamento a valutazione di impatto ambientale al Ministero dell’Ambiente.

Nell’ambito di quest’ultimo procedimento è emersa la necessità di un’approfondita analisi delle matrici ambientali coinvolte, da effettuarsi mediante indagini geofisiche.

Dopo aver richiesto ed ottenuto la sospensione della procedura di valutazione d’impatto ambientale, la TAP ha affidato l’incarico di svolgere le suddette indagini alla D’Apollonia Spa, che il 7/9/2012 ha chiesto al Comune di Melendugno di essere autorizzata ad effettuarle nel suo territorio.

Il responsabile dell’Ufficio tecnico ha respinto la richiesta con nota del 18/9/2012, richiamando quanto stabilito dal Consiglio comunale con deliberazione del 29/2/2012 n. 5, che ha impegnato gli organi dell’Ente a negare ogni atto di assenso alla realizzazione del gasdotto.

Con il ricorso la Trans Adriatic Pipeline - AG e la D'Appolonia Spa hanno impugnato il diniego opposto e la delibera consiliare, deducendo con distinti motivi la violazione del Testo unico delle leggi sull'ordinamento degli enti locali (d.lgs. 18 agosto 2000, n. 267) e degli artt. 97 e 117 Cost., nonché l'eccesso di potere per molteplici profili, in quanto:

1) il Consiglio Comunale è organo di indirizzo e controllo politico-amministrativo, la cui competenza è limitata agli atti fondamentali indicati dall'art. 42 TUEL, mentre spetta al funzionario responsabile di compiere un'autonoma istruttoria e di valutare se l'istanza può essere accolta, essendogli rimesso il compito di adottare i provvedimenti di cui all'art. 107 dello stesso TUEL;

2) la separazione della funzione politica da quella amministrativa costituisce principio fondamentale dell'ordinamento giuridico, per cui al responsabile UTC competeva accertare l'esistenza di ostacoli al permesso di effettuare indagini geofisiche, rientrando l'attività nell'ambito degli atti di gestione e richiedendo l'accertamento di una situazione di fatto definita dalla norma;

3) è tassativo l'elenco degli "atti fondamentali", di cui all'art. 42 TUEL, attribuiti al Consiglio comunale, che ha esercitato un potere esulante dalla sua sfera di competenza e che si pone in conflitto con l'autonomia, funzionalità, professionalità e responsabilità del personale apicale degli enti locali, tenuto a valutare se l'atto di assenso richiesto può essere rilasciato;

4) il potere che il Consiglio comunale ha inteso esercitare non è neppure riconducibile ai principi di portata generale tratti dallo Statuto dell'Ente, che presuppongono pur sempre il riparto di competenze previste dalla legge, risultando altrimenti illegittimo lo Statuto (che, per tale verso, viene espressamente impugnato);

5) in ogni caso, esigenze di protezione ambientale non possono impedire la realizzazione di infrastrutture giudicate strategiche dall'UE;

6) la deliberazione del Consiglio comunale è connotata da considerazioni prettamente politiche ed è quindi carente di una valida motivazione;

7) il rischio all'ambiente è affermato senza supporto istruttorio;

8) non è legittima una concezione esclusiva dei valori ambientali, a discapito di altri beni rilevanti, tra lo sviluppo di fonti di energia pulita.

Si è costituito in giudizio il Comune di Melendugno, chiedendo il rigetto del ricorso; con la memoria depositata è stata altresì dedotta l'improcedibilità del gravame (essendo stato formulato un ulteriore diniego), rappresentando che la richiesta di effettuazione delle indagini geofisiche non può essere assentita, poiché l'area interessata è sottoposta ai vincoli idrogeologico e paesaggistico, occorrendo pertanto acquisire il parere delle amministrazioni preposte alla loro tutela.

In giudizio è intervenuto ad opponendum il Comitato No TAP Salento – Acquarica – Vernole (composto da cittadini e operatori economici che propongono la tutela ambientale del territorio e assumono iniziative per preservare le aree da un uso incompatibile con l'ecosistema), concludendo per la declaratoria di inammissibilità o per il rigetto del ricorso.

Con motivi aggiunti sono state impugnate la nuova nota del Responsabile UTC del 15/11/2012 e la rinnovata deliberazione del Consiglio comunale del 27/11/2012, denunciando ancora la violazione dell'art. 42 del d.lgs. n. 267/2000, nonché della legge n. 241/90 e dell'art. 41 Cost., oltre all'eccesso di potere per svariati profili, poiché:

1) è contraddittoria ed illogica la motivazione addotta dal responsabile dell'Ufficio tecnico, secondo cui mancano gli elementi per istruire la richiesta e, in particolare, non sono individuati gli interventi da realizzare né l'area interessata;

2) manca il preavviso di diniego e non sono stati esercitati gli autonomi poteri istruttori;

3) viola l'art. 41 Cost. la deliberazione con cui il Consiglio comunale oppone la aprioristica contrarietà alla realizzazione del gasdotto;

4) la stessa è priva di una valida motivazione, essendo affidata a considerazioni di stampo ideologico;

5) non rilevano i riferimenti ad altre vicende;

6) il Consiglio comunale non può condizionare l'operato degli organi di gestione;

7) il potere esercitato non ha fondamento nello Statuto.

Le parti hanno esibito documentazione e scritti difensivi e, all'udienza pubblica del 4 aprile 2013, la causa è stata assegnata in decisione.

DIRITTO

1.- Il Tribunale deve innanzitutto valutare la sussistenza della propria competenza a conoscere della controversia in esame, riguardante la realizzazione di un gasdotto Grecia-Italia, con approdo in località San Foca del Comune di Melendugno, relativamente al quale sono impugnati i provvedimenti comunali che hanno opposto un diniego alla effettuazione delle indagini geofisiche.

L'art. 135, primo comma, lett. f), del codice del processo amministrativo affida alla competenza funzionale inderogabile del TAR del Lazio, sede di Roma, "le controversie di cui all'articolo 133, comma 1, lettera o), limitatamente a quelle concernenti la produzione di energia elettrica da fonte nucleare, i rigassificatori, i gasdotti di importazione, le centrali termoelettriche di potenza termica superiore a 400 MW nonché quelle relative ad infrastrutture di trasporto ricomprese o da ricomprendere nella rete di trasmissione nazionale o rete nazionale di gasdotti, salvo quanto previsto dall'articolo 14, comma 2".

L'art. 133 richiamato ricomprende nella giurisdizione esclusiva del G.A. "le controversie, incluse quelle risarcitorie, attinenti alle procedure e ai provvedimenti della pubblica amministrazione concernenti la produzione di energia, i rigassificatori, i gasdotti di importazione, le centrali termoelettriche e quelle relative ad infrastrutture di trasporto ricomprese o da ricomprendere nella rete di trasmissione nazionale o rete nazionale di gasdotti" (primo comma, lett. o), art. 133 cpa).

Con ordinanza del 26 luglio 2012 n. 29, l'Adunanza Plenaria del Consiglio di Stato ha, in analoga fattispecie, affermato che sussiste la competenza del TAR del Lazio, poiché l'art. 135 "non può che essere riferito, non solo ai provvedimenti concernenti l'autorizzazione alla realizzazione dei rigassificatori, ma anche a tutte quelle manifestazioni dei pubblici poteri che, anche indirettamente, attengano alla costruzione degli impianti in questione".

Nell'ordinanza è poi valorizzato "il dato testuale offerto dagli artt. 133 e 135 del codice del processo amministrativo, i quali, mentre per la maggior parte delle ipotesi di giurisdizione esclusiva e di competenza funzionale inderogabile del Tribunale amministrativo romano usano l'espressione "controversie aventi ad oggetto atti e provvedimenti in materia.." (lettere f, g, l, m, q, ecc. dell'art. 133), con riguardo ai rigassificatori (lett. o) impiegano la locuzione : "controversie

attinenti alle procedure e ai provvedimenti …concernenti…" i rigassificatori, che implicano una interpretazione non rigidamente ancorata ai provvedimenti specificamente definitori della relativa procedura".

Il Collegio reputa tuttavia di dover esprimere altro orientamento, alla stregua delle seguenti considerazioni.

Con la stessa ordinanza, il Consiglio di Stato fonda il proprio convincimento sulla sentenza della Corte Costituzionale del 26 giugno 2007 n. 237, attinente alla questione di legittimità dell'art. 3, comma 2-bis, del decreto-legge 30 novembre 2005, n. 245, convertito in legge 27 gennaio 2006, n. 21 ("Misure straordinarie per fronteggiare l'emergenza nel settore dei rifiuti nella regione Campania ed ulteriori disposizioni in materia di protezione civile"), con cui era stata introdotta una norma derogatoria della competenza dei tribunali amministrativi territoriali, stabilendo che:

"In tutte le situazioni di emergenza dichiarate ai sensi dell'articolo 5, comma 1, della legge 24 febbraio 1992, n. 225, la competenza di primo grado a conoscere della legittimità delle ordinanze adottate e dei consequenziali provvedimenti commissariali spetta in via esclusiva, anche per l'emanazione di misure cautelari, al tribunale amministrativo regionale del Lazio, con sede in Roma".

Nella propria pronuncia, la Corte Costituzionale ha evidenziato che la concentrazione del contenzioso amministrativo presso il TAR Lazio " per il fatto di costituire solo l'ultimo esempio,in ordine di tempo,di una serie di ripetuti interventi legislativi che hanno concentrato presso il Tribunale amministrativo romano interi settori del contenzioso della pubblica amministrazione -fa sorgere un delicato problema di rapporto con l'articolazione su base regionale, ex art. 125 Cost., del sistema di giustizia amministrativa", per cui è necessario basarsi su "un criterio rigoroso in ordine alla verifica della non manifesta irragionevolezza della disciplina processuale in esame" (punto 5.3.1).

In tal senso, la legittimità della scelta legislativa è stata ravvisata nella "straordinarietà delle situazioni di emergenza (e nella eccezionalità dei poteri occorrenti per farvi fronte)", che danno vita ad un "peculiare regime" in cui "deve essere, in definitiva, ricercata la ratio che ispira la disciplina processuale in esame", nel cui ambito "decisiva appare la constatazione «che tali funzioni hanno rilievo nazionale, data la sussistenza di esigenze di unitarietà, coordinamento e direzione»" (stesso punto 5.3.1 della sentenza n. 237 del 2007).

La speciale regola processuale è quindi giustificata – quanto agli artt. 3 e 125 della Costituzione - dal rilievo nazionale delle funzioni, ancorato ad esigenze di unitarietà, sui presupposti della straordinarietà delle situazioni di emergenza e della eccezionalità dei poteri per fronteggiarle, in ultima analisi nella eccezionalità della situazione e nella conseguente eccezionalità della deroga,eccezionalità che ovviamente non sussiste nel caso di ripetitività della disciplina derogatoria.

L'interpretazione costituzionalmente orientata della fattispecie in esame non può che riconoscere l'assenza degli indicati presupposti (straordinarietà della situazione di emergenza ed eccezionalità della deroga alla ripartizione degli affari giurisdizionali) , dovendosi perciò ritenere che le controversie "attinenti alle procedure e ai provvedimenti della pubblica amministrazione concernenti … i gasdotti di importazione" (a cui hanno riguardo l'art. 133, primo comma, lett. o), e l'art. 135, primo comma, lett. f), cpa) restano confinate alle funzioni amministrative attinential progetto nella sua unitarietà, senza estendersi anche ai provvedimenti adottati da un'autorità territoriale e che hanno incidenza solo indiretta sulla manifestazione del potere che quelle funzioni rappresentano.

In questo caso, non è giustificata una disciplina processuale derogatoria, non rinvenendosi una situazione di eccezionalità, da cui trarre la conclusione del rilievo di preminente interesse nazionale delle funzioni amministrative svolte (per la quale, come enunciato dalla Corte Costituzionale, occorre basarsi su un criterio rigoroso, fondato in quel caso sulla straordinarietà della situazione e sulla eccezionalità dei poteri).

La disciplina drogatoria, in questo caso, si porrebbe in contrasto con l'ordinario sistema di ripartizione della competenza territoriale dei tribunali amministrativi, voluto dalla Costituzione, che all'art. 125 ha previsto la loro dislocazione regionale, allo scopo di avvicinare questa giurisdizione ai cittadini.

Quanto al dato testuale posto in luce dalla richiamata ordinanza dell'Adunanza Plenaria del Consiglio di Stato, il Collegio è dell'avviso che lo stesso non assuma un carattere dirimente, difettando il substrato sostanziale legittimante una disciplina derogatoria, considerando altresì che le stesse locuzioni impiegate dall'art. 133 cpa ("procedure" e "provvedimenti") possono anche riferirsi ai soli atti del procedimento di approvazione del progetto del gasdotto.

Pertanto, secondo quanto sin qui argomentato, va affermata la competenza di questo Tribunale a conoscere della presente controversia.

2.- Passando all'esame del ricorso e dei motivi aggiunti, in via preliminare va considerato che il successivo diniego formulato dal responsabile dell'U.T.C. del Comune di Melendugno (impugnato con i motivi aggiunti) non determina l'improcedibilità del ricorso, poiché l'originario provvedimento si basa su quanto stabilito dal C.C. con deliberazione del 29/2/2012 (la cui efficacia non è stata rimossa), mentre il successivo diniego ha diverso contenuto e si fonda su distinte considerazioni ostative.

Ne consegue che permane l'interesse delle ricorrenti a contestare anche le ragioni rappresentate nel primo provvedimento.

2.1- In relazione ad esso, si osserva che la nota del responsabile UTC del 18/9/2012 afferma che non possono essere rilasciati i richiesti permessi per l'indagine geofisica e la pulizia della vegetazione, i quali "sono inibiti a questo Servizio in forza della Deliberazione del Consiglio Comunale n. 5 del 29.02.2012" (con la quale è stato stabilito di "impegnare gli organi comunali, per quanto di rispettiva competenza, a negare, nel rispetto delle vigenti disposizioni di legge, sia direttamente sia nelle conferenze dei servizi che saranno eventualmente convocate nel corso del procedimento autorizzatorio, qualsiasi concessione, parere, autorizzazione o nullaosta comunque denominati, relativi alla realizzazione del gasdotto proposto dal Consorzio TAP (Trans Adriatic Pipeline) sul territorio del Comune di Melendugno").

Nelle premesse della deliberazione consiliare viene considerato che la vocazione turistica del Comune di Melendugno (connotato da un "lungo tratto di costa suggestivo ed incontaminato") è inconciliabile con l'attraversamento del suo territorio ad opera di un gasdotto, ed il suo sviluppo socio-economico deve essere basato sullo sfruttamento delle potenzialità naturali (mare incontaminato, arenili, scogliere e clima mite) ed essere teso a preservare gli "interessi" che vi corrispondono.

Sulla base di queste premesse, il Consiglio ha espresso all'unanimità "la propria netta contrarietà all'ipotesi progettuale della società TAP di realizzazione di un gasdotto, nella parte in cui prevede l'approdo ed il conseguente attraversamento del territorio comunale di Melendugno ad opera dell'infrastruttura in oggetto".

Ciò posto, il Collegio è dell'avviso che la pur indubbia significatività dell'intento manifestato (in base ai principi affermati nello Statuto comunale) non può condurre alla determinazione di ostacolare "a priori" la realizzazione dell'intervento, alla quale concorre l'attività dello Stato italiano che, a sua volta, coopera allo sviluppo della rete energetica europea, nel cui ambito l'opera in questione assume rilevanza strategica (cfr. il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 13/3/2013).

L'esigenza di tutela della comunità da parte delle autonomie locali (in cui è senza dubbio annoverato il compito di promuovere le migliori condizioni di qualità della vita) non può rilevare in maniera isolata ed essere scissa dal contesto nazionale in cui si innesta il sistema delle autonomie; cosicché ogni intervento dei poteri locali deve gioco forza

coordinarsi con le prerogative degli altri poteri pubblici ed essere teso ad indirizzare la loro azione verso gli obiettivi di cura e tutela del benessere degli amministrati.

Ciò in forza di un principio, immanente nell'ordinamento giuridico ed a più riprese espresso nella giurisprudenza anche costituzionale, in virtù del quale si esige da ogni potere concorrente la leale cooperazione (cfr., in tema di conferenza di servizi, Cons. Stato – Sez. V, 23 maggio 2011 n. 3099, secondo cui il dissenso di un'amministrazione <<deve rispondere esso stesso ai principi di imparzialità e buon andamento dell'azione amministrativa, predicati dall'articolo 97 della Costituzione, non potendo limitarsi ad una mera sterile opposizione al progetto in esame, ma dovendo essere "costruttivo">>, aggiungendo quindi che: <<Ciò del resto è conforme non solo all'esigenza dell'effettivo perseguimento degli obiettivi di semplificazione e di accelerazione dell'azione amministrativa, ma anche nell'ottica dell'altro principio di leale collaborazione cui pure devono essere improntati i rapporti tra le varie pubbliche amministrazioni>>).

È quindi fondato il motivo con cui le ricorrenti deducono l'irragionevolezza della decisione di ostacolare in ogni caso la realizzazione dell'intervento, non potendosi riconoscere all'autorità locale la potestà di impedire che una determinata attività si svolga nel proprio territorio.

Quanto appena detto non sta affatto a significare che i valori che si intendono tutelare siano scarsamente meritevoli di tutela (e, pertanto, non può essere tacciato di illegittimità lo Statuto comunale, che quei valori propugna), dovendo gli stessi essere presi in considerazione nella fase di ascolto della comunità locale, mentre non è attribuito all'organo rappresentativo di essa il potere di assumere una concreta determinazione di diniego al progetto.

A tal riguardo, è altresì fondato il motivo con cui si sostiene che non è configurabile un tale potere in capo al Consiglio comunale, organo di indirizzo e di controllo politico-amministrativo, le cui competenze sono rigidamente fissate dall'art. 42 del d.lgs. 18 agosto 2000, n. 267, in base ad un'elencazione tassativa (cfr., per tutte, Cons. Stato – Sez. VI, 12 ottobre 2011 n. 5518), che pertanto non può assumere provvedimenti annoverabili tra gli atti di gestione (nella specie, si tratta dell'autorizzazione ad effettuare indagini geofisiche), rientranti tra i compiti della dirigenza, secondo quanto stabilito dall'art. 107, secondo comma, lett. f), del T.U. n. 267/2000.

In virtù di quanto considerato, è quindi illegittima la deliberazione consiliare del 29/2/2012 n. 5, nonché il diniego formulato dal responsabile dell'Ufficio tecnico del Comune di Melendugno prot. n. 18307 del 18/9/2012, che ad essa esclusivamente si rifà.

2.2- Con i motivi aggiunti sono state impugnate la successiva deliberazione del 27/11/2012 n. 48, con cui il Consiglio comunale ha ribadito la "ferma contrarietà" al progetto, unitamente alla nota del responsabile UTC del 15/11/2012 prot. n. 23362, con cui è stata nuovamente respinta la richiesta di autorizzazione, che "non può essere istruita e/o positivamente riscontrata, in quanto carente dei requisiti minimi per individuare gli interventi da effettuare ovvero l'area interessata dagli stessi" (in particolare, poiché "le attività di indagine sommariamente descritte nella detta istanza incidono su un'area sottoposta a vincoli paesaggistici, ambientali ed idrogeologici e, pertanto, abbisognava di idonee e puntuali relazioni tecniche che evidenziassero la natura dei lavori da compiere e la loro compatibilità con gli esistenti vincoli").

In ordine alla deliberazione consiliare, vanno ribadite le argomentazioni svolte, mostrandosi l'atto affetto dagli stessi vizi di illegittimità sopra rilevati.

Per ciò che concerne il diniego all'effettuazione delle indagini, in disparte la contraddittorietà denunciata dalle ricorrenti (secondo cui sussistono tutti gli elementi per l'esame della richiesta), il Collegio reputa che l'insufficienza riscontrata non determina l'automatica reiezione dell'istanza, dovendosi in tal caso fare applicazione dell'art. 6, primo comma, lett. b), della legge n. 241/90, a tenore del quale il responsabile del procedimento "accerta di ufficio i fatti, disponendo il

compimento degli atti all'uopo necessari, e adotta ogni misura per l'adeguato e sollecito svolgimento dell'istruttoria. In particolare, può chiedere il rilascio di dichiarazioni e la rettifica di dichiarazioni o istanze erronee o incomplete e può esperire accertamenti tecnici ed ispezioni ed ordinare esibizioni documentali".

Tale compito è stato illegittimamente declinato, avendo trascurato il responsabile dell'UTC di acquisire d'ufficio gli elementi mancanti o di chiedere all'interessata di fornirli o integrarli.

La necessità di operare il c.d. "soccorso istruttorio" incontra il solo limite del rispetto della "par condicio" nei procedimenti concorsuali (per gli appalti pubblici, cfr. da ultimo Cons. Stato – Sez. V, 5 dicembre 2012 n. 6248) e, all'infuori di ciò, costituisce un ben determinato obbligo nel compimento dell'istruttoria (cfr. TAR Lazio – Sez. II, 17 settembre 2012 n. 7810: "in prima battuta spetta all'Amministrazione e per essa al responsabile del procedimento verificare, ai sensi dell'art. 6 delle legge n. 241 del 1990, la completezza della documentazione da allegarsi con la domanda, al fine di consentire la tempestiva ed adeguata integrazione della documentazione necessaria e non prodotta").

Attesa la collocazione sistematica della norma nella legge generale sul procedimento amministrativo, l'obbligo di effettuare autonome indagini e di richiedere l'integrazione documentale sussiste per ogni tipo di attività istruttoria e la sua inottemperanza inficia il provvedimento finale che, trascurando ciò, abbia come nella specie respinto l'istanza.

Per queste ragioni sono fondati anche i motivi aggiunti.

3.- Conclusivamente, vanno accolti il ricorso e i motivi aggiunti e, per l'effetto, vanno annullati i provvedimenti del Responsabile dell'Ufficio tecnico del Comune di Melendugno del 18/9/2012 prot. n. 18397 e del 15/11/2012 prot. n. 23362, nonché le deliberazioni consiliari del 29/2/2012 n. 5 e del 27/11/2012.

Sussistono validi motivi per disporre la compensazione delle spese di giudizio, attesa la peculiarità della controversia e la novità della questione.

P.Q.M.

Il Tribunale Amministrativo Regionale per la Puglia Lecce - Sezione Prima, definitivamente pronunciando sul ricorso e sui motivi aggiunti, come in epigrafe proposti, li accoglie e, per l'effetto, annulla gli impugnati provvedimenti del Responsabile dell'Ufficio tecnico del Comune di Melendugno del 18/9/2012 prot. n. 18397 e del 15/11/2012 prot. n. 23362, nonché le deliberazioni consiliari del 29/2/2012 n. 5 e del 27/11/2012.

Spese compensate.

Ordina che la presente sentenza sia eseguita dall'autorità amministrativa.

Così deciso in Lecce nelle camere di consiglio del 4 aprile 2013 e del 9_ maggio 2013 con l'intervento dei magistrati:

Antonio Cavallari, Presidente

Giuseppe Esposito, Primo Referendario, Estensore

Roberto Michele Palmieri, Referendario

L'ESTENSORE IL PRESIDENTE

DEPOSITATA IN SEGRETERIA

Il 13/05/2013

(Art. 55, L. 27/4/1982, n. 186)

IL SEGRETARIO

TAR Lazio (RM) Sez. II-bis n. 8236 del 1 ottobre 2012

N. 08236/2012 REG.PROV.COLL.

N. 05919/2011 REG.RIC.

REPUBBLICA ITALIANA

IN NOME DEL POPOLO ITALIANO

Il Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio

(Sezione Seconda Bis)

ha pronunciato la presente

SENTENZA

sul ricorso numero di registro generale 5919 del 2011, proposto da: Associazione Italiana Per il Word Wide Fund For Nature Wwf Onlus, Legambiente Nazionale Onlus, Lipu Lega Italiana Protezione Uccelli Onlus, Fai Fondo Ambientale Italiano, in persona dei loro rappresentanti legali, rappresentati e difesi dagli avv.ti Alessio Petretti e Angelo P. Masucci, con domicilio eletto presso Alessio Petretti in Roma, via degli Scipioni, 268/A;

contro

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e Ministero per i Beni e le Attività Culturali, in persona dei Ministri *pro tempore*, rappresentati e difesi dall'Avvocatura Generale dello Stato, domiciliati per legge in Roma, via dei Portoghesi, 12;

nei confronti di

Regione Puglia, in persona del Presidente *pro tempore*, rappresentata e difesa dagli avv.ti Nicola Colaianni e Maria Liberti, con domicilio eletto presso Delegazione della Regione Puglia in Roma, via Barberini,36;
Regione Molise, in persona del Presidente *pro tempore*, rappresentata e difesa dagli avv.ti Vincenzo Colalillo, Alberta De Lisio, con domicilio eletto presso Clementino Palmiero in Roma, via Albalonga, 7;
Petroceltic Italia s.r.l., in persona del suo rappresentante legale, rappresentata e difesa dagli avv.ti Andrea Trotta e Maria Alessandra Sandulli, con domicilio eletto presso Andrea Trotta in Roma, corso Vittorio Emanuele II, 349;
Regione Abruzzo, Provincia di Foggia, Provincia di Campobasso, Provincia di Chieti, Provincia di Pescara, Provincia di Teramo, Comune di Isole Tremiti, in persona dei loro legali rappresentanti *pro tempore*, non costituiti in giudizio;

per l'annullamento

del decreto 29.3.2011 n. 126 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, con il quale è dichiarata la compatibilità ambientale del progetto di realizzazione della prima fase del programma di lavori collegato al permesso di ricerca idrocarburi d505 B.R.-E.L. al largo delle coste abruzzesi e molisane (40 km NO di Punta Penna), rilasciato alla Petroceltic Italia s.r.l. (già Petroceltic Elsa s.r.l.);

Visti il ricorso e i relativi allegati;

Visti gli atti di costituzione in giudizio del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del Ministero per i Beni e le Attività Culturali, della Regione Puglia, della Regione Molise e di Petroceltic Italia s.r.l.;

Viste le memorie difensive;

Visti tutti gli atti della causa;

Relatore nell'udienza pubblica del giorno 7 giugno 2012 il dott. Antonio Vinciguerra e uditi per le parti i difensori come specificato nel verbale;

Ritenuto e considerato in fatto e diritto quanto segue.

FATTO

In data 6.4.2009 la Petroceltic Elsa s.r.l. - denominata dal 16.9.2009 Petroceltic Italia s.r.l. – formulava istanza di compatibilità ambientale per la prima fase del programma dei lavori relativo a ricerca di idrocarburi nel sottofondo marino in un'area al largo delle coste abruzzesi e molisane (40 km NO di Punta Penna).

Previ pareri favorevoli acquisiti in fase interlocutoria, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, ha rilasciato giudizio positivo di compatibilità ambientale degli interventi, con decreto 29.3.2011 n. 126.

Ricorrono avverso l'atto le organizzazioni di.tutela ambientale indicate in epigrafe, formulando censure di inadeguata istruttoria.

Si sono costituiti in giudizio, chiamati in causa, le Amministrazioni statali resistenti e la Petroceltic Italia s.r.l., che nelle memorie prodotte affermano la correttezza ed esaustività della procedura seguita.

Le Regioni Puglia e Molise e la Provincia di Foggia hanno presentato memorie adesive.

La causa è passata in decisione all'udienza del 7 giugno 2012.

DIRITTO

La domanda di compatibilità ambientale avanzata da Petroceltic è stata pubblicata:

- in data 8 aprile 2009 sui quotidiani "Il Tempo" e "Il Riformista";

- in data 14 aprile 2009 sul quotidiano "Il Tempo – Edizione Abruzzo";

- in data 11 marzo 2010 sul quotidiano "Il Quotidiano di Termoli".

Secondo l'art. 24 del D. Lgs. n. 152/2006 (nel testo vigente *ratione temporis*), la pubblicazione deve essere contestuale alla presentazione dell'istanza (comma 1) e, nel caso di progetti di competenza statale, deve essere eseguita "su un quotidiano a diffusione nazionale e su un quotidiano a diffusione regionale per ciascuna regione direttamente interessata" (comma 2).

Le organizzazioni ricorrenti sostengono che la pubblicazione effettuata non è pienamente conforme a tale disposizione sotto vari profili, dei quali va anzitutto preso in esame quello concernente la totale omissione della pubblicazione su un quotidiano a diffusione regionale nel territorio della Puglia.

Secondo le ricorrenti la Regione Puglia avrebbe dovuto essere coinvolta nel procedimento di VIA, in applicazione dell'art. 25, comma 2, del D. Lgs. n. 152/2006, che nel testo modificato da ultimo con il D. Lgs. n. 128/2010 così dispone:

"*L'autorità competente acquisisce e valuta tutta la documentazione presentata, le osservazioni, obiezioni e suggerimenti inoltrati ai sensi dell'articolo 24, nonché, nel caso dei progetti di competenza dello Stato, il parere delle regioni interessate, che dovrà essere reso entro novanta giorni dalla presentazione di cui all'articolo 23, comma 1. L'autorità competente comunica alla Regione interessata che il proponente ha apportato modifiche sostanziali al progetto e fissa il termine di sessanta giorni, decorrente dalla comunicazione, entro il quale la Regione può esprimere un ulteriore parere*".

Ad avviso del Collegio la censura è fondata, giacché l'omessa pubblicazione della domanda su almeno un quotidiano pugliese e, soprattutto, l'omessa acquisizione del parere obbligatorio della Regione Puglia concretano una significativa violazione della normativa di riferimento.

La Regione Puglia, nella specie, va infatti considerata *regione (direttamente) interessata* ai sensi degli artt. 24, comma 2, e 25 , comma 2, del D. Lgs. n. 2006, anche se l'intervento si colloca al di fuori della fascia di rispetto di 12 miglia marine fissata dal nuovo testo dell'art. 6, comma 17 del D. Lgs. n. 152/2006.

In primo luogo va osservato che la fascia di rispetto è stabilita per delimitare un'area entro la quale vige il divieto assoluto delle attività di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi; mentre le attività che si svolgono a distanza maggiore non sono vietate *a priori*, bensì assoggettate a una complessa valutazione, la quale non può non coinvolgere i prospicienti territori costieri (anche insulari) con le relative popolazioni, attesa l'unitarietà dell'ecosistema con le potenziali e attuali interrelazioni che esso presenta (cfr. la nozione di *impatto ambientale* di cui all'art. 5, comma 1, lettera c) del D. Lgs. n. 152/2006). E infatti la L. n. 9/91 fa riferimento anche alle attività di prospezione che si svolgono sulla piattaforma continentale; mentre la primaria responsabilità dello Stato a tale riguardo, rilevante per il diritto internazionale, non esclude che nell'ordinamento interno acquistino

rilevanza anche le posizioni delle articolazioni territoriali della Repubblica, in considerazione del particolare rango costituzionale delle stesse.

Alla stregua di queste premesse, sarebbe formalistico ritenere che il prescritto coinvolgimento delle regioni nel procedimento di VIA, alla stregua degli artt. 24 e 25 del D. Lgs. n. 152/2006, riguardi solamente le attività incluse nel territorio e nelle acque territoriali, ma non la piattaforma continentale destinata allo sfruttamento economico delle risorse.

Con riferimento al caso in esame è sufficiente considerare che, considerate le notorie caratteristiche del Mare Adriatico, una distanza della sede dell'intervento di poche decine di chilometri dalle Isole Tremiti (che rientrano nel territorio della Regione Puglia) non può con ogni evidenza non considerarsi significativa al fine di coinvolgere la medesima regione nel procedimento di VIA, in quanto l'impatto potenziale sull'ecosistema marino e sulle attività connesse alla pesca riguarda tutte le zone circostanti e non solamente quelle dell'Abruzzo e del Molise.

La giurisprudenza ha già avuto modo di evidenziare come l'utilizzo della tecnica dell'*air gun* sia foriero di conseguenze che si ripercuotono anche a distanza, attesa la natura delle onde acustiche e le modalità tecniche dell'operazione, quantomeno con riferimento alla possibile migrazione della fauna marina in luoghi diversi da quelli direttamente interessati dal passaggio della nave (cfr. TAR Puglia - Lecce, sez. I, 14 luglio 2011, n. 1341). E in questa sede è sufficiente rimarcare il riferimento al carattere potenziale dell'impatto ambientale, in quanto non si tratta - con riferimento alle censure a carattere procedimentale - di pervenire a una valutazione in concreto sull'assenza di pregiudizio ambientale, ma più semplicemente di prefigurare, alla stregua di una considerazione *prima facie*, quali siano i territori anche soltanto potenzialmente coinvolti dalle conseguenze dell'intervento.

Va poi presa in considerazione un'altra censura contenuta nel primo motivo di ricorso, la quale attiene all'omessa tempestiva informazione del pubblico.

Detta censura è fondata con riferimento alla pubblicazione sul "Quotidiano di Termoli", per l'assorbente considerazione che essa è avvenuta non contestualmente alla presentazione della domanda, ma successivamente alla data (28.7.2009) in cui è stato reso il parere della Commissione VIA/VAS, con ciò compromettendo seriamente - con ogni evidenza - la funzione partecipativa della stessa, avuto anche riguardo a quanto sancito dalla Convenzione di Aahrus, ratificata dalla L. n. 108/2001, all'art. 6, comma 2, prima parte ("*Lorsqu'un processus décisionnel touchant l'environnement est engagé, le public concerné est informé comme il convient, de manière efficace et en temps voulu, par un avis au public ou individuellement, selon le cas, au début du processus*") e all'art. 6, comma 4 ("*Chaque Partie prend des dispositions pour que la participation du public commence au début de la procédure, c'est-à-dire lorsque toutes les options et solutions sont encore possibles et que le public peut exercer une réelle influence*").

L'accoglimento delle predette censure comporta l'illegittimità dell'intera procedura e il conseguente annullamento degli atti impugnati, previo assorbimento delle censure non esaminate.

Sussistono giusti motivi per compensare le spese di giudizio.

P.Q.M.

Il Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio (Sezione Seconda Bis) accoglie il ricorso in epigrafe e, per l'effetto, annulla il provvedimento impugnato.

Compensa le spese.

Ordina che la presente sentenza sia eseguita dall'autorità amministrativa.

Così deciso in Roma nella camera di consiglio del giorno 7 giugno 2012 con l'intervento dei magistrati:

Antonio Vinciguerra, Presidente, Estensore

Raffaello Sestini, Consigliere

Francesco Arzillo, Consigliere

Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio 7 giugno 2012 n. 8203

R E P U B B L I C A I T A L I A N A

IN NOME DEL POPOLO ITALIANO

Il Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio

(Sezione Seconda Bis)

ha pronunciato la presente

SENTENZA

sul ricorso numero di registro generale 6627 del 2011, proposto da: Regione Puglia, in persona del Presidente *pro tempore*, rappresentata e difesa dagli avv.ti Maria Liberti e Nicola Colaianni, con domicilio eletto presso la Delegazione della Regione Puglia in Roma, via Barberini, 36;

contro

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, in persona del Ministro *pro tempore*, rappresentato e difeso dall'Avvocatura Generale dello Stato, domiciliato per legge in Roma, via dei Portoghesi, 12; Ministero Per i Beni e le Attività Culturali e Ministero dello Sviluppo Economico, in persona dei Ministri *pro tempore*, non costituiti in giudizio;

nei confronti di

Petroceltic Italia s.r.l., in persona del suo rappresentante legale, rappresentata e difesa dagli avv.ti Maria Alessandra Sandulli e Andrea Trotta, con domicilio eletto presso Andrea Trotta in Roma, corso Vittorio Emanuele II, 349; Regione Molise e Regione Abruzzo, in persona dei Presidenti *pro tempore*, non costituite in giudizio;

per l'annullamento

del decreto 23.5.2011 n. 280 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, con il quale è dichiarata la compatibilità ambientale del progetto di programma dei lavori collegato al permesso di ricerca idrocarburi d493 B.R.-E.L. al largo di Punta Penna, rilasciato alla Petroceltic Italia s.r.l. (già Petroceltic Elsa s.r.l.);

Visti il ricorso e i relativi allegati;

Visti gli atti di costituzione in giudizio del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e di Petroceltic Italia s.r.l.;

Viste le memorie difensive;

Visti tutti gli atti della causa;

Relatore nell'udienza pubblica del giorno 7 giugno 2012 il dott. Antonio Vinciguerra e uditi per le parti i difensori come specificato nel verbale;

Ritenuto e considerato in fatto e diritto quanto segue.

FATTO

In data 6.4.2009 la Petroceltic Elsa s.r.l. - denominata dal 16.9.2009 Petroceltic Italia s.r.l. – formulava istanza di compatibilità ambientale per la prima fase del programma dei lavori relativo a ricerca di idrocarburi nel sottofondo marino in un'area al largo della costa abruzzese di Punta Penna.

Previ pareri favorevoli acquisiti in fase interlocutoria, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, ha rilasciato giudizio positivo di compatibilità ambientale degli interventi, con decreto 23.5.2011 n. 280.

La Regione Puglia formula il presente ricorso avverso il provvedimento ministeriale, lamentando di non essere stata consultata in ordine alla fattibilità degli interventi, né di aver ricevuto comunicazioni dirette in proposito.

Si sono costituiti in giudizio, chiamati in causa, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e la Petroceltic Italia s.r.l., che nelle memorie prodotte affermano la correttezza ed esaustività della procedura seguita.

La causa è passata in decisione all'udienza del 7 giugno 2012.

DIRITTO

Il ricorso è fondato e va accolto.

La Regione Puglia, nella specie, va infatti considerata *regione (direttamente) interessata* ai sensi degli artt. 24, comma 2, e 25 , comma 2, del D. Lgs. n. 2006, anche se l'intervento si colloca al di fuori della fascia di rispetto di 12 miglia marine fissata dal nuovo testo dell'art. 6, comma 17 del D. Lgs. n. 152/2006.

In primo luogo, va osservato che la fascia di rispetto è stabilita per delimitare un'area entro la quale vige il divieto assoluto delle attività di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi; mentre le attività che si svolgono a distanza maggiore non sono vietate *a priori*, bensì assoggettate a una complessa valutazione, la quale non può non coinvolgere i prospicienti territori costieri (anche insulari) con le relative popolazioni, attesa l'unitarietà dell'ecosistema con le potenziali e attuali interrelazioni che esso presenta (cfr. la nozione di *impatto ambientale* di cui all'art. 5, comma 1, lettera c) del D. Lgs. n. 152/2006). E infatti la L. n. 9/91 fa riferimento anche alle attività di prospezione che si svolgono sulla piattaforma continentale; mentre la primaria responsabilità dello Stato a tale riguardo, rilevante per il diritto internazionale, non esclude che nell'ordinamento interno acquistino rilevanza anche le posizioni delle articolazioni territoriali della Repubblica, in considerazione del particolare rango costituzionale delle stesse.

Alla stregua di queste premesse, sarebbe formalistico ritenere che il prescritto coinvolgimento delle regioni nel procedimento di VIA, alla stregua degli artt. 24 e 25 del D. Lgs. n. 152/2006, riguardi solamente le attività incluse nel territorio e

nelle acque territoriali, ma non la piattaforma continentale destinata allo sfruttamento economico delle risorse.

Con riferimento al caso in esame è sufficiente considerare che, considerate le notorie caratteristiche del Mare Adriatico, una distanza della sede dell'intervento di poche decine di chilometri dalle Isole Tremiti - che rientrano nel territorio della Regione Puglia - non può con ogni evidenza non considerarsi significativa al fine di coinvolgere la medesima regione nel procedimento di VIA, in quanto l'impatto potenziale sull'ecosistema marino e sulle attività connesse alla pesca riguarda tutte le zone circostanti e non solamente quelle dell'Abruzzo.

La giurisprudenza ha già avuto modo di evidenziare come l'utilizzo della tecnica dell'*air gun* sia foriero di conseguenze che si ripercuotono anche a distanza, attesa la natura delle onde acustiche e le modalità tecniche dell'operazione, quantomeno con riferimento alla possibile migrazione della fauna marina in luoghi diversi da quelli direttamente interessati dal passaggio della nave (cfr. TAR Puglia - Lecce, sez. I, 14 luglio 2011, n. 1341). E in questa sede è sufficiente rimarcare il riferimento al carattere potenziale dell'impatto ambientale, in quanto non si tratta - con riferimento alle censure a carattere procedimentale - di pervenire a una valutazione in concreto sull'assenza di pregiudizio ambientale, ma più semplicemente di prefigurare, alla stregua di una considerazione *prima facie*, quali siano i territori anche soltanto potenzialmente coinvolti dalle conseguenze dell'intervento.

Sussistono giusti motivi per compensare le spese di giudizio.

P.Q.M.

Il Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio (Sezione Seconda Bis) accoglie il ricorso in epigrafe e, per l'effetto, annulla il provvedimento impugnato.

Compensa le spese.

Ordina che la presente sentenza sia eseguita dall'autorità amministrativa.

Così deciso in Roma nella camera di consiglio del giorno 7 giugno 2012 con l'intervento dei magistrati:

Antonio Vinciguerra, Presidente, Estensore

Raffaello Sestini, Consigliere

Francesco Arzillo, Consigliere

DEPOSITATA IN SEGRETERIA

Il 01/10/2012

IL SEGRETARIO

(Art. 89, co. 3, cod. proc. amm.)

Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio 18 aprile 2012, n. 4172

R E P U B B L I C A I T A L I A N A

IN NOME DEL POPOLO ITALIANO

Il Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio

(Sezione Seconda)

ha pronunciato la presente

SENTENZA

sul ricorso numero di registro generale 2788 del 2011, integrato da motivi aggiunti, proposto dalla Regione Veneto, in persona del Presidente *pro tempore*, rappresentata e difesa dagli avvocati Ezio Zanon, Francesco Zanlucchi e Massimo Malvestio, con domicilio eletto in Roma, via F. Confalonieri n. 5, presso l'avvocato Luigi Manzi;

contro

il Ministero dell'Economia e delle Finanze ed il Ministero dello Sviluppo Economico, in persona dei rispettivi Ministri pro tempore, rappresentati e difesi *ope legis* dall'Avvocatura Generale dello Stato e domiciliati per legge in Roma, via dei Portoghesi n. 12;

nei confronti di

- Regione Molise, in persona del Presidente *pro tempore*, rappresentato e difeso dall'avvocato Giuseppe Mormandi, con domicilio eletto in Roma, corso Vittorio Emanuele II n. 18, presso lo studio Grez e associati;
- Regione Calabria, in persona del Presidente *pro tempore*, rappresentato e difeso dall'avvocato Vincenza D'Amico, con domicilio eletto in Roma, borgo Vittorio n. 85, presso lo Studio Montesano;
- Regione Basilicata, Regione Emilia Romagna, Regione Puglia, Regione Piemonte,

Regione Sicilia, Regione Marche, Regione Abruzzo e Regione Liguria, in persona dei rispettivi Presidenti *pro tempore*, non costituiti in giudizio;

per l'annullamento

- quanto al ricorso introduttivo del Decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico in data 12 novembre 2010, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 21 del 27 gennaio 2011,

avente il seguente oggetto "Attuazione delle disposizioni previste dall'art. 45 della legge 23 luglio 2009, n. 99, relativo alla istituzione del fondo per la riduzione del prezzo, alla pompa, dei carburanti nelle regioni interessate dall'estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi" e, in particolare, di ogni sua parte comportante, espressamente o implicitamente, la mancata inclusione delle regioni interessate dall'attività di rigassificazione;

- quanto al ricorso per motivi aggiunti depositato in data 28 giugno 2001, del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, in data 21 febbraio 2011, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 124 del 30 maggio 2011, avente il seguente oggetto "Riconoscimento delle somme spettanti ad alcune regioni finalizzate a benefici per i residenti nel territorio delle province o dei comuni interessati dalle attività di estrazione in proporzione alle relative produzioni di idrocarburi";

Visti il ricorso, i motivi aggiunti e i relativi allegati;

Visti gli atti di costituzione in giudizio dei Ministeri dell'Economia e delle Finanze Ministero e dello Sviluppo Economico, della Regione Molise e della Regione Calabria;

Viste le memorie difensive;

Visti tutti gli atti della causa;

Relatore nell'udienza pubblica del giorno 18 aprile 2012 il dott. Carlo Polidori e uditi per le parti i difensori come specificato nel verbale;

CONSIDERATO che la Regione Veneto, in punto di fatto, rappresenta quanto segue:

- l'art. 45 della legge 23 luglio 2009, n. 99, rubricato, "Istituzione del Fondo per la riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti nelle regioni interessate dalla estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi", prevede: a) al comma 2, che "nello stato di previsione del Ministero dello sviluppo economico è istituito il Fondo preordinato alla riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti per i residenti nelle regioni interessate dalla estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi nonché dalle attività di rigassificazione anche attraverso impianti fissi offshore"; b) al comma 3, che il predetto fondo sia alimentato tramite i proventi derivanti dall'aumento dell'aliquota gravante sui titolari delle concessioni di coltivazione di idrocarburi (di cui all'articolo 19, comma 1, del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625), aliquota che con il primo comma dello stesso art. 45 è stata elevata dal 7% al 10%; c) al comma 4, che "con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, da adottare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, sono definiti le modalità procedurali di utilizzo da parte dei residenti nelle regioni interessate dei benefici previsti dal presente articolo e i meccanismi volti a garantire la compensazione finalizzata all'equilibrio finanziario del Fondo";

- sebbene tra le Regioni interessate all'applicazione di tale disciplina vi sia anche la Regione Veneto, perchè ospita uno dei due rigassificatori esistenti in Italia (quello ubicato a Porto Viro, inaugurato il 22 settembre 2008 e regolarmente funzionante), tuttavia l'art. 1 dell'impugnato decreto in data 12 novembre 2010 prevede che i benefici disciplinati dallo stesso decreto trovino applicazione solo per i soggetti

residenti nelle Regioni su cui insistono le attività di estrazione di idrocarburi e non anche quelle ove sono ubicati gli impianti di rigassificazione;

CONSIDERATO che, in punto di diritto, la Regione Veneto – dopo aver evidenziato la propria legittimazione a ricorrere (quale ente esponenziale della comunità di persone che vive sul suo territorio) avverso un provvedimento ministeriale che, non contemplando l'attività di rigassificazione quale presupposto per la riduzione del prezzo dei carburanti alla pompa, incide negativamente sugli interessi di tutta la popolazione residente nel Veneto – chiede l'annullamento dell'impugnato decreto in data 12 novembre 2010 deducendo, quale unico motivo di ricorso, la violazione della disposizione dell'art. 45, comma 2, della legge, n. 99/2009. In particolare la Regione Veneto sostiene che:

- la *ratio* della disposizione dell'art. 45 consiste nella «volontà del legislatore di riconoscere una compensazione, sotto forma di minor costo del carburante, ai residenti delle Regioni che sopportano la presenza di impianti di elevato impatto ambientale di cui si giova l'intera collettività nazionale, permettendo allo Stato italiano una politica energetica più economica e autonoma possibile: è chiaro l'intento, con la previsione di benefici, di cercare di contrastare il c.d. effetto *nimby* (*not in my back yard*, non nel cortile di casa mia). Nel caso del rigassificatore di Porto Viro, per esempio, l'opera è stata fieramente avversata dalle associazioni ambientaliste e da comitati di cittadini anche con azioni giudiziarie. L'impianto in questione attualmente è in funzione ed è in grado di fornire il 10% del fabbisogno nazionale annuo di metano»;

- la predetta disposizione – nel prevedere l'istituzione di un fondo preordinato alla riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti per due distinte fattispecie: quella relativa alle regioni ove si svolge l'attività di "estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi" quella relativa alle regioni ove si svolge l'attività di "rigassificazione anche attraverso impianti fissi *offshore*" – «mette sullo stesso piano i due casi e non lascia

alcuno spazio all'amministrazione nel graduare o distinguere tra di essi. Va anche puntualizzato che l'unico impianto di rigassificazione offshore d'Italia è quello di Porto Viro, per cui l'indicazione della legge è qui chiara, rappresentando un caso di legge-provvedimento»;

- nonostante quanto precede, l'impugnato decreto ministeriale in data 12 novembre 2010, che aveva il compito di stabilire le modalità di riparto del fondo e quelle di concreto riconoscimento del beneficio ai cittadini, ha previsto solo una delle due fattispecie e cioè la prima (quella relativa all'attività di estrazione), escludendo conseguentemente dai benefici i residenti in Veneto e in Liguria (nella quale ha sede l'altro rigassificatore, ubicato a Panigaglia, in provincia di La Spezia). Infatti «nel decreto sono previste le modalità con cui i cittadini, residenti nelle regioni su cui si svolgono attività di estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi, possono ottenere gli sconti sugli idrocarburi, mentre nulla si dice delle regioni in cui si trovano le attività di rigassificazione». In particolare: a) nell'epigrafe del decreto ministeriale non c'è alcun riferimento alle regioni interessate dall'attività di rigassificazione; b) l'art. 1 del decreto ministeriale dispone che "il presente decreto è finalizzato all'attuazione delle disposizioni previste dall'articolo 45 della legge 23 luglio 2009, n. 99, relative alle iniziative a favore dei residenti delle regioni interessate dalle estrazioni di idrocarburi liquidi e gassosi da realizzarsi mediante l'istituzione di un «bonus idrocarburi» attribuito direttamente a tutti i residenti maggiorenni muniti di patente di guida, ovvero mediante altre forme agevolative"; c) l'art. 4 decreto ministeriale dispone che "con riguardo alle regioni per le quali la stima di cui all'articolo 3, comma 8, evidenzi un beneficio inferiore o uguale a 30 euro per beneficiario su base annua, con decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze, da emanarsi entro trenta giorni dalla comunicazione di cui al medesimo articolo 3, comma 8, vengono attribuite le somme spettanti a ciascuna regione finalizzate a benefici per i

residenti nel territorio della provincia o del comune interessato dalle attività di estrazione, in proporzione alle relative produzioni di idrocarburi"; d) l'art. 5, comma 4, del decreto ministeriale dispone che "nell'assegnazione della carta elettronica è specificatamente indicata la seguente causale: «Bonus idrocarburi» erogato dal Ministero dello sviluppo economico e dal Ministero dell'economia e delle finanze ai sensi dall'articolo 45 della legge n. 99 del 2009, per i soggetti maggiorenni muniti di patente di guida, residenti nelle regioni interessate da attività di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi";

- la mancata indicazione di una delle due fattispecie previste dall'art. 45, comma 2, della legge, n. 99/2009 determina l'esclusione dall'agevolazione di categorie di soggetti quasi nominativamente indicate dalla legge, perché «il riparto del fondo verrà fatto solo tra alcuni soggetti (i cittadini delle regioni dove si svolge l'attività estrattiva di idrocarburi) escludendone altri, pure previsti dalla medesima norma». L'impugnato decreto in data 12 novembre 2010 si pone, quindi, in contrasto con l'art. 45, comma 2, perché, «escludendo una categoria di beneficiari, ne ha modificato il campo di applicazione, violando così la norma che doveva attuare»;

- ad ulteriore conferma di quanto precede vale la circostanza che «nelle premesse del decreto ministeriale impugnato si dia atto che nella seduta conferenza unificata Stato - Regioni del 23 settembre 2010, i rappresentanti delle Regioni, tra le altre osservazioni, abbiano fatto presente la necessità di includere nel decreto le attività di rigassificazione. Sempre nel preambolo del decreto contestato vengono riportate le motivazioni per le quali i ministeri competenti ritengono di non accogliere le proposte avanzate dalle regioni in sede di conferenza. Tuttavia, nello stesso preambolo, proprio relativamente alla proposta di includere tra i beneficiari i residenti delle regioni in cui vi sono i rigassificatori, risulta come il ministero nulla abbia replicato, glissando così sui motivi che hanno portato ad escludere dai beneficiari soggetti che erano chiaramente previsti dalla legge (al riguardo nel

parere della conferenza del 23 settembre 2010 si legge che "il governo ha ribadito la validità dell'impianto del provvedimento in questione ritenendolo non in contraddizione con quanto disposto dalla legge n. 99/2009, e tale da consentire di raggiungere più proficuamente gli obbiettivi fissati dalla legge medesima")»;

CONSIDERATO che la Regione Veneto con il ricorso per motivi aggiunti depositato in data 28 giugno 2001 chiede l'annullamento dell'impugnato decreto ministeriale in data 21 febbraio 2011, con il quale si è provveduto a ripartire tra le Regioni Basilicata, Molise, Calabria, Puglia , Emilia-Romagna, Piemonte e Marche il fondo, deducendo le seguenti censure: a) invalidità derivata, perché l'impugnato decreto è attuativo di quello in data 12 novembre 2010 ed è, quindi, illegittimo perché affetto anch'esso dai vizi denunciati con il ricorso introduttivo; b) violazione diretta della disposizione dell'art. 45, comma 2, della legge, n. 99/2009, perché il decreto ministeriale in data 21 febbraio 2011 non tiene conto del fatto che anche le regioni su cui insistono gli impianti di rigassificazione hanno diritto alla ripartizione del fondo previsto dalla predetta disposizione;

CONSIDERATO che questa Sezione con l'ordinanza n. 2829 in data 28 luglio 2011 ha accolto la domanda cautelare proposta dalla Regione Veneto, evidenziando in motivazione che «è dimostrata in atti la sussistenza del concreto pericolo che una quota rilevante del fondo possa essere distribuita nelle more della decisione di merito del presente giudizio senza alcuna possibilità di successivo ristoro e che deve essere mantenuta ferma la garanzia della integrità delle posizioni soggettive alla cui tutela è rivolto il presente giudizio»;

CONSIDERATO che la Quarta Sezione del Consiglio di Stato con l'ordinanza n. 4340 in data 5 dicembre 2011 ha accolto l'appello cautelare proposto dal Ministero dell'Economia e delle Finanze e, in riforma della predetta ordinanza n. 4340/2011, ha respinto la domanda cautelare proposta in primo grado, evidenziando in motivazione che: a) «nella specie il pregiudizio lamentato dalla Regione Veneto,

ricorrente in primo grado, non sfugge a un giudizio di recessività rispetto al pregiudizio riveniente a tutte le Regioni controinteressate (ed alle relative popolazioni) dal blocco dell'erogazione delle somme alle stesse destinate»; b) «appare di difficile praticabilità una sospensione dei decreti ministeriali impugnati nei limiti dell'interesse della Regione istante, stante l'assoluta mancanza di indicazioni normative dei criteri e delle modalità di determinazione della quota del Fondo in ipotesi spettante alla Regione medesima (tenuto conto altresì che il Fondo stesso non risulta alimentato da alcuna somma proveniente da tale Regione, ciò che non può non confortare il richiamato giudizio di recessività del relativo interesse)»; c) «eventuali difetti di coordinamento tra le disposizioni contenute nell'art. 45, l. nr. 99/2009 e tra esse e i decreti attuativi potranno essere valutati nei loro effetti, anche sotto il profilo della legittimità costituzionale, nella sede del merito»;

CONSIDERATO che la Difesa erariale con memoria depositata in data 9 febbraio 2012 ha insistito per la reiezione dei ricorsi proposti dalla Regione Veneto, evidenziando che:

- la legge n. 99/2009 «prevede tra l'altro all'articolo 45 l'istituzione di un fondo destinato a ridurre il prezzo alla pompa sui carburanti per le regioni in cui vi sono produzioni di idrocarburi attraverso l'aumento dal 7 al 10% dell'aliquota di prodotto dovuta dai titolari delle concessioni di coltivazione per idrocarburi. Nello stesso articolo si prevedono benefici anche per i residenti nelle regioni in cui sono presenti rigassificatori offshore, senza peraltro individuare la fonte di alimentazione del fondo, che nel caso delle produzioni è rappresentato dall'aumento delle relative *royalties* dal 7 al 10%. Pertanto, tale fattispecie risulta senza fonte di finanziamento se non per eventuali "erogazioni liberali" previste dalla lettera b) del comma 3 dell'articolo 45 in questione. Poiché allo stato attuale le norme di settore non prevedono alimentazione del fondo ex art. 45 l. 99/09

derivanti dalle attività dei rigassificatori offshore, nel decreto in oggetto non si è ritenuto di stabilire modalità procedurali di utilizzo di benefici da parte dei residenti nelle regioni interessate»;

- l'Amministrazione con nota del 27 gennaio 2011 «ha comunicato al Ministero dell'Economia e delle Finanze, relativamente alla questione legata agli eventuali benefici da prevedere per i cittadini dei territori interessati da rigassificatori offshore, di procedere ad un successivo provvedimento, non appena venga individuata una specifica forma di finanziamento del fondo in tal senso e/o vengano effettuati erogazioni liberali ai sensi della lettera b) del comma 3) dell'art. 45 sopra detto. Successivamente, con il D.M. 12 novembre 2010 è stata disposta la necessaria disciplina relativa alle modalità di versamento dell'aliquota aggiuntiva di *royalties* con individuazione del relativo capitolo di bilancio dello Stato. Inoltre sono state disciplinate le concrete modalità di attribuzione del beneficio, con affidamento del relativo servizio a soggetti esterni e demandando ad un'apposita convenzione la disciplina dei relativi rapporti»;

- con il successivo D.M. 21 febbraio 2001 «sono state individuate le regioni destinatarie dei benefici, in funzione del quantitativo di idrocarburi estratti e dei relativi incrementi di gettito da *royalties*. La Regione Veneto non ha avuto alcuna produzione di idrocarburi dal suo sotto suolo nel 2010 e pertanto la sua quota proporzionale non poteva che essere in base alla legge pari a zero»;

- la previsione, con la quale viene estesa la platea dei beneficiari non ha previsto una specifica modalità di reperimento delle relative occorrenti risorse, dal momento che è rimasta invariata la disposizione (art. 45, comma 5, della legge n. 99 del 2009) che prevede l'erogazione del beneficio in proporzione alle produzioni di idrocarburi ottenute. «Tale previsione è univocamente riferibile alle estrazioni dai pozzi petroliferi (per le quali è previsto l'incremento delle *royalties*) e non è certo applicabile ai rigassificatori, con riguardo ai quali, sia tecnicamente, sia nel comune

modo di esprimersi, non può parlarsi certamente di "produzione" di idrocarburi come definita dal comma 1 dell'art. 45, bensì di mera trasformazione da uno stato fisico (liquido) ad un altro (gassoso). Nei confronti dei rigassificatori si è intesa pertanto affermare una norma di principio la quale necessita tuttavia di disposizioni di attuazione e copertura finanziaria»;

- la pretesa della Regione Veneto «è del tutto infondata, basandosi su una norma di legge avente natura di principio e programmatica, la quale, senza le necessarie norme attuative, anche di rango primario per quanto concerne la copertura finanziaria, non è di per sé sola idonea ad essere concretamente applicata. Vi è pertanto l'assenza di una normativa invocabile a fondamento della pretesa nel merito della pretesa avversaria. E' sufficiente considerare al riguardo che l'annullamento degli effetti del D.M. 12 novembre 2010 comporterebbe come conseguenza l'impossibilità per le Compagnie petrolifere di versare le aliquote incrementative di *royalties*, previste per legge ma di cui la legge demanda a quel medesimo decreto le modalità di versamento e l'individuazione del capitolo di bilancio. Mediante l'annullamento dei decreti impugnati i versamenti effettuati, e quelli da effettuare, da parte delle Compagnie petrolifere sarebbero posti nel nulla ed addirittura si profilerebbe l'ipotesi che le stesse compagnie petrolifere sarebbero legittimate a chiedere la restituzione di quanto già versato»;

- in base al combinato disposto degli impugnati decreti ministeriali è stata stipulata una convenzione con Poste italiane s.p.a., con la quale sono state disciplinate le modalità di erogazione dei benefici destinati ai singoli residenti nelle regioni interessate e, a seguito dell'ordinanza del Consiglio di Stato n. 4340/2011, sono proseguite le attività amministrative e organizzative preordinate all'erogazione dei benefici previsti dall'art. 45 della legge n. 99/2009, di seguito sintetizzate: a) stipula della convenzione in data 29 dicembre 2010 (di seguito denominata "Convenzione"), con la quale è stata affidata a Poste la realizzazione di un

progetto per l' erogazione dei benefici economici di cui all'art. 45, della legge n. 99/2009, per la durata di cinque anni, decorrenti dalla data di sottoscrizione della Convenzione; b) con atto integrativo del 17 maggio 2011 è stato modificato l'art. 8 della Convenzione e del relativo Allegato economico, a seguito del parere espresso dal Dipartimento della Ragioneria Generale dello Stato con nota del 17 Febbraio 2011; c) con decreti del Ministero dello Sviluppo Economico del 29 dicembre 2010 e del 18 maggio 2011 sono stati approvati, la Convenzione e l'Atto integrativo; d) nel mese di novembre 2011 sono stati eseguiti i bonifici delle somme spettanti alle Regioni di cui all'art 4 del DM in data 12 novembre 2010; e) quanto alla Regione di cui all'art 5 del DM del 12 Novembre 2010 (ossia la Regione Basilicata), per la quale trova applicazione l'erogazione del beneficio ai residenti maggiorenni muniti di patente mediante la carta denominata "bonus idrocarburi", sono ancora in corso le attività necessarie per l'attuazione di tale iniziativa, la quale ha avuto una notevole adesione da parte dei cittadini interessati (le domande presentate ed accettate sono risultate pari a 287.809). Risulta, quindi, evidente il danno, anche in termini di immagine, cui il Ministero andrebbe incontro qualora tale iniziativa non potesse essere attuata nei prossimi anni così come previsto;

- è già stato dato avvio alle attività per l'anno 2012, con riferimento agli importi versati nell'anno 2011 dalle società petrolifere;

CONSIDERATO che anche la Regione Molise e la Regione Calabria con memorie depositate in data 17 febbraio 2012 hanno insistito per la reiezione dei ricorsi proposti dalla Regione Veneto, richiamando quanto affermato dal Consiglio di Stato nell'ordinanza n. 4340/2011;

CONSIDERATO che la Regione Veneto con memoria depositata in data 17 febbraio 2012 ha insistito per l'accoglimento dei ricorsi proposti replicando a quanto affermato dal Consiglio di Stato nella motivazione dell'ordinanza n. 4340/2011. In particolare:

- quanto al fatto che il fondo di cui all'art. 45, comma 2, (di seguito denominato "fondo") non risulti alimentato da alcuna somma proveniente dalla Regione Veneto, viene posto in rilievo che: a) le *royalties* costituiscono un'entrata statale che colpisce le imprese che coltivano idrocarburi e, quindi, non sono di pertinenza della Regione ove si verifica l'estrazione; b) la circostanza che «il bonus di fatto gravi sui soggetti che estraggono idrocarburi e non sulle imprese che importano e "rigassificano" il metano non pare una circostanza rilevante al fine di fare ritenere ingiusta o illogica la norma che include anche i residenti nelle regioni in cui sono presenti rigassificatori tra i beneficiari dello sconto sui carburanti. Non pare neppure una ingiusta penalizzazione per le Regioni nel cui territorio si trovano gli impianti di estrazione. La circostanza che il fondo sia alimentato solo da somme provenienti dalle Regioni ove si coltivano gli idrocarburi non significa che siano tali amministrazioni o i residenti nelle stesse che alimentano il fondo. Gli unici in ipotesi astrattamente legittimati a lamentarsi della scelta del legislatore (che peraltro non pare incostituzionale) dovrebbero essere solo le imprese che estraggono idrocarburi, le quali debbono alimentare il fondo di cui sopra senza il contributo delle imprese che svolgono l'attività di rigassificazione»;

- quanto alla possibilità di valutare nella sede di merito «eventuali difetti tra le disposizioni contenute nell'art. 45 L. n. 99/2009 e tra esse e i decreti attuativi», viene posto in rilievo che: a) «un eventuale difetto di coordinamento tra norma primaria e norma secondaria non potrebbe essere risolto che con la prevalenza della prima, stante il principio della gerarchia delle fonti e non potrebbe comportare una questione di legittimità costituzionale. Ciò è quanto si sostiene nel ricorso, secondo cui il decreto ministeriale, non prevedendo i residenti nella Regione Veneto tra i beneficiari della sovvenzione, si discosta dal quanto previsto dall'art. 45 della L. 99/2010 ed è dunque illegittimo per violazione di legge»; b) si deve escludere che vi sia un difetto di coordinamento tra le disposizioni contenute

nel citato art. 45 (specie con riferimento alla «assoluta mancanza di indicazioni normative dei criteri e delle modalità di determinazione della quota del Fondo» spettante alla Regione Veneto, sulla quale fa invece leva l'ordinanza del Consiglio di Stato), perché il fondo «è alimentato con un'imposizione che grava sulle imprese di estrazione idrocarburi per una scelta legislativa» ed il decreto ministeriale ben avrebbe potuto e dovuto «considerare la produzione ottenuta tramite l'attività di rigassificazione del metano (idrocarburo gassoso) e attribuire una quota del fondo alle Regioni in cui si trovano tali impianti in modo proporzionale a quella delle altre ove gli idrocarburi si estraggono»;

CONSIDERATO che la Regione Molise con memoria depositata in data 24 febbraio 2012 ha replicato alle considerazioni di parte ricorrente ribadendo la tesi della Difesa erariale, secondo la quale la quota del fondo alimentata dalla estrazione degli idrocarburi sia «esclusivamente destinata a compensare gli abitanti delle Regioni dove gli idrocarburi vengono prodotti/estratti»;

CONSIDERATO che la Regione Veneto con memoria depositata in data 24 febbraio 2012 ha replicato alle considerazioni svolte dalla Regione Calabria;

CONSIDERATO che le censure proposte dalla Regione Veneto sono fondate per le seguenti ragioni:

- la tesi sostenuta dalla difesa erariale nella memoria depositata in data 9 febbraio 2012 (e ripresa dalla Regione Molise e dalla Regione Calabria) – secondo la quale la Regione Veneto non rientrerebbe nel campo di applicazione del decreto ministeriale in data 12 novembre 2010 perché dal suo sottosuolo non si estraggono idrocarburi e perché la legge n. 99/2009, pur avendo previsto benefici anche a favore degli abitanti in regioni che ospitano i rigassificatori, non ha tuttavia previsto una specifica modalità di reperimento delle occorrenti risorse – si fonda essenzialmente: a) su una peculiare lettura congiunta dei primi tre commi dell'art. 45 della legge n. 99/2009, dalla quale si dovrebbe desumere che la fonte di

alimentazione del fondo prevista dal primo comma (ossia l'incremento dal 7% al 10% delle *royalties* che il titolare di ciascuna concessione di coltivazione di idrocarburi è tenuto a corrispondere annualmente) sia finalizzata esclusivamente a finanziare la "riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti per i residenti nelle regioni interessate dalla estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi", mentre la "riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti per i residenti nelle regioni interessate … dalle attività di rigassificazione anche attraverso impianti fissi offshore" è priva di fonti di finanziamento ulteriori rispetto alle eventuali "erogazioni liberali" previste dall'art. 45, comma 3; b) sulla disposizione dell'art. 45, comma 5, della legge n. 99/2009 (nella parte in cui dispone che "con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, sono annualmente destinate, sulla base delle disponibilità del Fondo, le somme spettanti per le iniziative a favore dei residenti in ciascuna regione interessata, calcolate in proporzione alle produzioni ivi ottenute") che sarebbe «univocamente riferibile alle estrazioni dai pozzi petroliferi (per le quali è previsto l'incremento delle *royalties*) e non è certo applicabile ai rigassificatori, con riguardo ai quali, sia tecnicamente, sia nel comune modo di esprimersi, non può parlarsi certamente di "produzione" di idrocarburi come definita dal comma 1 dell'art. 45, bensì di mera trasformazione da uno stato fisico (liquido) ad un altro (gassoso)»;

- la tesi sostenuta dalla difesa erariale non risulta affatto condivisibile perché: a) la *ratio* della disposizione dell'art. 45 della legge n. 99/2009 consiste, come puntualmente evidenziato dalla Regione Veneto, nella «volontà del legislatore di riconoscere una compensazione, sotto forma di minor costo del carburante, ai residenti delle Regioni che sopportano la presenza di impianti di elevato impatto ambientale di cui si giova l'intera collettività nazionale», ossia la presenza di impianti per l'estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi o di impianti destinati ad

attività di rigassificazione; b) per perseguire tale finalità il legislatore non ha previsto la costituzione di due distinti fondi, uno per le regioni ove sono ubicati gli impianti per l'estrazione degli idrocarburi ed uno per le regioni ove sono ubicati gli impianti destinati ad attività di rigassificazione, bensì un unico fondo, *simultaneamente* "preordinato alla riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti per i residenti nelle regioni interessate dalla estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi nonché dalle attività di rigassificazione anche attraverso impianti fissi offshore" (art. 45, comma 2) ed *indistintamente* alimentato "dagli importi rivenienti dalle maggiorazioni di aliquota di cui al comma 1" (ossia dall'incremento dal 7% al 10% dell'aliquota di prodotto che il titolare di ciascuna concessione di coltivazione di idrocarburi è tenuto a corrispondere annualmente) e "dalle erogazioni liberali da parte dei titolari di concessione di coltivazione e di eventuali altri soggetti, pubblici e privati"; c) la *ratio* e la lettera dell'art. 45 della legge n. 99/2009 non consentono, quindi, di configurare per le somme derivanti dall'incremento delle *royalties* (previsto dal primo comma dell'art. 45) una finalizzazione *esclusiva* alla riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti per i residenti nelle regioni interessate dalla estrazione di idrocarburi; d) né può ritenersi che tale finalizzazione esclusiva sia desumibile dall'art. 45, comma 5, della legge n. 99/2009, perché tale disposizione si limita ad enunciare il criterio in base al quale deve essere annualmente operata la ripartizione delle "somme spettanti per le iniziative a favore dei residenti in ciascuna regione interessata"; del resto non si vede come il riferimento alla ripartizione di tali somme in proporzione alle "produzioni" ottenute all'interno di ciascuna regione possa essere interpretato nel senso indicato dalla Difesa erariale perché, se il legislatore avesse realmente inteso finalizzare le somme derivanti dal suddetto incremento delle *royalties* esclusivamente alla riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti per i soggetti residenti nelle regioni interessate dalla estrazione di idrocarburi, nell'art. 45, comma 5, avrebbe previsto di ripartire le

somme confluite nel fondo in proporzione alle estrazioni ottenute in ciascuna regione; in altri termini, il Collegio ritiene che il legislatore abbia utilizzato il termine "produzioni" proprio in quanto idoneo a ricomprendere tanto le attività di estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi quanto le attività di rigassificazione; e) le considerazioni che precedono consentono di escludere che residuino questioni di legittimità costituzionale (solo accennate dalla Quarta Sezione del Consiglio di Stato nell'ordinanza n. 4340/2011 e rinviate all'esame nel merito del presente gravame) in relazione alla disciplina posta dall'art. 45 della legge n. 99/2009, perché la quota del fondo spettante alla Regione Veneto può essere evidentemente calcolata utilizzando criteri come quello del valore della produzione effettuata sul suo territorio (raffrontandolo con il valore della produzione connessa alle attività di estrazione), mentre non assume alcun rilievo la circostanza che il fondo stesso al momento non sia alimentato da somme connesse all'attività di rigassificazione svolta in tale Regione; del resto si è già evidenziato che lo stesso legislatore con l'art. 45 della legge n. 99/2009 ha espressamente riconosciuto la necessità di garantire una compensazione tanto ai soggetti che risiedono nelle Regioni ove sono ubicati gli impianti per l'estrazione di idrocarburi, quanto ai soggetti che risiedono nelle Regioni ove sono ubicati gli impianti destinati ad attività di rigassificazione, provvedendo alla costituzione di un unico fondo destinato a tale finalità;

- nessun rilievo possono evidente assumere in questa sede le ulteriori considerazioni svolte dalla difesa erariale nella memoria depositata in data 9 febbraio 2012, specie se si considera che l'accoglimento delle domande giudiziali formulate dalla Regione Veneto non va certo ad incidere sulla legittimità delle ulteriori attività poste in essere dall'Amministrazione (e, in particolare, sulla convenzione in data 29 dicembre 2010 e sull'atto integrativo del 17 maggio 2011), ma solo sugli impugnati decreti ministeriali, nella parte in cui escludono le regioni

interessate dall'attività di rigassificazione dalla ripartizione delle somme disponibili sul fondo;

CONSIDERATO che, stante quanto precede, i ricorsi proposti dalla Regione Veneto devono essere accolti e, per l'effetto, si deve disporre l'annullamento dei provvedimenti in epigrafe indicati nei limiti innanzi indicati;

CONSIDERATO che, tenuto conto della novità e della complessità delle questioni trattate, sussistono comunque giusti motivi per compensare tra le parti le spese del presente giudizio;

P.Q.M.

Il Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio (Sezione Seconda), definitivamente pronunciando sul ricorso 2788/2011 e sul ricorso per motivi aggiunti in epigrafe indicato, li accoglie entrambi e, per l'effetto, annulla i provvedimenti impugnati nei limiti indicati in motivazione.

Spese compensate.

Ordina che la presente sentenza sia eseguita dall'autorità amministrativa.

Così deciso in Roma nella camera di consiglio del giorno 18 aprile 2012 con l'intervento dei magistrati:

Luigi Tosti, Presidente

Salvatore Mezzacapo, Consigliere

Carlo Polidori, Consigliere, Estensore

DEPOSITATA IN SEGRETERIA

Il 09/05/2012

IL SEGRETARIO

(Art. 89, co. 3, cod. proc. amm.)

TAR Puglia 17 giugno 2010 n. 629

R E P U B B L I C A I T A L I A N A

IN NOME DEL POPOLO ITALIANO

Il Tribunale Amministrativo Regionale per la Puglia

(Sezione Seconda)

ha pronunciato la presente

SENTENZA

ex artt. 21 e 26 legge n. 1034/1971 e successive modifiche e integrazioni, sul ricorso numero di registro generale 629 del 2010, proposto da: Regione Puglia, rappresentata e difesa dall'avv. Vittorio Triggiani, con domicilio eletto presso Vittorio Triggiani in Bari, piazza Garibaldi, 23;

contro

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero per i Beni e le Attività Culturali, Soprintendenza per i Beni Archeologici della Puglia, Istituto Idrografico della Marina, Maridipart e Maristat, rappresentati e difesi dall'Avvocatura Distrettuale dello Stato di Bari, domiciliata in Bari, via Melo, 97; Direzione Marittima di Bari; Capitaneria di Porto di Brindisi; Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale; Provincia di Bari, rappresentato e difeso dall'avv. Emilio Toma, con domicilio eletto presso Emilio Toma in Bari, via Calefati, 133; Provincia di Brindisi, rappresentato e difeso dall'avv. Giovanni Pesce, con domicilio eletto presso la Segreteria del T.A.R. Puglia, sede di Bari in Bari, piazza

Massari;

Comune di Mola di Bari;

Comune di Polignano A Mare;

Comune di Monopoli;

Comune di Ostuni;

Comune di Carovigno;

Comune di Brindisi;

nei confronti di

Northern Petroleum (UK) Limited;

Santiapichi Xavier;

e con l'intervento di

ad adiuvandum:

Comune di Fasano, rappresentato e difeso dall'avv. Ottavio Carparelli, con domicilio eletto presso la Segreteria del T.A.R. Puglia, sede di Bari in Bari, piazza Massari;

per l'annullamento,

previa sospensione dell'efficacia,

- del decreto prot. DSA-DEC-2009-0001349 del 15.10.2009 (di qui avanti decreto 1349/2009), emanato dal MATTM di concerto con il MIBAC, recante "Giudizio positivo circa la compatibilità ambientale del progetto presentato dalla Northem Petroleum (UK) Ltd, con sede secondaria in Italia in viale Trastevere, 249 - 00153 Roma, relativo alla prima fase (indagine geofisica) del programma lavori collegato al Permesso di Ricerca di Idrocarburi "d149 D.R - NP" (reso pubblico mediante comunicato sulla GURI n. 267 del 16.11.2009);

- del sottostante parere favorevole con prescrizioni n. 249 del 12.3.2009 della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS;

- di ogni altro atto lesivo ai predetti comunque connesso, ancorché non conosciuto, ivi inclusi: il parere positivo espresso dal MIBAC con nota DG/PAAC/34.19.04/7484/2009 dell'8.6.2009 (DSA-2009-0015001 del 12.6.2009), il parere favorevole formulato dalla Provincia di Bari con nota prot. n. 307/119/ABM in data 10.2.2009, ed il sottostante parere del Comitato provinciale VIA in data 3.2.2009, il parere del Comitato Tecnico per gli idrocarburi e la geotermia reso in data 11.4.2007 (nota prot. 0013700 del 7.8.2007), ed i provvedimenti MATTM di nomina dei componenti della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS, ivi inclusi i decreti prot. n. GAB/DEC/194/2008 del 23.6.2008 e GAB/DEC/217/2008 del 28.7.2008;

Visto il ricorso con i relativi allegati;
Visto l'atto di costituzione in giudizio del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;
Visto l'atto di costituzione in giudizio del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti;
Visto l'atto di costituzione in giudizio del Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali;
Visto l'atto di costituzione in giudizio del Ministero dello Sviluppo Economico;
Visto l'atto di costituzione in giudizio del Ministero per i Beni e le Attività Culturali;
Visto l'atto di costituzione in giudizio della Soprintendenza per i Beni Archeologici della Puglia;
Visto l'atto di costituzione in giudizio dell'Istituto Idrografico della Marina;
Visto l'atto di costituzione in giudizio di Maridipart;
Visto l'atto di costituzione in giudizio di Maristat;
Visto l'atto di costituzione in giudizio della Provincia di Bari;

Visto l'atto di costituzione in giudizio della Provincia di Brindisi;

Visto l'atto di costituzione in giudizio del Comune di Fasano;

Viste le memorie difensive;

Visti tutti gli atti della causa;

Relatore nella camera di consiglio del giorno 17 giugno 2010 il dott. Francesco Cocomile e uditi per le parti i difensori avv. V. Triggiani, anche su delega dell'avv. O. Carparelli, l'Avvocato dello Stato G. Cassano e avv. L. Papa, su delega dell'avv. E. Toma;

Avvisate le stesse parti ai sensi dell'art. 21, comma 10 legge n. 1034/1971, introdotto dalla legge n. 205/2000;

Ritenuto e considerato in fatto e diritto quanto segue:

FATTO e DIRITTO

La Regione Puglia impugna con il ricorso introduttivo il decreto ministeriale che dà giudizio positivo circa la compatibilità ambientale di un progetto presentato dalla società controinteressata Northern Petroleum (UK) Ltd finalizzato alla ricerca di idrocarburi al largo delle coste pugliesi (in particolare il decreto prot. DSA-DEC-2009-0001349 del 15.10.2009, emanato dal MATTM di concerto con il MIBAC, recante "Giudizio positivo circa la compatibilità ambientale del progetto presentato dalla Northem Petroleum (UK) Ltd, con sede secondaria in Italia in viale Trastevere, 249 - 00153 Roma, relativo alla prima fase [indagine geofisica] del programma lavori collegato al Permesso di Ricerca di Idrocarburi "d149 D.R - NP" [reso pubblico mediante comunicato sulla GURI n. 267 del 16.11.2009]; il sottostante parere favorevole con prescrizioni n. 249 del 12.3.2009 della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS; il parere positivo espresso dal MIBAC con nota DG/PAAC/34.19.04/7484/2009 dell'8.6.2009 [DSA-2009-0015001 del 12.6.2009]; il parere favorevole formulato

dalla Provincia di Bari con nota prot. n. 307/119/ABM in data 10.2.2009; il sottostante parere del Comitato provinciale VIA in data 3.2.2009; ed il parere del Comitato Tecnico per gli idrocarburi e la geotermia reso in data 11.4.2007 [nota prot. 0013700 del 7.8.2007]).

Preliminarmente deve essere dichiarata la legittimazione ad agire in giudizio avverso provvedimenti che recano pregiudizio all'ambiente della Regione quale ente esponenziale degli interessi della collettività insediata sul suo territorio.

Secondo T.A.R. Lombardia, sede di Brescia, Sez. I, 2 febbraio 2010, n. 521 che si è pronunciato su una fattispecie analoga alla presente ove era contestata la legittimazione ad agire dell'ente Provincia "…, si ritiene che non possa essere fondatamente messa in discussione la legittimazione da parte della Provincia ad impugnare provvedimenti che recano pregiudizio all'ambiente per opere che vengono localizzate all'interno del territorio di competenza. La legittimazione e l'interesse ad agire dell'ente locale in materia ambientale, in quanto titolare di un interesse collettivo, è riconosciuta dalla giurisprudenza fin da Tar Lazio 1064/90 (secondo cui "Il comune, quale ente territoriale esponenziale di una determinata collettività di cittadini della quale cura istituzionalmente gli interessi a promuovere lo sviluppo, è pienamente legittimato ad impugnare dinanzi al giudice amministrativo i provvedimenti ritenuti lesivi dell'ambiente") ed è confermata da giurisprudenza successiva (Cons. Stato, Sez. IV, 6 ottobre 2001 n. 5296: ad un Comune va riconosciuta la legittimazione ad impugnare il provvedimento di approvazione di una discarica da localizzare nel suo territorio, sia per la qualità di ente esponenziale degli interessi dei residenti che potrebbero subire danni dalla scelta compiuta dall'autorità competente nell'individuazione delle aree per l'attivazione dell'impianto di discarica, sia per la qualità di titolare del potere di pianificazione urbanistica, su cui certamente incide la collocazione dell'impianto medesimo).

Sarebbe d'altronde alquanto irragionevole riconoscere legislativamente all'ente territoriale la possibilità di agire in giudizio (in via successiva) per il risarcimento del danno all'ambiente (come fa l'art. 18, co. 3, l. 349/86), e negargli invece la possibilità di agire (in via preventiva) per impedire la produzione di quello stesso danno.

Sarebbe altrettanto irragionevole riconoscere la titolarità di un interesse collettivo ad associazioni ambientaliste, il cui collegamento con il territorio interessato dall'abuso è talora costituito soltanto dal fine statutario, e non individuarlo nell'ente istituzionalmente esponenziale della comunità di riferimento.".

Nel merito il presente ricorso deve essere accolto in quanto fondato limitatamente ai motivi sub 1) e 3) dell'atto introduttivo.

Quanto al motivo di ricorso sub 1) (in particolare asserita violazione dell'art. 24, comma 2 dlgs n. 152/2006), lo stesso è fondato.

Invero il progetto presentato dalla Northern Petroleum (UK) Ltd risulta essere stato pubblicato su due quotidiani ("Il Giorno" scelto quale quotidiano a diffusione nazionale e "Puglia" scelto quale quotidiano a diffusione regionale).

Tuttavia è evidente che i due quotidiani in questione non rispondono ai criteri ed ai parametri normativi prescritti dalla legge (l'art. 24, comma 2 dlgs n. 152/2006 prevede infatti che la pubblicazione debba essere eseguita su un quotidiano a diffusione nazionale e su un quotidiano a diffusione regionale).

E' infatti nozione di fatto che rientra nella comune esperienza (che anche il giudice amministrativo può porre fondamento della decisione ai sensi dell'art. 115, comma 2 c.p.c.) quella per cui possa essere considerato quotidiano a diffusione nazionale un giornale quale, a titolo esemplificativo, il Sole 24 Ore ovvero il Corriere della Sera e che viceversa possa essere considerato quotidiano a diffusione regionale in Puglia un giornale quale, a titolo esemplificativo, la Gazzetta del Mezzogiorno, avendo detti quotidiani una indiscussa maggiore tiratura a livello rispettivamente

nazionale e regionale, circostanze queste ultime che non si ravvisano sussistenti per i quotidiani rispettivamente "Il Giorno" e "Puglia".

Quanto al motivo di ricorso sub 2) (i.e. asserita illegittima composizione della Commissione VIA a seguito della pronuncia del T.A.R. Lazio, Roma, Sez. II-bis, 31 ottobre 2009, n. 10606 che ha annullato i provvedimenti MATTM di nomina dei componenti della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS, ivi inclusi i decreti prot. n. GAB/DEC/194/2008 del 23.6.2008 e GAB/DEC/217/2008 del 28.7.2008), lo stesso deve essere disatteso. Invero con decisione del Consiglio di Stato, Sez. VI, n. 8253 del 17.12.2009 sono stati accolti gli appelli proposti avverso la menzionata sentenza del T.A.R. Lazio e respinti gli originari ricorsi, così accertando la legittima composizione della Commissione VIA anche in sede di adozione del parere n. 249/2009 impugnato in questa sede.

Con il motivo di ricorso sub 3) la Regione Puglia parte ricorrente contesta, a ragione, l'illegittimo frazionamento della valutazione di impatto ambientale.

Ad avviso di questo Collegio la società controinteressata Northem Petroleum (UK) Ltd, la quale intende effettuare ricerche di idrocarburi al largo della costa pugliese, ha illegittimamente scorporato il progetto in più lotti su aree di mare che anche parte resistente rappresenta e difesa dalla Avvocatura dello Stato ammette essere adiacenti, così impedendo la doverosa valutazione unitaria di impatto ambientale.

Constano infatti ben cinque richieste di permessi di ricerca da parte della stessa società Northem Petroleum in altrettante aree denominate d149 D.R.-NP (e cioè quella per cui è causa), d61 F.R.-NP, d66 F.R.-NP, d60 F.R.-NP, d65 F.R.-NP, due permessi di ricerca già conseguiti dalla società de qua in relazione ad altrettante aree denominate F.R 39.NP e F.R 40.NP e ben tre giudizi positivi di VIA ottenuti dalla medesima società (decreti nn. 1347 e 1348 del 14.10.2009 e n. 1349 del

15.10.2009 tra cui appunto quello n. 1349 impugnato in questa sede) e pubblicati in Gazzetta Ufficiale a soli due giorni di distanza l'uno dall'altro.

Che si tratti di richieste di permessi ovvero di permessi ovvero ancora di giudizi positivi di VIA relativamente ad aree di mare adiacenti è fatto non contestato da parte resistente ed anzi dalla stessa ammesso nella memoria difensiva depositata in data 16.6.2010.

E' del tutto evidente pertanto, come correttamente rilevato da parte ricorrente nella censura sub 3) del ricorso introduttivo, che si è in presenza di singoli stralci di un programma di ricerca unitario peraltro strettamente connesso con altri interventi tre dei quali, come visto, già in fase operativa.

Sul punto la giurisprudenza del Consiglio di Stato è concorde nello stigmatizzare il cd. scorporo in lotti di opere aventi carattere unitario al fine di eludere la normativa in tema di valutazione di impatto ambientale.

Invero secondo Cons. Stato, Sez. VI, 30 agosto 2002, n. 4368 "Ex art. 16 comma 4 l. n. 109 del 1994, il progetto definitivo dell'opera pubblica deve essere corredato dallo studio di impatto ambientale, con conseguente necessità della verifica dei profili di impatto ambientale al momento dell'approvazione del progetto che comporti variante al p.r.g.; la valutazione ambientale necessita di una valutazione unitaria dell'opera, ostante alla possibilità che, con un meccanismo di stampo elusivo, l'opera venga artificiosamente frazionata in frazioni eseguite in assenza della valutazione perché, isolatamente prese, non configurano interventi sottoposti al regime protettivo.".

Anche Cons. Stato, Sez. IV, 2 ottobre 2006, n. 5760 ha affermato che "La valutazione ambientale, che deve accompagnare l'approvazione di un progetto definitivo di opera pubblica, necessita di una valutazione unitaria dell'opera, ostativa alla possibilità che, con un meccanismo di stampo elusivo, l'opera venga artificiosamente frazionata in frazioni eseguite in assenza della valutazione perché,

isolatamente prese, non configurano interventi sottoposti al regime protettivo; diversamente, infatti, verrebbe inammissibilmente a trasferirsi in capo ai soggetti redattori dei progetti il potere di determinare i limiti della procedura di v.i.a., attraverso la sottoposizione ad essi di porzioni di opera e l'acquisizione, su iniziative parziali e, perciò stesso, non suscettibili di apprezzamento, circa i "livelli di qualità finale" di una pronuncia di compatibilità ambientale asseritamene non modificabile, con conseguente espropriazione delle competenze istituzionali dell'amministrazione competente e sostanziale elusione delle finalità perseguite dalla legge.".

Ed ancora Cons. Stato, Sez. V, 16 giugno 2009, n. 3849 ricorda che "La disciplina relativa alla valutazione di impatto ambientale non può essere elusa a mezzo di un riferimento a realizzazioni o interventi parziali, caratteristici nelle opere da realizzarsi per "tronchi" o "lotti", atteso che, ex art. 16, comma 4 legge 109 del 1994, il progetto definitivo dell'opera pubblica deve essere corredato dallo studio di impatto ambientale al momento dell'approvazione del progetto che comporti variante al P.R.G. La valutazione ambientale necessita infatti di una valutazione unitaria dell'opera, non essendo possibile che, con un meccanismo di stampo elusivo, l'opera venga artificiosamente frazionata in porzioni eseguite in assenza della valutazione perché, isolatamente prese, non configurano interventi sottoposti al regime protettivo.".

Come da ultimo evidenziato da T.A.R. Puglia, sede di Lecce, Sez. I, 16 aprile 2010, n. 926 "Nonostante la dichiarazione di incostituzionalità dell'art. 3, comma 1, l. rg. Puglia 21 ottobre 2008 n. 31, il quale alla lettera b) prevedeva che "gli impianti collocati a terra in un'area agricola costituita da terreni appartenenti a unico proprietario, ovvero costituita da più lotti derivanti dal frazionamento di un'area di maggiore estensione, effettuato nel biennio precedente alla domanda, ai fini del calcolo della potenza elettrica massima per ricorrere alla procedura di DIA, sono

considerati come un unico impianto", in base ai principi che regolano l'azione amministrativa, la pubblica Amministrazione deve evitare che si determinino comportamenti surrettizi dei privati che, mediante una artificiosa parcellizzazione degli interventi di propria iniziativa, risultino in concreto preordinati ad eludere la applicazione di una normativa che potrebbe rivelarsi più gravosa rispetto ad un'altra, diversamente improntata a criteri di maggiore celerità procedimentale. Pertanto, se l'impianto è da considerarsi nella sua interezza, l'artificiosa frammentazione in più lotti - sì da rimanere al di sotto delle soglie previste dalla normativa ambientale ai fini della verifica di assoggettabilità a VIA - non può essere ammessa a discapito delle norme ambientali, ossia al fine di aggirare gli specifici obblighi in esse previsti.".

Va altresì rammentato che la Corte di Giustizia (cfr. Corte Giustizia CE, Sez. II, 10 dicembre 2009, nel procedimento C-205/08) ha sancito il suddetto principio (fatto proprio dalla giurisprudenza amministrativa italiana): "53 Peraltro, la Corte ha avuto modo di affermare che l'obiettivo della direttiva 85/337 non può essere eluso tramite il frazionamento di un progetto e che la mancata presa in considerazione dell'effetto cumulativo di più progetti non deve avere il risultato pratico di sottrarli nel loro insieme all'obbligo di valutazione laddove, presi insieme, essi possono avere un «notevole impatto ambientale» ai sensi dell'art. 2, n. 1, della direttiva modificata (v., in tal senso, sentenza Ecologistas en Acción-CODA, cit., punto 44). …".

Anche Corte giustizia CE, Sez. II, 28 febbraio 2008, nel procedimento C-2/07 ha evidenziato in tema di V.I.A. che "… l'obiettivo della normativa non può essere aggirato tramite un frazionamento dei progetti e che la mancata presa in considerazione del loro effetto cumulativo non deve avere il risultato pratico di sottrarli nel loro insieme all'obbligo di valutazione mentre, presi insieme, essi possono avere un notevole impatto ambientale ai sensi dell'art. 2, n. 1, della

direttiva 85/337 (v., in tal senso, sentenza 21 settembre 1999, causa C-392/96, Commissione/Irlanda, Racc. pag. I-5901, punto 76).".

Inoltre il fondamentale principio della necessaria valutazione unitaria dei progetti nei loro effetti cumulativi ai fini VIA è stato da tempo chiarito a livello nazionale nella circolare del Ministero dell'ambiente 7 ottobre 1996, n. 15208 (peraltro richiamata da Cons. Stato, Sez. V, 16 giugno 2009, n. 3849 di cui si è detto in precedenza) ove si precisa che l'esigenza della valutazione complessiva della globalità degli interventi "risponde alla logica intrinseca della valutazione di impatto ambientale, atteso che questa deve prendere in considerazione, oltre a elementi di incidenza propria di ogni singolo segmento dell'opera, anche le interazioni degli impatti indotte dall'opera complessiva sul sistema ambientale, che non potrebbero essere apprezzate nella loro completezza se non con riguardo anche agli interventi che, ancorché al momento non ne sia prospettata la realizzazione, siano posti in essere (o sia inevitabile che siano posti in essere) per garantire la piena funzionalità dell'opera stessa".

Peraltro la stessa difesa ministeriale - come detto - ammette, oltre alla adiacenza delle aree interessate dai diversi progetti presentati dalla società controinteressata, che non sarebbe stato possibile per la società Northem Petroleum (UK) Ltd presentare un'unica istanza (come pure sostenuto dalla Regione nell'atto introduttivo del presente giudizio) e ciò al precipuo scopo di evitare di incorrere nei limiti di cui all'art. 6, comma 2 legge n. 9/1991.

Infatti ai sensi dell'art. 6, comma 2 legge n. 9/1991 "L'area del permesso di ricerca deve essere tale da consentire il razionale sviluppo del programma di ricerca e non può comunque superare l'estensione di 750 chilometri quadrati. Nell'area del permesso possono essere comprese zone adiacenti di terraferma e mare.".

In ultima analisi l'Avvocatura dello Stato ammette che l'esigenza per la società controinteressata di presentare più istanze di permessi di ricerca relativamente ad

aree adiacenti è conseguente alla necessità di evitare di incorrere nel limite dei 750 chilometri quadrati (cfr. ultima pagina della memoria difensiva depositata in data 16.6.2010) ed ha conseguentemente una chiara finalità elusiva non solo della normativa in tema di valutazione di impatto ambientale, ma anche della previsione normativa di cui all'art. 6, comma 2 legge n. 9/1991.

In ogni caso deve essere evidenziato che la circostanza che siano state presentate più istanze da parte della società Northem Petroleum (UK) Ltd non esclude la doverosità, a fronte di un unitario programma di ricerca di idrocarburi al largo delle coste pugliesi, di una valutazione di impatto ambientale unitaria per aree di mare che peraltro risultano essere pacificamente adiacenti.

Appare dunque palese che lo scorporo delle istanze da parte della società controinteressata ha una chiara finalità elusiva della normativa nazionale in tema di valutazione di impatto ambientale e della previsione normativa di cui all'art. 6, comma 2 legge n. 9/1991.

Dalle considerazioni espresse in precedenza discende l'accoglimento del ricorso introduttivo e per l'effetto l'annullamento del decreto prot. DSA-DEC-2009-0001349 del 15.10.2009, emanato dal MATTM di concerto con il MIBAC, recante "Giudizio positivo circa la compatibilità ambientale del progetto presentato dalla Northem Petroleum (UK) Ltd, con sede secondaria in Italia in viale Trastevere, 249 - 00153 Roma, relativo alla prima fase (indagine geofisica) del programma lavori collegato al Permesso di Ricerca di Idrocarburi "d149 D.R - NP" (reso pubblico mediante comunicato sulla GURI n. 267 del 16.11.2009), del sottostante parere favorevole con prescrizioni n. 249 del 12.3.2009 della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS, del parere positivo espresso dal MIBAC con nota DG/PAAC/34.19.04/7484/2009 dell'8.6.2009 (DSA-2009-0015001 del 12.6.2009), del parere favorevole formulato dalla Provincia di Bari con nota prot. n. 307/119/ABM in data 10.2.2009, del sottostante parere del Comitato

provinciale VIA in data 3.2.2009 e del parere del Comitato Tecnico per gli idrocarburi e la geotermia reso in data 11.4.2007 (nota prot. 0013700 del 7.8.2007).
In sede di attività conformativa della P.A. alla presente sentenza l'amministrazione dovrà procedere ad una valutazione di impatto ambientale unitaria, pur a fronte di distinte istanze presentate dalla società Northem Petroleum (UK) Ltd che tuttavia riguardano progetti di ricerca di idrocarburi aventi ad oggetto aree di mare limitrofe, anche al fine di accertare l'eventuale elusione del disposto di cui all'art. 6, comma 2 legge n. 9/1991.
Ogni altra censura formulata da parte ricorrente resta assorbita.
In considerazione della natura e della peculiarità della presente controversia nonché della qualità delle parti, sussistono gravi ed eccezionali ragioni di equità per compensare le spese di giudizio.

P.Q.M.

Il Tribunale Amministrativo Regionale per la Puglia, sede di Bari, Sez. II, definitivamente pronunciando sul ricorso in epigrafe indicato, lo accoglie e per l'effetto annulla il decreto prot. DSA-DEC-2009-0001349 del 15.10.2009, emanato dal MATTM di concerto con il MIBAC, recante "Giudizio positivo circa la compatibilità ambientale del progetto presentato dalla Northem Petroleum (UK) Ltd, con sede secondaria in Italia in viale Trastevere, 249 - 00153 Roma, relativo alla prima fase (indagine geofisica) del programma lavori collegato al Permesso di Ricerca di Idrocarburi "d149 D.R - NP" (reso pubblico mediante comunicato sulla GURI n. 267 del 16.11.2009), il sottostante parere favorevole con prescrizioni n. 249 del 12.3.2009 della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS, il parere positivo espresso dal MIBAC con nota DG/PAAC/34.19.04/7484/2009 dell'8.6.2009 (DSA-2009-0015001 del 12.6.2009), il parere favorevole formulato dalla Provincia di Bari con nota prot. n. 307/119/ABM in data 10.2.2009, il sottostante parere del Comitato provinciale

VIA in data 3.2.2009 ed il parere del Comitato Tecnico per gli idrocarburi e la geotermia reso in data 11.4.2007 (nota prot. 0013700 del 7.8.2007).

Spese compensate.

Ordina che la presente sentenza sia eseguita dall'autorità amministrativa.

Così deciso in Bari nella camera di consiglio del giorno 17 giugno 2010 con l'intervento dei Magistrati:

Amedeo Urbano, Presidente

Giacinta Serlenga, Referendario

Francesco Cocomile, Referendario, Estensore

DEPOSITATA IN SEGRETERIA

Il 23/06/2010

(Art. 55, L. 27/4/1982, n. 186)

IL SEGRETARIO

TAR, TAA, Trento, sez. unica, 25 marzo 2010, n. 93

R E P U B B L I C A I T A L I A N A

IN NOME DEL POPOLO ITALIANO

Il Tribunale Regionale di Giustizia Amministrativa di Trento

(Sezione Unica)

ha pronunciato la presente

SENTENZA

sul ricorso numero di registro generale 66 del 2009, integrato da motivi aggiunti, proposto da:
Total Italia S.p.A., rappresentata e difesa dagli avv.ti Maria Cristina Breida, Monica Carlin e Federico Vecchio, con domicilio eletto presso lo studio del secondo di essi in Trento, Via S. Maria Maddalena, 12

contro

il Comune di Pergine Valsugana, in persona del Sindaco pro tempore, rappresentato e difeso dall'avv. Andrea Lorenzi, con domicilio eletto presso il suo studio in Trento, Via Paradisi, 15/5; l'Agenzia Provinciale Protezione Ambiente, Settore Tecnico U.O., Tutela del Suolo;
l'I.S.S. - Istituto Superiore di Sanità, Progetto Speciale Recupero Ambientale e Urbanistico Aree Industriali Trento, non costituito in giudizio;
la Provincia autonoma di Trento, in persona del Presidente pro tempore della Giunta provinciale, rappresentata e difesa dagli avv.ti Nicolò Pedrazzoli, Viviana

Biasetti e Giuliana Fozzer, con domicilio eletto presso l'Avvocatura della P.A.T. in Trento, Piazza Dante, 15;
l'Azienda Provinciale Servizi Sanitari di Trento, Dipartimento Igiene Pubblica, U.O. Prevenzione Ambientale, rappresentata e difesa dagli avv.ti Marco Pisoni e Cristiano Aloisi, con domicilio eletto presso il Servizio Affari Legali dell'A.P.S.S. in Trento, Via Degasperi, 79;
il Commissariato del Governo per la Provincia Autonoma di Trento, rappresentato e difeso dall'Avvocatura distrettuale dello Stato, domiciliata per legge in Trento, Largo Porta Nuova, 9

sul ricorso numero di registro generale 148 del 2009, proposto da:
Total Italia S.p.A., rappresentata e difesa dagli avv.ti Maria Cristina Breida, Monica Carlin e Federico Vecchio, con domicilio eletto presso lo studio del secondo di essi in Trento, Via S. Maria Maddalena, 12

contro

il Comune di Pergine Valsugana, in persona del Sindaco pro tempore, non costituito in giudizio;
l'Agenzia Provinciale Protezione Ambiente, Settore Tecnico U.O., Tutela del Suolo, non costituita in giudizio;
l'I.S.S. - Istituto Superiore di Sanità, Progetto Speciale Recupero Ambientale e Urbanistico Aree Industriali Trento, non costituito in giudizio;
la Provincia autonoma di Trento, in persona del Presidente pro tempore della Giunta provinciale, non costituita in giudizio;
l'Azienda Provinciale Servizi Sanitari di Trento, Dipartimento Igiene Pubblica, U.O. Prevenzione Ambientale, non costituita in giudizio;
il Commissariato del Governo per la Provincia Autonoma di Trento, non costituito in giudizio

per l'annullamento

quanto al ricorso n. 66 del 2009:

- della nota prot. 2009 - 4660 emessa dal Comune di Pergine Valsugana in data 12.2.2009;

- della nota prot. 1067/2009-U221 emessa dalla Provincia autonoma di Trento in data 2.2.2009, allegata alla nota del Comune di Pergine Valsugana;

entrambe aventi ad oggetto la contaminazione da idrocarburi e la bonifica nel terreno del punto vendita P.V. TOTAL n. 2998, p.ed 214 C.C. Canale. Parere sulla revisione dell'analisi di rischio;

- della determinazione dirigenziale n. 84 emessa del Comune di Pergine Valsugana in data 22.6.2009;

- della nota prot. n. 6319/2009 - U221 emessa dalla Provincia autonoma di Trento in data 29.5.2009;

- di ogni altro provvedimento presupposto, connesso o conseguente, ivi comprese le risultanze istruttorie (inclusa la nota prot. 0045848 emessa dall'Istituto Superiore della Sanità in data 12.9.2006, e la nota prot. 0039497 emessa dall'Azienda Provinciale per i Servizi Sanitari - Igiene Pubblica e Prevenzione Ambientale in data 21.8.2008);

- nonché per l'integrale risarcimento dei danni;

quanto al ricorso n. 148 del 2009:

- della determinazione dirigenziale n. 84 emessa dal Comune di Pergine Valsugana in data 22.6.2009 e della nota prot. n. 6319/2009 - U221 emessa dalla Provincia autonoma di Trento in data 29.5.2009;

- di ogni altro provvedimento presupposto, connesso o conseguente, ivi comprese le risultanze istruttorie (inclusa la nota 0045848 emessa dall'Istituto Superiore di Sanità in data 12.9.2006, e la nota prot. 0039497 emessa dall'Azienda Provinciale

per i Servizi sanitari - Igiene Pubblica e Prevenzione Ambientale in data 21.8.2008); nonché per l'integrale risarcimento dei danni.

Visti i ricorsi ed i motivi aggiunti, con i relativi allegati;
Visti gli atti di costituzione in giudizio del Comune di Pergine Valsugana, della Provincia autonoma di Trento, dell'Azienda Provinciale Servizi Sanitari di Trento - Dipartimento Igiene Pubblica U.O. Prevenzione Ambientale e del Commissariato del Governo per la provincia di Trento;
Viste le memorie difensive;
Visti tutti gli atti della causa;
Relatore nell'udienza pubblica del giorno 25 febbraio 2010 il cons. Lorenzo Stevanato e uditi per le parti i difensori come specificato nel verbale;
Ritenuto e considerato in fatto e diritto quanto segue.

FATTO

Col ricorso n. 66/2009 la ricorrente espone che, durante la rimozione di due serbatoi dal punto vendita di carburanti in Comune di Pergine Valsugana, sulla S.S. 47 alla progressiva km. 117+870, è avvenuta una contaminazione del suolo. Essa eseguiva, allora, le indagini per l'analisi del rischio ed avviava la messa in sicurezza. Quindi trasmetteva le relative conclusioni agli enti competenti, tra cui il Comune di Pergine.
Quest'ultimo, con atto dirigenziale 12.2.2009, richiedeva alla ricorrente di integrare la "Relazione dell'analisi di rischio sito -specifica" con le prescrizioni impartite dall'Agenzia provinciale per la protezione dell'ambiente con l'atto 2.2.2009 che, in particolare, per quanto riguarda l'MTBE (metil - ter - butil - etere), prescriveva di attenersi al parere espresso dall'Istituto superiore della sanità (di seguito: ISS); quest'ultimo aveva a sua volta indicato come valore limite di concentrazione

accettabile nelle acque sotterranee, a titolo cautelativo, il "valore della soglia olfattiva che è compresa in un range tra 20 e 40 microgrammi/litro".

Avverso tale prescrizione relativa al MTBE vengono dedotti i seguenti motivi:

1) violazione degli artt. 3 e 97 Cost. e degli artt. 240, 242 e ss. e 249 del D.lgs. 3.4.2006, n. 152 nonché dei relativi allegati, nel rilievo che il parametro MTBE non è previsto nella tabella 2 dell'allegato 5 al titolo V, parte quarta, del suddetto D.lgs., che individua le concentrazioni - soglia di contaminazione nelle acque sotterranee; né tale lacuna normativa potrebbe essere colmata da un'attività di integrazione analogica operata dall'ISS, come affermato da numerosi precedenti giurisprudenziali;

2) violazione degli artt. 3 e 97 Cost., degli artt. 1 e 3 della L. 7.8.1990, n. 241 ed eccesso di potere sotto vari profili,

fra cui difetto di istruttoria e violazione del principio di proporzionalità, nel rilievo che il riferimento al parere dell'ISS sarebbe generico e che le tecnologie disponibili comporterebbero un eccessivo ed ingiustificato sacrificio economico senza alcuna garanzia di raggiungere il risultato prescritto dall'Amministrazione.

Con motivi aggiunti, successivamente notificati, è stato impugnato il provvedimento del dirigente comunale 22.6.2009, n. 84 con cui sono stati approvati gli elaborati presentati dalla ricorrente per la bonifica del sito, con la conferma della prescrizione relativa al valore limite di concentrazione accettabile per l'MTBE nel range tra 20 e 40 microgrammi/litro.

I motivi aggiunti rappresentano la mera estensione delle censure sopra riportate al nuovo provvedimento.

Con ricorso n. 148/2009 è stato autonomamente impugnato il provvedimento del dirigente comunale 22.6.2009 n. 84, con la proposizione delle medesime censure.

Le amministrazioni intimate, costituitesi in giudizio, hanno controdedotto puntualmente, in particolare sostenendo di essere tenute ad attenersi al parere dell'ISS, e concludendo per la reiezione dei ricorsi.

Il Commissariato del Governo ha invece eccepito il proprio difetto di legittimazione passiva ed ha chiesto di essere estromesso dal giudizio.

DIRITTO

I due ricorsi in epigrafe vanno previamente riuniti, essendo connessi sia soggettivamente che oggettivamente, per cui ben possono essere definiti con un'unica sentenza.

In via preliminare l'eccezione di difetto di legittimazione, opposta dal Commissario del Governo, va accolta, non essendo riferibile a tale Autorità alcuno dei provvedimenti impugnati.

Invero, il Commissario del Governo per la provincia di Trento è organo periferico dell'Amministrazione statale con funzioni di rappresentanza governativa a livello provinciale, mentre l'ISS è ente autonomo tecnico - scientifico del Servizio sanitario nazionale e dunque non si correla gerarchicamente al Governo.

Venendo alle considerazioni del Collegio sul merito dei prodotti ricorsi, va premesso che il metil - ter - butil - etere (MTBE) è un composto organico di sintesi derivante dal metanolo e dal 2 - metil - 2 - propanolo, che viene impiegato come additivo per la benzina per aumentarne il numero di ottani, in sostituzione del piombo tetraetile e del benzene.

L'assimilabilità ad un idrocarburo di tale sostanza, fondata su un parere dell'ISS datato 6.2.2001, è stata successivamente smentita dallo stesso ISS con altro parere del 12.9.2006, in cui è stato affermato che "l'originaria assimilazione del MTBE agli idrocarburi totali non va tenuta ferma, in quanto l'MTBE non è definibile come idrocarburo, ma è appartenente alla famiglia degli eteri"; e ciò ancorché l'Istituto ritenga che i valori limite dell'MTBE debbano essere comunque determinati,

seppure non sulla base di un'affinità di tipo tossicologico, ma del valore della soglia olfattiva; il che sarebbe stato tratto da uno studio dell'Agenzia di protezione ambientale statunitense (USEPA).

Nel parere 12.9.2006 dell'ISS è stata confermata l'esigenza di definire un valore di riferimento per il parametro MTBE nelle acque profonde come "concentrazione di soglia di contaminazione", sulla base della nuova normativa di cui al D.Lgs. n. 152/2006.

La concentrazione di riferimento per l'MTBE nelle acque sotterranee, pur non essendo prevista dalla normativa introdotta dal D.lgs. 152/2006, non dovrebbe comunque superare, secondo il parere dello stesso ISS, fatto proprio nei provvedimenti impugnati, il valore di concentrazione della soglia olfattiva, che è compreso in un range tra 20 e 40 microgrammi/litro.

A tale conclusione la difesa della ricorrente oppone che l'MTBE non è una sostanza inclusa nelle tabelle allegate al citato D.lgs., per cui tale lacuna non potrebbe essere colmata con un'operazione di integrazione svolta dall'amministrazione anziché dal legislatore.

Tuttavia tale rilievo non tiene conto, a parere del Collegio, dell'esistenza nell'ordinamento del principio di precauzione, che è di genesi comunitaria al pari di quello di proporzionalità e che ben torna invocabile ogni volta che, pur a fronte di una carente base normativa e dunque di un possibile ritardo da parte del legislatore nel prendere atto del costante progresso della scienza, sia ragionevolmente ipotizzabile l'esistenza di un rischio non tollerabile.

La questione, infatti, qui dibattuta fra le parti in causa concerne le esistenti contaminazioni delle acque sotterranee per l'infiltrazione di tale sostanza e quali conseguenze siano da trarne, il che equivale ad individuare quale sia in concreto il margine di tollerabilità di una tale forma di inquinamento, tenuto conto in particolare che si tratta di acque destinate anche al consumo umano.

Invero, l'art. 174 del Trattato CE ha indicato al comma 1 la protezione della salute umana fra gli obiettivi della politica comunitaria in materia ambientale e il principio di precauzione è stato introdotto al suo comma 2, il quale dispone che "La politica della Comunità in materia ambientale mira a un elevato livello di tutela, tenendo conto della diversità delle situazioni nelle varie regioni della Comunità. Essa è fondata sui principi della precauzione e dell'azione preventiva, sul principio della correzione, in via prioritaria alla fonte, dei danni causati all'ambiente, nonché sul principio «chi inquina paga".

L'obbligo giuridico di assicurare un "elevato livello di tutela ambientale" con l'adozione delle migliori tecnologie disponibili è su tale fondamento normativo finalizzato ad anticipare la tutela, poi da apprestarsi in sede legislativa, a decorrere dal momento in cui si profili un danno da riparare ai fine sia della sua prevenzione, ove possibile, sia del suo contenimento in applicazione del richiamato principio di precauzione.

La rilevanza di quest'ultimo principio generale, che è come tale direttamente cogente per tutte le pubbliche amministrazioni, ha trovato ampio riconoscimento, ancorché sia menzionato nel Trattato soltanto in relazione alla politica ambientale, da parte degli organi comunitari soprattutto nel settore della salute, con una valenza non solo programmatica, ma direttamente imperativa nel quadro degli ordinamenti nazionali, vincolati ad applicarlo qualora sussistano incertezze riguardo all'esistenza o alla portata di rischi per la salute delle persone. In tal caso, infatti, le istituzioni comunitarie possono adottare misure di tutela senza dover attendere che siano approfonditamente dimostrate la realtà e la gravità di tali rischi (cfr., sul punto, ad es.: Tribunale I grado CE, sez. II, 19.11.2009, n. 334; Corte giustizia CE, sez. III, 12.1.2006, n. 504). Detto principio generale integra, quindi, un criterio orientativo generale e di larga massima (T.A.R Lazio, Roma, sez. I, 31.5.2004, n. 5118), che deve caratterizzare non soltanto le attività normative, ma

prima ancora quelle amministrative, come prevede espressamente l'art. 1 della legge 7.8.1990 n. 241, ove si stabilisce che "L'attività amministrativa persegue i fini determinati dalla legge ed è retta … dai principi dell'ordinamento comunitario" .

Ne consegue che, su tale scorta, si costituisce l'obbligo da parte delle autorità competenti di adottare provvedimenti appropriati al fine di prevenire rischi anche se unicamente potenziali per la salute, per la sicurezza e per l'ambiente, facendo in ciò necessariamente prevalere le esigenze connesse alla protezione di tali valori sugli interessi economici dei singoli cui sia fondatamente addebitabile il pregiudizio temuto ovvero già occorso: infatti, essendo le istituzioni comunitarie e nazionali responsabili - in tutti i loro ambiti d'azione - della tutela della salute, della sicurezza e dell'ambiente, la regola della precauzione può essere considerata come un principio autonomo che discende dalle menzionate disposizioni del Trattato (Corte di Giustizia CE, sentenza 26 novembre 2002 n. T-132; Consiglio di Stato, sez. VI, 5.12.2002, n. 6657).

Il fatto che siano in questione rischi per la salute umana non significa che non debba essere con serietà ed attendibilità accertata l'esistenza del paventato danno, ogni volta che, seppure a fronte di una persistente incertezza scientifica, sia ragionevolmente possibile dubitare dell'innocuità di una sostanza; il che in linea di principio preclude di trascurare gli effetti pregiudizievoli indotti, pur nell'incontroverso difetto di prove scientifiche decisive sulla gravità delle conseguenze nocive (cfr.: Tribunale I grado CE, 11 settembre 2002, causa T-13/99, Pfizer Animal Health).

Sulla base di quanto sopra esposto deve, poi, affermarsi che la scelta di ricorrere al principio di precauzione si correla strettamente al livello di protezione scelto dall'autorità competente nell'esercizio del suo potere discrezionale. La statuizione che sia in concreto adottata implica un'elevata responsabilità sul piano istituzionale, dovendosi stabilire, previo un serio approfondimento del danno

occorso, quale sia sul piano nazionale il grado di rischio di volta in volta tollerabile, il che necessariamente rientra nell'ambito di un potere discrezionale rimesso alle autorità competenti, che ne assumono conseguentemente la responsabilità di fronte alla collettività interessata (cfr., sul punto: T.A.R. Lombardia, Brescia, 11.4.2005, n. 304; id., sez. I, 9.10.2009, n. 1736).

Va, infine, soggiunto che l'imposizione di limiti all'esercizio della libertà di iniziativa economica, sulla base dei principi di prevenzione e precauzione nell'interesse dell'ambiente e della salute umana, può essere giustificata sulla base di indirizzi fondati sullo stato delle conoscenze scientifiche e delle evidenze sperimentali acquisite, tramite istituzioni e organismi, di norma nazionali o sovranazionali a ciò deputati, dato l'essenziale rilievo che, a questi fini, rivestono gli organi tecnico - scientifici (cfr.: Corte cost., sentenze 26.6.2002, n. 282 e 17.3.2006, n. 116).

In definitiva, il principio in discorso si caratterizza per tre aspetti fondamentali: a) il suo carattere di principio generale; b) l'impossibilità, in sede di bilanciamento fra protezione della salute e libertà economica, di consentire alle imprese di essere esonerate dall'adottare a loro spese le indispensabili misure di cautela; c) la validità del principio di precauzione come criterio interpretativo del sistema giuridico unitariamente considerato.

Applicando tale principio al caso in esame, è avviso del Tribunale che la mancata inclusione dell'MTBE nella tabella allegata al D. lgs. N. 152 del 20006 non rappresenti ex se un elemento che precluda di affermarne la pericolosità.

Com'è stato rettamente osservato dai difensori delle amministrazioni resistenti in giudizio, i provvedimenti nella specie adottati dal Comune di Pergine Valsugana hanno rispettato con meditato scrupolo i principi suesposti, avendo individuato la soglia al di sotto della quale può essere accettabile la concentrazione dell'MTBE nelle acque sotterranee destinate anche all'uso potabile con puntuale riferimento al

parere espresso dall'ISS, a sua volta fondato su un attendibile studio dell'USEPA, il che sul piano istruttorio e della conclusione del procedimento appare congruo e sufficiente.

Invero, la potabilità dell'acqua esige che essa sia immune da sostanze odorigene: la tabella C allegata al D.lgs. 2.2.2001, n. 31 fissa il parametro "odore" (ed anche quello del "sapore") come "Accettabile per i consumatori e senza variazioni anomale"; su tale fondamento, quindi, il livello della soglia olfattiva considerato come limite dal citato parere dell'ISS è coerente, seppure privo di una puntuale previsione legislativa, col precetto che esclude che l'acqua possa essere considerata potabile in presenza di sostanze odorigene, che ne precludano il consumo.

Circa poi la contestata violazione del principio di proporzionalità, illustrato sul rilievo che le tecnologie disponibili comporterebbero un eccessivo ed ingiustificato sacrificio economico, senza alcuna garanzia di raggiungere il risultato prefigurato dall'Amministrazione, è ben vero che il principio di precauzione, pur preminente nel quadro della tutela della salute sugli interessi economici, debba trovare il proprio equilibrio nel contemperamento con quello di proporzionalità (cfr. Corte giustizia CE 5.2.2004, n. 24; T.A.R. Puglia, Lecce, sez. I, 23.1.2003, n. 260). Sotto questo profilo il mezzo prescelto dall'Amministrazione per prevenire il potenziale rischio di un pregiudizio e dare comunque corso alla necessaria bonifica deve conseguentemente superare la soglia della necessità e dell'idoneità rispetto al fine perseguito rispetto al quale s'individua poli al termine di detto riscontro triadico la misura più mite capace di cogliere il risultato. Ne consegue che, sul versante della concreta applicazione, l'onere anche economico posto a carico di quanti abbiano inquinato sulla base del principio "polluter pays" trova il proprio necessario temperamento nel ridetto principio generale di diritto comunitario, che fa vincolante divieto di superare quella che, con linguaggio tratto dalla dottrina tedesca, si denomina "Unzumutbarkeit" e, cioè, il pur labile confine oltre il quale il

necessario recupero divenga inesigibile, quale ingiusta sanzione per il comportamento osservato.

Soccorre al riguardo quanto dedotto argomentatamente dal difensore dell'A.P.S.S., che documentato (cfr. doc. n. 4) che numerose società stanno attuando simili bonifiche, col metodo cosiddetto "pump and treat", senza che il relativo impegno finanziario possa considerarsi eccessivo, consistendo nel costo per i filtri a carboni attivi, per la pompa e per l'energia elettrica occorrente.

Per le ragioni che precedono, i provvedimenti impugnati resistono alle censure dedotte dalla ricorrente ed i ricorsi vanno conseguentemente respinti, ivi compresa la domanda di risarcimento del danno ivi prospettata.

Concorrono peraltro giusti motivi, in relazione alla novità della questione introdotta, per compensare fra le parti le spese del giudizio.

P.Q.M.

il Tribunale Regionale di Giustizia Amministrativa del Trentino - Alto Adige, sede di Trento, definitivamente pronunciando sui ricorsi in epigrafe e previa loro riunione ed estromissione dal giudizio del Commissario del Governo, li respinge.

Spese compensate.

Così deciso in Trento nella camera di consiglio del giorno 25 febbraio 2010 con l'intervento dei Magistrati:

Francesco Mariuzzo, Presidente

Lorenzo Stevanato, Consigliere, Estensore

Fiorenzo Tomaselli, Consigliere

DEPOSITATA IN SEGRETERIA

Il 25/03/2010

(Art. 55, L. 27/4/1982, n. 186)

IL SEGRETARIO

DOTTRINA

DIRITTO DEGLI IDROCARBURI

10
IL DIRITTO INTERNAZIONALE

11
IL DIRITTO SOVRANAZIONALE

12
LA DISCIPLINA NAZIONALE DELL'INDUSTRIA DEGLI IDROCARBURI

13
LA CONTRATTUALISTICA E LA SOLUZIONE DELLA CONTROVERSIE

10.1

La sovranità degli Stati sulle risorse naturali

10.1.1 La fine della Seconda Guerra Mondiale e la tendenza degli Stati a estendere la propria sovranità

Dopo la fine della Seconda Guerra Mondiale la sovranità degli Stati sulle rispettive risorse naturali ha manifestato una decisa tendenza a estendersi in una prospettiva sia orizzontale sia verticale. Sul piano orizzontale del rapporto tra Stati, si sono affermate regole di diritto internazionale generale che hanno accresciuto la sovranità degli Stati costieri sulla propria terraferma e sul proprio mare territoriale, sancendo la giurisdizione esclusiva degli stessi allo sfruttamento delle risorse della propria piattaforma continentale e il diritto a sfruttare in via esclusiva quelle collocate entro 200 miglia dalle loro coste. Sul piano verticale, interno ai singoli Stati, si sono precisati i poteri di cui questi godono nei propri ambiti territoriali, piattaforme continentali e zone economiche esclusive comprese, come una sovranità permanente sulle proprie risorse naturali.

La rilevanza di questi fenomeni non ha peraltro mancato di essere bilanciata da limiti finalizzati a impedire eccessi di *creeping national jurisdiction*, suscettibili di dare luogo a conflitti in grado di costituire una minaccia per la pace. È stato così che si è affermato un limite alle rivendicazioni degli Stati costieri sui fondi marini, sulla base del principio secondo cui i poteri esclusivi di tali Stati sulle proprie piattaforme continentali e sulle loro zone economiche esclusive non possono estendersi al di là di una certa distanza dalle coste (le già richiamate 200 miglia). Relativamente alle risorse dei fondi marini, oltre tale limite gli Stati costieri devono contemplare l'applicazione di un regime improntato all'idea di «patrimonio comune dell'umanità» (*common heritage of mankind*), espressa nella Risoluzione 17 dicembre 1970, n. 2749-XXV dell'Assemblea Generale delle Nazioni Unite, denominata Dichiarazione dei principii disciplinanti il fondo del mare e degli oceani ed il loro sottosuolo, al di là dei limiti della giurisdizione nazionale (Mengozzi, 1971).[1] Sotto altro profilo si sono affermati obblighi di protezione dell'ambiente marino e di promozione del commercio internazionale che hanno implicato forme diverse di cooperazione internazionale, nonché meccanismi anche complessi finalizzati a facilitare e a garantire il rispetto di tali obblighi.

Tali tendenze hanno inciso sul regime applicabile agli idrocarburi, riflettendosi *a*) sull'estensione a spazi marittimi ulteriori rispetto al mare territoriale dei poteri esclusivi di ricerca e sfruttamento degli Stati; *b*) sulla disciplina delle concessioni relativa a tali spazi; *c*) sulle conseguenze degli incidenti capaci di scaturire dalla loro estrazione e dal loro trasporto; *d*) sul modo in cui ciascuno Stato deve, con riferimento alla loro gestione, rapportarsi agli altri.

10.1.2 I poteri degli Stati costieri

I poteri esclusivi degli Stati di ricerca e sfruttamento delle risorse marine e i criteri relativi alla loro delimitazione

L'estensione dei poteri degli Stati costieri all'utilizzazione delle risorse della propria piattaforma continentale e l'affermarsi di un diritto degli stessi a istituire una zona economica esclusiva, comportando anche la rivendicazione di una sovranità permanente sugli idrocarburi in essa reperibili, hanno posto problemi di delimitazione di tali spazi e di determinazione del rapporto tra i diritti degli Stati costieri e le libertà marittime di tutti gli altri.

Con riferimento al primo dei due problemi vale la pena di ricordare specificamente la sentenza della Corte Internazionale di Giustizia del 20 febbraio 1969, relativa

[1] Sugli sviluppi del diritto internazionale generale che ne sono seguiti, v. Mengozzi, 1977 e 1980-1981.

alla controversia sulla delimitazione della piattaforma continentale del Mare del Nord insorta tra la Repubblica Federale Tedesca, da un lato, e i Paesi Bassi e la Danimarca, dall'altro (*North Sea Continental Shelf, Judgment*, 1969). In questa sentenza la Corte ha ritenuto non applicabile il criterio dell'equidistanza che la Convenzione di Ginevra del 1958 prevedeva operasse sia nel caso di delimitazione frontale sia in quello di delimitazione laterale. Essa ha rilevato che con riferimento a Stati contigui – i tre Stati parte della controversia si trovano in una situazione di contiguità – l'applicazione di tale criterio può portare all'accrescimento della porzione di piattaforma continentale di Stati le cui coste siano disposte secondo una forma convessa (come è il caso di Danimarca e Paesi Bassi), in quanto la linea di confine tende ad aprirsi verso il largo, mentre, viceversa, porta a una riduzione della piattaforma degli Stati le cui coste formino una concavità (come è il caso della Germania). Ne è conseguito che la Convenzione di Montego Bay del 10 dicembre 1982 (Byrne e Boyle, 1995) ha abbandonato il criterio dell'equidistanza prevedendo all'art. 83 il rinvio all'accordo tra gli Stati interessati e al principio di equità, peraltro in linea con numerose altre decisioni della stessa Corte Internazionale di Giustizia e di tribunali arbitrali.

I poteri dello Stato costiero sulla zona economica esclusiva e la libertà esercitabile in tale spazio da navi petrolifere battenti bandiera straniera

Sul tema della determinazione del rapporto da stabilirsi tra i diritti spettanti allo Stato costiero nella propria zona economica esclusiva e le tradizionali libertà marittime di tutti gli altri Stati, con specifico riferimento ad attività riguardanti gli idrocarburi, sono intervenuti prima l'art. 59 della Convenzione di Montego Bay, poi il Tribunale Internazionale per il Diritto del Mare con la sentenza 1° luglio 1999 (M/V Saiga case n. 2, 2000).

L'art. 59 della Convenzione di Montego Bay, in linea con quanto stabilito dalla Corte Internazionale di Giustizia nella sentenza sulla delimitazione della piattaforma continentale del Mare del Nord, precisando i criteri ivi espressi relativamente alla delimitazione delle piattaforme continentali di Stati contigui, afferma che «nel caso in cui la Convenzione non attribuisca dei diritti o delle competenze allo Stato costiero o agli altri Stati all'interno della zona economica esclusiva, e un conflitto sorga tra l'interesse dello Stato costiero e quelli di uno o più Stati, tale conflitto deve essere risolto sulla base dell'equità e tenendo conto di tutte le circostanze pertinenti nonché dell'importanza che gli interessi in gioco rivestono sia per le parti sia per la Comunità internazionale nel suo complesso».

Nel caso di cui si è occupato il Tribunale Internazionale per il Diritto del Mare, di cui alla sentenza citata, si trattava di stabilire se uno Stato costiero, nella propria zona economica esclusiva, potesse sanzionare, applicando le proprie leggi doganali, il rifornimento e la vendita di carburante da parte di una nave straniera ad altre navi. Il Tribunale Internazionale lo ha escluso nonostante nulla al riguardo sia precisato nelle disposizioni della Convenzione di Montego Bay relative alla libertà di navigazione che deve sussistere anche nelle zone economiche esclusive. È stato dato rilievo, oltre che al carattere funzionale dei diritti spettanti allo Stato costiero con riferimento alla zona in questione, agli interessi della «Comunità internazionale considerata nel suo complesso».[2]

10.1.3 I contratti di concessione petrolifera e le clausole di stabilizzazione

Se i problemi di cui sopra si sono posti e continuano a porsi con rilevante acutezza, certo non meno delicati sono quelli riguardanti la disciplina delle concessioni che sono alla base delle attività che riguardano gli idrocarburi.[3] Tali problemi sono sorti negli anni che hanno seguito la decolonizzazione, ma sono ancora attuali, seppur con minore intensità.

Si tratta in particolare di definire il valore delle clausole di stabilizzazione contenute nei contratti che istituiscono tali concessioni. Queste clausole sono inserite in contratti di concessione conclusi da imprese private con paesi provvisti di debole struttura statuale (Jackson, 1990). Esse solitamente concernono il trattamento fiscale, il regime relativo al trasferimento all'estero di denaro e al rimpatrio dei capitali investiti. Molto in uso negli anni Cinquanta e Sessanta in considerazione del desiderio di alcuni paesi in via di sviluppo e di paesi usciti da un processo di decolonizzazione di attirare investimenti stranieri, tali clausole sono divenute molto meno frequenti nel periodo immediatamente successivo, per il diffondersi della filosofia di cui sono espressione le risoluzioni delle Nazioni Unite che affermano la sovranità permanente degli Stati sulle proprie risorse naturali. Esse sono poi ritornate in uso con le privatizzazioni seguite alla trasformazione dei

[2] Per un parallelismo tra quanto statuito in detta sentenza con la pronuncia resa il 24 novembre 1992 dalla Corte di Giustizia delle Comunità Europee nella Causa C-286/90, parr. 25-26, v. Conforti, 2002. Con tale sentenza la Corte di Giustizia ha affermato che non può applicarsi alle navi extracomunitarie un regolamento della Comunità Europea che imponga di non trasportare a bordo di navi nella zona economica esclusiva (e in altri spazi in cui si esercita la giurisdizione) degli Stati membri dell'Unione Europea determinate specie di pesci pescati oltre la zona economica medesima.

[3] Per una qualificazione, con riferimento all'ordinamento italiano e in particolare alla l. n. 613/1967, come concessioni, oltre che delle determinazioni pubbliche abilitanti alla coltivazione di idrocarburi, di quelle abilitanti alla prospezione e alla ricerca, v. Guglielmi, 1970; per un'illustrazione dei vari tipi di contratti conclusi tra paesi ospitanti e imprese petrolifere multinazionali, v. Smith e Dzienkowski, 1989.

sistemi a economia pianificata dell'ex Unione Sovietica e degli Stati dell'Europa centrale e orientale, quando sono state particolarmente utilizzate nei contratti con cui detti paesi hanno posto in essere concessioni a favore di imprese occidentali per la ricerca e lo sfruttamento di idrocarburi in ragione del largo impegno, in termini di tempo e di investimenti, che queste attività richiedono e per i rischi politici che comportano.

Le imprese che intraprendono iniziative nel settore necessitano di finanziamenti; il più delle volte sono gli enti privati e pubblici, che mediante prestiti effettuano detti investimenti, a premere affinché i destinatari dei loro prestiti ottengano l'inclusione nei contratti di concessione di clausole del genere, arrivando a subordinare a tale inserimento l'erogazione del prestito (Wälde e Ndi, 1996). Il rischio di effettuare ricerche infruttuose è alto. Quando invece le ricerche hanno successo si sente il bisogno di evitare che lo Stato ospite avochi a sé i risultati positivi revocando la concessione (Curtis, 1988).

La stabilizzazione prevista dalle clausole in questione può essere realizzata in diverse forme: attraverso un impegno dello Stato ospitante l'attività per il cui svolgimento la concessione è accordata a non cambiare la propria legislazione e la propria prassi amministrativa per tutta la durata della concessione; attraverso un ancoramento della disciplina delle attività per cui la concessione è effettuata, e per tutta la durata di questa, alla disciplina in vigore al momento della conclusione del contratto di concessione; o, ancora, attraverso una regolamentazione contrattuale molto articolata modificabile solo per accordo tra le parti.

Contratti sottoposti alla legge dello Stato ospitante

Le clausole di stabilizzazione assumono un rilievo diverso a seconda che la loro disciplina, e quella dei contratti di concessione che le contengono, siano o meno, per scelta delle parti o per l'operare dei criteri di collegamento delle norme di diritto internazionale privato applicabili a tali contratti, sottoposte all'ordinamento dello Stato ospitante le attività per il cui compimento la concessione è accordata.

Se il contratto di concessione che contiene una clausola di stabilizzazione è retto dal diritto di tale Stato, dato che un contratto di per sé non può vincolare il legislatore e il governo, a maggior ragione non può farlo una sua clausola. Un contratto retto dal diritto di uno Stato, comunque sia redatto, non può modificare i poteri di tale Stato al punto di impegnarlo a non esercitare i suoi poteri sovrani. Un investitore straniero non può invocare un affidamento legittimo alla stabilizzazione di quanto previsto dal contratto di concessione, dal momento che tale investitore, usando la dovuta diligenza, può rendersi conto della sua invalidità dal punto di vista del diritto dello Stato ospitante. Allo stesso modo, non può essere invocato il legittimo affidamento al rispetto della clausola di stabilizzazione contenuta in un tale contratto da parte dell'investitore straniero, neanche nel caso in cui una norma legislativa di quel paese ne prevedesse espressamente la validità. Anche in questo caso lo Stato, nell'esercizio dei suoi poteri sovrani potrebbe revocare tale norma, sia pure subendo eventuali conseguenze, potendo nel caso essere obbligato a corrispondere un indennizzo (Wälde e Ndi, 1996).

Il rinvio delle parti al diritto internazionale

La situazione è diversa se lo Stato e l'investitore straniero, nel quadro dell'esercizio del principio di autonomia, certamente applicabile ai contratti internazionali,[4] inseriscono nel contratto di concessione contenente una clausola di stabilizzazione una disposizione che espressamente preveda la sottoposizione del contratto al diritto internazionale. Tale scelta viene esplicitata in una clausola arbitrale con cui si devolve la soluzione delle eventuali controversie a un organismo arbitrale internazionale o a una personalità completamente indipendente dallo Stato effettuante la concessione. In tale caso, posto che l'autorità statale che ha firmato il contratto di concessione avesse il potere di inserirvi tale clausola, si può parlare di internazionalizzazione del contratto, quanto meno nel senso che l'organo arbitrale che sia concretamente chiamato a pronunciarsi sulla validità o/e sulle conseguenze giuridiche di una clausola di stabilizzazione sarebbe tenuto a procedervi sulla base dell'applicazione di quanto sia dato determinare dal diritto internazionale (Charpentier, 1956; Mann, 1975).[5]

Tale determinazione non è facile: implica lo stabilire il coordinamento e il punto di equilibrio fra tre principii o regole sicuramente propri dell'ordinamento internazionale, il principio *pacta sunt servanda*, la regola *rebus sic stantibus* e il principio di sovranità.

10.1.4 Il principio della sovranità permanente degli Stati sulle proprie risorse naturali e i paesi in via di sviluppo

Nei paesi in via di sviluppo e in quelli usciti da un processo di decolonizzazione il principio di sovranità ha

[4] Sui limiti che l'applicazione di questo principio incontra, v. Lalive, 1977.

[5] Per un rilievo, peraltro, che l'internazionalizzazione del contratto può essere ulteriormente consolidata nel caso in cui lo Stato ospitante sia parte della Convenzione di Washington per il regolamento delle controversie relative agli investimenti tra Stati e cittadini di altri Stati, elaborata nel quadro dell'attività della Banca Internazionale per la Ricostruzione e lo Sviluppo che ha dato luogo all'istituzione del Centro Internazionale per il Regolamento delle controversie relative agli investimenti, v. Rosenberg, 1983.

assunto particolare rilievo mediante una valorizzazione dell'affermazione acclarata dall'Assemblea Generale delle Nazioni Unite sul principio di sovranità permanente degli Stati sulle proprie risorse naturali. Tale principio, formulato con riferimento agli idrocarburi dato che questi si caratterizzano per la loro appartenenza alla categoria delle risorse non rinnovabili (Elian, 1976), ha trovato la sua prima espressione nella Dichiarazione sulla concessione dell'indipendenza ai paesi e ai popoli coloniali, contenuta nella Risoluzione 14 dicembre 1960, n. 1514-XV dell'Assemblea Generale delle Nazioni Unite. In questa Risoluzione si afferma che «i popoli possono, per i loro propri fini, disporre liberamente delle loro ricchezze e delle loro risorse naturali senza pregiudizio delle obbligazioni discendenti dalla cooperazione economica internazionale fondata sul principio del vantaggio reciproco e del diritto internazionale». Il tema è ripreso in modo più forte nella successiva Risoluzione 14 dicembre 1962, n. 1803-XVII (Dichiarazione sulla sovranità permanente sulle risorse naturali), a termini della quale «il diritto di sovranità permanente dei popoli e delle nazioni sulle loro ricchezze e le loro risorse naturali deve esercitarsi nell'interesse dello sviluppo nazionale e del benessere della popolazione dello Stato interessato» (Mengozzi, 1967).

A dette Risoluzioni dell'Assemblea Generale sono seguite dapprima la Dichiarazione relativa ai principii di diritto internazionale concernenti le relazioni amichevoli e la cooperazione tra gli Stati conformemente alla Carta delle Nazioni Unite (Risoluzione 24 ottobre 1970, n. 2625-XXV dell'Assemblea Generale delle Nazioni Unite), poi la Carta dei diritti e dei doveri economici degli Stati (Risoluzione 12 dicembre 1974, n. 3281-XXIX dell'Assemblea Generale delle Nazioni Unite). Con la prima si è affermato che «ciascuno Stato ha il diritto di scegliere e sviluppare liberamente il proprio sistema politico, sociale, economico e culturale». Con la seconda si è aggiunto che ciascuno di essi ha il diritto di fare l'una cosa e l'altra «conformemente alla volontà del suo popolo, senza ingerenza, pressione o minaccia esterna di qualsiasi sorta» e ha il diritto di disciplinare gli investimenti stranieri, di procedere a nazionalizzazioni e espropriazioni di beni esteri secondo il proprio diritto interno, escludendo pertanto ogni ricorso al diritto internazionale e ogni competenza a risolvere le controversie eventualmente insorgenti di giudici diversi da quello dello Stato che a dette nazionalizzazioni ed espropriazioni proceda (art. 2, par. 2, c).[6]

La dottrina più attenta a interpretare gli orientamenti degli Stati in via di sviluppo e di quelli usciti da un processo di decolonizzazione ha evidenziato che entrambi i principii – quello che afferma il diritto di ogni Stato di scegliere liberamente il proprio sistema economico e quello che proclama la sua sovranità permanente sulle risorse naturali – scaturiscono dal principio della sovrana eguaglianza degli Stati sancito dall'art. 2 della Carta delle Nazioni Unite. Viene precisato che, con il primo, è stato riconosciuto allo Stato il diritto di determinarsi sul piano economico e sociale senza subire ingerenze da parte degli altri Stati; col secondo sono stati scolpiti più specialmente gli effetti nel tempo dell'esercizio di questa libera scelta del diritto di organizzarsi o di riorganizzarsi, soprattutto quando siano in gioco degli interessi economici stranieri (Giardina, 1980-1981; Abi-Saab, 1991).

Con l'evidente e dichiarato intento di desumere dalle affermazioni contenute in dette Risoluzioni delle prescrizioni normative, quella stessa dottrina non manca di rilevare che il carattere assoluto ed esclusivo del potere inerente alla sovranità interna e la libertà di scelta e d'azione che implica la sovranità devono essere intesi nei limiti del diritto internazionale, ma le violazioni delle obbligazioni che da tale diritto possono derivare per effetto di accordi che il governo di uno Stato abbia concluso, anche se possono determinare la responsabilità internazionale di tale Stato, sul piano interno lasciano sussistere intera e intatta la sovranità. Quest'ultima, infatti, è definita nelle citate Risoluzioni come sovranità permanente e, successivamente, si rinviene nell'art. 2, par. 1 della Carta dei diritti e dei doveri economici degli Stati (adottata con la Risoluzione 12 dicembre 1974, n. 3281-XXIX dell'Assemblea Generale delle Nazioni Unite).

La spiegazione logica che si intende dare a tale stato di cose è desunta dall'art. 1 dei Patti relativi ai diritti dell'uomo delle Nazioni Unite, a termine del quale «il diritto dei popoli all'autodeterminazione (*à disposer d'eux-mêmes*) comprende inoltre un diritto di sovranità permanente sulle proprie ricchezze e sulle proprie risorse naturali». Secondo la dottrina in questione «i diritti che altri Stati possono rivendicare non potranno in alcun caso giustificare che un popolo sia privato dei suoi propri mezzi di sussistenza» (Jimenez de Arechaga, 1978). Alla luce di questa affermazione la stessa dottrina ritiene che la sovranità sulle risorse naturali sia permanente in quanto essa è fondamentalmente un diritto del popolo e finalizzata a proteggere tale diritto dalla debolezza dei governi degli Stati e a farlo prevalere su qualsiasi accordo che questi possano avere concluso e che tale diritto possa rilevantemente limitare.

La conseguenza di questo modo di vedere le cose, per quanto riguarda le clausole di stabilizzazione contenute in contratti di concessioni petrolifere, è che una concessione che fosse conclusa per un periodo troppo lungo sarebbe contraria alla sovranità permanente dello Stato territoriale (Abi-Saab, 1991) e che, in caso di revoca della stessa e di nazionalizzazione delle strutture a cui l'esercizio di essa avesse dato luogo, sarebbe dovuto alle imprese

[6] Per una sottolineatura delle caratteristiche di tale Risoluzione, v. Feuer, 1975.

nazionalizzate solo un indennizzo, la cui adeguatezza, secondo quanto previsto dalla Carta dei diritti e dei doveri economici degli Stati, dovrebbe essere determinata «tenuto conto delle leggi e dei regolamenti dello Stato nazionalizzante nonché di tutte le circostanze che tale Stato consideri pertinenti, potendo, peraltro, essa, essere determinata dai giudici dello stesso Stato, a meno che essa non sia rimessa ad un arbitrato o a un regolamento giudiziario internazionale in virtù di un accordo liberamente concluso col consenso dello Stato o degli Stati interessati, evidentemente a controversia insorta».

10.1.5 Il principio *pacta sunt servanda* nella dottrina occidentale e nella giurisprudenza arbitrale

Al principio *pacta sunt servanda* è stato attribuito un rilievo determinante, oltre che da numerosi autori occidentali (Weil, 1974; Lalive, 1983), da sentenze arbitrali che hanno riguardato particolarmente gli idrocarburi e le clausole di stabilizzazione in esse contenute.[7]

Il caso Texaco

Particolarmente esemplificativa di detto orientamento è la pronuncia che il 12 aprile 1977 è stata resa nel caso *California Asiatic Oil Company e Texas Overseas Petroleum Company* v. *Governo della Repubblica araba di Libia*, nota anche come *sentenza Texaco*.

Nel caso, il Governo libico aveva proceduto a nazionalizzare le strutture delle due compagnie petrolifere americane che avevano promosso il procedimento arbitrale, nonostante queste le avessero poste in essere sulla base di un contratto di concessione che conteneva, all'art. 16, una clausola di intangibilità e una clausola di stabilizzazione (per 50 anni) dei diritti attribuiti alle concessionarie. Il contratto prevedeva, in caso di controversia tra le parti, che essa fosse devoluta a un collegio arbitrale da istituirsi con il contributo di entrambe le parti. Mentre le compagnie avevano provveduto a nominare l'arbitro di propria spettanza, il Governo libico si era rifiutato di farlo invocando la sovranità permanente sulle proprie risorse naturali e pretendendo che, in linea con quanto affermato nell'art. 2, par. 2, c, della Carta dei diritti e dei doveri degli Stati del 1974, i problemi insorti fossero risolti secondo il proprio diritto e unicamente con ricorso ai propri giudici. Ha quindi trovato applicazione un'altra disposizione del contratto di concessione che, in casi del genere, conferiva al Presidente della Corte Internazionale di Giustizia delle Nazioni Unite il compito di nominare un arbitro unico. È stato così nominato arbitro unico René-Jean Dupuy.

Poiché l'Arbitro si è riconosciuto competente a procedere nonostante il governo libico fosse rimasto contumace, Dupuy ha ritenuto di doversi pronunciare analizzando gli argomenti invocati da tale governo per escludere l'applicabilità, con riferimento alle nazionalizzazioni in questione, della clausola arbitrale contenuta nel contratto di concessione. L'Arbitro ha ammesso che le risoluzioni delle Nazioni Unite in materia di sovranità permanente degli Stati sulle proprie risorse naturali sono destinate a incidere in modo rilevante sul contenuto del diritto internazionale contemporaneo e che, pertanto, possono concorrere a determinare il contenuto di prescrizioni normative nel senso indicato dalla dottrina che esprime gli orientamenti dei paesi in via di sviluppo e di quelli usciti da un processo di decolonizzazione. Ha però precisato che il valore giuridico che può assumere il contenuto di ciascuna Risoluzione non è eguale a quello delle altre: esso dipende, comunque, dalla circostanza che la dottrina abbia o meno ritenuto che vi fosse l'assenso di un «gran numero di Stati rappresentanti l'insieme delle regioni geografiche e, a un tempo, l'insieme dei sistemi economici». Ora, secondo l'Arbitro Dupuy, questa condizione non è soddisfatta dalla disposizione della Carta dei doveri economici degli Stati evocata dal governo libico. Essa è invece soddisfatta dalla Risoluzione 14 dicembre 1962, n. 1803-XVII, che è stata approvata da una maggioranza (87 voti a favore contro 2 contrari e 12 astensioni) comprendente, oltre a numerosi Stati del Terzo Mondo, molti paesi occidentali sviluppati a economia di mercato, tra cui gli Stati Uniti.[8]

In linea con questa analisi, l'arbitro unico ha ritenuto di poter attribuire all'art. 28 del contratto di concessione tutto il rilievo desumibile dal relativo disposto. Tale articolo recitava: «la presente concessione sarà regolata conformemente ai principii generali della legge libica in quanto conformi con i principii del diritto internazionale; in assenza di comunanza […] sarà regolata conformemente ai principii generali del diritto, compresi quelli di

[7] *Saudi Arabia* v. *Arabian Am. Oil Co. (Aramco)*, 1963; *Sapphire Petroleum* v. *National Iranian Oil Co.*, 1967; *Texaco Overseas Petroleum Co./California Asiatic Oil Co.* v. *Libyan Arab Republic*, 1977; *BP Exploration Co. (Libya)* v. *Libyan Arab Republic*, 1979; *Alcoa Minerals of Jam.* v. *Jamaica*, 1979; *Libyan Am. Oil Co. (LIAMCO)* v. *Libyan Arab Republic*, 1981; *Kuwait* v. *American Indep. Oil Co. (The Aminoil Arbitration)*, 1982; *AGIP Co.* v. *Popular Republic of the Congo*, 1982; *Amoco Int'l Fin. Corp.* v. *Islamic Republic of Iran*, 1987; *Mobil Oil Iran Inc.* v. *Islamic Republic of Iran*, 1987; *Phillips Petroleum Co. Iran* v. *Islamic Republic of Iran*, 1989.

[8] Per un rilievo secondo cui tale Risoluzione delle Nazioni Unite non avrebbe carattere innovativo stante che molto prima di essa si era affermato il diritto di ogni Stato di espropriare o nazionalizzare proprietà di cittadini stranieri, v. Verwey e Schrijver, 1984. Per un'ampia bibliografia sul rilievo che le Risoluzioni delle Nazioni Unite possono avere per la cristallizzazione di norme di diritto internazionale generale e per lo sviluppo progressivo di questo, v. Arangio-Ruiz, 1972a, 1972b; Treves, 2005.

cui è stata fatta applicazione da giurisdizioni internazionali». Ai fini della sua applicazione l'Arbitro ha rilevato che secondo la shari'a, legge sacra dell'Islam, e secondo gli artt. 147 e 148 del codice civile libico i contratti devono essere rispettati: rispetto a essi si può avere risoluzione o modificazione solo sulla base di un comune consenso o per cause previste dalla legge e devono essere eseguiti secondo buona fede (Anderson e Coulson, 1964) e che la massima *pacta sunt servanda* costituisce un principio generale del diritto e un fondamento essenziale del diritto internazionale.[9]

Di conseguenza l'articolo in questione avrebbe avuto l'effetto di rendere applicabile al contratto il diritto internazionale e in particolare la regola *pacta sunt servanda*; essendo le nazionalizzazioni in questione contrarie a tale regola, in ragione del loro contrasto con le clausole di intangibilità e di stabilizzazione contenute nel contratto concluso tra le parti, la Libia avrebbe dovuto procedere a una riparazione mediante una *restitutio in integrum*, dato che questa «costituisce, tanto secondo i principii libici che secondo quelli del diritto internazionale, la sanzione normale per il caso di violazione di obblighi contrattuali e che essa non potrebbe essere scartata che nella misura in cui al ristabilimento dello *status quo* si opponesse una impossibilità assoluta».

L'Arbitro Unico Dupuy ha aggiunto un rilievo: a termini della clausola compromissoria contenuta nel contratto di concessione (art. 28, par. 5), «al momento di rendere la propria sentenza, gli arbitri, il superarbitro o l'arbitro unico, a seconda del caso, dovranno impartire alla parte alla controversia o alla lite contro la quale la sentenza sarà stata resa la scadenza entro la quale loro sembrerà appropriato che essa esegua la sentenza e tale parte non sarà in difetto se eseguirà la sentenza prima di tale scadenza».

A suo avviso il fatto che la clausola compromissoria contenuta nel contratto avesse un tale tenore era in linea con una certa flessibilità, che, *de lege ferenda*, la dottrina tende ad attribuire a contratti tra Stati e privati e poneva la parte che non aveva rispettato i suoi obblighi dinanzi a due possibilità: a titolo principale, la possibilità di procedere alla *restitutio in integrum* sin tanto che non fosse spirato il termine previsto per procedere a essa e, a titolo secondario, la prospettiva di una condanna al risarcimento del danno che, se del caso, avrebbe compensato l'esecuzione specifica qualora, dal punto di vista giuridico, la non esecuzione dovesse un giorno definitivamente realizzarsi.

Per arrivare però a tale conclusione l'Arbitro Dupuy doveva dimostrare di essere in grado di non tener conto di sentenze, pronunciate con riferimento ai prestiti serbi e brasiliani, con cui la Corte Permanente di Giustizia Internazionale ha salomonicamente affermato che «ogni contratto che non sia un contratto tra Stati agenti in quanto soggetti di diritto internazionale ha il suo fondamento in una legge nazionale». Se fosse rimasto condizionato da questo precedente non v'è dubbio che l'Arbitro Dupuy avrebbe dovuto tener conto del diritto della Libia e dell'assunto avanzato dal governo di questo paese, secondo cui l'applicazione della propria legge e la competenza dei propri giudici si dovevano considerare come imponentisi in via imperativa. Egli allora ha ritenuto di poter superare quel precedente considerandolo datato. In linea con una corrente interpretativa del nuovo diritto internazionale generale, seguita già da altri (García-Amador, 1959; Seidl-Hohenveldern, 1975), ha affermato che il diritto internazionale si è precisato nel tempo come un diritto che si applica, sia pure con norme particolari non coincidenti con quelle operanti per i rapporti interstatuali, anche a rapporti tra Stati e soggetti da essi diversi. Così come trova applicazione con norme particolari ai rapporti fra Stati e organizzazioni internazionali, lo stesso avviene anche nei rapporti tra uno Stato e imprese operanti sul piano internazionale. Con la conseguenza che quando tale Stato intenda internazionalizzare i suoi rapporti con una di queste imprese, concludendo un contratto con essa, le viene come ad attribuire, con effetto costitutivo, la personalità internazionale, dischiudendo alla disciplina dei rapporti reciproci detta serie di norme internazionali particolari che vengono a costituire il sistema alla luce del quale il contratto viene delocalizzato.

In tale sistema domina la norma *pacta sunt servanda*, che risulta inequivocabilmente irrigidita quando il contratto concluso contiene clausole di intangibilità e di stabilizzazione come quelle ricorrenti nel caso di specie. Per stabilire quando lo Stato manifesti questa volontà di erigere un'impresa a soggetto di diritto internazionale e si determini l'internazionalizzazione del contratto che con essa conclude, l'Arbitro Unico Dupuy ritiene che possa essere utile verificare il ricorrere di tre indici, che nel caso di specie sussistono: la volontà delle parti (quale risulta dall'indicazione del diritto internazionale come fonte più importante della disciplina del contratto); il carattere internazionale della procedura arbitrale (evincibile dal fatto che le parti abbiano demandato il perfezionamento dell'istituzione della procedura arbitrale al presidente di un organo delle Nazioni Unite come la Corte Internazionale di Giustizia) e il collocarsi del contratto in questione nel contesto degli accordi di sviluppo economico (Verdross, 1959; Bourquin, 1960).

Dubbi sulla pronuncia Texaco e questioni aperte

Per quanto suggestivo, ciò che scaturisce da questo articolato argomentare non può non lasciare dei dubbi, non foss'altro sotto due profili. Innanzitutto, per il postulato

[9] Si vedano al riguardo le sentenze arbitrali pronunciate, nel 1958, nel *caso Aramco* e, nel 1963, nel *caso Sapphire*.

da cui parte, costituito dall'attribuzione alla volontà dello Stato che contratta con un'impresa operante sul piano internazionale del potere (costitutivo) di attribuire a quell'impresa la qualità di soggetto di diritto internazionale destinatario di una sia pur particolare (e ridotta) serie di norme di quel diritto. Sotto altro profilo, particolarmente rilevante con riferimento alla tesi esposta, in relazione all'idoneità di queste norme a conferire a clausole di intangibilità e di stabilizzazione un valore tanto rigido da far sì che, come ritenuto dall'Arbitro Dupuy, lo Stato che le violi debba, in principio, procedere alla *restitutio in integrum*.[10]

Quanto al primo punto, anche se si può accettare l'idea che nell'ordinamento internazionale sussistano soggetti che presentano una differenziata idoneità a essere destinatari di gruppi diversi di norme, non può dirsi che nell'ordinamento internazionale quella di soggetto possa considerarsi una qualità relativa sussistente unicamente nei confronti di uno Stato e non di tutti gli altri soggetti dell'ordinamento. Non merita aggiungere alcunché al rilievo contenuto in importanti contributi scientifici in materia, secondo cui la soggettività, nell'ordinamento giuridico internazionale come in tutti gli altri ordinamenti, è uno *status* che non può che esistere *erga omnes* (Arangio-Ruiz, 1951, 1972a, 1972b).

Quanto al secondo punto, non vi è dubbio che l'inserzione in un contratto di concessione di clausole di intangibilità e di stabilizzazione, specie quando si tratti di concessioni relative all'esplorazione, alla ricerca e alla coltivazione di idrocarburi, rende particolarmente acuto l'obbligo tradizionale dello Stato ospitante di rispettare la proprietà e l'attività degli investitori stranieri, e non può non incidere sulle conseguenze dell'esercizio del potere di nazionalizzare che scaturisce dalla sovranità permanente degli Stati sulle proprie risorse naturali e sulle proprie ricchezze. Non foss'altro perché tutte le regole e i principii del diritto internazionale, anche quelli che si sono affermati con particolare forza sulla scia dei principii della Carta delle Nazioni Unite, devono essere applicati tenendo conto del principio di buona fede, che anche nell'ordinamento internazionale è destinato a farsi sentire e che deve essere tenuto in particolare considerazione in rapporti che si collocano nel contesto della cooperazione allo sviluppo.[11]

La protezione dell'investitore derivante dalla clausola in oggetto non può però essere assoluta. Ciò, innanzitutto, perché non è possibile sostenere che il diritto internazionale vigente possa essere interpretato nei termini in cui lo interpreta Dupuy. È vero che, come da questi sottolineato, «le più alte autorità dottrinali» sono favorevoli alla *restitutio in integrum* (Lauterpacht, 1927; De Visscher, 1935; Reitzer, 1938; Schwarzenberger, 1945; Guggenheim, 1954; Reuter, 1961; Jimenez de Arechaga, 1968; Ténekidès, 1969); ma, a parte che la stessa dottrina non manca di precisare che la *restitutio in integrum* costituisce una riparazione preferibile alla compensazione o di assumere che i vantaggi che presenta la prima devono essere tenuti presenti nel determinare il *quantum* della seconda, il contenuto corrente del diritto internazionale generale non può certo essere identificato con l'assunto della dottrina invocata da Dupuy. Il contenuto del diritto internazionale generale può solo risultare dall'*opinio juris* degli Stati risultante dalla prassi cui questi danno luogo con i loro comportamenti: in altre parole dall'*usus* e dall'*opinio juris sive necessitatis*.

Da tempo la giurisprudenza internazionale e la pratica diplomatica predominante riconoscono che la *restitutio in integrum* è possibile solo in casi eccezionali (quando il risarcimento monetario appare come una misura manifestamente insufficiente) e che nella maggioranza dei casi la responsabilità internazionale di uno Stato che dia luogo a una nazionalizzazione in contrasto con un impegno di stabilizzazione del regime cui è sottoposto un investimento origina unicamente il pagamento di una compensazione pecuniaria (Fatouros, 1962; El Chiati, 1988).

10.1.6 L'esigenza di un raccordo tra il principio *pacta sunt servanda* e la regola *rebus sic stantibus*

D'altra parte, anche prescindendo da questa realtà del diritto internazionale odierno, il principio *pacta sunt servanda* e il principio di buona fede costituiscono solo una parte del quadro giuridico alla luce del quale deve essere valutata l'azione dello Stato che ha concluso un contratto contenente una clausola di stabilizzazione. Componenti di ordine economico, sociale e politico della relazione in cui si inserisce tale contratto sono destinati a

[10] Per una critica peraltro all'idea contenuta nella pronuncia secondo cui la concessione non violerebbe la sovranità permanente della Libia sulle proprie risorse petrolifere, in quanto si tratterebbe di una concessione relativa solo a una parte di tali risorse e di una concessione limitata nel tempo, v. Verhoeven, 1975, nel quale si sottolinea che la concessione era stata determinata per una durata di 50 anni e che al termine di un tale periodo i giacimenti petroliferi libici avrebbero potuto essere prossimi all'esaurimento, se non addirittura esauriti.

[11] Per una valorizzazione in materia del principio in questione, v. Castañeda, 1974, nel quale si ritiene che esso trovi applicazione in relazione a tutte le materie rette da tale Carta, compreso il suo art. 2 (a termini del quale in materia di disciplina delle risorse naturali ciascuno Stato ha il diritto di procedere a nazionalizzazioni ed espropriazioni di beni esteri secondo il proprio diritto interno, escludendo pertanto ogni ricorso al diritto internazionale e ogni competenza a risolvere le controversie eventualmente insorgenti a giudici diversi da quelli dello Stato che a dette nazionalizzazioni ed espropriazioni proceda).

mutare nel tempo e a incidere sul relativo equilibrio. Questo loro mutare è destinato necessariamente a rilevare in ragione dell'operare della regola *rebus sic stantibus*, che non può non accompagnare l'applicazione del principio *pacta sunt servanda* e del principio di buona fede (Higgins, 1986; El Chiati, 1988).

Stabilire che il mancato rispetto di una clausola di stabilizzazione violi il legittimo affidamento da essa determinato in capo a imprese parti di un contratto di concessione petrolifera contenente una clausola di stabilizzazione del tipo di quello considerato dall'arbitro unico Dupuy e che non sia giustificato dall'operare in relazione a tale contratto dalla regola *rebus sic stantibus* è operazione delicata.

Si può, in teoria, pensare che il suo svolgimento possa essere influenzato dal fatto che l'arbitro che lo compie, essendo un internazionalista, proceda secondo una metodologia improntata all'utilizzazione di criteri propri del diritto internazionale pubblico o invece, non essendo tale, segua criteri del diritto commerciale internazionale. Nel primo caso deve prestarsi particolare attenzione a elementi esterni al contratto propri del diritto internazionale, quali quelli costituiti dalle norme della Convenzione di Vienna sul Diritto dei Trattati, mentre nel secondo al testo del contratto (Wälde e Ndi, 1996).

Di fatto, però, clausole di questo tipo, specie se elaborate in epoca postcoloniale, sono inserite in contratti conclusi nel quadro di una cooperazione per lo sviluppo. Nel considerare concessioni petrolifere oggetto di contratti conclusi in un tale contesto un arbitro non può, comunque, prescindere da un esame particolarmente attento del contenuto dei contratti, in quanto, tipicamente, questi inseriscono la concessione in un intreccio bilanciato di impegni che tiene conto: da un lato, dell'esigenza che l'impresa ha di avere assicurato un certo equilibrio finanziario rispetto agli alti costi e ai rischi inerenti alla ricerca e al ritrovamento di fonti di approvvigionamento; dall'altro, dell'esigenza dello Stato di vedere realizzate, oltre al percepimento di vantaggi fiscali e alla realizzazione dei programmi sociali di impiego e di addestramento del personale locale che sogliono accompagnare dette concessioni (Franko, 1978), esigenze di carattere più generale.

È anche in ragione di questo, oltre che del fatto che i contratti in questione sono contratti di lunga durata, che la stabilizzazione da essi prevista è spesso temperata da clausole che, all'insorgere di eventuali difficoltà, prevedono particolari procedure di consultazione miranti a un loro superamento in via bilaterale.[12]

Conseguenza di questa serie di dati è che un arbitro chiamato a pronunciarsi in relazione alla violazione di una clausola del tipo in questione, anche ove arrivi a riconoscere che lo Stato che conclude un contratto di concessione possa rescinderlo anzitempo, potrà ritenere che esso sia tenuto a una riparazione che vada ben oltre il danno emergente. Esso, d'altro lato, non potrà non riconoscere, allo Stato ospitante, in cui l'attività di esplorazione e/o d'estrazione dia luogo a rilevanti problemi ecologici non previsti né prevedibili al momento della conclusione del contratto di concessione, la possibilità, per la soluzione di detti problemi, di imporre all'impresa esplicante detta attività oneri ulteriori rispetto a quanto previsto dal contratto.

Quanto affermato con riferimento al sopravvenire di problemi ecologici non può non estendersi ad altri sviluppi del contesto situazionale in cui si collochi una concessione petrolifera. Infatti, se è vero che un arbitro, per le considerazioni di cui sopra, deve tener conto dell'equilibrio finanziario dell'investitore, in considerazione della cui ragionevole realizzazione lo Stato ospitante è riuscito a ottenere l'impegno di quello nell'ambito degli spazi sottoposti alla sua sovranità o alla sua giurisdizione, non è pensabile che egli non debba, al fine di realizzare un *contractual balance* (Higgins, 1986), per mantenere lo stesso «equilibrio contrattuale voluto dalle parti»,[13] egualmente tener conto di circostanze impreviste che diminuiscano al di là di ogni possibile previsione i vantaggi che lo Stato ospitante avrebbe potuto legittimamente confidare di trarre dalla concessione.

Anche se la cosiddetta *théorie de l'imprévision* è stata accolta negli ordinamenti dei paesi produttori di petrolio con riferimento al diritto civile (El Chiati, 1988) e, di fatto, a favore di parti contrattuali obbligate a prestazioni pecuniarie, non si può negare che essa sia riconducibile a un principio, di cui la regola *rebus sic stantibus* è espressione, applicabile pure a tutte le parti di un contratto petrolifero internazionalizzato. Il problema di conciliare la possibilità di invocare detta teoria e detta regola con riferimento a un contratto del genere con l'esistenza in esso di una clausola di stabilizzazione si risolve, invero, solo nel problema di contenere tale possibilità entro limiti ragionevoli e di evitare abusi. È per questo che risulta opportuno, se non addirittura fondamentale, l'inserimento in tale tipo di contratti di procedure di consultazione atte a superare i problemi suscettibili di insorgere nel corso della loro esecuzione e di clausole prevedenti un arbitrato di tipo internazionale destinate a trovare applicazione nel caso in cui la soluzione di questi non si riesca a trovare in via bilaterale.

---

[12] Il punto IV dell'Accordo del 6 giugno 1974 Papua Nuova Guinea – Bougainville Copper Co., per es., prevede che «le parti si incontrino a intervalli di sette anni per considerare in buona fede se l'accordo risulta equamente operativo per entrambe, e altrimenti utilizzare i loro migliori intenti per concordare dei cambiamenti necessari all'accordo»; sulla pratica di inserire clausole del genere nei contratti in considerazione, v. Asante, 1979.

[13] Per l'uso di quest'altra espressione si veda il punto 42 della pronuncia resa dall'arbitro unico Dupuy nel caso *California Asiatic Oil Company e Texaco Overseas Petroleum Company* v. *Governo della Repubblica araba di Libia*.

Quel fenomeno, che è in corso nel diritto comunitario e dei singoli Stati membri, di temperare il principio *pacta sunt servanda* con l'applicazione sempre più estesa del principio di buona fede e del divieto di abuso del diritto,[14] non può non ritenersi operante, nel senso indicato, pure con riferimento alla disciplina dei *contratti internazionalizzati*, anche se il sistema giuridico in cui si ritiene che essi siano incardinati (*enracinés*) sia il diritto internazionale.

10.1.7 Gli accordi bilaterali di sfruttamento congiunto conclusi tra Stati costieri in relazione a giacimenti petroliferi comuni o in attesa di delimitazioni definitive delle piattaforme continentali

I problemi giuridici posti dalla ricerca e dallo sfruttamento degli idrocarburi non si esauriscono però in quelli relativi alle concessioni petrolifere che uno Stato attribuisca a imprese private. Essi si pongono anche su un piano più tradizionalmente internazionale: in primo luogo con riferimento alla ricerca, alla coltivazione e alla commercializzazione di risorse petrolifere trovantisi in parti del fondo dei mari adiacenti alle coste di più Stati e per i quali si pongano problemi di delimitazione; in secondo luogo con riferimento al trasporto via mare di tali risorse dalla zona di estrazione a quella in cui sono destinate per la commercializzazione; in terzo luogo, infine, con riferimento alle condizioni in cui è ammessa la loro vendita.

Il fatto che la Convenzione di Montego Bay abbia seguito la Corte Internazionale di Giustizia nel sancire l'inapplicabilità del criterio dell'equidistanza per la delimitazione delle piattaforme continentali di Stati frontalieri o contigui, stabilendo che tale delimitazione debba essere rimessa all'accordo degli Stati interessati e all'equità, ha fatto sì che molte controversie siano sorte per stabilire quale dovesse essere l'equa delimitazione da ritenersi operante tra due o più Stati frontalieri o contigui. Alcune di queste controversie sono state portate davanti alla Corte Internazionale di Giustizia. Questo, per es., è il caso della controversia insorta tra la Libia e Malta (Bundy, 1995).

Per altre, invece, si sono trovate delle forme di cooperazione che nel tempo sono state viste con sempre maggiore favore: si è identificata l'area oggetto di disputa e in relazione a essa si è raggiunto un accordo per una comune ricerca e un comune sfruttamento. È ciò che, per es., si è verificato con il Trattato tra l'Australia e l'Indonesia sulla cooperazione nella *Timor Gap Zone* firmato nel dicembre del 1989 e con quelli conclusi tra il Regno Unito e i Paesi Bassi relativi a giacimenti di petrolio e di gas naturale interessanti contemporaneamente la parte di piattaforma continentale ricadente nella giurisdizione dell'uno e dell'altro Stato.

È interessante notare come, a seguito di questo secondo accordo di principio, i Governi del Regno Unito e dei Paesi Bassi hanno stabilito un programma congiunto di sfruttamento di una parte della piattaforma, conosciuto come il *Markham field*, in virtù del quale i due paesi si sono impegnati a richiedere ai gruppi di imprese, che avevano precedentemente ottenuto da ciascuno di essi licenze di ricerca e sfruttamento, di concludere tra di loro un accordo per regolare lo sfruttamento di tale area e di designare un unico licenziatario ad agire come *unit operator*. A questo unit operator è stato attribuito il compito di sottomettere ai due governi una proposta relativa all'identificazione dell'estensione della zona di sfruttamento e dettagli sul modo in cui il petrolio si sarebbe dovuto suddividere tra i due gruppi delle imprese che avevano precedentemente ottenuto licenza in ciascuna parte della piattaforma continentale risultante dall'avvenuta delimitazione. I governi dei due paesi hanno mantenuto il potere di approvare questa proposta, essendo però previsto un sistema di rinvio a un esperto neutrale per il caso in cui un accordo non sia raggiunto tra i due paesi. La ripartizione delle quantità di petrolio o di gas naturale, risultante dall'approvazione da parte dei due paesi della proposta dell'unit operator o dalla determinazione dell'esperto neutrale, è assunta dall'accordo come base su cui calcolare le tasse e le royalty dovute dai licenziatari di ciascuna delle due parti contraenti.[15]

Un esempio diverso di cooperazione può essere identificato nell'Accordo concluso tra la Thailandia e la Malaysia in relazione a un'area del Golfo di Thailandia su cui insistevano rivendicazioni di giurisdizione, oltre che da parte di quei due paesi, anche della Cambogia e del Vietnam. Essendosi tra Thailandia e Malaysia potuto raggiungere un accordo di delimitazione su quell'area solo per una limitata parte di essa, tali paesi hanno concluso un Memorandum d'intesa nel 1979 identificante un'area triangolare come una *joint development area*. Dopo lunghi negoziati le due parti sono giunte, con un *joint development agreement* del 1990, all'istituzione di una *joint authority*.

Quello che risulta evidente da questi due esempi è che a fronte dei problemi discendenti, nel primo caso,

[14] Si veda nella giurisprudenza comunitaria, per es., la sentenza del Tribunale di Primo Grado del 22 gennaio 1997 relativa al caso *Opel Austria* v. *Consiglio*, causa T-115/94, v. Mengozzi, 1997; Mengozzi, 2004.

[15] Per un precedente di tale soluzione nell'Accordo sulla delimitazione della piattaforma continentale concluso nel 1965 tra Regno Unito e Norvegia e nel connesso Accordo speciale relativo al Frigg Field Reservoir, v. Brownlie, 1979.

da giacimenti sviluppantisi da una parte e dall'altra della linea di demarcazione e, nell'altro, dalla difficoltà di raggiungere un accordo per una tale delimitazione, le parti in causa hanno inteso l'obbligo, stabilito a carico degli Stati dall'art. 83 della Convenzione di Montego Bay, di utilizzare la via dell'accordo per delimitare le rispettive piattaforme continentali, come un obbligo che, se non di facile applicazione, può essere soddisfatto, in sintonia con l'altro criterio enunciato dallo stesso art. 83 della Convenzione di Montego Bay (*criterio dell'equità*), attraverso la realizzazione, almeno in via transitoria, di forme di *joint development*.

Il fatto che, in quei due casi, l'obbligo di utilizzare i due criteri previsti dall'art. 83 sia stato indubbiamente ritenuto capace di essere soddisfatto attraverso l'istituzione di forme di cooperazione quali quelle concretate dall'istituzione di dette *joint development zones*, significa che si sia affermato un principio di cooperazione vincolante, in via generale, gli Stati e i soggetti e gli enti che operano a livello internazionale a perseguire per via di negoziato e accordo la composizione dei loro conflitti d'interesse?

Una risposta affermativa è forse eccessiva. Si può senz'altro rilevare che nella materia specifica della ricerca e dello sfruttamento di idrocarburi, a livello di rapporti tra Stati, forse anche grazie al superamento di accese forme di affermazione delle sovranità statali caratteristiche dell'epoca della guerra fredda, un principio di cooperazione tra Stati, quanto meno tra quelli vicini, sta prendendo corpo. Al riguardo non si può dissentire dall'idea che stia divenendo norma di diritto internazionale generale quanto previsto dall'art. 3 della Carta dei diritti economici e dei doveri degli Stati, adottata dall'Assemblea Generale delle Nazioni Unite il 12 dicembre 1974, a termini del quale «nello sfruttamento di risorse naturali ricadenti trasversalmente entro la giurisdizione di due o più Stati, ciascuno di questi deve cooperare con l'altro o con gli altri sulla base di un sistema di informazione e di previe consultazioni al fine di perseguire un ottimo uso di tali risorse senza causare danno ai legittimi interessi degli altri» (Bundy, 1995).

10.1.8 La cooperazione tra Stati: il caso Reformulated and Conventional Gasoline

Con riferimento alla ricerca, alla coltivazione e allo sfruttamento di idrocarburi si è progressivamente accompagnata alla rivendicazione di poteri sovrani la realizzazione di forme di cooperazione. Ciò, come si è visto, è accaduto, sul piano bilaterale, in relazione a giacimenti di idrocarburi interessanti piattaforme continentali di Stati contigui e frontalieri e nel quadro di accordi conclusi tra più Stati, in relazione al darsi di fenomeni di inquinamento determinati da incidenti occorrenti a navi adibite al trasporto di tali risorse.

Ci si può chiedere se queste forme di cooperazione siano espressione di libere scelte degli Stati che a esse hanno dato avvio o di una esigenza da parte di questi dell'emergere in materia di un principio sancente un obbligo di cooperazione.[16] A un tale interrogativo, con riferimento concreto agli specifici problemi di cui sopra, non è dato fornire una risposta precisa, potendosi solo affermare che l'applicazione di un siffatto principio intervenuta nei casi considerati costituisce la manifestazione di una tendenza dell'attuale modo di svolgersi delle relazioni internazionali. Una risposta a un interrogativo del genere, nel secondo tra i due sensi sopra indicati, può però essere data, con riferimento alla disciplina della messa in commercio di tali risorse, alla luce di un rapporto dell'Appellate Body dell'Organizzazione Mondiale del Commercio (World Trade Organization, WTO), che rivede nella sua motivazione un Report adottato da un Panel il 29 gennaio 1996 (WT/DS/R, United States – Standards for Reformulated and Conventional Gasoline) e che il Dispute Settlement Body del WTO ha adottato il 20 maggio dello stesso anno (AB-1996-1, WT/DS2/AB-R) in una controversia insorta tra il Brasile e il Venezuela, da un lato, e gli Stati Uniti, dall'altro.

La controversia era nata a seguito di un emendamento apportato nel 1990 al Clean Air Act del 1955 degli Stati Uniti (42 U.S.C., parr. 7401-7671q). Con tale emendamento l'Agenzia statunitense per la protezione dell'ambiente (Environmental Protection Agency, EPA) ha istituito la cosiddetta *Gasoline Rule*, ossia una regolamentazione relativa alla composizione e agli effetti di emissione della benzina, al fine di ridurre l'inquinamento dell'aria negli Stati Uniti. La Gasoline Rule permetteva la vendita nelle zone più inquinate del paese solo della benzina previamente sottoposta ad alcuni trattamenti (*reformulated gasoline*). Per il resto del paese prevedeva un regime che era destinato a essere applicato a tutti i raffinatori, miscelatori e importatori di benzina degli Stati Uniti finalizzato a evitare che la benzina messa in commercio non fosse più inquinante rispetto a quella messa in commercio nel 1990 (*conventional gasoline*). Istituendo tale regime l'EPA, da un lato, richiedeva ai raffinatori statunitensi che erano stati operativi almeno per sei mesi nel 1990 di stabilire una *individual refinery baseline*, una linea base individuale di raffinazione, che doveva rappresentare la qualità di benzina prodotta da quel raffinatore nel 1990; d'altro lato, la stessa EPA aveva

[16] Specificante, rispettivamente, il modo in cui deve trovare applicazione l'art. 83 della Convenzione di Montego Bay sopra illustrato e l'idea secondo cui la libertà di trasporto marittimo – compresa quella di trasporto di idrocarburi – deve essere assicurata alle navi di tutti gli Stati in modo che di essa nessuno debba soffrire.

provveduto a definire *ex officio* una *statutory baseline*, una linea base fissata *ex lege*, volta a rappresentare la media della qualità di benzina venduta negli Stati Uniti nel 1990. Tale *statutory baseline* doveva essere il parametro di riferimento dei raffinatori statunitensi che non erano operativi per il tempo richiesto nel 1990, nonché per gli importatori e i miscelatori di benzina.

Nel procedimento svoltosi in sede WTO il Venezuela e il Brasile hanno affermato che la Gasoline Rule era incompatibile, tra l'altro, con l'art. III del General Agreement on Tariffs and Trade (GATT) 1994, poiché comportava una discriminazione tra produttori statunitensi e produttori di Stati terzi (che dovevano rapportarsi alle diverse linee di base stabilite per i primi) e non poteva essere giustificata dall'eccezione prevista dall'art. XX del GATT 1994, il quale stabilisce che «nulla sarà incluso nel presente accordo per impedire l'adozione o l'attuazione, da parte di uno dei contraenti, di misure […] relative alla conservazione di risorse naturali esauribili, purchè tali misure siano legate a restrizioni sulla produzione o sul consumo nazionali» e deve essere letto coordinandolo con il preambolo (*chapeau*) dello stesso art. XX, il quale precisa che detta eccezione opera «fatto salvo il requisito che queste misure non siano applicate in un modo tale da poter costituire un mezzo di discriminazione arbitraria o ingiustificata tra paesi in cui prevalgono condizioni analoghe, ovvero una restrizione mascherata del commerio internazionale».

Sia il Panel che l'Appellate Body sono stati indotti a ritenere che gli Stati Uniti avevano commesso una discriminazione ai sensi dell'art. III del GATT dalla sincerità di un funzionario statunitense dell'EPA, il quale, in un'audizione prestata sotto giuramento dinanzi al Comitato del Senato su lavori pubblici e ambiente nell'aprile del 1994, aveva limpidamente dichiarato che la legislazione attaccata era stata adottata anche con il preciso intento di proteggere la benzina prodotta negli Stati Uniti (WT/DS2/R, United States – Standards for Reformulated and Conventional Gasoline, Report of the Panel, 29 January 1996, par. 3.80).

Il Panel, però, aveva considerato che la discriminazione in questione non potesse essere giustificata dall'eccezione all'applicazione delle regole generali del GATT, di cui, ai sensi dell'art. XX, possono beneficiare misure «relative alla conservazione di risorse naturali esuribili».[17] L'Appellate Body ha, invece, ritenuto che l'eccezione in questione dovesse trovare formalmente applicazione in quanto l'espressione *relativo a* non deve essere intesa come *necessario a* e dovesse, peraltro, darsi rilievo al fatto che le misure dell'EPA dovevano essere qualificate come adottate «in associazione con le restrizioni sulla produzione e i consumi interni» ai sensi del testo dell'art. XX, in quanto applicabili anche a raffinatori statunitensi non operativi negli Stati Uniti, per il tempo richiesto, nel 1990. È però pervenuto a concludere, come aveva già fatto il Panel, nel senso di una incompatibilità con il GATT delle misure statunitensi; e ciò in ragione del fatto che il comportamento di tale paese, benché posto in essere «nella guisa di una misura formalmente rientrante nei termini di una tra le eccezioni previste dall'art. XX», costituiva una «una restrizione non palese sul commercio internazionale» e la costituiva perché – ed è questo che preme sottolineare – concretava una violazione di un dovere di cooperazione incombente agli Stati Uniti nei confronti del Brasile e del Venezuela (Nogueira, 1996; Cho, 1998).

Gli Stati Uniti avevano preteso di giustificare l'imposizione di *statutory baselines* nei confronti degli importatori di petrolio da detti paesi in ragione delle difficoltà di ordine amministrativo che avrebbe incontrato l'applicazione di *individual baselines* a raffinatori stranieri. L'Appellate Body ha respinto tale giustificazione rilevando puntualmente che la documentazione versata in giudizio «non rivela quali sforzi abbiano mai fatto gli Stati Uniti di intraprendere procedure in cooperazione con i governi di Venezuela e Brasile per mitigare le difficoltà amministrative lamentate».

Si è detto che, statuendo in questo modo, l'Appellate Body «lascia un'eredità potenziale significativa nella sua analisi: un cooperazione regolatoria transgovernativa» (Cho, 1998). Anche se questa affermazione è troppo enfatica, non vi è dubbio che nell'interdipendente economia globale attuale i problemi insorgenti con riferimento alla ricerca, alla coltivazione e alla commercializzazione degli idrocarburi determinano sempre più la necessità di conciliare la tutela degli investimenti e del commercio con quella di obiettivi di carattere pubblico degli Stati e dell'intera comunità internazionale.

Una vera e fattiva cooperazione tra i protagonisti delle vicende che riguardano il settore si impone perché essa, più del ricorso a tecniche quali la scelta del diritto applicabile e la previsione di arbitrati internazionali, o comunque in concorso con esse, può concretamente portare a una tale conciliazione. È pertanto oltremodo opportuno che l'Appellate Body dell'Organizzazione Mondiale del Commercio abbia detto quanto sopra indicato (Baroncini, 2005).

Bibliografia citata

Abi-Saab G. (1991) *La souveraineté permanente sur les ressources naturelles*, in: Bedjaoni M. (rédacteur général) *Droit international. Bilan et perspectives*, Paris, Pedone, 2v.; v.II, 641.

[17] Tra di esse ritenendo, al par. 6. 36 del proprio Report, che rientri anche l'aria, ma considerando che per misure «relative alla coservazione di risorse naturali esuribili» dovessero intendersi solo misure necessarie alla tutela di questa.

Anderson J.N., Coulson N.J. (1964) *The Moslim ruler and contractual obligations*, in: Southwestern Legal Foundation. International and comparativela center (edited by) *Selected readings on protection by law of private foreign investments*, New York, Bender.

Arangio-Ruiz G. (1951) *Gli enti soggetti dell'ordinamento internazionale*, Milano, Giuffrè.

Arangio-Ruiz G. (1972a) *Diritto internazionale e personalità giuridica*, Bologna, Cooperativa libraria universitaria.

Arangio-Ruiz G. (1972b) *The normative role of the General Assembly of the United Nations and the declaration of principles of friendly relations (with an Appendix on the concept of international law and the theory of international organisation)*, in: *Recueil des Cours de l'Académie de Droit International de La Haye*, den Haag, 137, 419-742.

Asante S. (1979) *Stability of contractual relations in the transnational investment process*, «International and Comparative Law Quarterly», 28, 411-423.

Baroncini E. (2005) *Il diritto di informazione del consumatore negli accordi GATT e TBT: l'approccio dell'Unione Europea*, in: Venturini G. *et al*. (a cura di) *Le nuove sfide per l'OMC a dieci anni dalla sua istituzione*, Milano, Giuffrè, 287-324.

Birne P., Boyle E A. (1995) *Basic documents on international law and environment*, Oxford, Clarendon, 153.

Bourquin M. (1960) *Arbitration and economic development agreements*, «The Business Lawyer», 15, 860-872.

Brower C.N., Tepe J.P. (1975) *The charter of economic rights and duties of states. A reflection or rejection of international law?*, «The International Lawyer», 9, 313.

Brownlie I. (1979) *Legal status of natural resources in the international law (some aspects)*, in: *Recueil des Cours de l'Académie de Droit International de La Haye*, den Haag, 162, 245-318.

Bundy R.R. (1995) *Natural resource development (oil and gas) and boundary disputes*, in: Blake G.H. *et al.* (edited by) *The peaceful management of transboundary resources*, London, Graham & Trotman, 27.

Castañeda J. (1974) *La Charte des droits et devoirs économiques des États. Note sur son procéssus d'élaboration*, «Annuaire Français de Droit International», 31, 54.

Charpentier J. (1956) *La reconnaissance internationale et l'évolution du droit des gens*, Paris, Pedone.

Cho S. (1998) *Gasoline: United States – Standards for reformulated and conventional gasoline*, «European Journal of International Law», 9.

Conforti B. (2002) *Diritto internazionale*, Napoli, Editoriale Scientifica, 277.

Curtis C.T. (1988) *The legal security of economic development agreements*, «Harvard International Law Journal», 29, 319.

De Visscher C. (1935) *Le déni de justice en droit international*, in: *Recueil des Cours de l'Acadèmie de Droit International de La Haye*, den Haag, 52, 365-442.

El Chiati A.Z. (1988) *Protection of investment in the context of petroleum agreements*, in: *Recueil des Cours de l'Académie de Droit Internationale de la Haye*, Dordrecht, Nijhoff, v. 204, 9-170.

Elian G. (1976) *Le principe de la souverainété sur les ressources nationales et ses incidences juridiques sur le commerce international*, in: *Recueil des Cours de l'Académie de Droit International de La Haye*, den Haag, 149, 11.

Fatouros A. (1962) *Government guarantees to foreign investors*, New York, Columbia University Press, 310-311.

Feuer G. (1975) *Réflexions sur la charte des droits et devoirs économiques*, «Revue Générale de Droit International Public», 295.

Franko L.G. (1978) *Financing economic development*, «Journal of World Trade Law», 12, 121-134.

García-Amador F.V. (1959) *Responsabilité internationale: quatrième rapport*, «Annuaire de la Commission du Droit International», II, Document A/C n. 4/119, 32.

Giardina A. (1980-1981) *State contracts: national versus international law*, «The Italian Yearbook of International Law», 5, 147-170.

Guggenheim P. (1954) *Traité de droit international public*, Génève, Georg, 1953-1954, 2v.; v.II, 68-69.

Guglielmi G. (1970) *Idrocarburi*, in: *Enciclopedia del diritto*, Milano, Giuffrè, 1958-1995, 48v.; v.IXX, 980-996.

Higgins R. (1986) *Legal preconditions of foreign investment*, in: *Proceedings of the International Bar Association seminar on energy law '86*, 232.

International Court of Justice (1969) *North Sea continental shelf cases, judgment*, Report 3.

Jackson R.H. (1990) *Quasi-States: sovereignty, international relations and the Third World*, Cambridge, Cambridge University Press, 21.

Jimenez De Arechaga E. (1968) *Manual of public international law*, London MacMillan.

Jimenez De Arechaga E. (1978) *International law in the past third of a century*, in: *Recueil des Cours de l'Académie de Droit International de La Haye*, den Haag, 159, 307.

Lalive, J.F. (1977) *Un grand arbitrage petrolier entre un gouvernement et deux sociétés privées étrangères*, «Journal du Droit International», 104, 319-389.

Lalive J.F. (1983) *Contrats entre états ou entreprises étatiques et personnes privées: développements récents*, in: *Recueil des Cours de l'Acadèmie de Droit International de La Haye*, den Haag, 181, 86.

Lauterpacht H. (1927) *Private law sources and analogies of international law*, London, Longmans, Green and Co., 149.

Mann F.A. (1975) *Contrats entre États et personnes privées étrangères: the theoretical approach towards the law governing contracts between States and private persons*, «Revue Belge de Droit International», 11, 562-594.

Mengozzi P. (1967) *L'efficacia in Italia di atti di potestà pubblica su beni stranieri*, Milano, Giuffrè, 90.

Mengozzi P. (1971) *Il regime giuridico internazionale del fondo marino*, Milano, Giuffrè, 5.

Mengozzi P. (1977) *The International court of justice, the United Nations Conference and the law of the sea*, «Italian Yearbook of International Law», 95.

Mengozzi P. (1980-1981) *Common heritage of mankind and exclusive economic zone*, «Italian Yearbook of International Law», 5, 65-84.

Mengozzi P. (1997) *Evolution de la méthode suivie par la jurisprudence communautaire en matière de protection de la confiance légitime,* «Revue du Marché Unique Européen», 4, 13-29.

Mengozzi Pi. (2004) *Lo squilibrio delle posizioni contrattuali nel diritto italiano e nel diritto comunitario*, Padova, CEDAM.

M/V "Saiga" case n. 2, Saint Vincent and Grenadine v *Guinea* (2000), «Rivista di Diritto Internazionale», 508.

Nogueira G. (1996) *The first WTO appellate body review. United States: standards for reformulated and conventional gasoline*, «Journal of World Trade», 30, 5-30.

Reitzer L. (1938) *La réparation comme conséquence de l'acte illicite en droit international*, Paris, Recueil Sirey, 173.

Reuter P. (1961) *Principes de droit international public*, in: *Recueil des Cours de l'Académie de Droit International de La Haye*, den Haag, 103, 595.

Rosenberg D. (1983) *Le principe de souverainété des États sur leurs ressources naturelles*, Paris, Librairie générale de droit et de jurisprudence, 306.

Schwarzenberger G. (1945) *International law*, London, Stevens, 1945-1986, 4v.; v.I: *International law as applied by international courts and tribunals*, 233.

Seidl-Hohenveldern I. (1975) *The theory of quasi-international and partly international agreements*, «Revue Belge du Droit International», 11, 567-570.

Smith E.E., Dzienkowski J.S. (1989) *A fifty year perspective on world petroleum arrangements*, «Texas International Law Journal», 13, 35.

Ténekidès G. (1969) *Responsabilité internationale*, in: *Répertoire de droit international*, Paris, Dalloz, 1968-1969, 2v.; v.II, 788-789.

Treves T. (2005) *Diritto internazionale. Problemi fondamentali*, Milano, Giuffrè, 263.

Verdross A. (1959) *The status of foreign private interests stemming from economic development agreements with arbitration clauses*, «Österreich Zeitschrift für Offentiliches Recht», 459.

Verhoeven J. (1975) *Les contrats entre états et ressortissants d'autres états*, in: *Le contrat économique international: évolution et stabilité*, Bruxelles, Bruylant, 224.

Verwey W.D., Schrijver N.J. (1984) *The taking of foreign property under international law. A new legal perspective*, «Netherlands Yearbook of International Law», 3, 27-60.

Wälde T.W., Ndi G. (1996) *Stabilizing international investment commitments. International law versus contract interpretation*, «Texas International Investment Journal», 31, 215-267.

Weil P. (1974) *Les clauses de stabilisation ou d'intangibilité insérées dans les accords de développement économique*, in: *Mélanges offerts à Charles Rousseau: la communauté internationale*, Paris, Pedone, 319-320.

Paolo Mengozzi

Corte di giustizia europea, Corte di prima istanza
Lussemburgo
Università degli Studi di Bologna
Bologna, Italia

Tiziana Zerlia zerlia@ssc.it

IL MARE - Supplemento al Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse
Anno LVII N. 2 - 28 Febbraio 2013
MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO - DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA - DIREZIONE GENERALE PER LE RISORSE MINERARIE ED ENERGETICHE

Il rapporto della *DIREZIONE GENERALE PER LE RISORSE MINERARIE ED ENERGETICHE (MSE)* contiene informazioni chiave sulle attività nazionali di ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare con dati, criteri e norme che regolano o limitano tali attività, compresi i più recenti sviluppi e le novità normative. Sintetizziamo nel seguito alcuni aspetti di rilievo.

Gli idrocarburi del sottosuolo marino nazionale costituiscono un'apprezzabile risorsa il cui sfruttamento contribuisce alla sicurezza energetica del Paese.
I giacimenti di idrocarburi vengono studiati e coltivati in zone del mare italiano - aperte ad attività minerarie - da imprese dotate di capacità tecnica ed economica adeguata, secondo una disciplina normativa settoriale.
Queste aree di mare territoriale e di piattaforma continentale sono istituite con decreti del Ministro dello sviluppo economico, sulla base di conoscenze geologiche e scientifiche che dimostrino l'interesse minerario da pubblica (Stato) o privata (operatori del settore).
Al riguardo, il Ministero dello Sviluppo Economico svolge un ruolo chiave sia nell'ambito della valutazione tecnico-economica dei progetti, sia per il rilascio delle autorizzazioni, per la vigilanza sul regolare svolgimento dei lavori e per il rispetto delle norme di sicurezza nei luoghi di lavoro nell'intero settore della prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ivi incluse le attività offshore.

Considerata la posizione strategica nel Mediterraneo e le competenze in materia, l'Italia si candida a mediatore nei rapporti con i Paesi extra-europei aderenti alla Convenzione di Barcellona – strumento di cooperazione internazionale a carattere regionale per la protezione del Mare Mediterraneo.
Il nostro Paese - dotato di una normativa tra le più severe a livello internazionale e di una lunga esperienza settoriale caratterizzata da elevati standard di sicurezza e competenza anche in termini di protezione dell'ambiente marino - partecipa oggi attivamente all'elaborazione della proposta di direttiva europea sulla sicurezza delle attività offshore.
Alla tematica della tutela uomo-ambiente, il rapporto dedica particolare attenzione inquadrando gli aspetti topici nel panorama mondiale, comunitario e nazionale.
Oltre al QUADRO NORMATIVO COMUNITARIO - che poggia su 3 principali direttive[1] - vengono ricordati:
- il *Piano d'Azione per il Mediterraneo* (Mediterranean Action Plan, *MAP*) adottato dalla Comunità europea per i 16 paesi dell'area Mediterranea ;
- la *Convenzione di Barcellona* "Convenzione per la protezione del Mar Mediterraneo dai rischi dell'inquinamento" quale strumento giuridico e operativo del Mediterranean Action Plan che vede come firmatari i Paesi rivieraschi di entrambe le sponde del bacino, sia UE che extra UE.
- *il Protocollo Offshore* contro l'inquinamento ambientale derivante da attività offshore nel Mediterraneo (entrato in vigore il 25 Marzo 2011, in attuazione della citata "Convenzione di Barcellona").

Rispetto al **PANORAMA NAZIONALE**, vengono segnalati 3 decreti principali [2] e, a margine, vengono riportate le principali norme legate alla specifica disciplina normativa, primaria e di attuazione, con riguardo

[1] Direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione;
Direttiva 96/61/CE del Consiglio, del 24 settembre 1996, sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento;
Direttiva 2000/60/CE, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque.

alla individuazione delle aree potenzialmente sfruttabili, alle condizioni e modalità di rilascio dei titoli minerari e, infine, come si è detto, agli aspetti di sicurezza e di tutela ambientale.

Il volume riporta anche le iniziative[3] adottate nel **"DOPO MACONDO"**, il disastro nel Golfo del Messico ("pozzo Macondo") dell'Aprile 2010, a seguito del quale la Commissione europea - dopo un'approfondita analisi della normativa dell'Unione Europea e degli Stati Membri – ha pubblicato un documento *"Affrontare la sfida della sicurezza delle attività offshore nel settore degli idrocarburi"* (Commissione Europea, 2010), nel quale si evidenzia l'opportunità di un'armonizzazione "verso l'alto" del quadro normativo.

A seguito di tale indagine, la Commissione ha sottoposto uno schema di "Proposta di regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla sicurezza delle attività offshore di prospezione, ricerca e produzione nel settore degli idrocarburi" *(Regolamento Offshore)* – alla valutazione di Parlamento Commissione e Consiglio Europeo.
Infine, con Decisione della Commissione Europea del 19 Gennaio 2012, è stato istituito l'***EU Offshore Authority Group (EUOAG)***, composto da esperti nominati dalle autorità competenti degli Stati membri per la sorveglianza dell'applicazione delle norme nelle attività offshore nel settore degli idrocarburi e delle politiche connesse.

In definitiva, il testo – affronta aspetti di rilievo in materia industriale ed economica, politica (sovranità nazionale), delinea le implicazioni ambientali e di sicurezza e fornisce una ricca serie di dati, tabelle e figure legati ad aspetti di carattere geologico, ai titoli minerari e alle attività di perforazione e di produzione difficilmente reperibili in altro modo.

Si rivolge dunque sia alle amministrazioni che agli operatori di settore ed è in grado di dare risposte anche alle esigenze di conoscenza e trasparenza del singolo cittadino.

Ndr_ Le figure sono tratte dal testo citato, disponibile al LINK:
http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/buig/supplemento57-2/supplemento57-2.pdf

[2] - Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 "Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale";
- Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 624, in attuazione della Direttiva 92/91/CEE;
- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale" e (e successive modifiche/integrazioni).

[3] PROPOSTA DI REGOLAMENTO OFFSHORE, EUOAG E ADESIONE AL PROTOCOLLO OFFSHORE

Monitoraggio e produzione normativa nell'anno 2012

Nel corso del 2012 è stata costantemente monitorata l'evoluzione normativa con potenziale impatto sulle attività minerarie e sui procedimenti autorizzativi di competenza della Direzione. Sulla base delle modifiche alle principali fonti normative, è stata inoltre aggiornata la normativa di settore relativa alla produzione di idrocarburi e allo stoccaggio del gas naturale (Decreti Ministeriali, Decreti Direttoriali, Circolari, Comunicati), in altri casi si è semplicemente proceduto in conformità alle nuove disposizioni di legge. Di seguito una breve descrizione delle modifiche alle principali fonti normative e dei conseguenti impatti sulle attività normative/autorizzatorie/gestionali di competenza della Direzione:

1. Il Decreto Legge 24 gennaio 2012, n. 1 (convertito con modificazioni dalla Legge 24 marzo 2012, n. 27):
    a. all' Art. 16 comma 1, la norma prevede di riversare direttamente sui territori interessati da attività di ricerca/estrazione di idrocarburi una porzione del gettito erariale incrementale derivante dagli utili degli operatori E&P ottenuti a fronte di nuovi investimenti specifici effettuati sui territori stessi. Le modalità di quantificazione di tale gettito incrementale e della sua successiva distribuzione sui territori interessati saranno specificate tramite decreto interministeriale concordato tra il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Economia e delle Finanze. I due Ministeri stanno lavorando per la predisposizione del decreto.
    b. all' Art. 16 comma 2, stabilisce che le attività offshore da effettuarsi con l'impiego di operatori subacquei (Art. 53 del DPR n.886 del 24/5/1979), devono essere effettuate nel rispetto delle regole della buona tecnica definite dalla norma UNI 11366[1] ("Sicurezza e tutela della salute nelle attività subacquee e iperbariche professionali al servizio dell'industria"). Il rinvio esplicito alla norma UNI fornisce un puntuale riferimento alla gestione delle attività subacquee che, per la specificità ambientale che le caratterizza, necessita di norme che possano garantire il raggiungimento dei più alti livelli di sicurezza per tutti i lavoratori subacquei e la possibilità per le aziende italiane di concorrere sul mercato internazionale con proprie regole senza dover ricorrere ad organizzazioni straniere per le omologazioni delle procedure operative aziendali, necessarie per partecipare alle gare di appalto internazionali. Le aziende italiane che si dedicano ai lavori subacquei sono oggi più di 1.500, con un fatturato di oltre 700 milioni di euro per il solo settore degli idrocarburi offshore in acque nazionali e all'estero.

c. all'Art. 41 "Emissioni di obbligazioni e di titoli di debito da parte delle società di progetto - project bond" si stabilisce quali sono i soggetti da cui possono essere emessi i project bond[2] (in particolare le società titolari delle autorizzazioni alla costruzione di infrastrutture di trasporto di gas e delle concessioni di stoccaggio).

2. Il Decreto Legge 9 febbraio 2012, n. 5 (convertito con modificazioni dalla Legge 4 aprile 2012, n. 35) all'Art. 24 va a modificare l'Art. 29-decies del D. Lgs. 152/06 relativo al rispetto delle condizioni dell' Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) inserendo al comma 1 la disposizione, "Per gli impianti localizzati in mare, l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale esegue i controlli […], coordinandosi con gli uffici di vigilanza del Ministero dello sviluppo economico". La modifica normativa stabilisce che la verifica del rispetto dei valori limite di emissione stabiliti dalle AIA per le piattaforme di produzione a mare venga effettuata dall' Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) in coordinamento con gli uffici territoriali UNMIG che si avvalgono dei laboratori chimici incardinati nella divisione V della Direzione. Nel novembre 2012 sono stati effettuati i primi controlli congiunti sulla piattaforma di compressione "Barbara T2" della società eni S.p.A., ubicata nell'off-shore adriatico.

3. La Direttiva Direttoriale 11 giugno 2012 ha previsto la semplificazione delle procedure per la verifica della non interferenza di nuove linee elettriche in terraferma e relativi impianti con titoli minerari, finalizzata al rilascio del Nulla osta dell'autorità mineraria ai sensi dell'articolo 120 del Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775. La direttiva prevede che il proponente la realizzazione di linee elettriche, sia da fonti rinnovabili che ordinarie, verifichi direttamente la sussistenza di interferenze con le aree delle concessioni vigenti utilizzando i dati disponibili sul sito web del Ministero dello sviluppo economico. Nel caso non vengano rilevate interferenze con attività minerarie, il progettista può rilasciare una dichiarazione di non interferenza che equivale a pronuncia positiva da parte dell'amministrazione mineraria prevista dall'articolo 120 del Regio Decreto n. 1775/1933.

4. Il Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 (convertito con modificazioni dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134):
   a. con l' Art. 1 è stata consentita l'emissione di project bond, oltre che per i nuovi progetti o per i nuovi servizi di pubblica utilità in settori strategici, anche ai fini del rifinanziamento del debito precedentemente contratto per la realizzazione di un'infrastruttura o delle opere connesse al servizio di pubblica utilità di cui la predetta

società sia titolare. In tal modo, anche i progetti già avviati potranno godere di tale strumento di finanziamento.

b. con l'Art. 35 ha modificato il D.Lgs. 152/06, in particolare in relazione a quanto introdotto dal D.Lgs. 128/10, stabilendo che:
   i. le attività di ricerca, di prospezione e di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare sono ammesse entro le 12 miglia marine nel caso in cui vengano realizzate nell'ambito di procedimenti concessori e autorizzatori in corso alla data di entrata in vigore del D. Lgs. 128/10, quindi al 26 agosto 2010. A seguito di tale disposizione, gli iter autorizzativi bloccati a seguito dell'entrata in vigore del D.Lgs. 128/10 potranno essere riattivati.
   ii. le attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione di idrocarburi (Side Track, Workover), se effettuate a partire da opere esistenti e nell'ambito dei limiti di produzione ed emissione dei programmi di lavoro già approvati, sono soggette ad autorizzazione rilasciata dagli uffici territoriali UNMIG. Al fine di definire in dettaglio le procedure legate alle nuove disposizioni di legge è stata emanata la Circolare Ministeriale 17 ottobre 2012 descritta in seguito nel dettaglio.
   iii. si avrà un aumento, rispetto a quanto definito nel D.Lgs. 625/96, dell'aliquota di prodotto (royalties) che i titolari delle concessioni di coltivazione in mare sono tenuti a corrispondere annualmente: dal 7% al 10% per il gas, dal 4% al 7% per l'olio. Le somme corrispondenti al valore dell'incremento dell'aliquota saranno destinate ad assicurare il pieno svolgimento delle azioni di monitoraggio e contrasto dell'inquinamento marino di competenza del Ministero dell'Ambiente e delle attività' di vigilanza e controllo della sicurezza degli impianti di ricerca e coltivazione in mare di competenza della Direzione.

c. con l'Art. 38 ha integrato l' Art. 1 della L. 239 del 23/8/2004 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" stabilendo che, al fine di semplificare le attività di realizzazione delle infrastrutture energetiche, in caso di mancata espressione da parte delle amministrazioni regionali degli atti di assenso o di intesa, entro il termine di 150 giorni dalla richiesta nonché nel caso di mancata definizione dell' Intesa, il MiSE invita le medesime a provvedere entro un termine non superiore a 30 giorni. In caso di ulteriore inerzia da parte delle amministrazioni regionali interessate, lo stesso Ministero rimette gli atti alla Presidenza del

Consiglio dei Ministri, la quale, entro 60 giorni dalla rimessione, provvede in merito con la partecipazione della regione interessata.

d. con l'Art. 40 ha modificato il D.Lgs. 85/10 in materia di attribuzione a comuni, province, città metropolitane e regioni di un proprio patrimonio, definendo il passaggio delle miniere da patrimonio disponibile delle provincie a patrimonio indisponibile delle regioni.

5. La Legge 7 agosto 2012, n. 134 all' Art. 38-ter ha modificato il Decreto Legge 9 febbraio 2012, n. 5 includendo l'energia geotermica tra le fonti energetiche strategiche ai sensi della L. 239 del 23/8/2004, e nello specifico gli impianti per l'estrazione di energia geotermica di cui al D.Lgs. 22/10.

6. La Circolare Ministeriale 17 ottobre 2012, già citata, "Modalità di applicazione dell'articolo 1, comma 82-sexies, della Legge 23 agosto 2004, n.239 introdotto dall'articolo 27, comma 34, della Legge 23 luglio 2009 n.99 e dal comma 1 dell'articolo 35 del Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 convertito con modificazioni della legge 7 agosto 2012 n. 134", emessa dalla Direzione, fornisce direttive in materia di procedure da seguire per il rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione delle attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione di idrocarburi, compresa la perforazione, se effettuate a partire da opere esistenti (Art. 1, comma 82-sexies, della L. 23 agosto 2004, n. 239) e per le successive verifiche del rispetto dei limiti emissivi e di produzione già approvati. In particolare, nella Circolare:
   a. i "limiti di produzione" sono definiti come la produzione annuale massima prevista nel programma lavori approvato all'atto del conferimento della concessione ovvero quella prevista nell'ultimo programma di coltivazione approvato;
   b. i "limiti di emissione" sono definiti come i limiti stabiliti dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 e s.m.i. o, ove presenti, quelli stabiliti nelle autorizzazioni rilasciate, ai sensi dello stesso decreto legislativo, dalle autorità competenti.

7. Il Decreto Legge 18 ottobre 2012, n. 179 ("Decreto Legge Crescita-bis" convertito con modificazioni con la Legge 17 dicembre 2012, n. . 221) all'Art. 34:
   a. comma 16, rinvia ad un decreto del Ministero dello sviluppo economico, definito di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze, per le modalità di stipula degli accordi di compensazione ambientale di cui all'Art. 1, comma 5, della L.23 agosto 2004, n. 239.

b. comma 18, stabilisce che le concessioni di stoccaggio di gas naturale hanno una durata di trenta anni, prorogabile non più di una volta e per dieci anni. La modifica normativa rimodula la disciplina delle concessioni di stoccaggio che prevedeva il rilascio di titoli con durata di 20 anni con possibilità di due proroghe decennali. La norma non impatta sulle concessioni di stoccaggio rilasciate prima dell'entrata in vigore del D.Lgs. 625 /96, che attualmente sono ancora nel primo periodo di vigenza a 30 anni, secondo quanto previsto dalla disciplina di stoccaggio contenuta nella L. 170 /1974.
c. comma 19, permette il proseguo delle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi nel caso di ritardi nella conclusione dei procedimenti autorizzativi collegati ai titoli minerari, che si intendono quindi automaticamente prorogati fino all'espressione delle Amministrazioni coinvolte nel procedimento.
d. comma 28, stabilisce che agli impianti pilota di cui al comma 3-bis del D.Lgs. 22/10 (che utilizzano fluidi geotermici a media ed alta entalpia con re-iniezione del fluido nelle stesse formazioni di provenienza, emissioni nulle e massima potenza nominale installata pari a 5MW), per consentire il pieno utilizzo del limite di 5 MW previsti, il calcolo della potenza dei singoli progetti non deve essere riferito a quella istallata, ma a quella massima misurata alla immissione in rete e quindi al netto della potenza del dispositivo di liquefazione. La disposizione tiene dunque in considerazione il fatto che, per raggiungere l'obiettivo delle emissioni nulle da impianti di produzione geotermoelettrica, è necessario mantenere il fluido geotermico allo stato liquido, impiegando circa il 20% della potenza elettrica prodotta.

8. La Circolare Ministeriale 30 ottobre 2012 "Disposizioni in merito alle garanzie finanziarie per le attività di chiusura mineraria di pozzi esplorativi di ripristino delle aree interessate da detti pozzi esplorativi da realizzare nell'ambito di permessi di ricerca e di concessioni per la coltivazione di idrocarburi in terraferma", emessa dalla Direzione, fornisce direttive relativamente agli importi e alle procedure da seguire per la presentazione delle garanzie finanziarie che, ai sensi del D.D. 22/3/2011, taluni soggetti – nello specifico società aventi capitale sociale versato inferiore a 10 milioni di euro titolari di permessi di ricerca e concessioni di coltivazione a terra - sono tenuti a versare in relazione alla realizzazione di pozzi esplorativi.

9. La Circolare Ministeriale 18 dicembre 2012 contenente le "procedure di prevenzione incendi per le attività di cui al n. 7 dell' Allegato I al D.P.R. 151/2011", cui corrisponde una speculare Circolare emanata dal Ministero dell'Interno (Dipartimento dei Vigili del Fuoco del Soccorso Pubblico e

della Difesa Civile). L'emanazione di tale Circolare si è resa necessaria in quanto il D.P.R. 151/11 ha incluso nei controlli anche le "centrali di produzione di idrocarburi liquidi e gassosi e di stoccaggio sotterraneo di gas naturale", col fine di aggiornare le analoghe Circolari del 1997 che già regolavano il coordinamento tra procedure di prevenzione incendi e procedimenti autorizzativi per tali attività di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico, ai sensi del D.P.R. 886/1979 ed del D.Lgs. 624/1996 e s.m.i.

10. Decreto Ministeriale 27 dicembre 2012: con questo Decreto è stata ampliata la Zona marina "C" (area rossa in Figura 2), già istituita con Legge 21 luglio 1967, n. 613, nel Mare Ionio meridionale e nel Canale di Sicilia. Tale ampliamento consente sia di accogliere eventuali istanze per l'esplorazione e/o la ricerca come previsto dall' art. 3, comma 2 del Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625, sia di esercitare la sovranità nazionale in quelle zone di piattaforma continentale, nel pieno rispetto dei principi di diritto internazionale in quanto tali aree sono posizionate all'interno della linea mediana con i Paesi frontisti del Mediterraneo (Grecia, Libia e Malta).
    Infine, per quanto riguarda le attività work in progress, è in corso di emanazione il Decreto Attuativo denominato "Decreto Comunicazione" come da disposizioni dell'Art. 31 del Decreto Legislativo 14 settembre 2011, n. 162 sullo stoccaggio di CO2. Tale decreto andrà a fissare i contenuti e le modalità di diffusione al pubblico delle informazioni ambientali concernenti lo stoccaggio geologico del biossido di carbonio (CO2).

[1]La norma UNI 11366 definisce i criteri e le modalità per l'esecuzione di attività subacquee ed iperbariche professionali al servizio dell'industria, le caratteristiche delle attrezzature e degli equipaggiamenti utilizzati ed i requisiti di natura professionale che deve possedere il personale coinvolto, tali da garantire la sicurezza e la tutela della salute dei medesimi lavoratori durante l'espletamento delle attività. La norma fornisce indicazioni precise sulle modalità per la conduzione di operazioni subacquee: tali operazioni devono essere eseguite esclusivamente da personale qualificato ed esperto; le immersioni subacquee devono seguire precise ed indifferibili procedure che consentano il monitoraggio ed il contatto costante ed ininterrotto fra l'uomo immerso e la superficie; in caso di emergenza deve essere consentito il ritorno in superficie, o comunque in una situazione di sicurezza, del personale. Infine è prescritto l'utilizzo di attrezzature specifiche ed adatte alle varie situazioni di lavoro e ne vengono specificati i requisiti, i controlli, le prove e la manutenzione. E' descritto in dettaglio come devono essere effettuate le operazioni subacquee in basso fondale (da 0 a 50 metri di profondità), in alto fondale (oltre i 50 metri), con campana aperta, con immersione da un mezzo di posizionamento dinamico. Per ciascuna delle tipologie indicate, la norma stabilisce l'equipaggiamento minimo necessario all'immersione, la composizione della squadra, il metodo d'immersione, le operazioni di decompressione, ecc. Infine, per le attività di addestramento e formazione per le funzioni lavorative subacquee ed iperbariche la norma UNI specifica i requisiti generali dei centri di formazione per l'addestramento, i requisiti della struttura organizzativa per la gestione in sicurezza dell'addestramento, i requisiti di ammissibilità alle attività di addestramento subacqueo.

[2]I project bond sono obbligazioni di scopo emesse da società che realizzano un progetto infrastrutturale o un servizio di pubblica utilità, per finanziarne la realizzazione e sono destinati ad investitori istituzionali. Il rimborso dei project bond dipende unicamente dai flussi finanziari che il progetto è in grado di assicurare.

Il petrolio italiano: uno sguardo d'insieme

The Italian oil: an overview

A cura del SITEB

Riassunto

Non siamo il Texas, e nemmeno il Kuwait. Ma anche noi abbiamo il nostro petrolio. Le ricerche più recenti affermano che più o meno 840 milioni di barili di greggio riposano sotto il territorio italiano. Le stime aggiungono riserve probabili per almeno altri 400 milioni di barili, che potrebbero salire anche fino a un miliardo. Ai prezzi attuali un miliardo e mezzo di barili di oro nero valgono 100 miliardi di euro: quattro volte la recente manovra finanziaria italiana.

Summary

We are not Texas neither Kuwait, but we have our own oil as well. The most recent researches highlight that about 840 millions of oil barrels are available in Italy. Further 400 millions oil barrels are estimated to be able to assure an increase of our reserves up to one billion of barrels. At the present time, one and an half billion oil is worth 100 billion Euros: four times the latest Italian government budget.

1. Alla ricerca dell'oro nero italiano

L'attività estrattiva di petrolio in Italia si svolge sia a terra (nel 2009 si sono estratte 4 milioni di tonnellate) sia sul sottofondo marino (circa 525.000 tonnellate) (**Fig. 1**). Oltre che in Basilicata, dove si estrae oltre il 70% del petrolio nazionale proveniente dai giacimenti della Val d'Agri di proprietà di Eni e Shell, le regioni in cui sono presenti pozzi a terra sono l'Emilia Romagna, il Lazio, la Lombardia, il Molise, il Piemonte e la Sicilia.
Il greggio italiano sta quasi tutto in una fascia "anticlinale", una sorta di mezzaluna che segue il fianco orientale dell'Appennino: parte dalla Pianura Padana, scende nelle colline dalla Romagna fino in Molise, Basilicata e Puglia, allargandosi anche alla Calabria ionica e arrivando fino in Sicilia, nei territori compresi tra Siracusa e Ragusa.
Un importante giacimento è a Trecate, tra Novara e la Malpensa, ma è ormai è esaurito. A Cortemaggiore, nel piacentino, c'era un altro giacimento sfruttato da Eni fino agli anni '70, mentre al largo di Venezia esistono giacimenti (soprattutto di gas) che però non sono al momento toccati per timore di innescare fenomeni di subsidenza. I giacimenti siciliani di grezzo pesante sono sfruttati da anni.
Nel mare le piattaforme attive sono 9 per un totale di 76 pozzi, da cui si estrae il grezzo. Due sono localizzate di fronte alla costa marchigiana (Civitanova Marche), tre di fronte a quella abruzzese (Vasto) e le altre quattro nel Canale di Sicilia, di fronte al tratto di costa tra Gela e Ragusa.
Delle oltre 500mila tonnellate estratte nel 2009, il 50% circa proviene dalle piattaforme denominate Rospo di Mare, di proprietà Edison, di fronte alla costa abruzzese.
Ad oggi sono stati rilasciati, tra terra e mare, 95 permessi di ricerca di idrocarburi, di cui 24 a mare, interessando un'area di circa 11mila kmq, e 71 a terra, per ol-

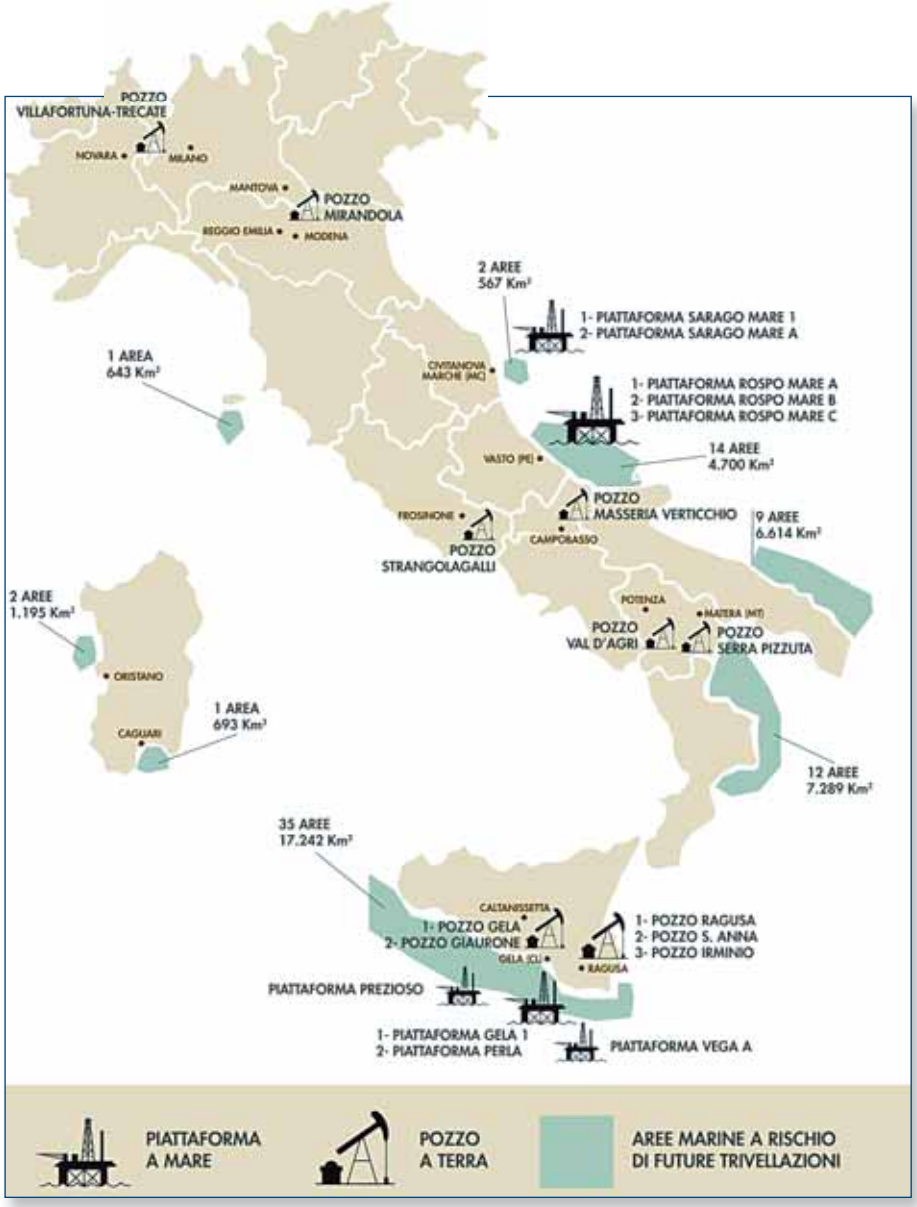


Fig. 1 L'estrazione del petrolio in Italia

Tab. 1 L'estrazione petrolifera nel mare italiano

Regione	Titolo	Piattaforme	Operatore	Produzione totale 2009 (t)
Zona B	B.C 7.LF	Sarago Mare (1-A)	Edison	108.366
Zona B	B.C 8.LF	Rospo Mare (A-B-C)	Edison	245.478
Zona C	C.C 1.AG	Gela 1	Eni Mediterranea Idrocarburi	35.688
Zona C	C.C 3.AG	Perla Prezioso	Eni Mediterranea Idrocarburi	126.344
Zona C	C.C 6.EO	Vega A	Edison	10.029
Totale				525.905

Zona B Medio Adriatico, da Riccione (Emilia Romagna) a Termoli (Molise)
Zona C Tutta l'area che circonda la Sicilia, parte del canale di Sicilia e Mar Mediterraneo (area intorno Lampedusa)

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

tre 25mila kmq. A questi si devono aggiungere le 65 istanze presentate negli ultimi due anni, di cui 41 a mare, per una superficie di 23mila kmq. In particolare la corsa all'oro nero, stando anche alla localizzazione delle riserve disponibili, riguarda le aree del mar Adriatico centro-meridionale, dello Ionio e del Canale di Sicilia. Ma nuove richieste di ricerca sono state avanzate anche per il Golfo di Cagliari e Oristano e per un'area tra le isole del Parco nazionale dell'arcipelago toscano.
Su terra invece la ricerca del petrolio dovrebbe riguardare soprattutto le regioni del Sud, dove le stime localizzano il 90% delle riserve nazionali.

1.1 L'attività estrattiva in mare

La produzione di grezzo a mare nel 2009 è stata in totale di 525.905 tonnellate, di cui 353.844 in Zona B (Adriatico Centrale) e 172.061 in Zona C (Tirreno Meridionale e Canale di Sicilia). Il dettaglio delle singole concessioni è riportato nella **Tab 1**.
Nei primi due mesi del 2010 la produzione è aumentata in totale di quasi il 35%, passando da 83.882 a 113.136 tonnellate.
Nello specifico è stata registrata una flessione dell'8% in Zona B (passando dalle 58.020 tonnellate del 2009 alle 53.470 del 2010) e un notevole aumento pari al 130% in Zona C (passando dalle 25.863 tonnellate del 2009 alle 59.666 del 2010).

1.2 L'attività estrattiva a terra

La produzione di petrolio a terra è concentrata in 7 Regioni (Basilicata, Emilia Romagna, Lazio, Lombardia, Molise, Piemonte, Sicilia) e riguarda territori nelle province di Poten-

za, Matera, Modena, Reggio Emilia, Frosinone, Mantova, Milano, Campobasso, Novara, Caltanissetta e Ragusa. La produzione nel 2009 è stata in totale di 4.024.912 tonnellate; di queste ben il 74% arriva dalla sola Val d'Agri, in provincia di Potenza. Le aree date in concessione occupano 1.275 kmq per un totale di 266 pozzi, considerando solo quelli destinati allo sviluppo della coltivazione.
Andando nel dettaglio delle singole concessioni rilasciate e attive la situazione è riassunta nella **Tab. 2**.

2. Le fasi della ricerca petrolifera

La ricerca del petrolio procede generalmente in tre fasi. La prima è rappresentata dalle indagini geofisiche: si conducono studi che utilizzano normalmente la sismica di riflessione inviando onde elastiche nel sottosuolo, che si rifrangono e riflettono su certe discontinuità geologiche, dette specchi. Quindi, se l'esito è positivo, si passa alla seconda fase, in cui si verifica se le anomalie significano anche presenza di giacimenti di idrocarburi. In questa fase si conducono mini-trivellazioni utili a fornire dei campioni e se dai campioni emerge la presenza di idrocarburi si passa alla terza fase, quella della trivellazione. Per ognuna di queste fasi, in Italia, occorre il permesso dei Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente.
Anche per la ricerca di petrolio in mare si inviano onde elastiche verso il fondale, questa volta mediante cannoni ad aria. L'aria, colpendo il fondale, produce particolari onde che, rimbalzando verso la superficie, fanno vibrare i captatori (idrofoni). Le vibrazioni dei captatori danno ai ricercatori indicazioni sulla presenza eventuale di idrocarburi o di giacimenti di gas.
In Italia molta dell'attività di ricerca consiste in quello che viene definito "l'upstream dell'upstream": aziende anche medie e piccole vanno in cerca di qualsiasi traccia di petrolio (e anche di gas) con l'obiettivo di ottenere le concessioni per le estrazioni e poi cederle ad altri gruppi che si occuperanno della trivellazione e della produzione.

Tab. 2 L'estrazione petrolifera a terra

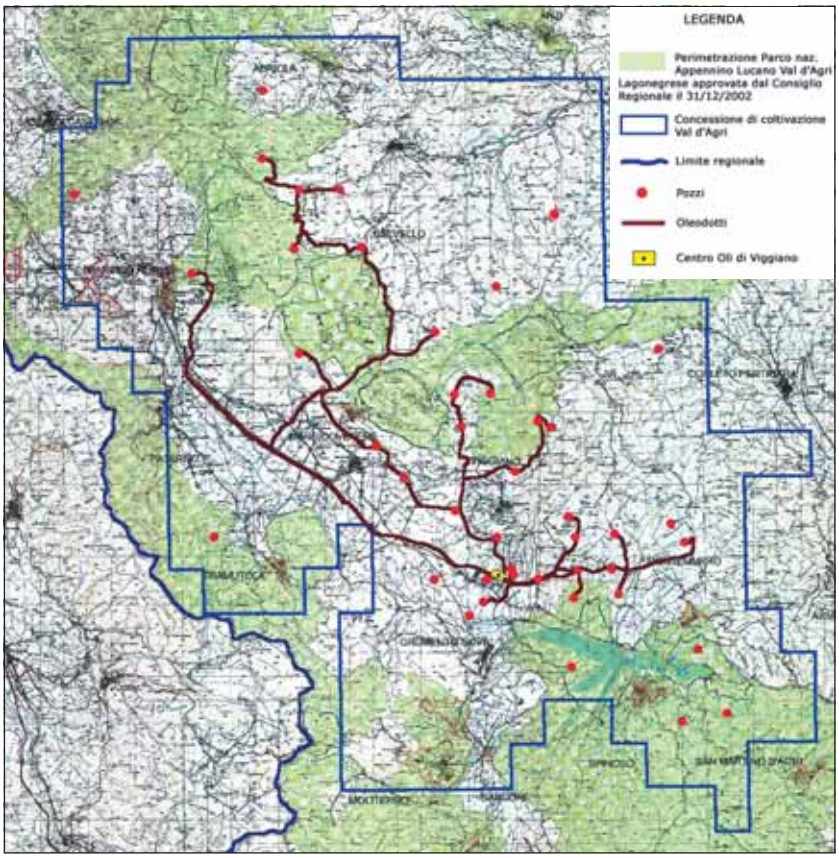
Regione	Provincia/e	Operatore	Titolo	Area in concessione (kmq)	Pozzi di sviluppo	Produzione 2009 (t)
Basilicata	Matera	Eni	Serra Pizzuta	62,55	3	12.597
Basilicata	Potenza	Eni (60,77%) Shell (39,23%)	Val d'Agri	660,15	23	3.142.935
Emilia Romagna-Lombardia	Modena, Reggio Emilia, Mantova	Padana Energia	Mirandola	121,96	17	28.870
Lazio	Frosinone	Pentex Italia	Strangolagalli	41,14	24	225
Molise	Campobasso	Adriatica Idrocarburi	Masseria Verticchio	36,5	8	20.819
Piemonte-Lombardia	Novara, Milano	Eni	Villafortuna-Trecate	142,41	22*	263.382
Sicilia	Caltanissetta	Eni Mediterranea Idrocarburi	Gela	92,22	102	304.395
Sicilia	Caltanissetta	Eni Mediterranea Idrocarburi	Giaurone	13,00	4	115.531
Sicilia	Ragusa	Eni Mediterranea Idrocarburi	Ragusa	77,56	62**	73.041
Sicilia	Ragusa	Eni Mediterranea Idrocarburi	S. Anna	22,23	n.d.	12.226
Sicilia	Ragusa	Irminio	Irminio	39,76	1	50.891
Italia				**1.274,25**	**266**	**4.024.912**

* di cui 1 olio prevalente e gas e 1 indiziato ad olio
** di cui tre olio prevalente e gas

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

3. Il potenziale nascosto

Come detto, oggi i 700 pozzi attivi nel nostro Paese rendono ogni anno quattro milioni di tonnellate di greggio a terra e mezzo milione a mare. Una quantità che copre circa il 5% del nostro fabbisogno; a livello di riserve di greggio l'Italia viene, in Europa, subito dopo i quattro Paesi che sfruttano i giacimenti del Mare del Nord ed è la prima per le riserve a terra.
Secondo gli ultimi dati del Ministero dello Sviluppo Economico le riserve recuperabili a terra e nel sottofondo marino (calcolate come la somma delle certe, più il 50% delle probabili e il 20% delle possibili) sono 129 milioni di tonnellate circa (**Tab. 3**).
I problemi derivano dalle resistenze locali e dalla burocrazia che, soprattutto a livello regionale, rende molto difficile avviare le estrazioni. Secondo Assomineraria in Italia si potrebbero già fare partire investimenti nella ricerca di idrocarburi per 5,4 miliardi di euro, in 57 progetti di esplorazione, produzione e stoccaggio relativamente a combustibili fossili. Nomisma aggiunge che la ricaduta occupazionale sui settori direttamente coinvolti in questi progetti nella produzione di beni e servizi potrebbe ammontare a circa 34.000 addetti-anno, cifra da raddoppiare se si considerassero i positivi impatti indiretti sull'economia. Negli ultimi anni c'è stato un grande aumento delle richieste per studiare le potenzialità petrolifere del nostro territorio. Le compagnie italiane e straniere si sono messe in fila ai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente per ottenere le autorizzazioni. A fine 2010 sono stati 95 i permessi rilasciati: 71 a terra (25mila chilometri quadrati, un'area equivalente alla Sicilia) e 24 a mare (11mila chilometri quadrati, quanto l'Abruzzo). Oltre a 65 istanze per nuove ricerche: 24 a terra (7mila kmq) e 41 a mare (23mila).



Carta dei giacimenti petroliferi nel Parco Nazionale dell'Appennino Lucano Val d'Agri Lagonegrese *(Fonte: Eni - Regione Basilicata)*

Tab. 3 Le riserve nazionali di petrolio nel 2008

	Certe	Probabili	Possibili	Recuperabili	%
TERRAFERMA					
Nord Italia	1.402	1.435	0	2.120	1,6
Centro Italia	129	2.413	813	1.498	1,2
Sud Italia	52.023	73.237	98.318	108.305	83,8
Sicilia	1.960	8.968	4.975	7.438	5,8
Totale	55.513	86.035	104.107	119.361	92,4
MARE					
Zona B	3.863	4.091	0	5.909	4,6
Zona C	2.344	616	336	2.719	2,1
Zona F	312	1.847	118	1.259	1
Totale	6.519	6.555	454	9.887	7,6
Totale Italia	**62.032**	**92.607**	**104.561**	**129.248**	**100**

Zona B Medio Adriatico, da Riccione (Emilia Romagna) a Termoli (Molise)
Zona C Tutta l'area che circonda la Sicilia, parte del Canale di Sicilia e Mar Mediterraneo (area intorno Lampedusa)
Zona F Basso Adriatico e Mare Ionio dall'area del Gargano allo Stretto di Messina (zona esterna)

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Per gli Enti locali autorizzare le estrazioni può essere una buona opportunità: in Italia le *royalties*, cioè la quota dei ricavi dall'attività di estrazione da versare allo Stato, sono pari al 4%. Annualmente i primi 300.000 barili di petrolio costituiscono poi titolo di franchigia gratuita (si ricorda che un barile equivale a 159 litri e che quindi ci sono 6,3 barili in un metro cubo). Con questo sistema il settore estrattivo nel 2009 ha versato allo Stato più di un miliardo di euro sul reddito e oltre 260 milioni in *royalties*.
In Basilicata, dove il settore ha nella Val d'Agri il principale centro produttivo, nel 2009 gli Enti locali hanno incassato 600 milioni di euro, utili a realizzare opere pubbliche e sviluppare iniziative legate all'archeologia e al turismo. Anche se i posti di lavoro creati, dicono dalla Cgil regionale, non sono i 2mila inizialmente promessi, ma solo poco più di 500.
L'Eni in Val d'Agri oggi produce 85mila barili di petrolio al giorno. Quando sarà a regime la produzione salirà a 105 mila barili. A Tempa Rossa, nella Valle del Sauro, Total, Shell ed Exxon hanno già investito 250 milioni di euro e ne metteranno altri 800 per avviare le estrazioni nel 2012. Prevedono di ottenere, a regime, 50 mila barili al giorno e 350 mila metri cubi di gas. La Regione Basilicata ha ottenuto per la concessione, tra l'altro, la fornitura gratuita di tutto il gas naturale estraibile con un minimo garantito di 750 milioni di metri cubi.

4. Le importazioni di greggio

I base ai dati che pubblica Unione Petrolifera (**Tab. 4**), relativi ai primi dieci mesi del 2010, le importazioni di greggio in Italia segnano un decremento dello 0,2% rispetto al corrispondente periodo del 2009, valore che invece diventa positivo (+3%) se si considerano i soli arrivi in conto proprio. Gli arrivi dal Medio Oriente presentano un forte aumento (+28,9%) a causa della crescita delle importazioni dall'Iran e dall'Arabia Saudita.
Netta variazione negativa da parte dei Paesi africani (-6,6%) per una riduzione soprattutto degli arrivi dei greggi libici. La Russia invece evidenzia un forte calo degli arrivi del suo greggio, ma sono le ex Repubbliche sovietiche come Azerbaijan e Kazakhstan a segnare aumenti molto consistenti. Per quanto riguarda i maggiori Paesi fornitori, si conferma il primato della Libia con il 24,3% (e ciò, in questa fase storica particolare, desta qualche lecita preoccupazione); seguono a debita distanza l'Iran con il 15,3% e la Russia (15%).

5. I consumi petroliferi e la produzione delle raffinerie

L'Unione Petrolifera ha anche pubblicato i dati relativi ai consumi di petrolio in Italia nei primi undici mesi del 2010. Dalla ricerca è emersa una leggera diminuzione

Tab. 4 **Importazioni di greggio nei primi dieci mesi del 2010**

	Milioni t.	Peso %	Variazione %/2009
Medio Oriente	**20,73**	**35,0**	**+ 28,9**
Arabia Saudita	4,34	7,3	+ 17,0
Iran	9,07	15,3	+ 92,0
Iraq	5,32	9,0	- 18,5
Siria	2	3,4	+ 79,5
Africa	**19,24**	**32,5**	**- 6,6**
Algeria	0,70	1,2	+ 139,1
Camerun	0,41	0,7	- 26,5
Egitto	1,03	1,7	- 29,6
Guinea Equatoriale	1,31	2,2	+ 57,0
Libia	14,41	24,3	- 10,6
Nigeria	0,57	1,0	- 46,5
Altri Africa	0,81	1,4	+ 188,6
Russia	**8,87**	**15,0**	**- 24,9**
Azerbaijan	7,87	13,3	+ 10,1
Kazakhstan	1,59	2,7	+ 23,2
Norvegia	0,25	0,4	- 28,8
Albania	0,25	0,4	+ 9,9
Altri	0,46	0,8	
TOTALE CONTO PROPRIO	**59,26**	**100,0**	**+ 3,0**
Totale conto committente estero	**4,73**		**- 25,6**
Totale importazioni	**63,99**		**- 0,2**

della domanda complessiva di petrolio rispetto all'anno precedente, dovuta principalmente al calo dei consumi di carburante. Nei primi undici mesi 2010 i consumi nazionali di prodotti petroliferi, valutati in circa 66,8 milioni di tonnellate, hanno registrato un decremento pari al 2,9% rispetto allo stesso periodo del 2009 (**Tab. 5**).
A fronte di ciò, con riferimento agli ultimi dati disponibili relativi ai primi undici mesi del 2010, le lavorazioni delle raffinerie italiane sono stimate in 83 milioni di tonnellate, con un incremento del 3,3% rispetto allo stesso periodo del 2009. ■

Tab. 5 I consumi petroliferi (primi undici mesi 2010)

	Migliaia t.	Variazione % vs. 2009
Gpl	2.970	+5,0
Benzina autotrazione	9.131	-5,9
Petrolio	12,2	+54,4
Carboturbo	3.588	+4,6
Gasolio	26.799	-1,0
Olio combustibile	1.214	-30,9
Lubrificanti	404	+11,0
Bitume	1.920	-14,2
Altri prodotti	2.718,4	-12,2
Totale consumi	**66.792**	**-2,9**

TASSAZIONE DELLA PRODUZIONE DI GAS E PETROLIO IN ITALIA: UN CONFRONTO

Direttore di ricerca: Davide Tabarelli
Responsabile: Carlo Bevilacqua Ariosti
Coordinatore di ricerca: Eugenia Famiglietti
Ricercatori: Matteo Monti, Elvira Oliva, Francesco Pendolino

30 gennaio 2012

NE Nomisma Energia srl
Via Montebello, 2 – 40121 BOLOGNA
Tel. +39 051 199 86 550 – Fax +39 051 199 86 580
www.nomismaenergia.it

INDICE

Indice ..... **I**

Sommario **3**

1. Il contesto **7**

1.1. Il settore del gas e del petrolio nel mondo e in Italia 7

1.2. Effetti del blocco degli investimenti 10

1.1. La complessità delle fasi di un progetto ed i lunghi tempi autorizzativi 11

1.1.1. Effetti dei ritardi in Italia 13

2. La rendita mineraria e la sua tassazione **15**

2.1. Teoria delle royalties e dei canoni 18

2.2. Regime fiscale delle imprese E&P 18

2.2.1. Imposta sui Redditi delle Società (IRES) e Imposta Regionale sulle Attività Produttive (IRAP) 19

2.2.2. Le addizionali IRES 20

2.2.3. Trattamento fiscale dei costi di una impresa E&P 20

3. La tassazione della produzione di petrolio e gas in Italia **22**

3.1. Royalties e canoni 23

3.1.1. Il Bonus Idrocarburi 26

3.1.2. Le compensazioni per il territorio 27

3.2. Tassazione complessiva 27

3.3. Esempio di tassazione progetto a terra 30

4. Il confronto con gli altri Paesi **34**

4.1. Il confronto tra diverse regolazioni fiscali 34

4.1.1. Il rapporto Doing Business 2011 34

4.1.2. Il rapporto Paying Taxes 2011 34

4.2. La tassazione in Australia, Canada, Danimarca, Francia, Irlanda, Norvegia, UK, USA 36

4.2.1. Australia 36

Prelievo specifico per le attività E&P 37

4.2.2. Canada 38

Prelievo fiscale specifico per attività E&P 39

4.2.3. Alberta 40

Prelievo fiscale specifico per attività E&P 41

4.2.4. Danimarca 43

Prelievo fiscale specifico per attività E&P 43

4.2.5. Francia 45
Prelievo fiscale per attività E&P 46
4.2.6. Irlanda 47
Prelievo fiscale specifico per attività E&P 47
4.2.7. Norvegia 49
Prelievo fiscale specifico per attività E&P 49
4.2.8. Regno Unito 52
Prelievo fiscale specifico per attività E&P 53
4.2.9. Stati Uniti d'America 55
Prelievo fiscale specifico per attività E&P 56
4.2.10. Conclusioni del confronto internazionale dei Paesi europei 59
Appendice - Il modello norvegese 61
Acronimi, equivalenze e fattori di conversione 65
Glossario 66
Bibliografia 70

I termini in carattere corsivo riportati all'interno del testo sono definiti nella sezione glossario.

SOMMARIO

Con il termine *royalties* si indica il pagamento di un compenso con lo scopo di poter sfruttare un dato bene ai fini commerciali; sono quindi adottate per la remunerazione di diritti ceduti a terzi. In campo industriale, con riferimento alle attività di *ricerca* e *coltivazione* di idrocarburi, esse sono applicate al valore della produzione e fanno parte del più generale sistema di prelievo statale. In Italia il sistema di prelievo fiscale sull'attività di *esplorazione* e produzione di idrocarburi combina *royalties*, *canoni* d'*esplorazione* e produzione, tassazione specifica e imposte sul reddito della società. Per tale ragione il semplice paragone con le *royalties* di altri Paesi deve essere compiuto considerando tutta la tassazione nel suo complesso.

Il sistema fiscale italiano delle attività di *ricerca* e *coltivazione* degli idrocarburi tiene conto dei seguenti fattori:

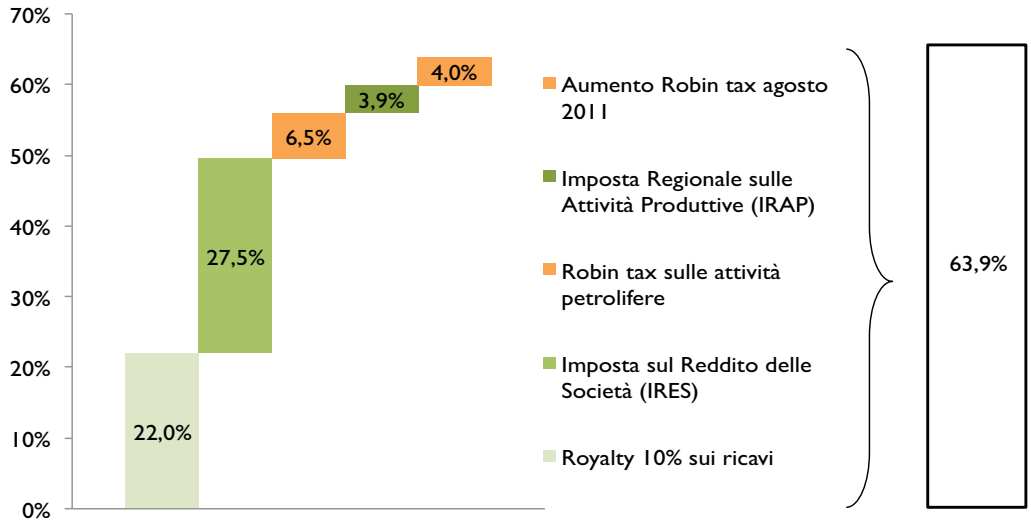
a) disponibilità di *riserve* di gas e petrolio (produzione di 11,6 milioni tonnellate equivalenti petrolio (mln.tep), dato 2010);

b) forte vocazione di paese importatore: nel 2010 sono stati importati 128 mln.tep su un totale di consumi di 140 mln.tep, pari a circa il 91%

In Italia la *royalty* su terra è attualmente del 10% (a seguito dell'incremento del 3% introdotto nel 2009), mentre su mare è del 7% per il gas e del 4% per il petrolio, ed è applicata sul valore di vendita delle quantità prodotte. Per renderla confrontabile alle altre forme di tassazione sugli utili, occorre formulare ipotesi di costi che portano a elaborare un caso definito "situazione ideale" in Italia dove una *royalty* del 10% sui ricavi è equivalente ad una tassa sugli utili del 22% (vedi Figura "Tassazione sugli utili delle attività petrolifere in Italia (% dell'utile al netto delle tasse)).

Per stabilire il prelievo fiscale totale sulle attività di estrazione e produzione di idrocarburi, alla *royalty* va aggiunta la tassazione sui redditi delle società, *IRES*, con aliquota al 27,5%, l'imposta regionale sulle attività produttive, *IRAP*, al 3,9%, e la *Robin tax*, l'addizionale *IRES* introdotta nel 2008, aumentata nel 2009 e soprattutto nell'agosto 2011, al 10,5%[1]; complessivamente la tassazione dell'Italia sulle attività petrolifere è in media pari al 63,9% (figura seguente). Inoltre, tenendo conto dell'addizionale *IRES* del 4% introdotta con la l. 7/2009, il prelievo complessivo può salire fino al 68%.

Tassazione sugli utili delle attività petrolifere in Italia (% dell'utile al netto delle tasse)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

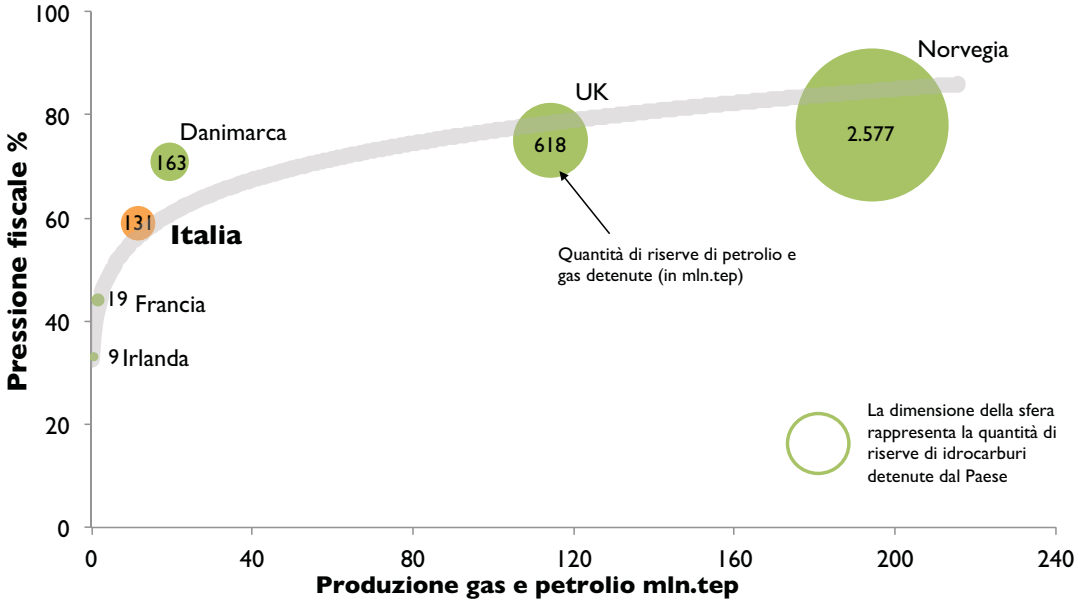
Rispetto agli altri Paesi con cui il confronto è possibile, sostanzialmente solo i membri *OCSE*, il livello di tassazione italiano dell'ordine del 63,9% è relativamente alto, in particolare se si considera che la produzione nazionale è in calo a

[1] Tale calcolo rappresenta un'approssimazione, poiché IRES e IRAP sono conteggiate su basi imponibili diverse, ma necessario ai fini del nostro studio.

fronte di *riserve* che possono svolgere ancora un ruolo strategico. Paragoni con i sistemi dei Paesi produttori, in particolare dell'area *OPEC*, non sono, infatti, possibili poiché questi presentano regimi contrattuali nettamente diversi da quello *concessorio* tipico delle nazioni non *OPEC*.

I Paesi europei confrontati con l'Italia sono Danimarca, Francia, Irlanda, Norvegia e UK, caratterizzati, però, da ampie differenze circa gli strumenti di prelievo fiscale, i livelli di produzione di idrocarburi e la redditività degli investimenti. Dal raffronto emerge con chiarezza che gli Stati con maggiore prelievo fiscale sono in genere quelli con più alta produzione, dove le imprese riescono ad ottenere alta redditività e a garantire un alto flusso di investimenti ed occupazione nel tempo. In Italia, al contrario, la produzione è ridotta, la redditività contenuta con investimenti rallentati, ma la pressione fiscale è relativamente alta. Tra i Paesi europei con alta produzione, alta redditività ed alta tassazione troviamo, Norvegia e UK, con prelievi fiscali in media, rispettivamente, del 78% e tra il 68 e l'82%. Tra gli Stati con bassa produzione ma alta redditività degli investimenti troviamo l'Irlanda, il cui basso prelievo, in media tra il 25 e il 45%, è volto a incentivare la produzione, attualmente sotto il mln.tep. La Francia è invece l'unico dei Paesi analizzati con bassa produzione, redditività media, e basso prelievo fiscale, in media tra il 37 ed il 50%, anche in questo caso diretto a favorire l'aumento della produzione. Infine, ridotta produzione, bassa redditività ma alta pressione fiscale sono riscontrabili in Danimarca e Italia, i cui prelievi sono in un range del 64-77,5% (Danimarca) e del 50-67,9% (Italia).

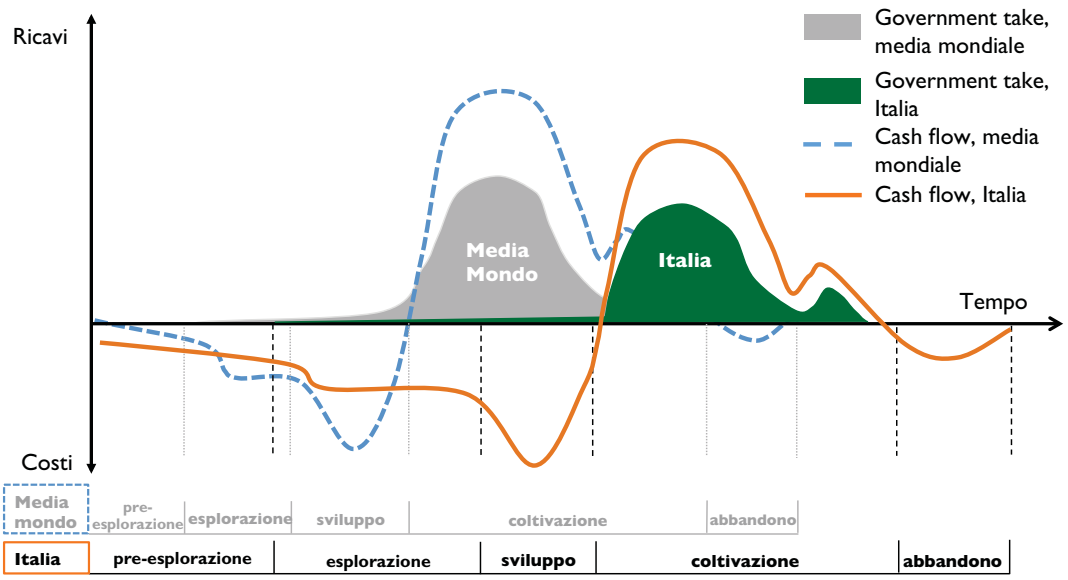
Confronto rapporto pressione fiscale media sulle attività di esplorazione e sviluppo/produzione di idrocarburi 2010 (in mln.tep) in Europa



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Nel definire la convenienza ad investire, per le imprese, oltre alla pressione fiscale, altrettanto importanti sono i tempi autorizzativi. In Italia questi arrivano ad essere di gran lunga superiori alla durata media del resto del mondo. Per ottenere un'autorizzazione per la fase esplorativa si attende, infatti, oltre il 70% in più rispetto alla media globale, ed il ritardo aumenta ulteriormente per la fase di *coltivazione*, dove un'autorizzazione può essere concessa in oltre 9 anni, contro una media di 4 all'estero. Ciò comporta maggiori costi ed incertezze che impediscono alle aziende di investire.

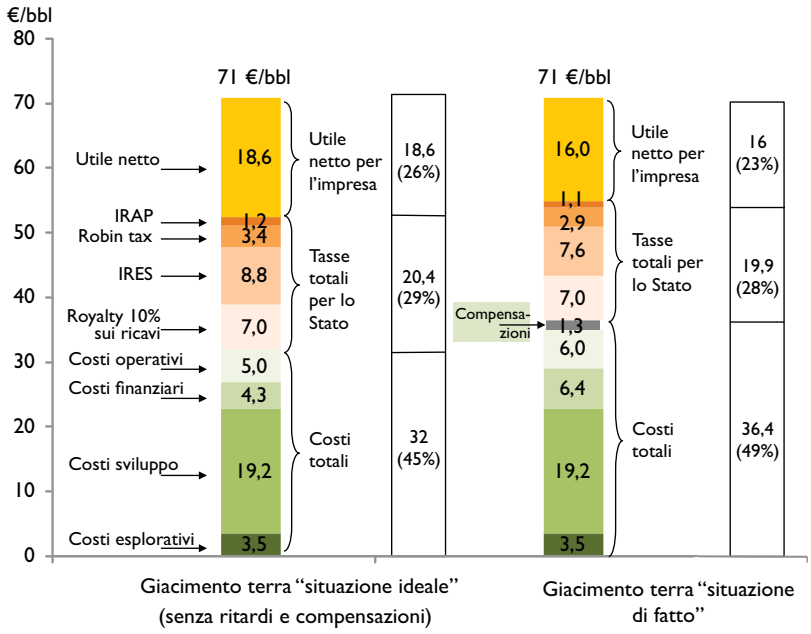
Attività di esplorazione e sviluppo nel settore upstream e cash flow



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Prendendo a riferimento un caso tipico di sviluppo di un *giacimento* in Italia nelle migliori condizioni ipotizzabili, definito "situazione ideale", senza compensazioni e ritardi, e confrontandolo con le condizioni reali di un progetto in Italia, caso definito "situazione di fatto", caratterizzato da lunghi tempi e da compensazioni alte, emerge che le entrate per lo Stato e i profitti per le imprese sono entrambi minori rispetto al caso "situazione ideale". Le peculiarità del sistema italiano penalizzano, pertanto, sia lo Stato che l'operatore. La seguente figura riporta il calcolo partendo da un *giacimento* tipico con prezzi del petrolio intorno ai 71 €/bbl, livello dei prezzi di agosto 2011 valido per un tipico greggio italiano.

Ripartizione del valore del barile (€/bbl)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

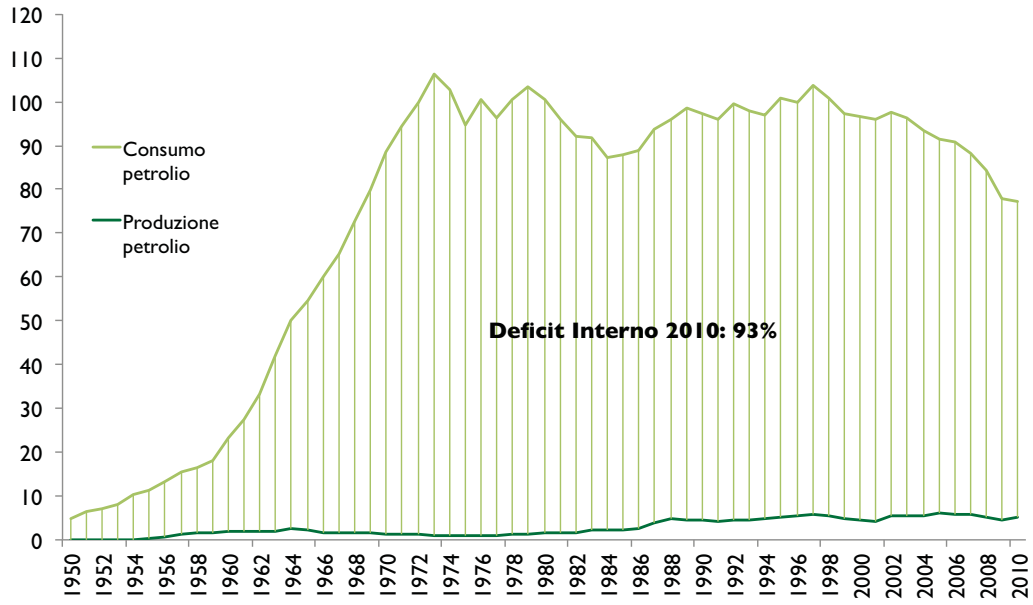
Si riporta come riferimento il caso della Norvegia, uno dei Paesi, in Europa, più importanti per produzione di gas e petrolio, con livelli superiori di oltre 20 volte a quelli dell'Italia. Grazie ad un sistema di abbattimento del reddito imponibile, attraverso la possibilità di totale recupero dei costi esplorativi e un aumento consentito dei costi di sviluppo del 30% (*uplift*), e, le imprese possono sopportare un prelievo fiscale sugli utili relativamente alto, peraltro in assenza di *royalties*, eliminate a metà degli anni '80. Il rischio geologico è per buona parte trasferito allo Stato, mentre l'alto grado di certezza del sistema fiscale ed il favorevole contesto industriale fanno sì che la Norvegia sia il Paese in Europa dove le compagnie petrolifere preferiscono investire. Vale ricordare come la Norvegia, proprio grazie al petrolio e alla sua fiscalità, sia lo Stato, in base agli indicatori ONU, che ha il tasso di sviluppo umano più alto al mondo.

1. IL CONTESTO

1.1. Il settore del gas e del petrolio nel mondo e in Italia

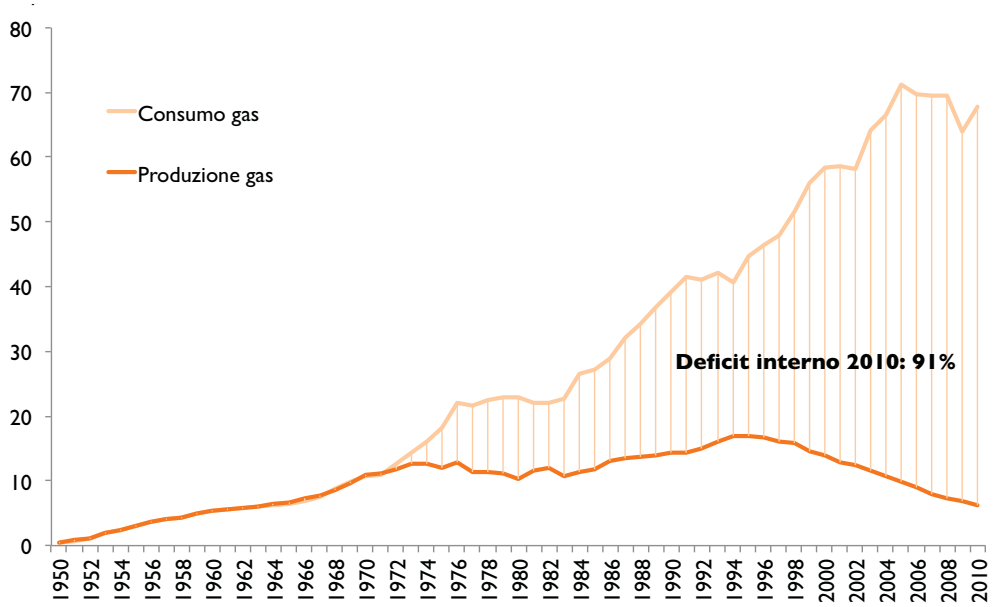
Nel mondo il petrolio e il gas sono da oltre 40 anni le due fonti principali a copertura del consumo totale di energia, rispettivamente con una quota del 30% e del 22% nel 2011. La produzione di petrolio nel 2010 è stata di 3,2 miliardi di tonnellate, circa il 24% in più rispetto a 20 anni prima. Quella di gas, i cui consumi crescono di più, è stata di 2,9 miliardi di tonnellate equivalenti petrolio (tep), il 60% in più rispetto a vent'anni prima. In Italia, i consumi di gas e petrolio si attestano intorno a 140 mln.tep, circa 10 mln.tep in più rispetto a 10 anni fa, in quanto il calo di quelli di petrolio è compensato dall'aumento di quelli di gas. La produzione interna di gas e petrolio è in calo a 11,6 mln.tep, ossia 11 mln.tep in meno rispetto al picco del 1996. Tale dinamica (aumento dei consumi, diminuzione della produzione) tende ad aggravare il deficit energetico del nostro Paese.

Figura 1 - Produzione e consumi di petrolio in Italia (mln.tep)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

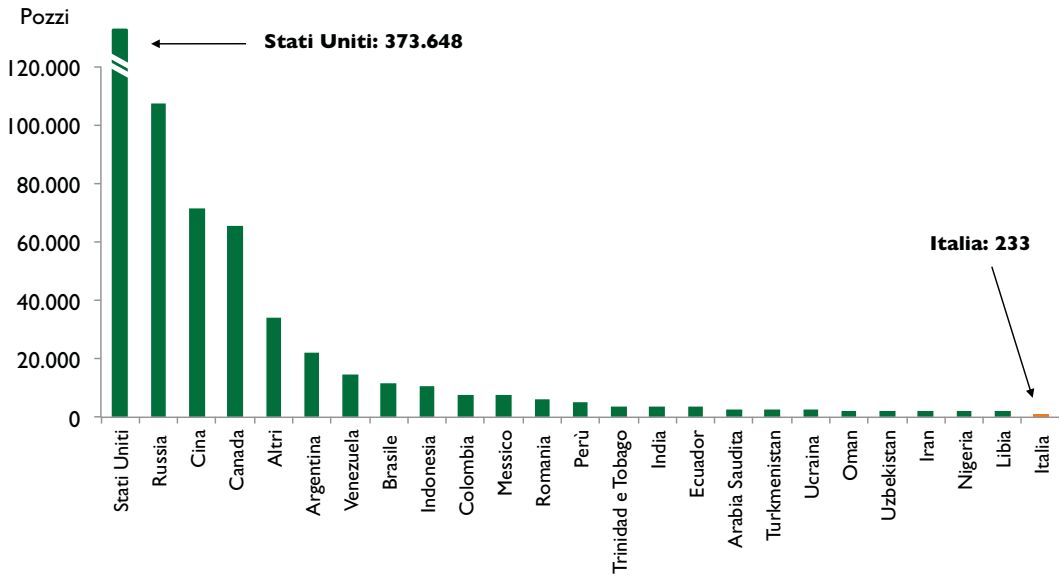
Figura 2 – Produzione e consumi di gas in Italia (mln.tep)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

L'attuale produzione di gas e petrolio nel mondo giunge da numerosi pozzi petroliferi realizzati in tutto il pianeta. In totale, quelli attivi di gas e petrolio su terra sono circa 1,5 milioni, mentre quelli su piattaforme in mare sono altri 30 mila. Le statistiche dettagliate per Paese esistono solo per i pozzi di greggio, sia mare che terra, e ci restituiscono un totale di quasi 800 mila pozzi, di cui circa la metà negli Stati Uniti e con il valore dell'Italia superiore alle 200 unità. Fra i Paesi che consumano petrolio e che hanno ingenti *riserve* d'idrocarburi, la loro modesta presenza sul territorio italiano, fa sì che il nostro Paese giochi un ruolo minore.

Figura 3– Pozzi produttivi nel mondo al 31 dicembre 2010 (solo greggio)

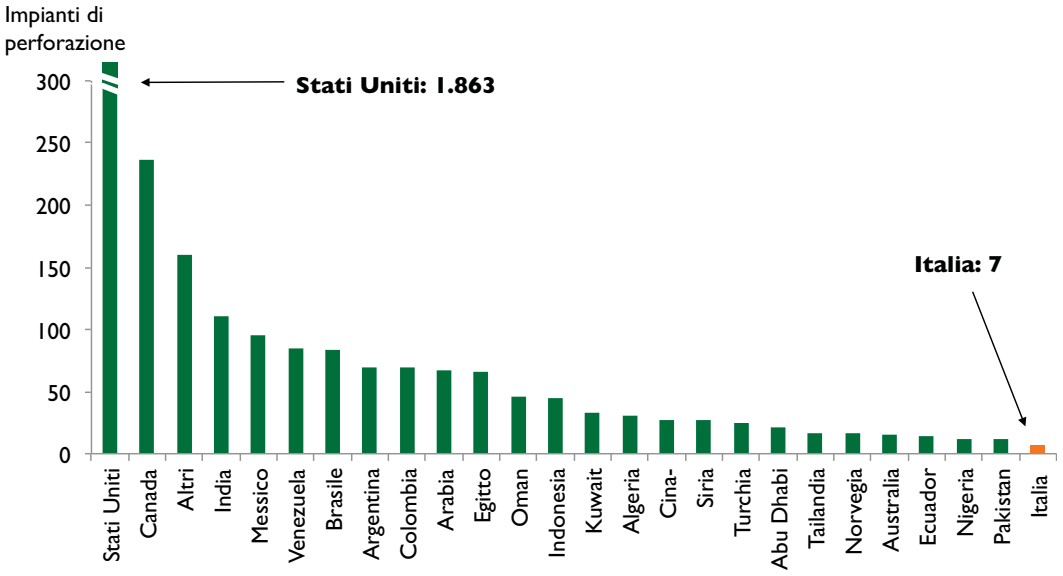


Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati UNMIG e Oil & Gas Journal

Altro indicatore significativo dell'attività dell'industria estrattiva sono le strutture di perforazione, o torri di perforazione (in inglese *drilling rigs*) le cui statistiche sono tenute dalla Baker Hughes, società di servizi all'industria

petrolifera. Su un totale di 3.257 strutture a metà 2011, in Italia ne erano presenti solo 7, valore che va confrontato con livelli intorno a 200 all'inizio degli anni '90.

Figura 4 – Impianti di perforazione (drilling rigs) attivi a giugno 2011

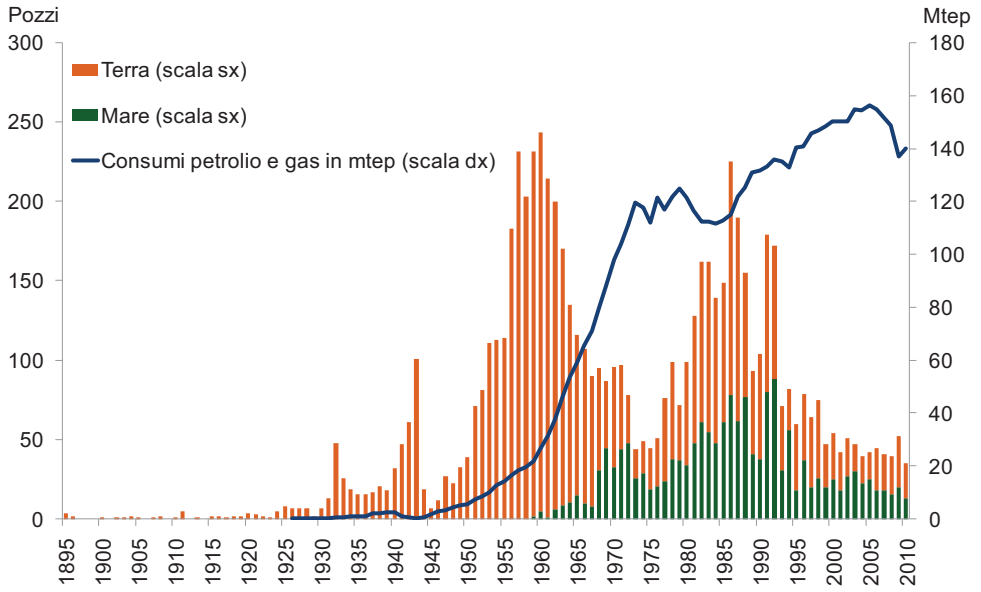


Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati Baker Huges

I pozzi di gas e petrolio attivi in Italia a settembre 2010, in base alle statistiche del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), erano 1.010, di cui 233 solo per petrolio e il resto a gas. Sempre nel 2010 hanno prodotto in totale 11,6 mln.tep, il che equivale in media ad una produzione per pozzo di circa 11.500 tonnellate anno. Riferendo questa media produttiva alle importazioni di petrolio e gas dall'estero, pari a 128 mln.tep, è possibile stimare in circa 11.130 (128 milioni diviso 11.500) i pozzi esistenti all'estero che estraggono idrocarburi da consumare in Italia.

L'esplosione dei consumi di gas e petrolio in Italia all'inizio degli anni '50, elemento essenziale del boom economico del Paese, aveva trovato riscontro nel forte incremento della produzione interna e della perforazione di nuovi pozzi. In quegli anni furono raggiunti record storici di perforazione con oltre 200 pozzi all'anno, grazie anche ad una intensa attività di ricerca sismica nel Paese per acquisire nuove conoscenze geologiche. Dagli anni '60 si è assistito ad un sensibile decremento dell'attività, per lo spostamento dell'industria nazionale su *giacimenti* all'estero, nettamente più convenienti in termini di produzione. Le perforazioni in Italia ripresero sensibilmente negli anni '80, anche per effetto delle politiche successive alle crisi energetiche volte a ridurre la dipendenza dall'estero, generando un deciso incremento della produzione nazionale. Dai primi anni '90, tuttavia, è iniziata una diminuzione delle perforazioni, tuttora in corso, che contrasta nettamente con la continua crescita dei consumi.

Figura 5 – Pozzi perforati per anno (esplorativi, produttivi, non produttivi e stoccaggi) e consumi di petrolio e gas in Italia



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati UNMIG

1.2. Effetti del blocco degli investimenti

Il mancato sfruttamento del'intera potenzialità di greggio e gas deve essere interpretata come una limitazione allo sviluppo del Paese per le seguenti ragioni:

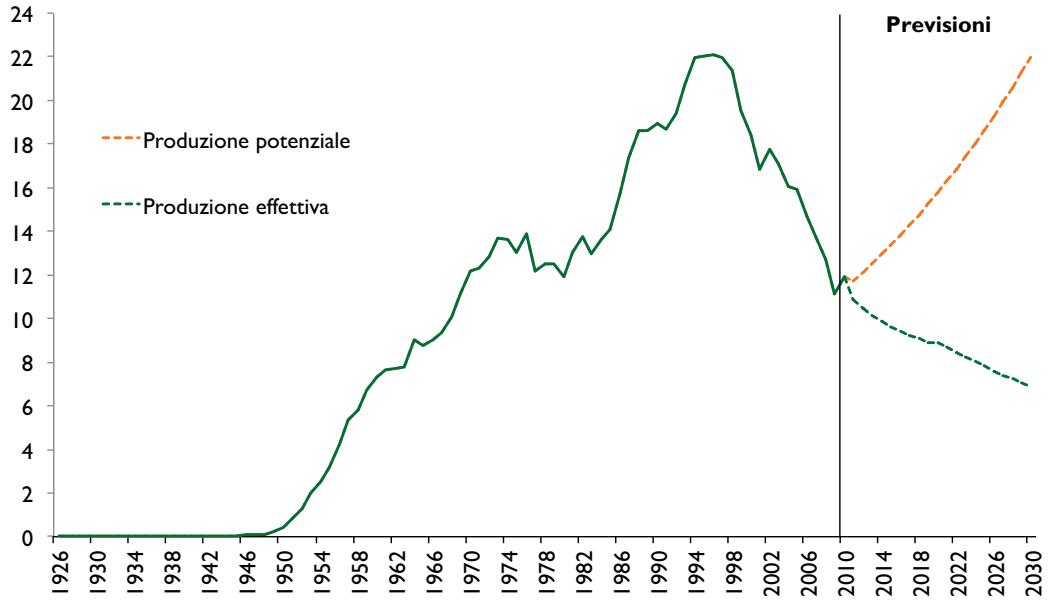
1. le maggiori importazioni dall'estero peggiorano il deficit energetico, il più alto fra i Paesi industrializzati;
2. vengono trasferite all'estero risorse finanziarie che si sarebbero potute investire in Italia, creando maggiore ricchezza e lavoro; questi investimenti sono stimati in oltre 5 mld.€ in grado di generare circa 34 mila addetti, su un periodo di 4 anni (NE Nomisma Energia/Assomineraria - 2009)[2];
3. non vengono sfruttate le *riserve* di gas e petrolio già scoperte, che non vengono valorizzate per via dei continui rinvii nella messa in produzione.

E' possibile quantificare economicamente tale impoverimento stimando le mancate entrate da *royalties* e da altra tassazione che si sarebbero generate in seguito ad una maggiore produzione. La produzione potenziale in Italia potrebbe essere allineata ai livelli già raggiunti all'inizio degli anni '90, intorno ai 20 mln.tep, in ragione delle *riserve* scoperte e pronte per essere sfruttate. Pertanto, il possibile aumento di produzione può essere cautelativamente stimata in oltre 8 mln.tep. Su questa mancata produzione, per proporzione, le entrate da *royalties* sarebbero nell'ordine di oltre 500 mln.€.

A queste vanno aggiunte le mancate tasse, che si sarebbero applicate sull'attività di produzione ed *esplorazione*. In base all'analisi incrociata dei dati dei bilanci aziendali e dei livelli di tassazione *IRES*, *IRAP* e *Robin tax*, nel 2010 le mancate entrate sono state di oltre 500 mln.€. In totale nel 2010, le minori entrate da fiscalità in Italia per mancato sfruttamento delle potenzialità di produzione sono stimabili in 1,1 mld.€. Nei prossimi 10 anni si tratta di mancate entrate dell'ordine di oltre 11 mld.€.

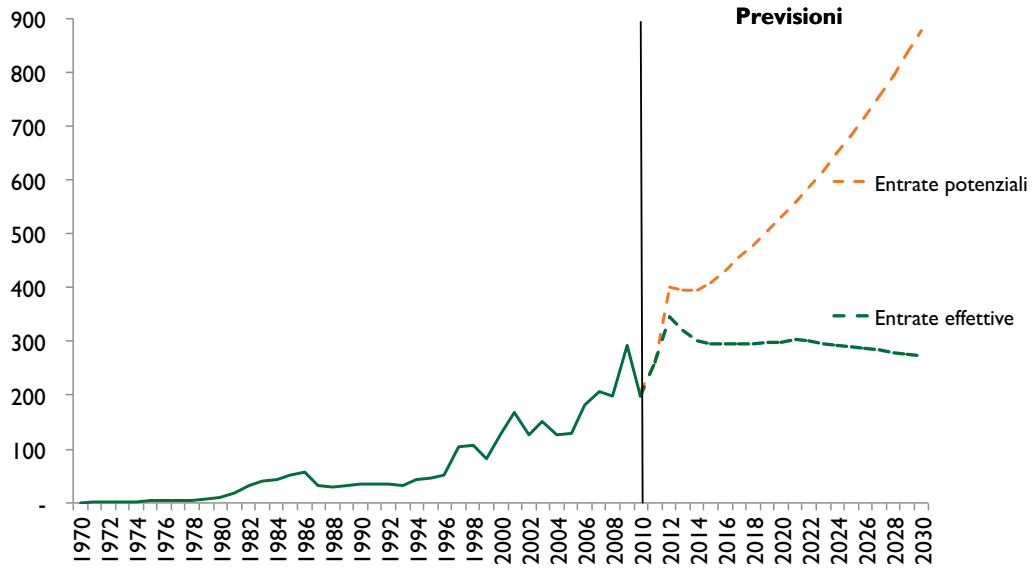
[2] Questo valore risulta da uno studio condotto da NE Nomisma Energia per conto di Assomineraria che quantifica l'impatto occupazionale degli investimenti nel settore dell'*esplorazione*, produzione e stoccaggio di idrocarburi in Italia.
Partendo da un ammontare di investimenti potenziali di 5,4 mld.€, attraverso indagine diretta con gli operatori di mercato è stato possibile quantificare un impatto occupazionale totale di quasi 34.000 addetti da ripartire su 4 anni impiegati nelle imprese che forniscono servizi al settore E&P, con un rapporto medio di 6 occupati creati per mln.€ di investimento.
Il rapporto di 6 deriva da interviste dirette, ma è confortato da analisi macro tramite l'impiego delle tavole input output, da cui risulta che, per l'intera economia, allargando cioè il perimetro degli effetti anche a servizi indiretti (come alberghi e pulizie), il rapporto sale a 11, per un totale di 58.800 addetti impiegati in tutti i settori (in 4 anni).

Figura 6 - Produzione potenziale e effettiva di petrolio e gas in Italia (mln.tep)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Figura 7 - Entrate da royalties in Italia (mln.€)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

1.1. La complessità delle fasi di un progetto ed i lunghi tempi autorizzativi

Una delle ragioni del mancato sfruttamento dell'intera potenzialità estrattiva in Italia è da ricondurre alle caratteristiche proprie del sistema burocratico, caratterizzato da alta laboriosità e da frammentazione delle competenze.

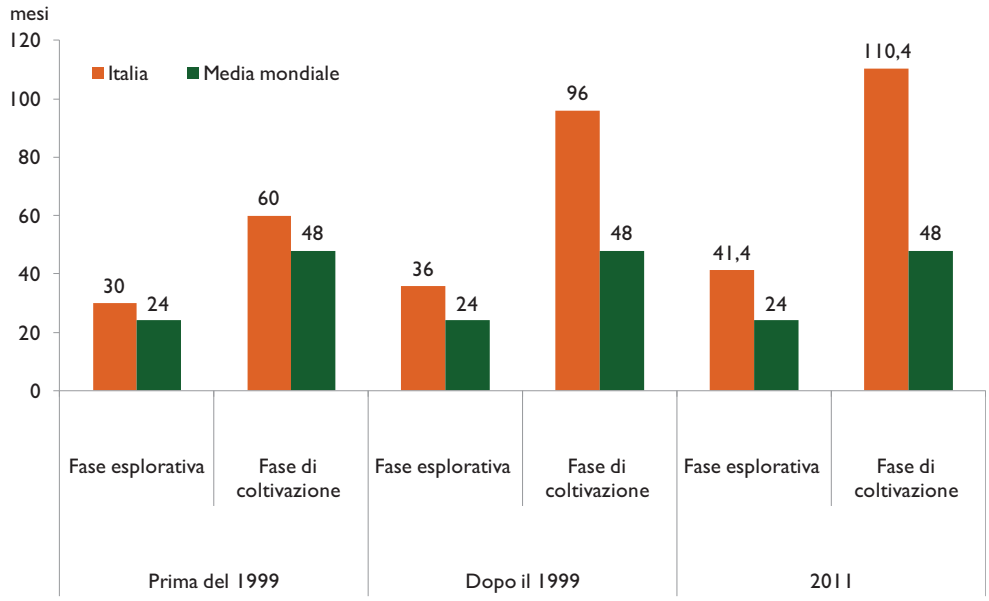
Per chiarire la complessità tecnica del settore, di seguito si riporta una breve descrizione delle fasi di un progetto tipo di *esplorazione* e *coltivazione* d'idrocarburi:

- *autorizzazione*: il MSE conferisce di intesa con la regione un *permesso di ricerca*
- *esplorazione*: dopo aver ottenuto l'autorizzazione, la compagnia petrolifera effettua delle rilevazioni geologiche e geofisiche, quali carotaggi e indagini sismiche. I dati così acquisiti vengono elaborati e interpretati, e se l'area sembra essere promettente, vengono eseguiti dei pozzi *esplorativi*. A seconda della posizione del pozzo, possono essere utilizzate una torre di perforazione, una nave di perforazione, una piattaforma semisommergibile, una *piattaforma di perforazione* o un sistema flottante di produzione;
- *valutazione*: se viene individuato un *giacimento* di idrocarburi, vengono perforati nuovi pozzi, detti di delineazione, per stabilire la quantità di olio recuperabile, i meccanismi di produzione e il tipo di struttura. Vengono effettuati gli studi di fattibilità e la pianificazione, e viene elaborato un piano preliminare di sviluppo per stimare i costi di sviluppo;
- *sviluppo*: se le perforazioni valutative danno un esito positivo e viene presa la decisione di procedere, la fase di sviluppo comincia prendendo in considerazione dati geotecnici e ambientali in merito al *giacimento* esplorato. Al fine di procedere con le successive *attività di coltivazione* occorre ottenere tutte le autorizzazioni da parte delle autorità governative. Di norma, dopo le istruttorie del MSE e l'approvazione della *valutazione d'impatto ambientale* da parte dell'autorità competente in materia, ottenuta la concessione di *coltivazione* da parte del MSE di intesa con la regione, si procede con la perforazione dei pozzi di *coltivazione* e con la costruzione delle infrastrutture di produzione e di trasporto;
- *coltivazione:* terminata la perforazione dei pozzi e la costruzione delle infrastrutture di produzione e trasporto, comincia la fase di *coltivazione*. Per assicurare una produzione costante dei pozzi, devono essere effettuati regolarmente degli interventi di manutenzione e di ricondizionamento.
- *cessazione*: la decisione di cessare l'attività estrattiva arriva alla fine della vita utile del *giacimento*, che di solito corrisponde al momento in cui i costi di produzione eguagliano i ricavi. La pianificazione della rimozione delle strutture utilizzate per la *coltivazione* avviene solitamente uno o due anni prima della data prevista per lo smantellamento.

In Italia l'iter autorizzativo è complesso: nel caso in cui vi sia una sola impresa interessata ad acquisire il *permesso di ricerca*, per legge dovrebbero passare, dal momento della presentazione dell'istanza al momento del conferimento del permesso, tra i 10,5 e 18,5 mesi. Per la perforazione del *pozzo esplorativo* volto a individuare l'eventuale *giacimento* di idrocarburi la legge prevede il rilascio di una autorizzazione in una tempistica che va dai 3 ai 5 mesi. Per il conferimento della *concessione* di *coltivazione*, sempre secondo quanto previsto dalla normativa, le tempistiche dovrebbero essere comprese tra i 10,5 i 12,5 mesi. Ciononostante, i tempi d'autorizzazione effettivi nel nostro Paese sono molto più elevati, arrivando a toccare i 41,4 mesi per la fase esplorativa ed i 110,4 mesi per la fase di *coltivazione*, durate fino a 10 volte superiori a quanto previsto.

Come evidenziato dalla seguente figura, in Italia i tempi di autorizzazione sono sensibilmente più alti rispetto alla media mondiale, e questo gap continua a crescere negli anni. Per ottenere un'autorizzazione per la fase esplorativa si attende oltre il 70% in più rispetto alla media globale; il ritardo aumenta ulteriormente per la fase di *coltivazione*, dove un'autorizzazione può essere concessa in oltre 9 anni, contro una media di 4 all'estero. Si tratta di ritardi che vanno ad aumentare i costi, in particolare di quelli finanziari per lo sviluppo dei *giacimenti*.

Figura 8 - Tempi di autorizzazione



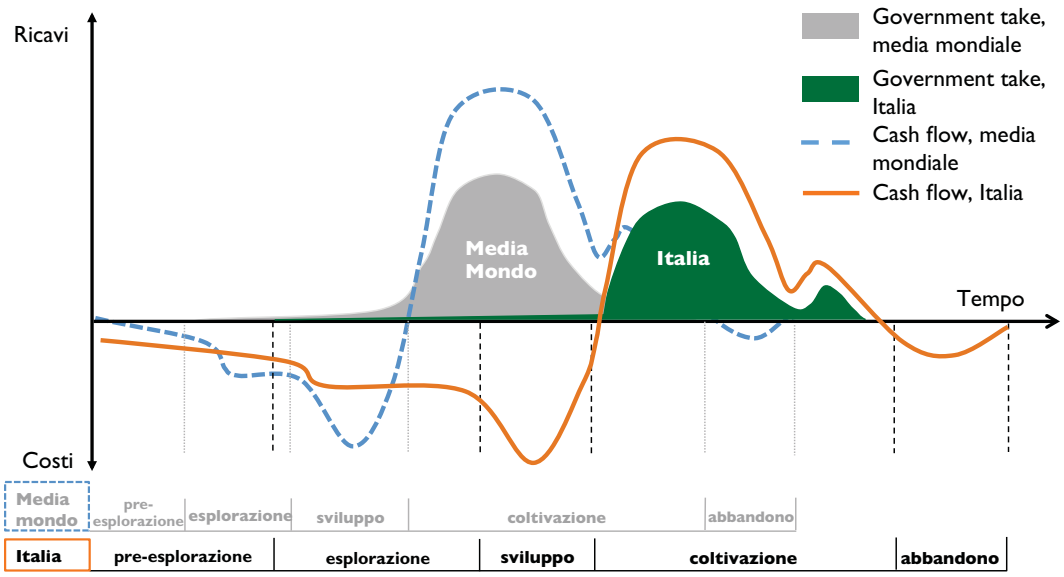
Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

1.1.1. Effetti dei ritardi in Italia

Le figure che seguono riportano le diverse fasi di sviluppo nel tempo rispetto all'andamento dei ricavi e dei costi generati da un progetto nel settore upstream in diversi casi. Le linee, quella tratteggiata e quella continua arancione, raffigurano il totale dei ricavi, con l'area verde (Italia) e l'area grigia (media mondiale) che rappresentano le entrate per lo Stato; la differenza tra la linea tratteggiata e la parte grigia (o, per il caso italiano, tra la linea arancione e la parte verde) riproduce il profitto netto per l'impresa. Nelle prime fasi, quelle dell'ottenimento della *concessione* e della successiva *esplorazione*, i costi sono crescenti e non compensati da ricavi. Questi arrivano solo quando inizia la produzione dai *giacimenti*, nella fase di *coltivazione*, mentre i *canoni* cominciano ad essere pagati prima, già nella fase di *esplorazione*. La produzione e i relativi ricavi iniziano a fluire solo nella fase di *coltivazione*, quella temporalmente più lunga e quella che consente di generare entrate per lo Stato attraverso le *royalties*. Una volta avviata, la produzione sale velocemente raggiungendo un picco da cui inizia una più lenta decrescita, interrotta brevemente solo da un marginale recupero ottenuto, in questo caso tipo, attraverso manutenzioni straordinarie. Dopo la cessazione della produzione, inizia la fase finale di abbandono e ripristino del *giacimento* alle condizioni preesistenti, con costi che non sono compensati da nessun ricavo.

La figura mette a confronto le condizioni normali di un *giacimento* nel resto del mondo con quelle tipiche dell'Italia, segnate da ritardi che rimandano nel tempo lo sfruttamento del *giacimento,* aumentandone i costi e riducendo le entrate per lo Stato.

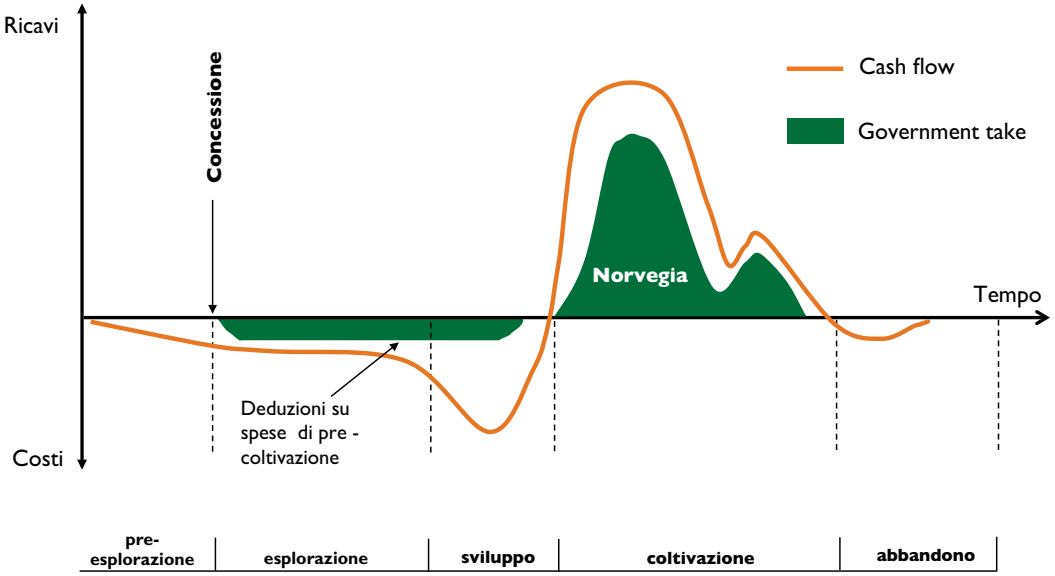
Figura 9 - Attività di esplorazione e sviluppo nel settore upstream e cash flow



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

I Paesi produttori con sistemi fiscali evoluti, oltre ad avere tempi di realizzazione dei progetti certi, spesso molto contenuti permettono anche la restituzione immediata di una parte o di tutti gli investimenti effettuati in *esplorazione*. Questo è il caso della Norvegia, Paese che spicca in Europa per efficacia del sistema fiscale su un'industria che continua a mantenere alti gli investimenti peraltro in aree sempre più difficili. La seguente figura vuole evidenziare come inizialmente lo Stato restituisca parte degli investimenti di *esplorazione* attraverso la loro deducibilità dall'imponibile su cui sono state calcolate le tasse sul reddito d'impresa.

Figura 10 - Attività di esplorazione e coltivazione nel settore upstream e cash flow - Caso Norvegia



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

2. LA RENDITA MINERARIA E LA SUA TASSAZIONE

La rendita mineraria, e la sua tassazione, sono concetti fondamentali della teoria economica tuttavia, nel tempo si sono perse alcune distinzioni fondamentali, e nel linguaggio odierno, anche in quello specialistico, si confonde la rendita con i profitti, mentre, ai fini del presente lavoro, occorre tenerli bene distinti.

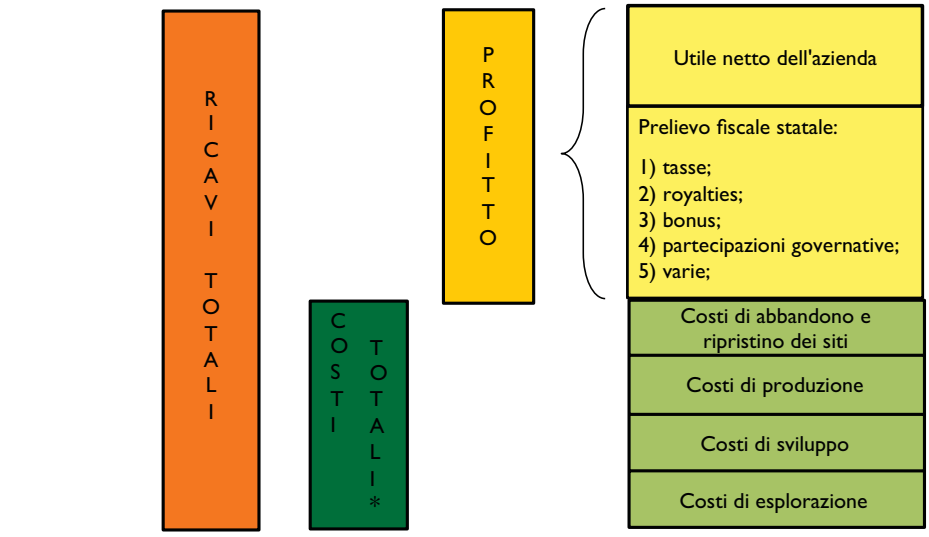
Tabella 1 – Profitti, remunerazione del capitale e rendita mineraria

Profitti	=	ricavi - costi
Rendita mineraria	=	rendita azienda + rendita Stato

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

I profitti sono la differenza fra ricavi dalla vendita degli idrocarburi e i costi di *esplorazione* e produzione. I profitti servono a remunerare il costo di investimento e, se rimane altro guadagno, si è in presenza di rendita che, nel caso del petrolio e del gas, è chiamata rendita mineraria. La rendita mineraria è in parte catturata dallo Stato attraverso un insieme di strumenti che comprendono la tassazione, le *royalties*, i *canon*i e le partecipazioni alla produzione. Le *royalties* sono dunque solo una parte del complesso sistema di tassazione su cui si può articolare il prelievo statale sulla rendita mineraria.

Figura 11 - Divisione di risorse tra Stato e aziende private operanti nel settore E&P per il recupero dei costi sostenuti e la divisione dei profitti



* Costi totali per l'azienda, al lordo della remunerazione del capitale di credito

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati D. Johnston 2003

La rendita mineraria deve essere in parte lasciata a chi investe in maniera da compensare i costi derivanti dal problema fondamentale di questa attività, ovvero il rischio geologico e in parte viene destinata allo Stato.

L'obiettivo dello Stato è quello di delineare un sistema fiscale tale per cui le società più efficienti vengono stimolate a sviluppare le *risorse* minerarie locali, in un contesto competitivo.

Il tradizionale rischio geologico per tutte le attività minerarie è aggravato, nel caso degli idrocarburi, dal rischio politico e da quello fiscale/finanziario. Il primo è legato al fatto che le compagnie petrolifere operano in Paesi segnati da forte instabilità politica che, come accaduto in passato, possono arrivare alla totale nazionalizzazione delle attività su cui tali compagnie avevano investito. Per l'Italia, tale rischio non sussiste, anche se si è assistito negli ultimi anni ad

una crescente opposizione a tutte le attività di *ricerca* e *coltivazione* dei *giacimenti*, aspetto che aumenta i costi e il rischio circa il ritorno degli investimenti.

Il rischio finanziario/fiscale è collegato all'alta variabilità dei prezzi del greggio, con oscillazioni marcate, negli ultimi anni verso l'alto, che incidono sulla redditività degli investimenti.

Più nello specifico il prelievo dello Stato (*government take*) può avvenire attraverso due grandi categorie di regolazione del rapporto giuridico fra Stato su cui si effettua la perforazione e l'investitore privato:

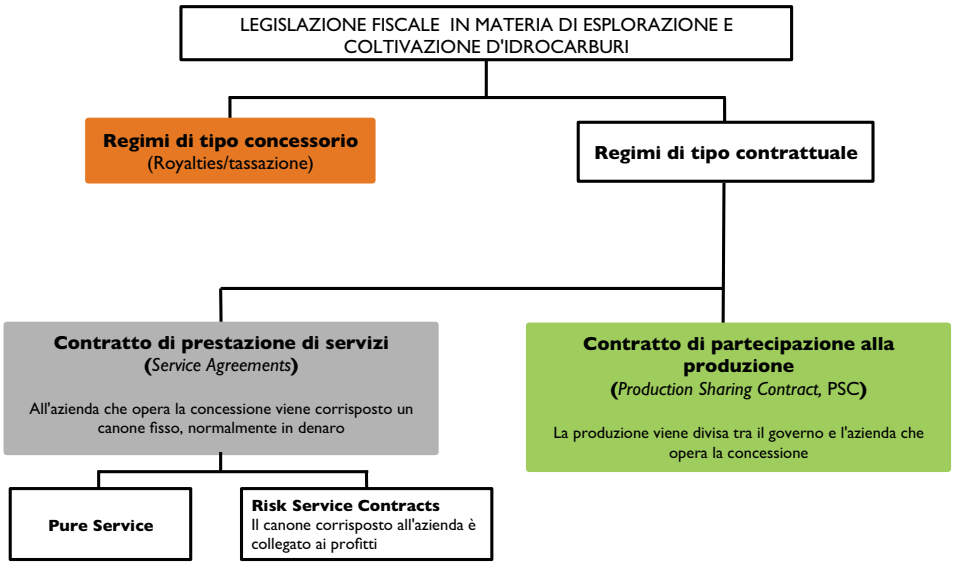
1. istituto *concessorio*, con o senza *royalties*;
2. istituto di tipo *contrattuale*.

In entrambi i casi, i rischi delle *attività di esplorazione* ricadono sull'investitore privato e tendenzialmente il sistema fiscale è tale per cui più alto è il rischio, maggiore è la parte di rendita che viene lasciata all'investitore.

In un *sistema concessorio* la proprietà del gas o del petrolio estratto passa all'investitore quando arriva in superficie, mentre lo Stato riceve tasse e *royalties* per avere concesso il loro sfruttamento. Al termine dell'attività, l'investitore è responsabile del ripristino; quello che rimane, ad esempio le conoscenze geologiche acquisite, passano allo Stato.

Con il *sistema contrattuale*, la proprietà delle *risorse* non passa mai in mano all'investitore che, invece, riceve un ammontare di *risorse* prodotte quale compensazione per le sue attività. I contratti più diffusi sono i contratti di servizio (service agreement) ed i contratti di partecipazione alla produzione (*production sharing conract*).

Figura 12 - Diversi regimi fiscali per il prelievo sui redditi legati all'attività di produzione di petrolio e gas



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati Johnston 2003

Tabella 2 - Principali caratteristiche dei regimi di tipo concessorio e di tipo contrattuale

Regime di tipo concessorio	Regime di tipo contrattuale
Solitamente un regime fiscale di tipo concessorio si compone di tre elementi: royalties, detrazioni/deduzioni (OPEX, ammortamenti, consumo, spese di esplorazione e perforazione, etc.) e tasse.	In un contratto di parteciapazione alla produzione (PSC), l'appaltatore riceve una percentuale della produzione a fronte dei servizi eseguiti. Nella sua forma più comune, un PSC si compone di quattro elementi: royalties, recupero dei costi, *profit oil* (1) e imposte.
La royalty è solitamente una percentuale dei proventi della vendita degli idrocarburi. Tale aliquota può essere fissa o variabile *(sliding scale)* i cui termini vengono negoziati tra le parti o determinati tramite un'asta. L'ammontare dovuto può essere pagato in denaro o in natura(2). La royalty rappresenta un costo per l'azienda, e può quindi essere detratta a fini d'imposta.	Vale lo stesso ragionamento effetuato per il regime concessorio, con l'importante differenza che le royalties non sono normalmente costi recuperabili.
I costi fiscali vengono definiti dalla legislazione del Paese incui si trova la concessione o dalle specifiche del contratto di assegnazione della concessione. Royalties e OPEX sono normalmente contabilizzati nell'anno in cui si realizza la produzione, e l'ammortamento viene calcolato in conformità alla legge nazionale vigente. Alcuni Paesi permettono inoltre di detrarre parte degli investimenti effettuati, i bonus d'asta pagati e gli interessi sui finanziamenti.	Il quadro normativo che regola i costi fiscali, l'ammortamento e la svalutazione può essere definito dalla legge nazionale o dai singoli PSC. L'appaltatore può recuperare i costi sostenuti in conformità alle disposizioni contrattuali, fatte salve le royalties pagate al governo. La restante parte della produzione viene divisa tra il governo del Paese ospitante la concessione e la compagnia petrolifera, ad un tasso negoziato tra le parti.
In un regime concessorio le imprese E&P possono essere tassate attraverso l'imposta sul reddito delle società vigente nel Paese. Tuttavia, alcuni Paesi utilizzano un sistema di incentivi o di tasse specifiche sull'attività *upstream.* Le perdite fiscali sono solitamente riportate all'esercizio fiscale successivo, fino al recupero totale delle stesse.	L'imposta sul reddito delle società può essere pagata dal governo del Paese ospitante la concessione o dalla compagnia petrolifera nazionale del Paese stesso. il reddito tassabile si ottiene sottraendo ai ricavi totali le royalties, i costi deducibili e la parte di profitti spettanti al governo. Le perdite fiscali sono solitamente riportate all'esercizio fiscale successivo, fino al recupero totale delle stesse. Nella maggior parte dei Paesi, quando la legislazione prevede un tetto massimo al recupero dei costi sostenuti, la quota di *profit oil* della compagnia petrolifera appaltatrice NON corrisponde alla base imponibile.

1)Il profit oil è il profitto derivante dalla vendita della produzione d'idrocarburi, al netto dei costi e delle spese di produzione, che verrà diviso tra le società appaltatrici e il governo

2) Le royalties possono anche essere calcolate a partire dalla produzione netta. Alcuni Paesi utilizzano dei prezzi *ad hoc* per stimare le royalties e l'imposta sul reddito. Questi prezzi *ad hoc* sono rivisti periodicamente e sono collegati ai prezzi degli idrocarburi sui mercati internazionali. La maggior parte dei Paesi fa riferimento ai prezzi di vendita ad operatori esterni. Che un Paese utilizzi o meno dei prezzi *ad hoc,* vengono comunque applicate delle deduzioni o delle maggiorazioni sul prezzo che prendono in considerazione la diversa qualità del greggio o del gas prodotto rispetto ad un greggio o ad un gas di riferimento.

Note:
1) Il *profit oil* è il profitto derivante dalla vendita della produzione d'idrocarburi, al netto dei costi e delle spese di produzione, che verrà diviso tra le società appaltatrici e il governo.
2) Le *royalties* possono anche essere calcolate a partire dalla produzione netta. Alcuni Paesi utilizzano dei prezzi ad hoc per stimare le *royalties* e l'imposta sul reddito. Questi prezzi ad hoc sono rivisti periodicamente e sono collegati ai prezzi degli idrocarburi sui mercati internazionali. La maggior parte dei Paesi fa riferimento ai prezzi di vendita ad operatori esterni. Che un Paese utilizzi o meno dei prezzi ad hoc, vengono comunque applicate delle deduzioni o delle maggiorazioni sul prezzo che prendono in considerazione la diversa qualità del greggio o del gas prodotto rispetto ad un greggio o ad un gas di riferimento.

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati World Bank

Tabella 3 - Principali differenze tra regime di tipo concessorio e contrattuale

	Regime concessorio	Regime contrattuale
Proprietà delle risorse minerarie	Proprietà dello Stato	Proprietà dello Stato
Punto di trasferimento del titolo minerario	A bocca di pozzo	Al punto d'esportazione
Spettanza della compagnia petrolifera	Produzione al netto delle royalties	Costi + Profitti
Quota di spettanza	Intorno al 90%	Intorno al 50 - 60%
Proprietà degli impianti	Compagnia petrolifera	Stato
Gestione delle operazioni	Solitamente scarso controllo da parte dello Stato	Solitamente forte controllo e partecipazione da parte delle Stato
Partecipazione governativa	Poco probabile	Molto probabile
Vincoli di destinazione per il gettito fiscale	Poco probabili	Poco probabili

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati World Bank

2.1. Teoria delle royalties e dei canoni

In un regime di tipo *concessorio*, tra le forme di prelievo da parte dello Stato in ragione dell'attività di estrazione e produzione di petrolio e gas troviamo le *royalties* ed i *canon*i.

Le *royalties* consistono in una percentuale di produzione che il titolare del diritto di sfruttamento deve corrispondere al titolare del diritto di proprietà sui minerali del sottosuolo, Stato o privato che sia. Il proprietario delle *risorse* in tal modo partecipa alla produzione senza però sostenere i costi ed i rischi intrinsecamente legati a questo tipo di attività. Si tratta pertanto di un corrispettivo della *concessione* del diritto di sfruttamento delle *risorse* del sottosuolo e non di un'imposizione fiscale tout court, in quanto, come anticipato, in alcuni Paesi viene devoluta ai privati e non allo Stato. Ciò accade in alcuni Paesi anglosassoni in cui vige la *common law*, dove il diritto di proprietà del sottosuolo è attribuito ai proprietari dei terreni in superficie.

Il *canone* superficiario è uno degli oneri finanziari ai quali possono essere assoggettati i titolari dell'autorizzazione d'indagine di *prospezione*, del *permesso di ricerca* e della *concessione di coltivazione*. Esso rappresenta un corrispettivo per l'uso, spesso esclusivo, della superficie accordata; tale corrispettivo è, normalmente, versato ogni anno, pagabile anticipatamente e proporzionale all'estensione della superficie per la quale è stata accordata la *concessione*. Il *canone* è pertanto dovuto a prescindere dal rinvenimento o dalla possibilità di sfruttamento degli idrocarburi del sottosuolo.

I due strumenti di prelievo presi in considerazione presentano scopi e funzionamenti sostanzialmente diversi.

Le *royalties* hanno la funzione di prelevare parte della rendita mineraria e di destinarla allo Stato, o, come anticipato, in regime di *common law* al privato proprietario dei beni del sottosuolo, incidendo, pertanto, direttamente sul valore della produzione su cui si applica in termini percentuali. In passato lo strumento era molto usato per le miniere ed era rappresentato da un prelievo in natura. I *canon*i, il cui valore è solitamente di molto inferiore a quello delle *royalties*, sono invece il corrispettivo dovuto per l'attribuzione del diritto di sfruttamento di un territorio e delle *risorse* del sottosuolo, tipicamente di proprietà dello Stato. Il *canone* serve anche a stabilire una soglia minima dimensionale degli operatori interessati all'*attività di esplorazione* o produzione. Un valore troppo basso ha l'effetto di favorire l'ingresso di numerosi operatori che, con piccole strutture e con poca capacità, possono accaparrarsi grandi aree potenzialmente interessanti. D'altra parte, un valore troppo alto limiterebbe a pochi grandi soggetti l'attività, riducendo il grado di competizione che, invece, rimane quasi sempre un obiettivo del legislatore. Inoltre, un alto valore dei *canon*i limiterebbe comunque l'attività di tutti gli operatori in quanto, essendo il loro importo slegato dall'effettiva estrazione di idrocarburi, rappresentano un costo fisso.

In Italia l'importo delle entrate legate alle *royalties* è molto alto rispetto a quelle dei *canon*i, essendo in percentuale, fra il 4 e il 10%, del valore del greggio e gas prodotti. In media, i *canoni* sono attualmente di circa 3,5 € per chilometro quadrato per i *permessi* di *prospezione*, 16 €/km^2 per chilometro quadrato per i *permessi* di *ricerca* e di circa 70 €/km^2 per le concessioni di *coltivazione*.

2.2. Regime fiscale delle imprese E&P

I principi giuridici su cui si posa la tassazione in Italia trovano la propria fonte primaria nella Costituzione, che delinea i principi a cui il legislatore deve conformarsi nella redazione delle norme fiscali ed indica, inoltre, i criteri per il giusto riparto delle spese pubbliche.

Tali principi fondamentali sono contenuti prima di tutto nell'art. 53 della Costituzione:

- il principio della generalità del tributo in base al quale *tutti sono tenuti a concorrere alle spese pubbliche*;
- il principio della capacità contributiva che specifica che tutti sono tenuti a concorrere alle spese pubbliche *in ragione della loro capacità contributiva*[3];
- il principio della progressività del sistema tributario che non riguarda i singoli tributi ma il sistema tributario nel suo complesso che deve essere improntato alla progressività.

[3] La capacità contributiva costituisce il limite massimo all'imposizione nel senso che non è consentito richiedere al soggetto passivo un concorso alle spese pubbliche superiore a quella che è la sua capacità contributiva. Ciò importa il divieto che il prelievo sia di ammontare così elevato da risolversi nell'espropriazione dell'oggetto dell'imposizione.
L'imposta è il prelevamento di una quota, non della totalità della materia imponibile.

Altri due principi fondamentali, così come la Consulta[4] ha avuto modo di chiarire, sono enunciati nell'art. 3 della Costituzione e sono quello dell'uguaglianza e quello della ragionevolezza.

Trasferito in campo tributario, il principio di eguaglianza ha inglobato la capacità contributiva, nel senso che le condizioni oggettive e soggettive da considerare per stabilire se vi sia disparità di trattamento sono gli indici di capacità contributiva.

Quanto all'obbligo di ragionevolezza che vincola il legislatore ordinario, in campo tributario esso si prospetta come obbligo di coerenza e di non contraddizione.

2.2.1. Imposta sui Redditi delle Società (IRES) e Imposta Regionale sulle Attività Produttive (IRAP)

Il regime fiscale a cui sono sottoposte le imprese E&P operanti in Italia consta principalmente di due imposte, una di natura statale, l'*IRES* - Imposta sui Redditi delle Società -, e una di natura regionale, l'*IRAP* - Imposta Regionale sulle Attività Produttive-.

L'*IRES* è un'imposta proporzionale che grava sul reddito complessivo delle persone giuridiche e delle associazioni ed organizzazioni non soggette a *IRPEF* (Imposta sul reddito delle Persone Fisiche). Il presupposto dell'imposta è il possesso di redditi in denaro o in natura.

Tale imposta colpisce tutti i soggetti, residenti e non, diversi dalle persone fisiche e dalle società di persone non residenti, nei confronti dei quali si manifesta il possesso di redditi tassabili. L'oggetto dell'imposta è il reddito complessivo netto annuo della società o dell'ente. L'aliquota in vigore nel 2011 è del 27,5% (fino al 2007 l'aliquota era pari al 33%). Per le società di capitali e gli enti commerciali residenti, il reddito è interamente tassabile in Italia a prescindere da dove sia prodotto.

L'*IRAP* (Imposta Regionale sulle Attività Produttive) è un'imposta regionale introdotta nel nostro ordinamento dal D.Lgs. 447/1997 ed in vigore dal 1° gennaio 1998.

L'*IRAP* colpisce l'esercizio abituale di ogni attività autonomamente organizzata volta alla produzione e allo scambio di beni o alla prestazione di servizi. Sono soggetti passivi tutti coloro che esercitano una attività produttiva tassabile.

La capacità contributiva su cui l'*IRAP* ricade è il valore della produzione netta, come "valore aggiunto tipo reddito". Con tale espressione s'intende il valore aggiunto prodotto da un'impresa attraverso l'impiego dei fattori produttivi (lavoro e capitale) al netto dei costi sostenuti per acquistare i beni e i servizi utilizzati durante il processo produttivo ed i costi indiretti.

La struttura dell'*IRAP* è tale che prescinde dalla capacità contributiva del soggetto che la deve pagare: l'imposta è dovuta per la semplice esistenza di un valore della produzione a cui può anche non corrispondere un effettivo incremento patrimoniale del soggetto passivo dell'imposta.[5]. L'*IRAP* va infatti corrisposta anche in caso di perdita di bilancio.

L'aliquota in vigore nel 2011 è del 3,9%.

[4] Sent. Corte Costituzionale n. 3/1957, Massime:

1. il concetto di uguaglianza non va inteso nel senso che il legislatore non possa dettare norme diverse per situazioni che esso ritiene diverse;
2. il legislatore deve assicurare ad ognuno uguaglianza di trattamento quando uguali siano le condizioni soggettive e oggettive alle quali le norme giuridiche si riferiscono per la loro applicazione;
3. l'accertamento della esistenza e della rilevanza delle diversità di situazioni ricade nella sfera della discrezionalità legislativa;
4. tuttavia la Corte può controllare le scelte discrezionali del legislatore ed annullarle se sono irragionevoli.

[5] Si veda De Mita E., Principi di diritto tributario, Giuffrè, 2004, p. 512.

2.2.2. Le addizionali IRES

Sulle attività nel settore petrolifero e del gas pesa, oltre alla percentuale di tassazione *IRES*, un'addizionale introdotta nel 2008 con il decreto legge 112/2008 recante "Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria".

Questa tassazione specifica, ribattezzata "*Robin Hood tax*", ha avuto un valore iniziale del 5,5% successivamente portato al 6,5% nel 2009 con l'approvazione della legge sviluppo 99/2009 recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia". Inoltre, con la manovra predisposta ad agosto 2011, in risposta alla forte crisi dei mercati finanziari, è stato approvato un ulteriore aumento della *Robin tax* dal 6,5% al 10,5%.

Pertanto, agli effetti della tassazione specifica, l'aliquota *IRES* per le attività petrolifere sale al 38%. A questa si deve aggiungere anche l'imposizione fiscale dovuta per l'*IRAP* con un livello di tassazione complessivo pari al 41,9%.

Tale calcolo rappresenta comunque un'approssimazione, poiché *IRES* e *IRAP* sono conteggiate su basi imponibili diverse, che peraltro differiscono dall'utile ante-imposte calcolato a bilancio. Questo comporta che il livello complessivo di tassazione, calcolato come percentuale dell'utile ante-imposta come da bilancio, abbia un'incidenza sensibilmente maggiore al livello teorico del 41,9%.

Dal febbraio 2009, inoltre, grava specificamente sul settore della *coltivazione* e dell'estrazione degli idrocarburi un'ulteriore addizionale all'imposta sul reddito delle società che pesa per un 4% dell'utile prima delle imposte. Tale imposta è stata introdotta dall'articolo 3 della Legge 6 febbraio 2009, n. 7, strumento legislativo con il quale è stato ratificato il trattato bilaterale di amicizia fra Italia e Libia. L'addizionale si applica alle imprese residenti in Italia che sono impegnate nella *coltivazione* e nell'estrazione degli idrocarburi, quotate su un mercato regolamentato e con almeno 20 milioni di capitalizzazione[6].

2.2.3. Trattamento fiscale dei costi di una impresa E&P

I costi sostenuti da un'impresa che opera nell'*esplorazione* e produzione d'idrocarburi si dividono in costi di *esplorazione*, costi di sviluppo e costi operativi in generale.

Nelle esperienze di altri ordinamenti si può osservare come spesso, attraverso differenti regole d'imputazione, deduzioni accelerate, sovra costi figurativi (*uplift*), ecc., vengano concesse delle agevolazioni o comunque create delle condizioni favorevoli all'industria delle imprese E&P rispetto al regime ordinario a cui è sottoposto il resto delle imprese.

Tale trattamento peculiare deriva, da un lato, dalle caratteristiche intrinseche dell'*attività di esplorazione* e produzione di idrocarburi, caratterizzata da un elevato rischio d'impresa, e, dall'altro, dal ruolo strategico rappresentato nelle moderne economie. Tuttavia non è così in Italia, dove non esistono regole derogatorie all'ordinaria legislazione fiscale, abolite con l'abrogazione nel 2008 del regime fiscale agevolato previsto fino ad allora per lo sviluppo dei *giacimenti* marginali. Pertanto, il sistema vigente prevede che:

- per i costi di *esplorazione*, si fa riferimento a quanto previsto dall'art. 108 del *TUIR*[7]. Tali investimenti possono essere dedotti nell'esercizio in cui sono sostenuti o in quote costanti nell'esercizio stesso e nei successivi ma non oltre il quarto. Ciò significa che secondo la normativa italiana gli investimenti in questa fase possono essere imputati per il 100% nell'anno in cui sono sostenuti o ammortizzati per massimo 5 anni.
- per i costi di sviluppo, si segue il dettato dell'art. 102 del *TUIR*, che stabilisce che la quota di ammortamento per tali tipi di investimenti venga fissata con decreto dal MEF e pubblicato in Gazzetta Ufficiale. Ai fini della nostra analisi tale aliquota è fissata nella misura del 15% anno. Tale percentuale rappresenta tuttavia il limite massimo di ammortamento concesso in un anno fiscale; infatti, come previsto dall'art. 109 comma 4 del *TUIR*, le spese e gli altri componenti negativi non sono ammessi in deduzione se e nella misura in cui non risultino imputati al conto economico dell'esercizio di competenza. È possibile, perciò, che l'ammortamento rilevato a conto economico, derivante quindi dall'applicazione dei principi contabili utilizzati dall'impresa, sia inferiore

[6] La particolarità dei requisiti richiesti per l'individuazione del soggetto passivo dell'addizionale fa si che solo L'Eni sia attualmente colpita da questa disposizione definita da alcuni "tassa quasi ad personam".
[7] Testo Unico delle Imposte sui Redditi.

alla percentuale prevista dal decreto ministeriale del 15% che non rappresenta certo un'agevolazione bensì il tetto massimo di ammortamento annuo degli investimenti di sviluppo.

- per i costi operativi in generale, si prevede l'integrale deducibilità nell'esercizio di competenza, pertanto nell'anno in cui vengono sostenuti.

Infine le *royalties* ed i *canoni* sostenuti dalle imprese per l'esercizio dell'attività di upstream sono interamente deducibili dal reddito di esercizio.

3. LA TASSAZIONE DELLA PRODUZIONE DI PETROLIO E GAS IN ITALIA

L'*attività di esplorazione* e *coltivazione* d'idrocarburi in Italia venne regolata dal legislatore nazionale per la prima volta con il Regio Decreto Legislativo 1.443 del 29 luglio 1927 (Norme di carattere legislativo per disciplinare la *ricerca* e la *coltivazione* delle miniere nel Regno). Essendo in quegli anni l'industria esplorativa ancora nelle fasi iniziali, con bassa produzione e scarso apporto al bilancio energetico nazionale, il settore veniva regolato all'interno della più generale normativa relativa a tutte le attività minerarie, allora ancora rilevanti per molte parti dell'economia italiana.

A partire dalla fine della seconda guerra mondiale, il peso maggiore dell'industria nazionale degli idrocarburi impose un aggiornamento del quadro legislativo che appariva ormai obsoleto e lontano dalla realtà del settore, soprattutto alla luce delle scoperte effettuate nella Pianura Padana. Negli anni '50 il panorama legislativo italiano fu modificato da alcuni importanti provvedimenti, che segneranno lo sviluppo dell'industria nazionale fino ai giorni nostri. In primis, la legge regionale siciliana 20 marzo 1950, n. 30 attraverso la quale la Sicilia disciplinò la materia della *ricerca* e della *coltivazione* degli idrocarburi. Con tale provvedimento, si mirò a garantire la valorizzazione delle *risorse* dell'isola, adottando al contempo un regime di competizione che avrebbe precluso l'instaurazione di un monopolio. Venne introdotto un regime di *sliding scale royalties* in base al quale il titolare del *permesso di coltivazione* doveva versare alla regione un'aliquota del prodotto in una scala progressiva (basata sulla quantità prodotta) che andava dal limite minimo del 4% al limite massimo del 20%. Inoltre, i titolari del *permesso di ricerca* e di *esplorazione* erano tenuti al pagamento di un *canone* annuo all'amministrazione regionale.

A livello nazionale, il Governo decise di prendere una direzione completamente opposta: si optò per la creazione di un organismo unitario, un monopolista pubblico, in grado di coordinare i molteplici aspetti dell'industria petrolifera e dare uno slancio all'attività estrattiva. Con l'approvazione della legge 10 febbraio 1953, n. 136 (Istituzione dell'Ente nazionale idrocarburi) venne creato l'Eni, ente dotato di personalità giuridica di diritto pubblico a cui fu concesso il monopolio esclusivo dello sfruttamento dei *giacimenti* situati nella pianura Padana e sul mare prospiciente, su un'area di circa 55.000 km^2.

In quegli stessi anni, diverse proposte di legge furono presentate in Parlamento per regolamentare la *prospezione* e la *coltivazione* d'idrocarburi nelle regioni centro-meridionali della penisola italiana. In seguito ad un tortuoso ma ricco dibattito parlamentare, l'11 gennaio del 1957 le Camere si accordarono sul testo della legge n. 6, la prima legge organica italiana sulla *ricerca* e *coltivazione* degli idrocarburi liquidi e gassosi. Essa introdusse (prendendo spunto dalla legge regionale siciliana n. 30, 1950) un sistema di *sliding scale royalties*, in base al quale il titolare del *permesso di coltivazione* doveva versare allo Stato un'aliquota del prodotto calcolata sulla produzione giornaliera per pozzo in una scala progressiva (più alta la produzione, più alta la *royalty*) che andava dal minimo del 2,5% al massimo del 22%. In un'ottica di sostegno allo sviluppo del Mezzogiorno, la legge prevedeva che un terzo dell'ammontare delle *royalties* derivanti da produzioni su coltivazioni ubicate nel Sud Italia fosse utilizzato per lo sviluppo economico delle regioni meridionali. Fu inoltre mantenuto un sistema di canoni, in base al quale i titolari di *permessi* d'*esplorazione* e di *coltivazione* erano tenuti al pagamento di una quota annua fissa, proporzionale all'estensione del permesso stesso .

In seguito alla scoperta di *giacimenti* di idrocarburi *offshore*, avvenute negli anni '60, il legislatore si adoperò per disciplinare la *ricerca* e la *coltivazione* di petrolio e gas nel mare territoriale e nella *piattaforma continentale*: con la legge n. 613 del 1967, il Parlamento stabilì l'entità dei *canoni* dovuti per le operazioni di *ricerca* e di *coltivazione* a mare, nonché il livello delle aliquote *royalty* dovute sul prodotto estratto *offshore* (8% olio, 5% gas naturale), introducendo delle soglie d'*esenzione* per le produzioni marginali. Tale legge modificò inoltre l'entità dei *canoni* e delle aliquote dovute per produzioni a terra (9% della produzione), eliminando il sistema di *royalty* scalari. Infine, il legislatore decise di incentivare le operazioni di *esplorazione* e produzione introducendo un sistema di sgravi fiscali (vedi nota e tabella 5), che rimase in vigore dal 1967 al 1996.

Un altro importante passo legislativo fu quello intrapreso al fine di recepire la direttiva 1994/22/CE, avente come oggetto l'armonizzazione delle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla *prospezione*, *ricerca* e *coltivazione* di idrocarburi all'interno della Comunità Europea. Con il decreto legislativo del 25 novembre 1996, n. 625, il Governo italiano sancì la cessazione del regime d'esclusiva previsto in favore dell'Eni in pianura Padana, modificò l'entità dei *canoni*, introducendo inoltre il *canone* di *prospezione*, riordinò il sistema delle *royalties* (7% gas terra e mare, 7% petrolio terra, 4% petrolio mare) e rivide le soglie d'*esenzione* per le produzioni marginali d'idrocarburi. Inoltre, fu introdotto il principio di distribuzione dei proventi delle *royalties* tra Stato, regioni e comuni, che varia in base

all'ubicazione della produzione (vedi voce tabella "destinazione delle aliquote in valore" e note inerenti). Successivamente, con la legge 140/1999 rivista dalla finanziaria del 2007, in considerazione dell'importanza della produzione lucana, fu rivisto il sistema di distribuzione delle *royalties* agli enti locali del Sud Italia, stabilendo che nelle regioni a statuto ordinario del Mezzogiorno venisse devoluto il totale della quota spettante allo Stato (30%).

Anche la legge regionale siciliana del 27 aprile 1999, n. 10 introdusse il principio di spartizione dei proventi da *royalties* tra l'amministrazione regionale (1/3 del totale) e quelle comunali (2/3 del totale), prevedendo al contempo sia un ritocco al rialzo dei *canoni* di *ricerca* e *coltivazione*, con l'aggiunta anche qui dell'introduzione del *canone* di *prospezione*, che una revisione del sistema di *royalties* (7% dei proventi della vendita di gas e petrolio)[8].

Con la legge del 23 agosto del 2004, n. 239, il legislatore introduce un nuovo sistema per il calcolo del valore delle aliquote unitarie per il gas naturale: esso viene determinato, per le produzioni a partire dal 2002, in base alla media aritmetica relativa all'anno di riferimento dell'indice QE[9] definito dall'AEEG. Vengono inoltre eliminati i rimborsi precedentemente previsti per coprire i costi di trasporto e trasformazione di idrocarburi gassosi. Al netto di queste misure, la legge 239/2004 garantisce però un incremento delle soglia di *esenzione* per il pagamento delle *royalties* per produzioni di gas naturale estratto a terra e a mare, che passa rispettivamente a 25 mln.smc e a 80 mln.smc.

Il più recente atto normativo è la legge del 23 luglio del 2009, n. 99, che prevede l'istituzione del Fondo per la riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti nelle regioni interessate dall'estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi. La legge sancisce inoltre che il Fondo venga alimentato attraverso una maggiorazione del 3% dell'aliquota dovuta per la produzione di idrocarburi liquidi e gassosi ottenuta in terraferma: le *royalties* vengono pertanto elevate al 10% dei proventi della vendita della produzione.

3.1. Royalties e canoni

Le seguenti tabelle rappresentano l'evoluzione storica ad oggi del sistema di prelievo da parte dello Stato per le sole componenti *royalties* e *canoni*.

Ad un primo sguardo all'evoluzione delle aliquote *royalties*, emerge che esse siano andate calando fino alla legge del 1996, tuttavia, ciò non corrisponde alla realtà in quanto le percentuali precedenti venivano applicate su basi diverse. Si tratta, pertanto, di aliquote non immediatamente confrontabili tra di loro.

Tabella 4 - Evoluzione normativa sulle royalties in Italia

Royalties			Royalties Lorde *		Royalties Nette *		
			1957 (a) *L. 11/01/57 n.6*	1967 (a)(d)(e) *L. 21/07/67 n.613*	1996 (f)(g) *D.Lgs. 25/11/96 n.625*	2002 (m) *L. 23/08/04 n.239*	2009 (n) *L. 23/07/09 n.99 art 45*
Olio	Produzione	**Terra**	**2,5-22%** (b)	**9%**	**7%**	**7%**	**7% + 3%** (o)
		Mare	n.d.	**8%**	**4%**	**4%**	**4%**
	Esenzioni	**Terra**	(b)	n.d.	Le prime 20.000 ton.	Le prime 20.000 ton.	Le prime 20.000 ton.
		Mare	n.d.	Produzioni fino a 50.000 ton.	Le prime 50.000 ton.	Le prime 50.000 ton.	Le prime 50.000 ton.
Gas	Produzione	**Terra**	**2,5-22%** (b)	**9%**	**7%**	**7%**	**7% + 3%** (o)
		Mare	n.d.	**5%**	**7%**	**7%**	**7%**
	Esenzioni	**Terra**	(b)	n.d	I primi 20 mln.smc	I primi 25 mln.smc	I primi 25 mln.smc
		Mare	n.d.	Produzione fino a 200 mln.smc	I primi 50 mln.smc	I primi 80 mln.smc	I primi 80 mln.smc
Destinazione delle aliquote in valore	Terra		Se regioni Mezzogiorno (c), 33%	Se regioni Mezzogiorno (c), 33%	Stato: 30% (h) Regione a statuto ordinario: 55% (i) Comune: 15%	Stato: 30% (h) Regione a statuto ordinario: 55% (i) Comune: 15%	Stato: 30% (h) Regione a statuto ordinario: 55% (i) Comune: 15%
	Mare territoriale		n.d.	Se regioni a statuto speciale, 33%	Stato: 45% Regione: 55% (l)	Stato: 45% Regione: 55% (l)	Stato: 45% Regione: 55% (l)
	Piattaforma continentale		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Stato: 100%

Note:
*) Con il D.Lgs. 625/1996 viene modificata la base su cui vengono calcolate le aliquote da applicare alla produzione per il pagamento delle *royalties* rendendo difficile la comparazione tra le *royalties* pagate prima del 1996 (definite "lorde") e le *royalties* pagate dopo il 1996 (definite "nette"). Difatti l'art. 33 L. 613/1967 prevede che al titolare di ciascuna *concessione* vengano rimborsate da parte dello Stato tutte le spese dirette e indirette sostenute per il trasporto, da bocca di pozzo al punto di consegna, del prodotto (petrolio o gas). L'art. 19 comma 6 del D.Lgs. 625/1996 stabilisce

[8] E' bene ricordare che a competenza normativa della Regione Sicilia si limita alla produzione su terraferma.
[9] Quota Energetica del costo della materia prima gas espresso in euro per MJ

invece un riconoscimento forfettizato delle spese di trasporto e trattamento: viene introdotta una riduzione del valore unitario dell'aliquota dovuta per produzioni di petrolio e gas a terra e a mare; inoltre, per la sola produzione in terraferma, il valore unitario dell'aliquota viene ulteriormente ridotto dei costi sostenuti per vettoriamento.
a) Le aliquote vanno intense in natura; lo Stato si è però sempre avvalso della facoltà di richiedere che la corresponsione delle aliquote avvenisse valore. Il valore è calcolato a bocca pozzo, sulla base del prezzo medio di vendita del prodotto. Dal 1967, dal prezzo medio di vendita del prodotto vengono dedotte le spese di trattamento e trasporto.
b) Per l'olio l'aliquota viene calcolata sulla produzione giornaliera per pozzo, riferita alla media dell'anno solare, in una scala progressiva distribuita su 8 classi, che va da un minimo del 2,5% per produzioni inferiori alle 4 ton/g al limite massimo del 22% sulla produzione che supera le 256 ton/g; per il gas viene applicato lo stesso criterio di aliquota a scaglioni, assumendo l'equivalenza di una tonnellata di olio a 1.200 Smc di gas.
c) Zone di intervento della Cassa per il Mezzogiorno: Abbruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna, le provincie di Rieti, Frosinone, Latina, oltre all'Isola d'Elba e comuni nella zona di bonifica presso il fiume Tronto.
d) I titolari di *concessione* di *coltivazione*, a decorrere dal 1° gennaio 1990, sono esonerati per un triennio - prorogato fino al 31 dicembre 1996 - dalla corresponsione allo Stato dell'aliquota del prodotto della *coltivazione*... purché gli importi corrispondenti al valore delle aliquote siano investiti nella *prospezione* non esclusiva o nella *ricerca* esclusiva di idrocarburi liquidi e gassosi nel territorio nazionale, nel mare territoriale o nella *piattaforma continentale*. Sono confermati per le regioni a statuto speciale i benefici di cui all'art. 54 della legge 21 luglio 1967, n. 613, che prevede la devoluzione di 1/3 delle aliquote dovute *(art. 26, comma 1 L. 09/01/91 n.9)*.
e) L'art. 34 L. 613/1967 e successive modifiche prevedono che, fino al 1996, il 50% degli utili realizzati dalla *coltivazione* d'idrocarburi situati in mare possa venire esentato dall'imposta di ricchezza mobile (odierna IRPEF) e dall'ILOR (odierna IRAP) se reinvestiti in opere di *prospezione* e *ricerca*. L'e*senzione* compete fino alla concorrenza del 50% del costo dell'attività prevista.
f) Per produzione a decorrere dal 1° gennaio 1997.
g) E' prevista una riduzione dell'aliquota di 30 lire per Smc per produzione di gas in terraferma e di 20 lire Smc per produzioni di gas in mare e di 30.000 lire per tonnellata per produzione di olio a terra e di 60.000 lire per tonnellata per olio a mare per tenere conto di qualunque onere, compresi quelli di trasporto e trattamento. Inoltre, è prevista un'ulteriore riduzione del valore unitario dell'aliquota, per la sola produzione in terraferma, per tenere conto dei costi sostenuti per il vettoriamento *(art. 19 comma 6 D.Lgs. 625/1996*).
h) A decorrere dal 1° gennaio 1999, per le concessioni ricadenti nelle regioni a statuto ordinario incluse nel Mezzogiorno, l'aliquota destinata allo Stato è direttamente corrisposta alla regione *(art. 20, comma 1-bis, D.Lgs. 625/1996, comma introdotto dalla L. 140/1999, art.7, comma 6 e modificato dalla L. 296/2006, finanziaria 2007, comma 366)*.
i) Nel caso di *concessione* con impianti di *coltivazione* che interessino più regioni, la quota di spettanza regionale è ripartita nella misura del 20% alla regione ove ha sede la eventuale centrale di raccolta e trattamento definitivo prima dell'avviamento al consumo, ancorché situata al di fuori del perimetro della *concessione*, e per la restante parte tra le regioni ove sono ubicati i pozzi collegati alla centrale, all'impianto di diretta utilizzazione, o alla rete di distribuzione, proporzionalmente al numero dei pozzi stessi e in base alla situazione esistente al 31 dicembre dell'anno cui si riferiscono le aliquote *(art. 20, comma 2 D.Lgs. 625/96)*.
l) Nel caso di *giacimenti* antistanti la costa di due regioni, la quota di spettanza regionale e ripartita nella misura del 50% alla regione ove ha sede l'eventuale centrale di trattamento, e per la restante parte in modo proporzionale al numero di piattaforme fisse e strutture fisse assimilabili installate nel mare ad esse adiacente e in base alla situazione esistente al 31 dicembre dell'anno cui si riferiscono le aliquote *(art. 22, comma 2 D.Lgs. 625/96)*.
m) A decorrere dal 1° gennaio 2002 *(L. 239/2004, art.1, comma 93)* i valori unitari delle aliquote sono calcolati:
I. per l'olio, per ciascuna *concessione* e per ciascun titolare in essa presente, come media ponderale dei prezzi di vendita da esso fatturati nell'anno di riferimento; sono confermate le riduzioni unitarie per tenere conto degli oneri di trasporto e trattamento;
II. per il gas, per tutte le concessioni e per tutti i titolari, in base alla media aritmetica relativa all'anno di riferimento dell'indice QE - Quota Energetica del costo della materia prima gas espresso in euro per MJ - utilizzato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nella determinazione del prezzo di vendita del gas naturale distribuito attraverso rete urbana.
n) Per produzione a decorrere dal 1° gennaio 2009.
o) L'addizionale del 3% è destinata ad alimentare il Fondo Idrocarburi, come previsto dall'art.45 L.99/09.

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Tabella 5 - Evoluzione normativa sulle royalties in Sicilia

Royalties Sicilia (a)			**1950** *L.R. 20/03/50 n.30*	**1956** *L.R. 01/10/56 n. 54*	**1999** *L. R. 27/04/99 n. 10*	**2000** *L.R. 03/07/00 n.14*	**2010 (f)** *L.R.12/05/10 n.11*
Olio	Produzione	**Terra**	**4-20% (b)**	**4-20% (b)**	**7% (c)**	**7% (e)**	**10%**
	Esenzioni	**Terra**	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Gas	Produzione	**Terra**	**4-20% (b)**	**4-20% (b)**	**7% (c)**	**7% (e)**	**10%**
	Esenzioni	**Terra**	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Destinazione delle aliquote in valore		**Terra**	Regione: 100%	Regione: 100%	Regione: 33% Comune: 66% (d)	Regione: 33% Comune: 66% (d)	Regione: 33% Comune: 66% (d)

Note:
a) La competenza normativa della regione Sicilia si limita alla produzione su terraferma.
b) L'aliquota *royalties* è fissata dal decreto di *concessione*, su parere dell'Assessore per le finanze.
c) Con decorrenza dall'esercizio finanziario 1999, per le produzioni ottenute nel corso dell'anno precedente, l'ammontare delle *royalties* derivante dall'applicazione dell'aliquota è rivalutato dal competente Corpo regionale delle miniere, in sede di liquidazione finale di ciascun anno, in base alla variazione annua dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e di impiegati elaborato dall'ISTAT corrispondente all'anno di conseguimento delle produzioni.

d) Nel caso di *concessione* con impianti di *coltivazione* che interessino più comuni, la quota di spettanza comunale è ripartita nella misura del 20% al comune dove ha la sede la eventuale centrale di raccolta e trattamento definitivo prima dell'avviamento al consumo, anche se situata al di fuori del perimetro della *concessione* e, per la restante parte, tra i comuni ove sono ubicati i pozzi collegati alla centrale, all'impianto di diretta utilizzazione o alla rete di distribuzione.
e) Per produzioni con caratteristiche di marginalità economica causata da speciali trattamenti necessari per portare tali produzioni a specifiche di commerciabilità, ai titolari può essere riconosciuta dall'Assessorato dell'industria, su documentata istanza, sentito il Consiglio, una detrazione, in ogni caso non superiore ai costi aggiuntivi sostenuti. Tale detrazione può essere altresì riconosciuta per i costi sostenuti per il flussaggio di olii pesanti. L'incidenza delle spese sostenute per l'acquisto del flussante va detratta dal valore unitario dell'aliquota.
f) Emanata in ottemperanza dell'art. 45 L. 99/09.

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Una menzione particolare meritano le esenzioni dal pagamento delle *royalties* per *giacimenti* marginali, la cui produzione è scesa sotto una soglia minima, attualmente in Italia pari a 20 o 50 mila tonnellate anno per il greggio estratto a terra o a mare e da 25 a 80 mln.smc/anno per il gas prodotto a terra o a mare.

L'obiettivo in questo caso è quello di rendere sfruttabile il più possibile un *giacimento* minerario, la cui *coltivazione* è quasi sempre caratterizzata da un picco iniziale seguito prima da un periodo di valori alti, normalmente dai 6 ai 10 anni, poi da un altro di veloce decremento verso valori bassi che si possono mantenere per numerosi anni. Con produzione bassa i costi, fra cui le *royalties*, potrebbero incidere molto e forzare una cessazione dello sfruttamento. L'eliminazione della *royalty* sotto livelli produttivi minimi permette che la produzione possa continuare per più tempo, permettendo un ottimale sfruttamento.

Le tabelle di seguito mostrano l'evoluzione normativa dei *canoni* in Italia, dovuti dal titolare del permesso *di prospezione*, *ricerca* e *concessione* di *coltivazione* per il diritto di uso esclusivo della superficie, a prescindere dall'effettiva estrazione di idrocarburi.

Tabella 6 – Evoluzione normative sui canoni in Italia

Canoni		**1957** *L. 11/01/57 n.6*	**1967** *L. 21/07/67 n.613*	**1990** *D.M. 02/03/1998*	**1996** *D.Lgs. 25/11/96 n.625*
Canone permesso di prospezione		n.d.	n.d.	n.d.	5.000 lire per km^2 (c)
Canone permesso di ricerca	**Terra**	0,02 lire per km^2 (a)	0,06 lire per km^2 (b)	0,6 lire per km^2 (b)	10.000 lire per km^2 (c)(d)
	Mare	n.d.	0,1 lire per km^2 (b)	0,6 lire per km^2 (b)	10.000 lire per km^2 (c) (d)
Canone concessione coltivazione	**Terra**	0,15 lire per km^2	0,4 lire per km^2	2,4 lire per km^2	80.000 lire per km^2 (120.000 per km^2 in caso di proroga di concessione) (e)
	Mare	n.d.	0,4 lire per km^2	2,4 lire per km^2	80.000 lire per km^2 (120.000 per km^2 in caso di proroga di concessione) (e)

Note:
a) La durata del *permesso di ricerca* è di 3 anni. Il canone annuo è raddoppiato per il primo biennio di proroga, triplicato per il secondo biennio.
b) La durata del *permesso di ricerca* è di 4 anni. Il canone annuo è raddoppiato per il primo biennio di proroga, triplicato per il secondo biennio.
c) Il *permesso di ricerca* ha durata triennale, la *concessione* di *coltivazione* ventennale.
d) Da art. 18, comma 3 D.Lgs. 625/1996, i *canoni* di *concessione* sono aggiornati con decreto dal Ministro delle Finanze.
e) Nel caso di titoli minerari ricadenti nel territorio delle regioni a statuto speciale o delle province autonome di Trento e Bolzano i *canoni* sono dovuti alla regione o provincia autonoma.

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Tabella 7 - Evoluzione normativa sui canoni in Sicilia

Canoni Sicilia (a) (b)		1950 *L.R. 20/03/50 n.30*	1956 *L.R. 01/10/56 n. 54*	1999 (c) *L. R. 27/04/99 n. 10*	2000 *L.R.03/07/00 n.14*
Canone permesso di prospezione		n.d.	n.d	n.d.	5.000 lire per km^2
Canone permesso di ricerca	**Terra**	1 lira per km^2	1 lire per km^2	10.000 lire per km^2 (d) (e)	10.0001ire per km^2 (d) (e)
Canone concessione coltivazione	**Terra**	5 lire per km^2	10 lire per km^2	80.000 lire per km^2 (120.000 per km^2 in caso di proroga di concessione) (e)	80.000 lire per km^2 (120.000 per km^2 in caso di proroga di concessione) (d)

Note:
a) La competenza normativa della regione Sicilia si limita alla produzione su terraferma.
b) I *canoni* vengono corrisposti all'amministrazione regionale.
c) *Canoni* applicati a decorrere dal 1° gennaio 1997
d) Il *permesso di ricerca* ha durata di 3 anni. Per il primo rinnovo il canone è duplicato, per il secondo è quadruplicato.
e) I *canoni* sono rivalutati in base alla variazione annua dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e di impiegati elaborato dall'ISTAT, su comunicazione del competente Corpo regionale delle miniere.

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

3.1.1. Il Bonus Idrocarburi

A fine 2011, in Italia gli operatori sono tenuti a devolvere allo Stato una *royalty* sul valore del gas e del greggio prodotti che varia dal 4% minimo per la produzione di petrolio a mare al 10% per la produzione di petrolio e gas su terraferma. Tale 10% deriva dall'applicazione delle novità introdotte con la Legge 99/2009, secondo cui alle *royalties* dovute per le produzioni a terra di gas e petrolio, pari al 7%, va aggiunto un ulteriore 3% da destinare al cosiddetto Fondo Idrocarburi, che deve essere impiegato per la riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti nelle regioni interessate dall'estrazione di gas e petrolio. Questa differenza è rilevante ai fini della destinazione delle *royalties*: il 7% va infatti ripartito tra Stato (30%), regione a statuto ordinario (55%) e comune (15%) - salvo quanto previsto per le regioni del Sud Italia a statuto ordinario, per le quali, ai sensi della Legge 140/1999 e successive modifiche, l'aliquota dovuta allo Stato viene interamente devoluta alla regione competente -, il 3% è invece destinato al fondo per ridurre il prezzo alla pompa dei carburanti a favore dei residenti nelle regioni considerate.

Il 3% devoluto al Fondo Idrocarburi è ripartito dal MSE ogni anno tra le regioni dove si è realizzata la produzione di idrocarburi in rapporto alla popolazione residente munita di patente di guida. Se le somme così ottenute per ciascun residente sono inferiori o uguali a 30 € su base annua, l'importo viene attribuito direttamente alla regione; se invece il beneficio supera tale soglia, al cittadino munito di patente viene attribuito direttamente un "bonus idrocarburi" attraverso un'apposita carta elettronica. Di seguito riportiamo la tabella che mostra la ripartizione delle somme devolute nel 2011 per le produzioni riferite all'anno 2009 e versate nel 2010, per le quali il bonus idrocarburi è attribuito direttamente al cittadino con patente tramite carta elettronica solo in Basilicata, per un importo unitario di 100,70 €. Gli altri fondi sono stati destinati alle regioni.

Tabella 8 – Ripartizione del Fondo Idrocarburi 2011 (€)

Marche	87.257
Molise	214.726
Emilia Romagna	365.863
Calabria	558.534
Puglia	1.896.091
Piemonte	2.456.859
Basilicata *	32.929.972
Totale	38.509.302

*Valore del Bonus Idrocarburi sulla produzione 2009, da ripartire pro-capite ai maggiorenni residenti, muniti di patente di guida, pari a 100,70 €

Fonte: MSE-DGRME

3.1.2. Le compensazioni per il territorio

Nel tentativo di migliorare i rapporti con gli organi locali, il sistema delle *royalties* ha mirato alla condivisione dei proventi derivanti dallo svolgimento dell'attività petrolifera. In questo contesto, è importante sottolineare come l'Italia si distingua rispetto agli altri Paesi produttori per il fatto che le entrate da *royalty* nelle regioni del Sud vengono indirizzate alle comunità locali. Ciò non accade in nessun altro Stato, almeno non nelle proporzioni dei valori italiani. Nessun Paese ha infatti demandato poteri e benefici così alti alle autorità locali, le quali, oltre alle *royalties*, spesso ottengono compensazioni da parte delle imprese, nella forma di entrate finanziarie dirette o di partecipazione alla realizzazione d'investimenti. L'alto peso nel processo autorizzativo degli enti locali deriva dall'implementazione di una normativa ambientale più stringente negli ultimi decenni che necessariamente ha dovuto coinvolgere gli organi periferici.

Un cambiamento decisivo lo si è avuto nel 2001, con la modifica del titolo V della Costituzione attraverso la legge costituzionale numero 3, che ha conferito potestà legislativa alle regioni in materia di "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia".

Le regioni, assieme ai comuni, si sono attivate per ottenere compensazioni da parte delle imprese che chiedevano autorizzazioni ad effettuare investimenti. Nell'ultimo decennio, il fenomeno ha riguardato soprattutto l'industria elettrica, prima per la realizzazione delle centrali elettriche a ciclo combinato e, ultimamente, anche per la costruzione di impianti a fonti rinnovabili. La questione è stata inoltre disciplinata dalla legge 239 del 2004, la cosiddetta legge Marzano, approvata per le urgenze al sistema elettrico successive al grave *black out* del settembre 2003. In essa il comma 84 prevede compensazioni anche per le attività legate all'estrazione di idrocarburi e dà un limite pari al 15% delle *royalties* ottenute dai *giacimenti*.

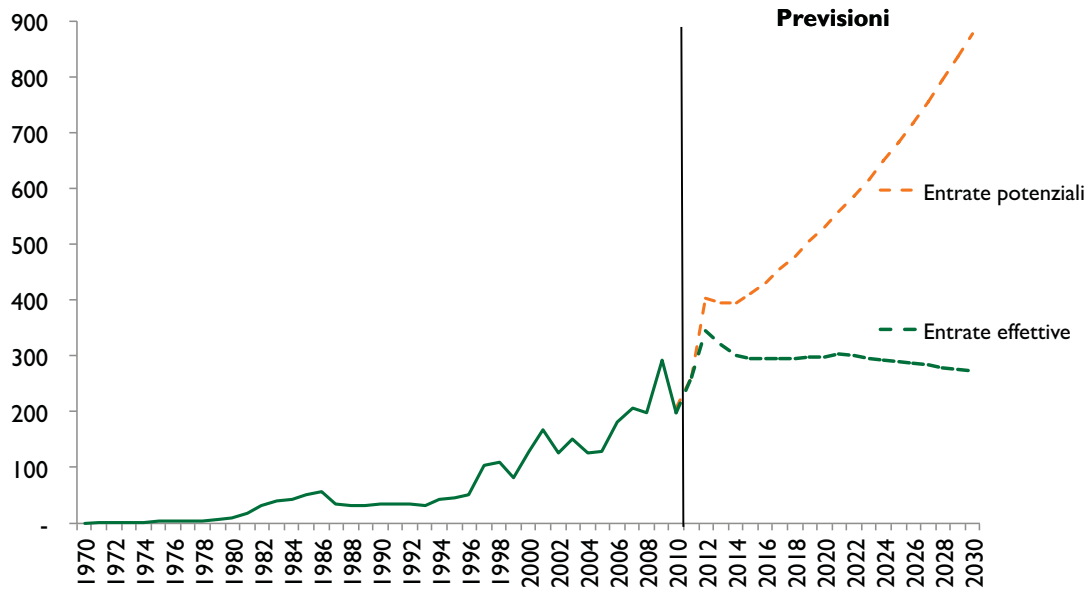
Fino ad oggi, i casi più interessanti di compensazioni per il territorio riguardano i due progetti della Basilicata, in particolare il protocollo di intenti fra regione ed Eni del 1998 per Val d'Agri, e quello della Total del 2004 per Monte Alpi. In base al primo, la società si è impegnata ad una serie di compensazioni con un costo dell'ordine di 150 mln.€, di cui circa la metà già spesi a fine 2011. Per il secondo, la cui produzione dovrebbe partire nel 2012, la posta maggiore riguarda una compensazione di 0,5 €/bbl prodotto, che, attualizzato ai prezzi del 2011, più che doppi rispetto a quelli del 2004, comporta un costo di 1,1 €/bbl. A questi sono sommate altre compensazioni che, ripartite sulla durata della produzione, portano il totale a 1,3 €/bbl. Tale livello è superiore di circa 0,25 centesimi al limite che sarebbe imposto dalla legge Marzano 239 del 2004 che al comma 84 stabilisce un limite del 15% delle roylaties, in questo caso del 10% del valore di 71 €/bbl del greggio.

3.2. Tassazione complessiva

Le entrate da *royalties* possono essere stimate con relativa facilità applicando al valore della produzione di gas e petrolio di ogni anno i prezzi praticati e moltiplicando per le aliquote in vigore per ciascun anno. Nel calcolo si è tenuto conto della produzione a mare e su terra, soggetta a diversa aliquota, e del peso dell'estrazione da *giacimenti* marginali di piccola dimensione esenti da tassazione, pari a circa un 30% del totale. Tali stime sono state confrontate con i dati ufficiali disponibili per gli ultimi anni dal MSE. Le entrate da *royalties* per lo Stato, in parte poi trasferite alle

regioni del Sud, sono aumentate costantemente negli ultimi anni, fino a raggiungere oltre 200 mln.€ nel 2010, valore più che doppio rispetto a quello di 10 anni prima. L'incremento è dovuto esclusivamente al forte balzo dei prezzi del greggio, saliti da 35 a 91 €/bbl nello stesso periodo, variazione che ha più che compensato il decremento della produzione da 18 a 11,6 mln.tep. I prezzi alti del petrolio, anche nel caso di un mantenimento dell'attuale trend negativo della produzione, dovrebbero comunque garantire entrate da *royalties* di poco inferiori ai 200 mln.€. Tuttavia, quelle potenziali, con una produzione che dovesse tornare sui livelli già raggiunti negli anni '90 di 22 mln.tep, avrebbero un incremento più che doppio oltre i 600 mln.€ annui.

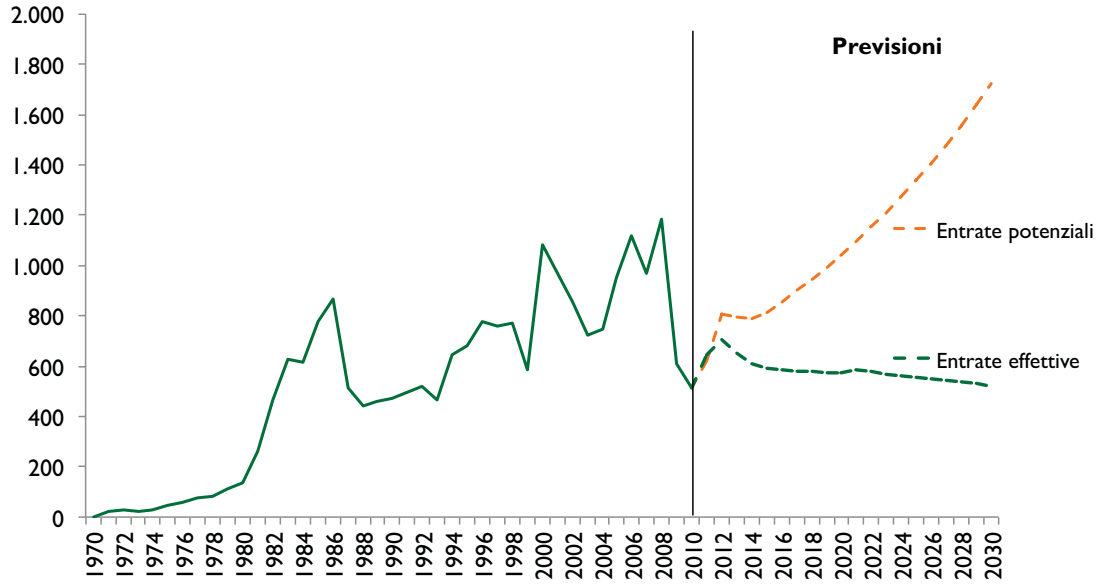
Figura 13 - Entrate da royalties in Italia (mln.€)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Alle entrate da *royalties* occorre sommare quelle derivanti da tassazione del reddito delle imprese, stima per la quale le ipotesi sono relativamente più difficili, per il peso che possono giocare le componenti molto variabili relative ai costi. Tuttavia, essendo la tassazione degli anni precedenti il 2010 certa, grazie ai dati di bilancio delle poche principali società di produzione, la stima a cui si arriva è attendibile, sia nel caso di andamento tendenziale che di potenziale crescita. Pur oscillanti, le entrate nell'ultimo decennio si sono mantenute su un trend crescente, con picchi di oltre 1 mld.€ nel 2000, grazie all'alta produzione, e nel 2008, per effetto degli alti prezzi del greggio.

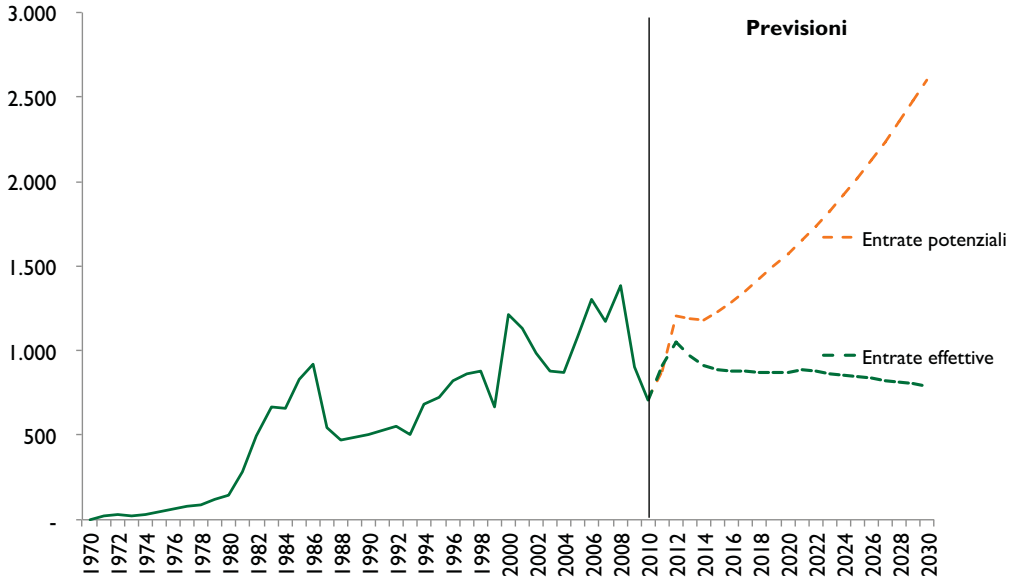
Figura 14 - Entrate da tassazione in Italia sul reddito da attività petrolifere (mln.€)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Sommando le entrate da *royalties* a quelle da tassazione si ottiene una stima di valori per gli ultimi anni costantemente superiori a 1 mld.€ annui, con picchi verso 1,4, mentre le potenzialità, con maggiore produzione, indicano valori verso i 2 mld.€, circa il doppio di quello che verrà ottenuto con l'attuale trend calante. Tali stime scontano peraltro prezzi del petrolio in calo, mentre, qualora dovessero salire, le entrate potenziali risulterebbero anche superiori.

Figura 15 - Entrate totali per lo Stato da attività petrolifere (mln.€)



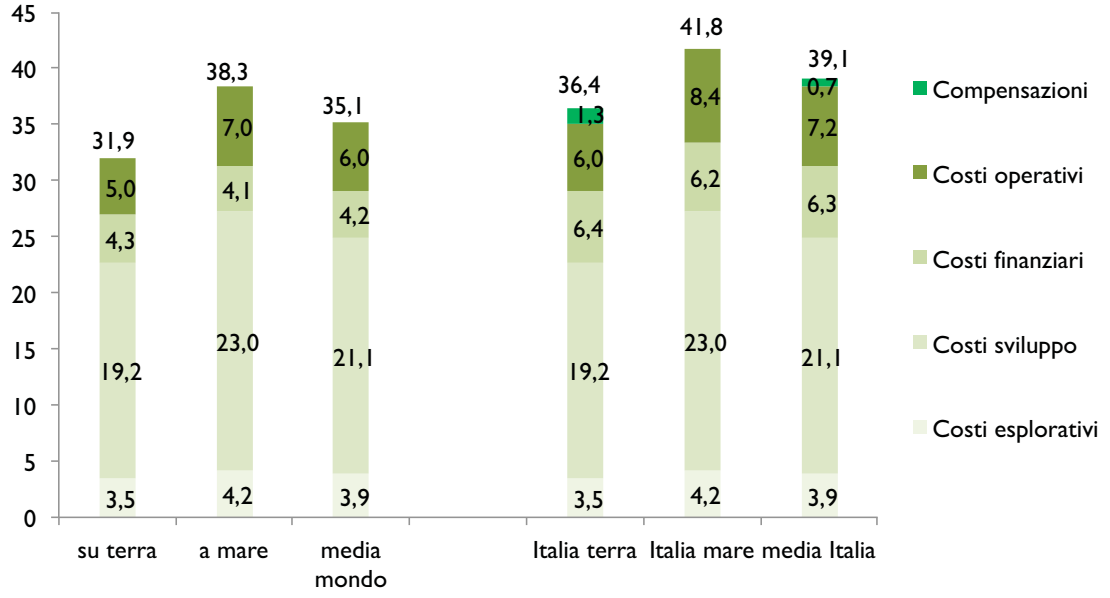
Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

3.3. Esempio di tassazione progetto a terra

Al fine di esporre il peso che la tassazione ha sulle attività produttive di petrolio, e in particolare sul prezzo totale del barile, è necessario ricostruire un esempio il più possibile rappresentativo di una realtà molto complessa. L'analisi prende a riferimento dati concreti, ma deve necessariamente contenere assunzioni e semplificazioni. L'esercizio non è esaustivo di una realtà estremamente articolata e difficile da sintetizzare, ma è utile per spiegare il peso della fiscalità e delle sue componenti.

L'analisi parte dalle stime dei costi effettuata in base a fonti accademiche e istituti di analisi internazionale, fra cui quelle dell'Istitut Français du Petrole, dell'Oil and Gas Journal, del Department of Energy degli Stati Uniti. I valori sono confrontati con i dati delle compagnie petrolifere internazionali ed infine adeguati alla realtà italiana. Essi sono riportati nella seguente figura per il contesto internazionale e per l'Italia, sia a terra che a mare. Per l'Italia, i costi risultano più alti in ragione dei costi finanziari maggiori derivanti da tempi autorizzativi più lunghi e da costi operativi superiori, sia per la diversa geologia, che per logistica più complessa. I costi di sviluppo ed esplorativi sono supposti sostanzialmente allineati a quelli del resto del mondo.

Figura 16 – Ripartizione dei costi per l'estrazione di 1 barile di petrolio (stima 2011 €/bbl)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Partendo dai precedenti dati, al fine di evidenziare l'incidenza delle tasse e delle *royalties*, è stato costruito un esempio per un *giacimento* a terra. Le ipotesi adottate sono le seguenti:

- *giacimento* su terra con una produzione di 40 mila bbl/g, pari a 2 mln.tonn. anno;
- il prezzo medio del barile è quello dei primi 7 mesi del 2011 con il cambio $/€ dello stesso periodo; ciò porta ad un prezzo medio di 71 € per barile;
- l'*esenzione* al pagamento delle *royalties* è quella in vigore di 20 mila tonnellate anno;
- viene applicata una *royalty* del 10%, quella valida nel 2011 per la produzione a terra;
- le compensazioni per il territorio vengono supposte solo per il caso a terra in Italia e si riferiscono ai casi recenti reali della Basilicata.

L'esercizio è riportato nella seguente tabella.

Tabella 9 – Esempio di pressione fiscale sulla produzione di petrolio in Italia al 2011

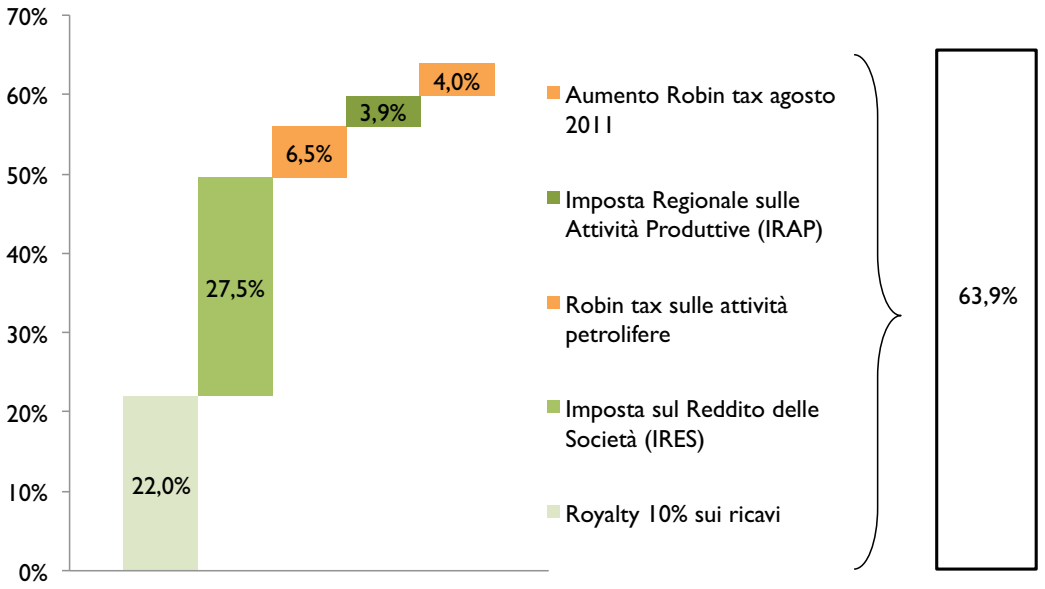
			Giacimento terra condizioni normali (senza ritardi e compensazioni)	Giacimento terra in Italia
Produzione giornaliera barili	bbl/g	a	40.000	40.000
Produzione annuale barili	bbl	b=a*365	14.600.000	14.600.000
Produzione annuale tonnellate	tonn	c=b/7,3	2.000.000	2.000.000
Prezzo medio petrolio	$/bbl	d	100,1	100,1
Cambio	€/$	e	1,41	1,41
Prezzo medio petrolio €	€/bbl	f=d/e	71,0	71,0
Prezzo medio petrolio €	€/tonn.	g=fx7,3	518	518
Ricavi	**mln.€**	**h=gxc**	**1.036,6**	**1.036,6**
Esenzione royalties	tonn.	i	20.000	20.000
Produzione soggetta a royalties	tonn.	l=c-i	1.980.000	1.980.000
Ricavi soggetti a royalty	mln.€	m=l*g	1.026	1.026
Royalty 10% su ricavi	**mln.€**	**n=m*10%**	**102,6**	**102,6**
Canone unitario per coltivazione	€/km2	o	82	82
Area della concessione di coltivazione	km2	p	291	291
Canoni	**mln.€**	**q=pxo**	**0,02**	**0,02**
Costi totali di cui:	**mln.€**	**r**	**466,5**	**531,8**
ammortamento costi esplorativi	mln.€		51,3	51,3
ammortamento costi sviluppo	mln.€		279,9	279,9
costi finanziari	mln.€		62,3	93,4
costi operativi	mln.€		73,0	87,6
compensazioni territorio	mln.€		-	19,6
Margine lordo: utile pre-tasse al lordo royalties	mln.€	s=r-h	570,1	504,7
Imponibile: utile pre-tasse al netto royalties	mln.€	t=h-n-q-r	467,5	402,1
IRES	mln.€	u=t*27,5%	128,6	110,6
Robin Tax	mln.€	v=t*10,5%	49,1	42,2
IRAP	mln.€	z=t*3,9%	18,2	15,7
Totale tasse sull'imponibile (senza royalty)	**mln.€**	**j=u+v+z**	**195,9**	**168,5**
Utile Netto	mln.€	k=t-j	271,6	233,6
Utile Netto in % del margine lordo	%	y=k/s	47,6%	46,3%
Prelievo statale (government take), tasse e royalty	mln.€	a1=n+q+u+v+z	298,5	271,1
Prelievo statale (government take) in % dell'utile pre tasse	**%**	**a2=a1/t**	**63,9%**	**67,4%**
Incidenza delle royalties in % del margine lordo	%	a3=s/n	18,0%	25,5%
Incidenza delle royalties del 10% in % dell'imponibile	**%**	**a4=n/t**	**22,0%**	**25,5%**

Nota:
progetto di sviluppo di un giacimento a olio su terra in Italia. Per semplificazlone le aliquote IRES, IRAP e Robin Tax sono applicate al profitto pre-tasse. In realtà l'imponibile su cui si calcola è costruito diversamente rispetto al profitto pre-tasse.
Condizioni normali: riferito all'Italia senza ritardi e senza compensazioni, con oneri logistici contenuti e geologia normale.
Giacimento in Italia: costi di compensazione relativi ad esperienza recente in Basilicata, oneri logistici alti e geologia complessa, ritardi tipici italiani di oltre due anni.

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Con questo calcolo è possibile riferire la *royalty* del 10% del valore del barile, 71 €, all'utile imponibile al fine delle tasse, rendendola pertanto confrontabile con gli altri prelievi fiscali, *IRES* e *IRAP*. Il 10% di prelievo sui ricavi, risulta pertanto essere un 22% sull'utile imponibile, non distante dal 27,5% dell'aliquota *IRES* prima delle addizionali degli ultimi anni, la cosiddetta *Robin Hood tax*. Aggiungendo anche *IRES*, con le addizionali, e l'*IRAP*, si arriva ad un prelievo fiscale complessivo sugli utili del 63,9%, valore relativamente alto rispetto ad altri regimi fiscali e rispetto alle prospettive di produzione in Italia.

Figura 17 – Tassazione sugli utili delle attività petrolifere in Italia (% dell'utile al netto delle tasse)

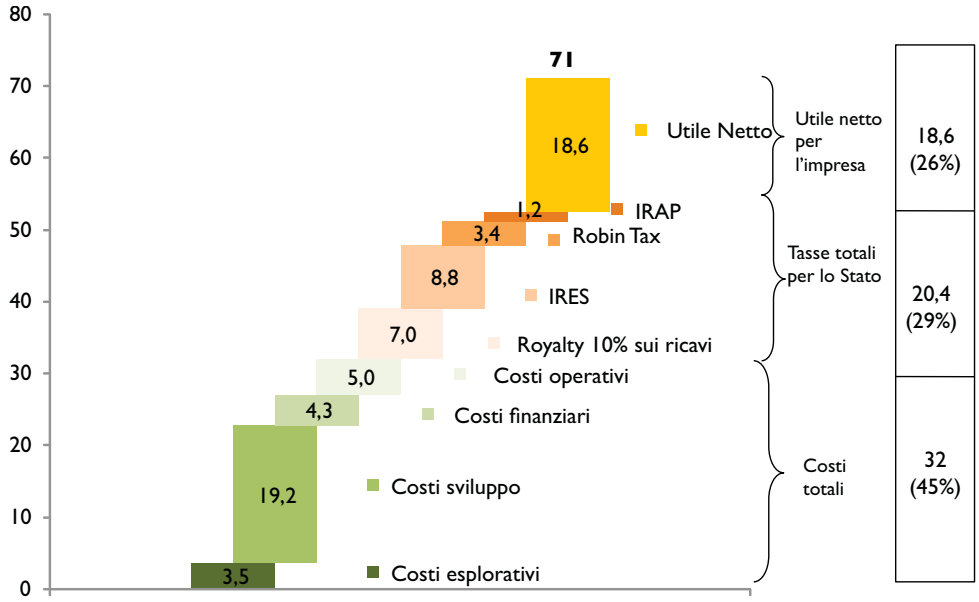


Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Il passaggio successivo è quello di confrontare il prelievo fiscale al prezzo del barile, nell'ipotesi 71 €, nel caso di *giacimento* in Italia nella "situazione ideale" con la "situazione di fatto" della realtà italiana.

La seguente figura evidenzia che il prelievo fiscale totale sul prezzo è di 20,4 €, pari al 29% del totale, di cui un 10% è rappresentato da *royalty*, mentre i costi sono di 31,9 €, il 45%. Ciò lascia all'impresa un utile di 18,6 € pari al 26% del valore del barile.

Figura 18 – Ripartizione del valore del barile ($/bbl)

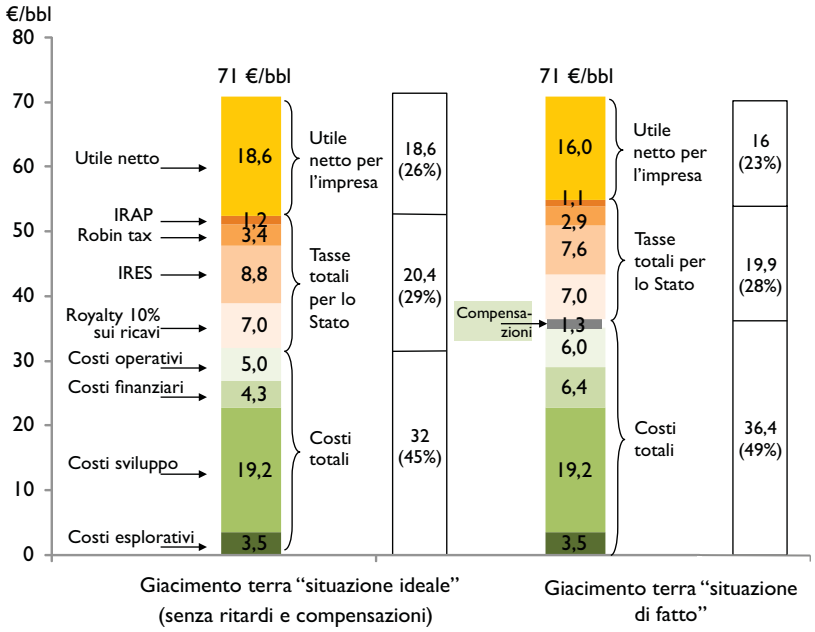


Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

I precedenti valori sono relativi alla stima dei costi rappresentativi di una "situazione ideale", tipica di altri Paesi, caratterizzata dalla sussistenza delle migliori condizioni ipotizzabili in Italia, in assenza pertanto di compensazioni e di

ritardi, mentre il caso definito "situazione di fatto" in Italia, con costi più alti, si traduce sia in utili più bassi per l'impresa, sia in prelievo fiscale più contenuto per lo Stato. L'esercizio vuole evidenziare come i ritardi, gli ostacoli tipici italiani e le compensazioni si riflettano in maggiori costi che vanno a ridurre sia i profitti che le tasse, creando in sostanza meno ricchezza.

Ripartizione del valore del barile (€/bbl)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

4. IL CONFRONTO CON GLI ALTRI PAESI

4.1. Il confronto tra diverse regolazioni fiscali

A causa delle molteplici forme in cui si può sostanziare un sistema fiscale, il confronto delle normative fiscali vigenti nei diversi Paesi risulta abbastanza arduo. A tal fine vengono riportati, di seguito, i risultati dell'analisi effettuata dalla Banca Mondiale[10] attraverso 2 rapporti, il rapporto "Doing Business 2011, Making a Difference for entrepreneurs" che misura la facilità di fare impresa in 183 Paesi, ed il rapporto "Paying Taxes 2011, The global picture", che misura la pressione fiscale sulle imprese nei 183 Paesi menzionati.

4.1.1. Il rapporto Doing Business 2011

Lo studio "Doing Business", elaborato dalla Banca Mondiale a partire dal 2003, impiega diversi indicatori per confrontare la facilità di aprire e gestire un'impresa in 183 diversi Paesi. Obiettivo dell'analisi è la verifica dell'efficienza e dell'efficacia dei diversi sistemi regolatori nazionali nel favorire l'attività d'impresa e l'identificazione dei fattori che ne rappresentano un limite. Tra i diversi indicatori impiegati a tal fine, troviamo:

- avvio di un'impresa;
- conseguimento dei permessi di costruzione;
- registrazione della proprietà;
- accesso al credito;
- protezione degli investimenti;
- pressione fiscale;
- commercio con l'estero;
- efficacia impugnazione dei contratti;
- chiusura di un'impresa.

Il rapporto permette di fotografare lo stato della cornice regolatoria della realizzazione d'investimenti nei 183 Paesi, individuando inoltre su quali ambiti governi ed amministratori devono agire per permettere alle piccole-medie imprese di crescere e svilupparsi.

Nella graduatoria mondiale stilata attraverso i 9 indicatori elencati l'Italia si colloca all'80esimo posto, penultima nell'area *OCSE* prima della Grecia, di molto oltre la media dei Paesi sviluppati, pari a 28. La posizione dell'Italia è al contrario vicina alla media registrata dai Paesi dell'Asia Sud & Pacifico (71) e dell'Est Europa ed Asia centrale (87).

Confrontando l'Italia con i maggiori produttori di petrolio e gas appartenenti all'area *OCSE* emerge il ritardo del nostro Paese. UK, USA, Canada e Norvegia si collocano infatti tutti nelle prime 10 posizioni della classifica, restando quasi sempre nella parte alta della graduatoria rispetto ai 9 indicatori analizzati.

Sostanziale è il divario in termini d'imposizione fiscale, dove l'Italia si colloca al 128esimo posto della classifica mondiale, registrando una pressione fiscale, calcolata come percentuale sui profitti, del 68,6%, ultimo Paese dell'*OCSE*. Tale classifica analizza l'efficienza delle regolazioni nazionali combinando i dati in termini di facilità di pagamento delle tasse da parte delle imprese, numero di pagamenti da effettuare, tempo impiegato e carico fiscale totale.

4.1.2. Il rapporto Paying Taxes 2011

Il rapporto "Paying Taxes" della Banca Mondiale mostra il costo della tassazione ed il peso della burocrazia cui sono sottoposte le imprese in 183 Paesi selezionati, da cui emerge il peso del sistema fiscale sul settore economico

[10] Nei panni della Società Finanziaria Internazionale (IFC – International Finance Corporation), agenzia della Banca Internazionale per la Ricostruzione e lo Sviluppo

produttivo. Il confronto sul carico fiscale avviene pertanto in una prospettiva di impresa, considerando le imposte principali che gravano sulle aziende:

- imposte sui profitti delle società;
- costo fiscale del lavoro;
- tasse sui consumi;
- tasse sulla proprietà;
- altre imposte.

Il modello prende a riferimento una media impresa con 60 dipendenti e ne misura il carico fiscale in considerazione alle imposte menzionate.

I risultati dell'analisi del rapporto accentuano, per quanto riguarda la tassazione, il forte distacco dell'Italia, che si posiziona al 167esimo posto nella classifica generale su un totale di 183 paesi.

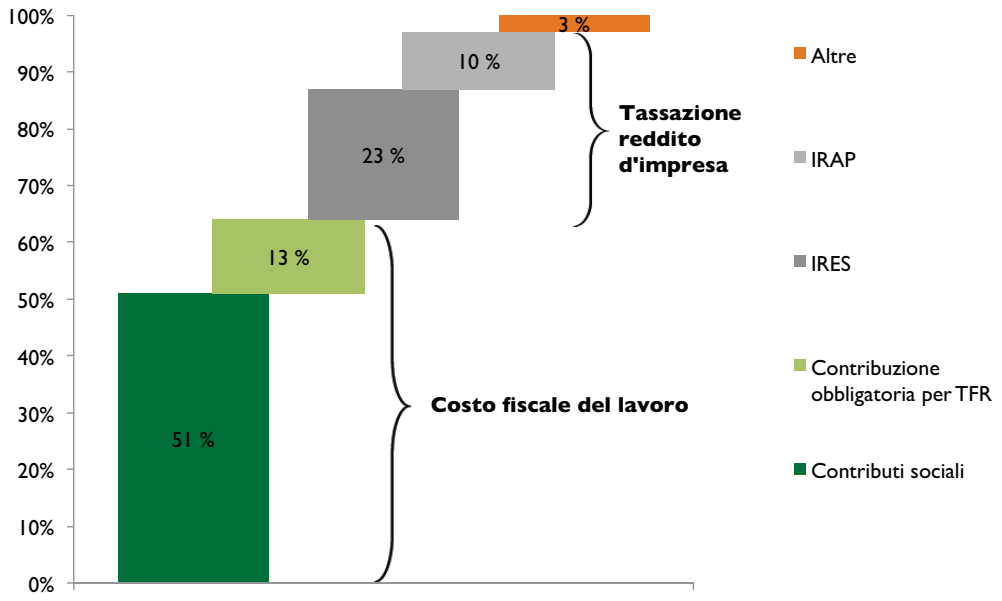
In complesso, i Paesi *OCSE* si trovano in media a metà della classifica (102), vicini ai Paesi del continente africano (in media a 107). Al contrario, i Paesi che si posizionano meglio nella classifica sono quelli del Medio Oriente ed Africa, in media a 63.

È interessante notare come tra i 10 Paesi che meglio si posizionano all'interno della citata classifica troviamo 4 nazioni *OPEC*, in ordine Qatar (6), Emirati Arabi Uniti (7), Arabia Saudita (8), Bahrain (9), i quali, grazie all'importanza che ricopre il settore petrolifero, non ricorrono alla tassazione diretta alle imprese nazionali, ma preferiscono tassare solamente le imprese dell'Oil & Gas straniere operanti nei loro Paesi. Qui, infatti, le imposte sui profitti delle aziende oscillano tra lo 0 ed il 2,1%

Analizzando i tre fattori che compongono l'indicatore "imposizione fiscale totale" emerge come, tra i Paesi presi finora a rifermento, gli Stati Uniti presentino le imposte sui profitti più alte, pari al 27,6%, mentre il Canada le più contenute, pari al 9,8%. Qui l'Italia si colloca in linea con gli altri Paesi, con una pressione fiscale diretta sui profitti del 22,8%.

Al contrario, in termini di pressione fiscale sul lavoro l'Italia registra un tasso del 43,4%, circa 4 volte il valore indicato per gli altri Stati qui considerati. Come si evince dal grafico sottostante, la pressione fiscale sul lavoro contribuisce per il 64% all'imposizione fiscale totale, complici sia gli elevati oneri sociali (tanto previdenziali quanto assistenziali) che la contribuzione aziendale obbligatoria per l'accantonamento del TFR. L'indicatore altre tasse, che come anticipato include tasse sui consumi, sulla proprietà ed altre 4 diverse imposte colloca il nostro Paese nella parte bassa della classifica, secondo solo alla Norvegia.

Figura 19 - Composizione percentuale dell'imposizione fiscale sulle aziende in Italia



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

L'indicatore della pressione fiscale totale, dato dalla somma delle tre categorie menzionate (tasse sui profitti, tasse sul lavoro e altre tasse), vede le imprese italiane come le più tassate dell'*OCSE*, con il 68,6%, da 1,5 a oltre 2 volte più tassate delle aziende con sede negli altri 4 Paesi considerati.

Tabella 10 - Pressione fiscale totale nella classifica Paying Taxes 2011

		Canada	UK	Norvegia	USA	Italia
Pressione fiscale totale come tasse sui profitti	%	9,8	23,2	24,4	27,6	22,8
Pressione fiscale totale come tasse sul lavoro	%	12,6	10,8	15,9	10	43,4
Pressione fiscale totale come altre tasse	%	6,8	3,3	1,3	9,2	2,4
Pressione fiscale totale	**%**	29,2	37,3	41,6	46,8	68,6
	Ranking	**37**	**76**	**98**	**124**	**167**

Fonte: Banca Mondiale

4.2. La tassazione in Australia, Canada, Danimarca, Francia, Irlanda, Norvegia, UK, USA

4.2.1. Australia

Il *Commonwealth* dell'Australia è una monarchia costituzionale federale. Formalmente il capo dello Stato è ancora la corona britannica, anche se il potere all'interno del Paese viene esercitato dal Governatore Generale dell'Australia in sintonia con il primo ministro australiano. L'Australia si compone di sei Stati (Australia del Sud, Australia Occidentale, Nuovo Galles del Sud, Queensland, Tasmania e Victoria) e di due Territori (Territorio del Nord e Territorio della capitale australiana). Canberra è la capitale federale, sede delle principali istituzioni governative. La Costituzione australiana traccia i confini della divisione di competenze normative tra gli Stati e il governo Federale.

L'esperienza australiana nel settore E&P è piuttosto recente; anche se le prime scoperte di olio e gas nel sottosuolo dell'isola risalgono agli inizi del '900, è solo dopo la seconda guerra mondiale che viene messo in produzione il primo *giacimento* ad olio di una certa rilevanza commerciale. Si tratta del Rough Range N.1, scoperto dalla WAPET (all'epoca società partecipata della Standard Oil of California) nel 1953 a Exmouth Gulf, nello Stato dell'Australia Occidentale.

Tale scoperta stimolò la *ricerca* di idrocarburi in tutto il Paese, e negli anni '60 furono individuati altri importanti *giacimenti* negli Stati del Queensland e di Victoria. Agli inizi degli anni '70 venne individuato, nel mare territoriale dell'Australia Occidentale, il primo *giacimento* a gas *offshore* del Paese; anche in questo caso la scoperta stimolò la ricerca di tale risorsa in tutto il Paese, e vennero rinvenute quantità significative di gas naturale sia a terra (bacino di Cooper/Eromanga nello Stato dell'Australia del Sud) che soprattutto a mare (bacino di Carnavoran nelle acque dell'Australia Occidentale, bacino di Bonaparte nel mar di Timor, bacino di Gippsland nelle acque dello Stato di Victoria).

I *giacimenti* di gas naturale rinvenuti nel corso degli ultimi quarant'anni hanno permesso all'Australia di incrementare le proprie *riserve provate* (che nel 2010 si attestavano a poco meno di 950.000 mln.tep[11]) e di aumentare la produzione, fino a diventare un esportatore netto di tale risorsa: nel 2010 l'Australia ha esportato il 50,3% dei 45,3 mln.tep di gas naturale prodotti[12]. Per quanto riguarda il petrolio, il Paese possiede una quantità di *riserve provate* che nel 2010 ammontavano a 453 mln.tep[13]. La produzione nazionale nel 2010 è scesa a 28,1 mln.tep[14] (nel 2000 si attestava sulle 35,3 mln.tep), costringendo il Paese a importare circa il 44% dell'olio consumato.

A dispetto degli altri Paesi retti da un sistema di *common law*, in Australia i diritti minerari sono proprietà della Corona (governo Federale, Stati e Territori). La divisione della gestione delle *risorse* d'idrocarburi tra i vari livelli governativi (federale, statale, territoriale) viene regolamentata da alcune disposizioni della Costituzione e dall'Offshore Consitutional Settlement. Il governo federale è competente in materia di gestione delle *risorse* in mare situate oltre tre miglia nautiche dalla linea di costa australiana. L'*esplorazione* e la *ricerca* di tali idrocarburi sono regolate dai dettami del Commonwealth Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act (OPGGSA) del 2006. Gli Stati australiani e il Territorio del Nord sono responsabili per la gestione delle *risorse* situate nel mare territoriale (distanza inferiore alle 3 miglia nautiche dalla linea di costa) e di tutte le *risorse* a terra. Ogni Stato possiede una legislazione specifica in materia.

Prelievo specifico per le attività E&P

Il sistema di prelievo fiscale australiano combina *royalties*, *canoni* d'*esplorazione* e produzione, tassazione specifica e imposte sul reddito della società.

Tabella 11 - Prelievo fiscale per le attività E&P

Royalties (1)	10 - 12,5%
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	30 - 55%
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*30%*
di cui Tassazione specifica	*40% (1)*

(1) Secondo l'ubicazione della concessione, si applica o la tassazione specifica o l'aliquota royalty. La tassazione specifica è deducibile.

Fonte: Ernst & Young 2010

Royalties

Per progetti a terra, l'aliquota viene determinata degli Stati. A seconda della *concessione* e dello Stato, le *royalties* possono essere fisse o variare al variare della produzione. L'aliquota si aggira tra il 10% e il 12,5%, e viene solitamente pagata sul valore della produzione a bocca di pozzo, al netto dei costi deducibili. Le compagnie sono tenute al versamento annuale dell'importo dovuto, che viene effettuato a favore dell'amministrazione statale competente. Importante sottolineare che alcuni Stati applicano delle esenzioni alle *royalties* per i primi cinque anni di produzione.

Per progetti a mare, le *royalties* sono amministrate dagli Stati in caso di mare territoriale, o dal governo federale in caso di placca continentale. E' bene però ricordare che il governo federale ha eliminato il sistema di prelievo via

[11] Dati 2010 fonte Oil & Gas Journal.
[12] Fonte BP-Statistical Review 2011
[13] Dati 2010 fonte Oil & Gas Journal.
[14] Fonte BP-Statistical Review 2011.

royalties nel 2008, quando decise d'introdurre una tassa specifica sulle imprese che operano nell'E&P *offshore* (vedi sezione seguente).

Tassazione specifica

A decorrere dal 1° giugno 2008, le società attive nell'E&P sulla placca continentale australiana sono tenute a pagare la Petroleum Resource Rent Tax (PRRT), tassa federale introdotta dall'OPGGSA del 2006[15]. La PRRT ha sostituito il sistema di *royalties* per l'*offshore* federale, e viene calcolata nel seguente modo:

Profitto tassabile = ricavi imponibili - spese deducibili

Il profitto viene tassato con un'aliquota del 40%. La PRRT è pagata annualmente dalle compagnie al governo federale, e viene applicata solo quando viene realizzato un profitto in una determinata *concessione*. La PRRT è riscossa prima dell'imposta federale sul reddito della società, e risulta deducibile a fini della tassazione

Fiscalità generale

Le imprese operanti in Australia sono tenute a versare un'imposta federale sul reddito della società pari al 30% del reddito tassabile.

4.2.2. Canada

Il Canada è una democrazia parlamentare a regime monarchico costituzionale. Dieci Province (Alberta, Columbia Britannica, Isola del Principe Edoardo, Manitoba, Nuova Scozia, Nuovo Brunswick, Ontario, Québec, Saskatchewan, Terranova e Labrador) e tre Territori (Yukon, Territori del Nord Ovest, Nunavut) compongono la federazione bilingue più grande al mondo. Ottawa, nella Provincia dell'Ontario, è la capitale federale, sede del parlamento della federazione e delle principali istituzioni governative.

L'attività di *ricerca* d'idrocarburi nel Paese è iniziata nella seconda metà del XIX secolo. Il primo pozzo petrolifero fu scavato dalla J.M. Williams & Company nel 1857 ad Ellinskillen Township, in Ontario. La *coltivazione* del pozzo andò a buon fine, e già dall'anno seguente un quantitativo significativo di greggio veniva inviato alle raffinerie di Hamilton. Il successo della J.M Williams segnò l'inizio del boom nelle operazioni di E&P petrolifera nel sud-ovest dell'Ontario, coronato dalla nascita nel 1880 dell'Imperial Oil Company Limited, ancora oggi il principale gruppo petrolifero canadese. L'intenso sfruttamento causò la drastica riduzione delle *risorse* di petrolio dell'Ontario nel giro di pochi decenni, ma le vaste praterie dell'Alberta stavano per rivelare le loro enormi potenzialità ai *drillers* canadesi: nel 1883 fu estratto del gas naturale da un pozzo scavato nei pressi di Medicine Hat, città vicina al confine con gli Stati Uniti. Questa scoperta marcò l'inizio dell'era dello sfruttamento delle *risorse* d'idrocarburi dell'Alberta, che si convertirà in uno dei principali attori della produzione di olio mondiale quando fu scoperto nel 1947 il mega-*giacimento* di Leduc, nei pressi di Edmonton. Verso la fine degli anni '60 iniziò anche l'e*splorazione* del fondale marino canadese, che portò a ritrovamenti *offshore* di una certa entità in Columbia Britannica, in Terranova e Labrador e in Nova Scozia. Le sabbie bituminose della valle di Athabaska furono invece rinvenute nella seconda metà del '700, ma i tentativi di raffinare del greggio dal bitume estratto si rivelarono fallimentari fino alla prima metà degli anni 60. Nel 1967, la società Great Canadian Oil Sands iniziò lo sfruttamento commerciale del bacino, che è ancora oggi considerato il più importante bacino di sabbie bituminose al mondo[16].

Il Canada detiene le terze *riserve* di petrolio[17]e le ventunesime *riserve* di gas naturale al mondo[18]. La maggior parte di tali *riserve* sono situate *onshore*; a livello provinciale, l'Alberta è la Provincia più ricca di *risorse*, sia in termini di gas naturale che di olio convenzionale. L'Alberta detiene inoltre la quasi totalità di petrolio estraibile da sabbie bituminose del Paese. Nelle acque territoriali e nella *piattaforma continentale* canadese sono conservate circa il 30% delle *riserve* di petrolio convenzionale del Paese.

Il Canada si regge su un complesso equilibrio tra istanze provinciali e federali, che condividono il potere legislativo nei principali ambiti normativi. Non fa eccezione la gestione delle *risorse* naturali, che viene regolata sia da leggi provinciali

[15] I giacimenti situati nell'Australia/East Timor Joint Petroleum Development Area e sulla placca continentale nord occidentale sono esclusi dal regime PRRT.
[16] Canadian Center for Energy Information (2004), *Evolution of Canada's oil and gas industry,* Calgary.
[17] Considerate le sabbie bituminose.
[18] Dati 2010 fonte Oil & Gas Journal.

che federali. Già nel Constitution Act del 1867, l'atto con cui quattro dominions (Ontario, Nuova Scozia, New Brunswick e Québec) decisero di confederarsi per creare lo Stato canadese, veniva concesso alle Provincie di mantenere la proprietà delle proprie terre e sulle risorse in esse presenti. Il Natural Resources Transfer Act del 1930 garantiva la stessa prerogativa anche a Manitoba, Saskatchewan e Alberta.

Le *risorse* naturali (e dunque gli idrocarburi) vengono quindi gestite direttamente dal governo provinciale se situate su territori di sua pertinenza; è invece il governo federale ad occuparsi delle *risorse* naturali quando esse sono situate:

- nei parchi naturali federali;
- nella zona delle riserve indiane;
- nelle zone di pertinenza dei Territori (a nord del 60° parallelo), ad eccezione dello Yukon;
- nel mare territoriale (con alcune eccezioni);
- sulla *piattaforma continentale* canadese.

Infine, in seguito a specifici accordi firmati tra governo e province[19], vengono gestite congiuntamente le *risorse* naturali presenti nel mare territoriale dalla Provincia della Terranova e Labrador e della Nuova Scozia.

Tale sistema normativo influisce sull'allocazione delle *risorse* provenienti da prelievo fiscale su imprese operanti nell'E&P. *Royalties*, *canoni* e bonus d'asta sono interamente dovuti all'amministrazione proprietaria del terreno dove si trova la *concessione*: se, ad esempio, una *concessione* di *coltivazione* di idrocarburi si trova su un terreno di proprietà della Provincia dell'Alberta, il ricavato dalle *royalties* sulla produzione, dal *canone* di *coltivazione* e del bonus d'asta, andrà interamente a beneficio del governo provinciale. I governi provinciali e il governo federale possono inoltre stabilire il framework legislativo che ritengono più adeguato per lo sfruttamento delle *risorse* minerarie. Le aliquote delle *royalties* ed i *canoni* per le concessioni sono liberamente stabiliti dalle amministrazioni compenti, senza nessuna imposizione da Ottawa.

Un'altra particolarità canadese riguarda la proprietà della terra. Come in altre ex-colonie britanniche, il sistema giuridico in vigore è quello del *common law*[20]. In materia di proprietà fondiaria ciò significa che il governo canadese (o i privati) formalmente amministrano la terra su mandato della Corona Britannica. Da qui il nome di Crown Land (Terra della Corona) che viene dato alla terra di proprietà del governo (sia esso provinciale o federale), che ammonta circa all'89% del territorio canadese (41% posseduto dal governo federale, 48% dai governi provinciali). Il restante 11% è di proprietà di privati (Freehold Land), siano essi cittadini o imprese[21], che sono anche proprietari dei diritti minerari del terreno posseduto.

Questo particolare assetto della proprietà fondiaria influisce ovviamente sul valore delle *royalties* da *coltivazione* mineraria. Le aziende operanti su una Crown Land (sia essa federale o provinciale) devono sottostare alle leggi federali o provinciali che regolano le aliquote delle Crown Royalties o dei *canoni* su un determinato territorio. Le aziende che invece operano su una Freehold Land contratteranno direttamente con il proprietario il prezzo da pagare per effettuare le operazioni di *esplorazione* e *coltivazione* sul suo terreno. Anche in questo caso, però, le provincie canadesi ottengono alcuni proventi fiscali grazie alla Freehold Royalties, un'imposta collegata al reddito derivante dalla vendita degli idrocarburi coltivati dall'impresa operante su una Freehold Land.

Prelievo fiscale specifico per attività E&P

Il sistema di prelievo fiscale canadese combina *royalties*, bonus, *canoni* d'*esplorazione* e produzione e imposte sul reddito della società.

[19] Si tratta del *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act* e del *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*
[20] Ad eccezione della provincia del Québec.
[21] V.P. Neimanis (2010), The Canadian Encyclopedia

Tabella 12 - Prelievo fiscale per le attività di E&P

Royalties	10 - 45%
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	28 - 34%
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*28 - 34% (1)*
di cui Tassazione specifica	*no*

(1) 18% federale + 10-16% provinciale

Fonte: Ernst & Young, 2010

Fiscalità generale e agevolazioni sulle società a capitale privato

Il regime di tassazione canadese per le società a capitale private è regolato dal Canadian Income Tax Act (CITA) del 1985. In generale, in Canada non è previsto un regime di tassazione speciale per le società che operano nel settore dell'Oil & Gas.

L'imposta sul reddito delle società (*Corporate Income Tax*, CIT) risente della divisione federale dell'ordinamento statale. Le imprese operanti sul territorio canadese sono tenute a versare un'imposta provinciale sul reddito della società, a beneficio della provincia dove il reddito tassabile viene generato, che varia tra il 10% e il 16%; l'aliquota dell'imposta federale sul reddito della società, che viene versata a beneficio del governo di Ottawa, nel 2010 era al 18%[22].

La regolazione canadese prevede un sistema di ammortamento con separazione delle immobilizzazioni materiali per le imprese operanti nel settore di analisi. Le spese sostenute per generare reddito, incluse le spese operative (OPEX), le spese per capitale (CAPEX) e le spese sostenute per l'*esplorazione* e la *coltivazione* dei *giacimenti* (resource expenses), sono infatti normalmente deducibili dalla base imponibile.

Le spese per capitale sostenute possono essere ammortizzate ad un tasso massimo del 25% annuo.

Per spese sostenute per l'*esplorazione* e la *coltivazione* dei *giacimenti* (resource expenses) si intendono le spese sostenute come:

- spese di *esplorazione* (Canadian Exploration Expense), cioè quei costi in cui la società incorre per determinare l'esistenza, la locazione, l'estensione e la qualità delle *risorse* di gas e olio presenti nel sottosuolo. Tali spese sono deducibili dal reddito imponibile fino al 100%;
- spese di sviluppo (Canadian Development Expense), cioè i costi di perforazione, costruzione di un pozzo, costruzione di una strada d'accesso al pozzo e in generale preparazione del sito di *coltivazione*. Tali spese possono essere dedotte fino ad un massimo del 30% ogni anno;
- spese per *canoni* e locazione (Canadian Oil and Gas Property Expense), cioè quei costi sostenuti da una società per acquisire i diritti d'*esplorazione* di un appezzamento, i *canoni* per l'esplorazione e la *coltivazione* degli idrocarburi. Questa tipologia di spese può essere dedotta fino al 10% ogni anno.

Infine, a partire dal 2007 anche le *royalties* pagate sono deducibili del reddito imponibile.

4.2.3. Alberta

L'Alberta è il principale produttore d'idrocarburi del Canada, contribuendo per il 68% al totale della produzione di olio e per l'80% alla produzione di gas naturale del Paese.

L'81% dei diritti minerari della Provincia sono di proprietà del governo provinciale (Crown Land), che li amministra attraverso l'Alberta Department of Energy.

[22] Per il 2011, l'aliquota dell'imposta federale sulle imprese è al 16,5%

In Alberta, l'ammontare complessivo del prelievo fiscale sulle imprese operanti nel settore E&P è il risultato di un mix di *canoni*, *royalties* e imposte sul reddito delle società che vengono versati dall'impresa durante le diverse fasi della *coltivazione/esplorazione* della *concessione* mineraria.

In un primo momento, l'azienda interessata ad effettuare delle opere di *esplorazione* su un determinato territorio partecipa ad un'asta bandita dal governo provinciale. Se l'azienda effettua la migliore offerta, ottiene i cosiddetti Annual Rights, ovvero i diritti di *esplorazione* e *coltivazione* della *concessione*. Ottenuta la *concessione*, per tutto il periodo dell'*esplorazione* e della *coltivazione* l'azienda è tenuta a pagare un *canone* di sfruttamento alla Provincia dell'Alberta (Land Rental Fees) ed una tassa municipale, che viene versata al comune di pertinenza (Municipal Property Tax). Una volta che l'azienda entra nella fase di *coltivazione*, è tenuta, inoltre, a pagare alla Provincia delle *royalties* sulla produzione d'idrocarburi. Infine le aziende sono tenute a corrispondere al governo federale e a quello provinciale un'imposta sul reddito della società.

Prelievo fiscale specifico per attività E&P

Ricapitolando, l'ammontare complessivo del prelievo fiscale su imprese operanti nel settore E&P in Alberta è il risultato di:

Tabella 13 - Prelievo fiscale per le attività E&P in Alberta

	Quando?	Descrizione
Bonus	Nel momento in cui viene bandita l'asta per l'assegnazione della concessione	Per ottenere la concessione d'esplorazione, si effettua un'asta. L'azienda che offre di più ottiene i diritti di esplorazione e sfruttamento (Annual rights)
Canone di sfruttamento *(land rental fees)*	Esplorazione e produzione	Un canone di esplorazione/ coltivazione annuo fisso
Royalties	Fase di coltivazione	Variano al variare del tipo di terreno *(Crown land* o *Freehold land)* della qualità del prodotto, dei prezzi internazionali e della quantità prodotta.
Imposta sul reddito della società *(Corporate Income Tax)*	Coltivazione, quando viene generato un reddito tassabile	Bisogna tenere in considerazione sia il CIT federale che quello provinciale
Canone Municipale	Esplorazione e Produzione	E' una tassa di locazione, che viene corrisposta alla/e municipalità dove si trova la concessione

Fonte: Price Waterhouse Cooper, 2010

Royalties

Sono tre le norme provinciali di riferimento in materia di *royalties* in Alberta, emanate ai sensi del Mines and Minerals Act: si tratta dell'Alberta Regulation 221/2008 (Natural Gas Royalty Regulation 2009), dell'Alberta Regulation 222/2008 (Petroleum Royalty Regulation 2009) e dell'Alberta Regulation 32/2011 (New Well Royalty Regulation). Le aliquote delle *royalties* differiscono in base alla natura del prodotto:

a) olio convenzionale
b) olio da sabbie bituminose
c) gas naturale.

a) Olio convenzionale

Le *royalties* da olio sono dovute mensilmente al governo provinciale e possono essere pagate in denaro o in prodotto (che viene poi commercializzato dall'Alberta Petroleum Marketing Commission). Le aliquote pagate per la *coltivazione* di olio variano tra lo 0% e il 40% della produzione. Vi sono quattro fattori che influenzano le aliquote:

- prezzo del barile WTI;
- qualità dell'olio prodotto;

- produttività del pozzo estrattivo;
- classificazione del pozzo estrattivo in base ai criteri "vintage" (qualità, maturità e produttività).

La formula standard che viene applicata per il calcolo dell'aliquota di *royalties* dovuta (R%) è :

R%= Rp+Rq, dove:

Rp (Price Component) è funzione del PAR Price[23], calcolato mensilmente a partire da:

- qualità del greggio estratto (light, medium, heavy, ultra heavy)
- prezzo greggio Nymex WTI
- prezzo greggio ad Edmonton (AL, Canada)

Rq (Quantity Component) è invece funzione della quantità di metri cubi di greggio estratti mensilmente (l'aliquota diminuisce al diminuire della produzione).

b) Olio da sabbie bituminose

Nel caso di petrolio da sabbie bituminose viene impiegata un'aliquota variabile (*sliding scale*) che aumenta all'aumentare del prezzo del barile WTI. Un altro fattore che influenza l'aliquota è il raggiungimento da parte del gestore della *concessione* del "payout" (momento in cui il gestore ha recuperato le spese sostenute per operare la *concessione*, i cosiddetti allowable costs). Prima di raggiungere il "payout", l'impresa paga *royalties* sul fatturato lordo generato dallo sfruttamento della *coltivazione* con un'aliquota che varia tra l'1% de il 9% (a seconda del prezzo del barile WTI). In situazione di post-payout, l'impresa paga *royalties* sul fatturato netto generato dallo sfruttamento della *coltivazione* con un'aliquota tra il 25% ed il 40% (sempre a seconda del prezzo del barile WTI).

c) Gas naturale

Le *royalties* vengono versate mensilmente in denaro. Le aliquote pagate per la *coltivazione* di campi a gas naturale variano dal 5% al 36% del prodotto estratto.

L'aliquota dovuta (R%), detta WEARR[24], è in realtà una media ponderata delle aliquote dovute per tutti i componenti gassosi estratti (metano, butano, etano, etc.) in una determinata *concessione*. La formula utilizzata per calcolare la WEARR dovuta è

R%=WEARR= Rp+Rq, dove:

Rp dipende dal PAR price del metano sul mercato (determinato mensilmente dall'Alberta Energy Department), sulla base del quale vengono calcolati i prezzi di tutti gli altri componenti gassosi.

Rq dipende invece dalla produzione giornaliera del pozzo, dall'acidità dei gas prodotti e dalla profondità del pozzo da cui si estrae il gas.

Modifiche alle aliquote

L'Alberta Regulation 32/2011 introduce alcune modifiche alle aliquote dovute sulla *coltivazione* delle concessioni gas e olio entrati (o ri-entrati) in produzione a decorrere dal 1° aprile 2011. Su tali pozzi, l'aliquota massima dovuta è pari al 5% della produzione per un periodo di 12 mesi, fino ad un limite massimo di 11.200 tep (soglia a partire della quale si applica il regime di aliquota normale). Per poter godere della riduzione, i lavori d'*esplorazione* sulla *concessione* devono essere iniziati dopo il 1° aprile 2009.

[23] Prezzo di riferimento per il pagamento delle *royalties* per le aziende che coltivano idrocarburi in Alberta. Viene aggiornato mensilmente dal Dipartimento provinciale per l'energia.
[24] Well Event Average Royalty Rate.

Inoltre, il governo dell'Alberta ha lanciato il Natural Gas Deep Drilling Program (NGDDP), che prevede una riduzione dell'aliquota dovuta per quelle concessioni che estraggono gas naturale da profondità superiori a 2.000 metri. L'aliquota è anche in questo caso pari al 5% della produzione.

Imposta provinciale sul reddito della società

L'aliquota dell'imposta provinciale sul reddito della società in Alberta è al 10%. La base imponibile viene calcolata come segue:

$$\text{Reddito imponibile in Alberta} = \frac{\text{reddito imponibile in Canada} - \text{detrazione fiscale sulle Royalties}}{\text{Alberta Allocation Factor}}$$

Dove:

- Alberta Allocation Factor = $\frac{\text{reddito imponibile in Alberta}}{\text{reddito imponibile in Canada}}$

- Detrazione fiscale sulle *royalties* = *royalties* non detraibili pagate, non deducibili ai fini della tassazione federale.

Inoltre, la Provincia prevede per tutte quelle società che si qualificano come PMI per la legge provinciale un'aliquota d'imposta sul reddito della società pari al 3%.

4.2.4. Danimarca

Il Regno di Danimarca è una monarchia costituzionale, costituita da Groenlandia, Isole Fær Øer e Danimarca.

Il sistema giuridico è disciplinato dalla Costituzione del 1849, emendata per l'ultima volta nel 1953. Nonostante il peculiare assetto dell'organizzazione territoriale, dal 1979 alle autorità della Groenlandia e, a partire dal 1992, anche alle autorità delle Isole Fær Øer è stata riconosciuta la sovranità per la gestione delle *risorse* minerarie sui rispettivi territori.

Con la Riforma del 2007, l'organizzazione dell'amministrazione territoriale è mutata: le originarie 13 contee sono state sostituite da 5 regioni e 98 comuni. Tuttavia, sotto il profilo sostanziale nulla è cambiato. Il potere legislativo rimane nelle mani del Parlamento unicamerale, dunque, le regioni, così come i comuni, rimangono mere unità amministrative, prive di potere esecutivo e legislativo.

La storia estrattiva della Danimarca è relativamente recente. La produzione di greggio è iniziata, infatti, nel 1972, quella di gas nel 1984. E da allora si è molto sviluppata, tanto che dal 1991 la Danimarca è divenuta un esportatore netto sia di gas sia di petrolio.

Nel 2010, la produzione di petrolio si è attestata su 12,2 mln.tep, mentre per il gas è stata di 7,4 mln.tep[25], in diminuzione rispetto agli anni precedenti. A causa di questo lieve calo e in previsione di un'ulteriore diminuzione delle possibilità estrattive, dall'ottobre 2010, la Danimarca ha siglato un accordo con la Germania per le importazioni.

Prelievo fiscale specifico per attività E&P

Il prelievo fiscale sulle attività di E&P è il risultato della combinazione di tassazione generale e specifica.

[25] BP-Statistical Review 2011.

Tabella 14 - Prelievo fiscale per le attività di E&P

Royalties	no
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	64 - 77,5%
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*25%*
di cui Tassazione specifica	*52 - 70% (1)*

(1) 52 e 70 sono tasse specifiche sugli idrocarburi che fungono da fattori moltiplicativi per il calcolo della pressione fiscale effettiva sulle imprese dell'Oil & Gas

Fonte: Ernst & Young, 2010

Licenze

Le *risorse* naturali sono di proprietà dello Stato. L'*esplorazione* e lo sfruttamento sono attribuite alle compagnie interessate attraverso un sistema di *concessione* di licenze.

Le tipologie di licenze previste dall'ordinamento danese sono due: una per la sola *prospezione* e l'altra che consente sia l'*esplorazione* che la produzione.

La prima licenza è stata attribuita nel 1935 e a beneficiarne fu un cittadino americano, creatore della Danish American Prospecting Company (DAPCO). Nel 1962, la società Maersk Oil and Gas ottenne una licenza che copriva l'intera area danese. Solo dal 1981 la società iniziò la dismissione di alcuni campi, coinvolgendo altre multinazionali nelle sue attività e consentendo, nel 1986, il primo ciclo di asta aperto a tutte le compagnie. In virtù della condizione di cui si è avvantaggiata negli anni, la Maersk Oil and Gas ha siglato un accordo con il Ministero dell'Economia secondo il quale dal 1° gennaio 2004 all'8 luglio 2012 è obbligata al pagamento del 20% dei suoi profitti, ulteriori rispetto al prelievo fiscale e al netto delle spese d'investimento.

Le licenze sono concesse attraverso il sistema dei cicli di asta, indetti periodicamente oppure, dal 1997, attraverso il meccanismo del c.d. open door, con cui si può chiedere l'assegnazione di aree libere.

I blocchi messi all'asta hanno un'estensione di 212 km², su tali aree il beneficiario della licenza, a seconda del tipo di licenza, ha il diritto esclusivo di *esplorazione* o sia di *esplorazione* che di sviluppo.

Royalties

Dal 2009, le compagnie petrolifere non pagano più *royalties*.

Fiscalità generale e agevolazioni

Una delle peculiarità più significative del regime fiscale danese riguarda il principio di territorialità. La base imponibile è calcolata considerando le sole attività condotte sul territorio danese e non sull'intero fatturato della compagnia petrolifera.

D'altro canto, anche le compagnie che non hanno sede legale nel Paese sono tenute al pagamento delle imposte previste dal regime fiscale danese.

Dal 1° gennaio 2007, l'imposta sul reddito delle società è scesa dal 28% al 25%.

Imposta sugli idrocarburi e agevolazioni

Dal 1982 il sistema fiscale danese prevede il pagamento di un'imposta addizionale per le compagnie petrolifere. Con la riforma del sistema di tassazione del settore Oil & Gas del 2003 l'entità dell'imposta sulla produzione di idrocarburi dipende dalla data in cui il campo è stato assegnato tramite licenza.

Per i campi beneficiari di licenze prima del 1° gennaio 2004, l'aliquota dell'imposta speciale sugli idrocarburi è fissata al 70%.

Nel caso le licenze siano state assegnate successivamente al 1° gennaio 2004, l'aliquota è fissata al 52%.

Attraverso il sistema di deduzioni e detrazioni, si stabilisce che la tassazione totale gravante sulle imprese del settore, data pertanto dalla somma dell'imposizione specifica e generale, nel caso di campi autorizzati prima del 1° gennaio 2004 non possa essere superiore al 77,5%. Per i campi entrati in attività dopo il 1° gennaio 2004 la pressione fiscale totale non può essere superiore al 64%.

In particolare, si precisa che l'imposta speciale grava pesantemente solo sui campi particolarmente redditizi. A tal fine è prevista un'agevolazione fiscale concessa attraverso il riconoscimento di una sopraelevazione percentuale (*uplift*) del valore dei costi capitalizzati nella fase di *esplorazione* e messa in produzione del campo, prima che questo venga classificato come commerciale. Tale sopraelevazione o sovracosto concesso è pari al 25% o al 30% del costo effettivamente sostenuto rispettivamente per i campi autorizzati prima del 1° gennaio 2004 e per quelli autorizzati dopo il 1° gennaio 2004.

4.2.5. Francia

La Francia è una Repubblica costituzionale a regime semipresidenziale. La République è uno Stato unitario, ma gli enti locali (régions, départements e communes) hanno diverse attribuzioni, il cui esercizio è tutelato dalle ingerenze del governo centrale anche in seguito alla riforma costituzionale del 28 marzo 2003 (Atto II del decentramento). Il potere esecutivo è condiviso tra il Presidente della Repubblica, eletto a suffragio universale, e dal Primo Ministro, nominato dal Presidente stesso. Il potere legislativo è detenuto dal Parlamento, formato da due camere: l'Assemblée nationale e il Sénat.

La storia dell'*esplorazione* petrolifera nel Paese risale ai primi anni dell'800, quando Napoleone I concesse i primi *permessi* di *esplorazione* e *coltivazione* nella regione del Rodano-Alpi a La Mure. Verso la fine del secolo furono messi in produzione una serie di altri *giacimenti* in Alsazia, nella zona di Péchelbronn. Si trattava comunque di *giacimenti* di scarsa importanza e che garantivano una produzione di olio piuttosto irrilevante in termini di consumi nazionali, che venivano inizialmente coperti verranno coperti da abbondanti importazioni. Una parte di queste importazioni provenivano dai territori dell'Impero, soprattutto dalle zone del Maghreb e dell'Africa Sub-sahariana, spesso effettuate dalla Compagnie française des petroles, dal 1991 Total, fondata a Parigi nel 1924. La situazione cambiò verso la fine degli anni '50, in seguito alle scoperte di idrocarburi nelle regione dell'Aquitania (Lacq 1957, Meillon 1966) e dell'Ile de France (Coulommes 1958). La produzione di petrolio durante gli anni '60 si attestava intorno ai 2,5 mln.tonn/anno in Aquitania e a 0,5 mln.tonn/anno nel bacino parigino. Il picco della produzione francese si raggiunse nel 1988, con 3,3 mln.tonn. di greggio estratte, per poi declinare fino ai nostri giorni. Un andamento similare può essere riscontrato nell'estrazione di gas naturale, la cui produzione raggiunse il culmine intorno ai 6,4 mln.tep. nel 1978.

La produzione petrolifera del Paese nel 2010, si è attestata a 0,90 mln.tep, mentre quella di gas è ammontata a 0,61 mln.tep.[26], ottenuta al 95% da *giacimenti* Total. Il governo francese prevede che entro il 2013 le *riserve* di gas naturale francesi, pari a 6 mln.tep[27], saranno esaurite[28].

In materia di proprietà del sottosuolo, l'art. 552 del Codice Civile francese prevede che "la proprietà del suolo comporti la proprietà di tutto ciò che si trova al di sopra e al di sotto dello stesso". Lo stesso Codice impone però dei limiti e delle eccezioni a questa norma, tra i quali spiccano "le leggi e i regolamenti relativi al diritto minerario". Nel corso del XX secolo, lo Stato francese ha emanato diverse leggi in cui viene esplicitato che tutti i diritti minerari sono da ritenersi di proprietà esclusiva dello Stato, che può accordare *permessi* di *ricerca* e di *coltivazione* nei limiti e nelle modalità stabiliti dalla legge. Il Code Minier del 1956 (e successivi emendamenti) è la legge che regola ancora oggi le attività di E&P nel Paese.

[26] Dati del Bureau Exploration-Production des Hydrocarbures (BEPH)
[27] Dati 2010 fonte Oil & Gas Journal.
[28] IEA (2008),*Energy policies of IEA countries: France 2009 Review*, Parigi

Prelievo fiscale per attività E&P

La Francia utilizza un sistema di prelievo fiscale sulle attività petrolifere che prevede un mix di *royalties*, imposte sulla produzione e imposte sul reddito della società.

Tabella 15 - Prelievo fiscale per le attività E&P

Royalties	0-30%
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	34,43%
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*34,43% (1)*
di cui Tassazione specifica	*0%*

(1) Di cui 33,3% CIT e 1,13% Altro

Fonte: KPMG, Code minier

Licenze

Le domande per ottenere un *permesso di ricerca* vanno inoltrate al Ministero dell'Ecologia, dell'Energia e dello Sviluppo Sostenibile, che, una volta consultate le autorità locali interessate, procede a valutare il progetto del soggetto richiedente. Se il Ministero non ha obiezioni di tipo tecnico o ambientale, il permesso di *esplorazione* viene concesso attraverso un decreto ministeriale. Tale permesso ha validità 5 anni, rinnovabile due volte. Se la compagnia rinviene degli idrocarburi nelle *concessione* assegnatale, l'art. 21 del Code minier prevede che per iniziare la *coltivazione*, la società titolare del *permesso di ricerca* debba attendere il consenso ministeriale. Se accordata, la *concessione* di *coltivazione* ha una durata che varia normalmente tra i 25 e i 50 anni.

Interessante segnalare che in Francia le compagnie petrolifere non sono tenute al pagamento di nessun *canone* né in fase esplorativa né in fase di *coltivazione*.

Royalties e imposta di produzione

La produzione di idrocarburi e soggetta al pagamento di una *royalty* che varia al variare del quantitativo prodotto; il Code Minier stabilisce le aliquote come segue.

Tabella 16 - Royalties petrolio e gas naturale

		Royalties da pozzi attivi prima del 1980	Royalties da pozzi attivi dopo il 1980
Olio	< 50 000 ton	8%	0%
	50.000 -100.000	20%	6%
	100.000 - 300.000	30%	9%
	> 300.000	30%	12%
Gas	< 300 mln.mc	0%	0%
	> 300 mln.mc	30%	5%

Fonte: Code Minier

In Francia, le *royalties* vanno versate interamente al governo centrale.

I *giacimenti* a mare sono esentati, con la sola eccezione della *concessione* di Saint-Pierre-et-Miquelon.

In base agli art. 1463, 1519 e 1587 del Code Général des Impôts, le compagnie petrolifere sono tenute a versare un'imposta sulla produzione ai comuni e ai dipartimenti. Tale imposta si ottiene moltiplicando la produzione di ogni *concessione* per una tariffa unitaria, aggiornata annualmente con decreto del Ministero dell'Ecologia. Tale tariffa nel 2010 era fissata come mostrato in tabella.

Tabella 17 - Imposta di produzione

		Comunale	Dipartimentale	Totale
Olio *(ogni 100 ton. estratte)*	pozzo attivo da prima del 1992	737,30 €	947,10 €	1.684,40 €
	pozzo attivo a decorrere dal 1992	236 €	300,10 €	536,10 €
Gas *(ogni 100 000 mc estratti)*	pozzo attivo da prima del 1992	247,40 €	361,20 €	608,60 €
	pozzo attivo a decorrere dal 1992	68,20 €	86,3	154,50 €

Fonte: Decreto del 25/06/2010 N. 27

Fiscalità generale e agevolazioni

La Francia non prevede un regime fiscale particolare per le imprese che operano nell'E&P. Le compagnie che operano in tale settore sono tenute a pagare l'imposta sulle società (Impôt sur les sociétés, IS), come previsto dalla legislazione fiscale francese. A decorrere dal 1 gennaio 1993, l'aliquota sulla base imponibile è al 33,3%. All'IS bisogna poi aggiungere la Contribution Economique Territoriale (CET), introdotto nel 2010, e la Contribution Sociale de Solidarité des Sociétés (CSSS), che secondo alcune stime di KPMG nel 2010 incidevano per l'1,13% sul tasso d'imposizione francese sulle società operanti nell'O&G.

In materia di agevolazioni, è importante sottolineare che le *royalties* pagate allo Stato francese dalle compagnie possono essere dedotte.

4.2.6. Irlanda

L'Irlanda è una Repubblica parlamentare nata nel 1922. Le radici dello Stato, originariamente dominio all'interno del Commonwealth britannico, affondano nella guerra di indipendenza dalla Corona inglese ed hanno influenzato il profilo giuridico sia del diritto minerario sia della fiscalità a cui sono sottoposti gli operatori dell'upstream, ispirandosi ai vicini britannici.

Le prime esplorazioni risalgono agli anni '70. Il primo *giacimento* di gas significativo, fu individuato al largo di Capo Kinsale e divenne produttivo nel 1978.

Da allora, la produzione di gas e petrolio è stata piuttosto ridotta nonostante, secondo le stime del Dipartimento di Energia e Risorse naturali, le *riserve* irlandesi ammontano a 8,8 mln.tep[29], per la totalità rappresentate da gas naturale.

Prelievo fiscale specifico per attività E&P

Le difficoltà dell'*esplorazione* e le scarse *risorse* hanno portato ad un regime fiscale particolarmente vantaggioso per le compagnie impegnate nell'upstream nel tentativo di attrarre investitori.

Il sistema di prelievo dello Stato si basa unicamente sulla tassazione alle imprese operanti nel settore, avendo il Paese abolito le *royalties* nel 1987.

[29] Dati 2010 fonte Oil & Gas Journal.

Tabella 18 - Prelievo fiscale per le attività di E&P

Royalties	no
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	25 - 40%
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*25%*
di cui Tassazione specifica	*0 -15%*

Fonte: Ernst & Young, 2010

Licenze

Come sancito dal Petroleum and other minerals development act (1960), l'Irlanda ha optato per il sistema di licenze, attraverso le quali concedere l'*esplorazione* e la produzione di *risorse* che rimangono di proprietà dello Stato. La *concessione* delle licenze avviene attraverso aste. Nell'ultimo ciclo concluso nel 2010, riguardante l'assegnazione dei campi *onshore* del Nord Ovest e del Bacino di Clare, sono stati messi all'asta blocchi per un'estensione totale di 8.000 Km². Nel 2011 il Dipartimento di energia e *risorse* minerarie (DCNER) ha messo all'asta la più grande estensione nella storia dell'industria estrattiva irlandese: 25.000 km².

Royalties

Dal 1987, le *royalties* sono state abolite.

Canoni di concessione

L'entità dei *canoni* di *concessione* variano a seconda della tipologia della licenza e della fase upstream di riferimento.

Per le attività di *esplorazione* è previsto un *canone* annuo di 182 €/Km², incrementato a 365 €/Km² per gli anni successivi al primo.

Per le attività di *esplorazione* in campi mare con profondità superiore a 200 metri, della durata massima di 9 anni, il *canone* per i primi tre anni è pari a 91 €/Km². Il *canone* annuo sale a 182 €/Km² per il secondo triennio e a 365 €/Km² negli ultimi tre anni.

Per i beneficiari della licenza di produzione (petroleum lease), sia *offshore* sia *onshore*, i *canoni* sono fissati a 2.643 €/Km² annui. Dall'anno di effettiva commercializzazione della produzione il *canone* sale a 4.133 €/Km² annui.

Fiscalità generale e agevolazioni

Le compagnie petrolifere che hanno sede legale in Irlanda sono tenute al pagamento dell'imposta sul reddito totale (CIT – *Corportate Income Tax*), in riferimento anche ai proventi delle attività svolte all'estero. Normalmente, l'imposta è fissata al 12,5%. In ragione dell'alta redditività delle loro attività, per le compagnie petrolifere l'imposta è fissata al 25%.

Le spese capitalizzate in conto capitale per l'*esplorazione* e la produzione sono deducibili al 100% quando realizzate per l'*esplorazione* e la produzione da grandi *giacimenti*.

Per incoraggiare gli investimenti in *ricerca* e sviluppo è previsto uno sgravio fiscale consistente in un credito di imposta del 25% annuo sulle spese che la compagnia ha sostenuto a tal fine.

Tassa addizionale sui redditi petroliferi (Petroleum revenue tax)

Il sistema fiscale irlandese prevede un'imposta addizionale alla CIT, la tassa sulle attività petrolifere autorizzate dal 1° gennaio 2007. L'entità dell'imposta varia dal 5 al 15%. L'aliquota si stabilisce in riferimento alla redditività del campo, misurata in base al rapporto tra i profitti totali ed i capitali totali investiti.

Tabella 19 - Aliquota per la tassa addizionale sui redditi petroliferi

Rapporto	<1,5	1,5- 3,0	3,0 - 4,5	< 4,5
Tassa addizionale	0%	5%	10%	15%

Fonte: DCENR, 2011

4.2.7. Norvegia

La Norvegia è una monarchia parlamentare, amministrativamente organizzata in tre livelli di governo: centrale, regionale e locale.

La Costituzione del 17 maggio 1814 attribuisce allo Stato centrale sia il potere legislativo che di imposizione fiscale. Pertanto, la normativa che disciplina il settore energetico è statale.

Le attività di produzione ed *esplorazione* sono regolate dal Petroleum Act. Si tratta di attività relativamente recenti se si pensa che la scoperta del primo *giacimento* petrolifero, Ekofisk, risale al 1969, e che l'inizio della produzione è datato 15 giugno 1971.

Il 31 maggio 1963, attraverso l'emanazione di un Decreto Reale, lo Stato norvegese ha proclamato l'esclusività dei propri diritti di *esplorazione* e sfruttamento sulle *risorse* sottomarine.

Storicamente la produzione di idrocarburi norvegese è principalmente *offshore*. La trascurabile produzione *onshore* è concentrata nelle Isole Svalbard, sottoposte ad un regime giuridico speciale, regolato dal Trattato di Svalbrad del 1920 che disciplina anche il diritto minerario.

In Norvegia, le attività per la produzione sono iniziate solo dopo la conclusione di due accordi internazionali con il Regno Unito (10 marzo 1965) e con la Danimarca (8 dicembre 1965) con cui sono stati definiti i limiti delle rispettive acque territoriali. Al contrario, per lo sfruttamento delle ambite acque del mare di Barents non è ancora stato raggiunto alcun accordo con la Russia.

Per il 2010, la produzione nazionale, prima tra i Paesi europei, per l'olio si è attestata a 98,6 mln.tep, mentre per il gas a 95,7 mln.tep[30], pari, rispettivamente, al 12,1 % e al 10,2% della produzione del continente. Il primato si ripete ragionando in termini di *riserve*, pari a 776,8 mln.tep di petrolio e 1.800 mln.tep di gas[31]

Prelievo fiscale specifico per attività E&P

La Norvegia ha adottato un sistema di prelievo fiscale sulle attività petrolifere che intende essere neutrale, in modo da non influenzare l'attrattività degli investimenti.

[30] Dati BP-Statistical Review, 2011.
[31] Dati 2010 fonte Oil & Gas Journal.

Tabella 20 - Prelievo fiscale per le attività di E&P

Royalties	no
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	78%
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*28%*
di cui Tassazione specifica	*50%*

Fonte: Ernst & Young, 2010

Licenze

Lo Stato norvegese mantiene il diritto di proprietà sui minerali del sottosuolo. così come stabilito dal Decreto sull'*esplorazione* per lo sfruttamento di *risorse* naturali sottomarine, in vigore dal 21 giugno 1963.

Le attività di *esplorazione* e sfruttamento di tali *risorse* quindi, sono gestite con un sistema di assegnazione di licenze mediante cicli di asta. Le tipologie di licenza sono due:

- licenza di esplorazione, con cui si garantisce un diritto non esclusivo di *esplorazione* su un'area, che impone un pagamento di 65.000 NOK (8.150 € circa) annui, entro il 31 dicembre, pena la decadenza della licenza. La durata di una licenza di *esplorazione* è di 3 anni;
- licenza di produzione, assegnata sempre attraverso un sistema d'asta, per cui si prevede un costo per il deposito dell'istanza di partecipazione all'asta pari a 109.000 NOK (13.620 € circa). L'ottenimento della licenza di produzione è subordinato alla presentazione di un programma di lavoro, il cui completamento garantisce l'estensione della licenza di produzione fino ad un massimo di 50 anni.

Royalties

A partire dal 1° gennaio 1986, i beneficiari della licenza di produzione di petrolio non devono pagare alcun corrispettivo per i campi entrati in produzione dopo il 1° gennaio 1986.

Per i campi a olio con produzione precedente il 1° gennaio 1986, invece, si prevede un'aliquota pari all'8% sul valore della quantità totale di olio prodotto. I totali della produzione devono intendersi come media mensile di produzione. Nei casi in cui i campi risultano particolarmente produttivi, si prevede un'aliquota maggiore.

Tabella 21 - Royalties per i campi a olio in produzione prima del 1/01/1986

>6.500 Sm^3	8%
6.500 Sm^3	10%
16000 Sm^3	12%
35.000 Sm^3	14%
55.000Sm^3	16%

Fonte: Petroleum Act, 2009

Si riconosce al Ministero dell'Energia la possibilità di riduzione delle aliquote qualora lo ritenga opportuno.

Per le produzioni di gas a partire dal 1992 le *royalties* sono state abolite.

Canoni di concessione

Durante l'attività di produzione si prevede il pagamento di un *canone* annuo (area fee) pari a:

Tabella 22 - Canoni di concessione annui

	NOK/Km²	€/Km²
1° anno	30.000	3.748
2° anno	60.000	7.496
anni successivi	120.000	14.992

Fonte: Petroleum Act, 2009

Per l'e*splorazione* e la produzione da aree *offshore*, così come disciplinato dal Decreto Reale del 9/04/1965, il *canone* di *concessione* è fissato a 40.000 NOK (5.000 €) per km².

State Directed Financial Interest (*SDFI*)

Nel primo ciclo di aste, conclusosi nel 1965, non c'era stata la partecipazione statale, diventata, successivamente, una caratteristica del sistema di regolazione norvegese.

Nel 1972 fu costituta la compagnia di Stato Statoil, con l'obiettivo di aumentare sia i profitti governativi sia la presenza pubblica nelle attività del settore; per questo si attribuì alla compagnia il 50% di partecipazione nelle licenze concesse a terzi.

La compagnia fu riorganizzata nel 1985, quando si scisse in Statoil e *SDFI* (*State Direct Financial Interest*), in modo da trasferire direttamente allo Stato i ricavi derivanti dalle attività a partecipazione statale, riducendo così i privilegi di Statoil.

Inoltre, per effetto del recepimento della direttiva sulle licenze, a partire dal XV ciclo d'asta, non è più garantita alcuna percentuale di partecipazione a Statoil, considerata alla stregua degli altri partecipanti.

L'ultima tappa del processo di ristrutturazione della compagnia risale al 2001, quando si è proceduto alla privatizzazione di Statoil, sebbene lo Stato norvegese continui a detenere la quota maggiore di proprietà (67%). Con la stessa riforma, anche la gestione dello *SDFI* è stata trasferita ad una società statale: Petoro.

Sebbene il ruolo dominante di Statoil sia stata ridimensionato da tali riforme, l'idea che le *risorse* naturali debbano essere sfruttate per il benessere dell'intera società, ha indotto lo Stato a prevedere delle forme di partecipazione nelle attività di produzione.

Generalmente, le licenze di produzione sono assegnate a gruppi di tre-quattro operatori, in cui la partecipazione dello Stato può essere garantita, indirettamente, attraverso Statoil e, direttamente, attraverso lo *SDFI*.

Attualmente, lo *SDFI* rappresenta un'importante fonte di entrata per lo Stato norvegese. La percentuale del prelievo è decisa al momento dell'assegnazione della licenza di produzione e varia nei differenti *giacimenti*. Alla stregua degli altri partecipanti, lo Stato paga la sua quota in termini di investimenti e di costi e riceve gli introiti corrispondenti alla sua partecipazione. Al 1 gennaio 2010, attraverso lo *SDFI*, lo Stato norvegese era presente in 137 licenze di produzione ed era coinvolto in 14 joint-venture per pipelines e facilities *onshore*.

Fiscalità generale e agevolazioni

L'unica forma di tassazione generale gravante sulle attività upstream è rappresentata dall'imposta sul reddito delle società, pari al 28% sui profitti netti.

Il calcolo del reddito tassabile in seguito alla vendita del petrolio e del gas è effettuato considerando un prezzo regolato del prodotto, definito dal Petroleum Price Board. Tale prezzo rappresenta il prezzo pagato nelle transazioni tra parti indipendenti in un mercato aperto e libero. Di regola il prezzo è fissato ogni mese per ogni *giacimento*. Per il calcolo del prezzo regolato, il Petroleum Price Board considera sia il prezzo spot sia il prezzo contrattuale. Nel caso in cui il prezzo effettivo di vendita risulti superiore al prezzo regolato, il surplus non è tassato. Al contrario, nel caso in cui petrolio e gas siano venduti ad un prezzo inferiore a quello regolato, l'operatore è tassato al prezzo regolato.

Ogni quadrimestre il Petroleum Price Board pubblica il prezzo di riferimento.

Per il calcolo della base imponibile, sia per la tassazione ordinaria sia per la tassazione specifica, gli investimenti sono soggetti ad un deprezzamento su 6 anni, a partire dalla data in cui l'investimento è stato fatto.

Gli operatori possono dedurre tutte le spese rilevanti, inclusi i costi di *esplorazione*, *ricerca* e sviluppo, costi finanziari, operativi e di ripristino.

Tassa speciale sulle attività petrolifere

Gli operatori coinvolti nell'estrazione, lavorazione e trasporto di idrocarburi devono pagare una tassa speciale allo Stato pari al 50% degli utili netti.

Quanto detto per la deducibilità dei costi ai fini del calcolo della base imponibile per la tassazione ordinaria vale anche per la tassazione specifica.

Inoltre si prevede la possibilità di una deduzione extra: la base imponibile della tassa speciale sulle attività petrolifere è calcolata, infatti, tenendo conto di una sopraelevazione o sovracosto concesso pari al 30% del costo effettivamente sostenuto per investimenti (*uplift*) su 4 anni, pari al 7,5% per anno:

Tabella 23 - Fiscalità petrolifera in Norvegia

Ricavi
- Costi operativi
- Deprezzamento lineare degli investimenti (6 anni)
- Costi di Esplorazione, R&S e Decomissioning
- Tassa sulla CO2, tassa sugli NOx, canoni
-Costi finanziari netti
=Base imponibile per l'imposta sul reddito (28%)
- Uplift (7,5% degli investimenti per 4 anni)
= Base imponibile della Tassa Speciale (50%)

Fonte: Ministero del petrolio e dell'energia

4.2.8. Regno Unito

Il Regno Unito è il secondo produttore di petrolio e gas del continente europeo, primo dell'Unione Europea.

Il Paese copre il 7,4% della produzione di petrolio e il 5,7% della produzione di gas in Europa[32] e detiene *riserve* di 391 mln.tep di petrolio e 226 mln.tep di gas[33].

Si stima, però, che il picco di produzione sia stato già raggiunto nel 2000 (DTI, 2005)[34], anno a partire dal quale si è registrata una diminuzione della produzione imputabile a due ordini di ragioni: che la maggior parte dei *giacimenti* ha raggiunto la maturità e che i nuovi campi sono di ridotta estensione.

Nel 2010, la produzione di petrolio è stata pari a 63 mln.tep, mentre la produzione di gas si è attestata a 51,4 mln.tep[35].

Il Regno Unito ha un sistema giuridico composito, fondato su tre distinti sistemi legali: Inghilterra e Galles, Scozia ed, infine, Irlanda del Nord. I tre sistemi sono tra loro relazionati e presentano molti tratti comuni.

[32] Dati BP-Statistical Review 2011. Nel totale Europa rientrano anche importanti produttori a livello globale: Russia, Kazakhstan, Azerbaigian.
[33] Dati 2010 fonte Oil & Gas Journal.
[34] Digest of UK Energy statistics, 2005.consultabile al sito:http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/publications/dukes/file10737.pdf
[35] BP Statistical Review 2011.

Le *riserve* di idrocarburi sono considerate fondamentali per l'intero Paese come testimonia il primo intervento normativo del settore: il Decreto Reale del 1914, emanato dal Ministro della Difesa alla vigilia della Prima Guerra Mondiale, con cui il governo britannico tentava di assicurarsi contro probabili crisi di approvvigionamento e decideva di partecipare alle attività dell'Anglo-Persian Oil Company (oggi British Petroleum), beneficiaria di significative concessioni in Iran.

Da allora l'industria estrattiva britannica ha compiuto significativi passi avanti, grazie soprattutto alle scoperte di *giacimenti* negli anni '70.

Sebbene alcuni campi stiano giungendo già a maturazione, i risultati delle ultime esplorazioni sono promettenti, soprattutto per i siti dell'Oceano Atlantico e nelle isole di Shetland (al largo della Scozia).

Una caratteristica della legislazione britannica è stata la limitazione della presenza statale nel settore, se si eccettua la breve vita della British National Oil Company (BNOC, 1975 - 1982).

Prelievo fiscale specifico per attività E&P

L'unico strumento attraverso cui lo Stato britannico ottiene introiti grazie alle proprie *risorse* minerarie è la tassazione.

Tabella 24 - Prelievo fiscale per le attività di E&P

Royalties	no
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	62%-82%
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*30%*
di cui Tassazione specifica	*32 - 50% (1)*

(1) per i campi autorizzati prima del 16 marzo 1993

Fonte: Ernst & Young, 2010

Licenze

Il sistema delle licenze è legato al diritto di proprietà sulle *risorse* del suolo.

Il Petroleum Act del 1918 riconosce allo Stato il diritto di *esplorazione* ed utilizzo delle *risorse*. Presumibilmente, la normativa mirava a disciplinare le eventuali attività *onshore*, ritenendo ancora impensabile lo sviluppo dell'*esplorazione* e della produzione da campi *offshore*.

Dalle scoperte di *giacimenti* negli anni '70, la legislazione si è estesa anche ai *giacimenti offshore*.

In questo senso, il Petroleum Act del 1998 rappresenta una cartina di tornasole per comprendere l'attuale sistema *concessorio* britannico. L'art.13, infatti, riconosce alla Corona britannica la proprietà delle *risorse* di idrocarburi presenti sul territorio, e quindi il diritto esclusivo di *esplorazione* e produzione. Tale disposizione rappresenta la base giuridica per il sistema di licenze posto in essere in Gran Bretagna.

Nel caso di *giacimenti onshore*, la sovranità sulle *riserve* di idrocarburi è assoluta.

Per ciò che concerne, invece, i *giacimenti offshore*, alla Corona è riconosciuto il diritto esclusivo di *esplorazione* e sfruttamento conformemente ai principi di diritto pubblico internazionale.

Oltre al profilo strettamente giuridico, una differenza nel sistema di licenze per i campi *onshore* ed *offshore* è rappresentata dalle modalità di assegnazione delle licenze.

I *permessi* per le attività *onshore* sono assegnati su richiesta dei partecipanti, mentre per le attività *offshore* sono indette periodicamente delle aste di assegnazione.

Offshore

Il sistema di licenze per le attività *offshore* è stato inaugurato nel 1975.

Le tipologie di licenze sono due: licenza di *esplorazione* e di produzione. La licenza di *esplorazione* conferisce un diritto non esclusivo di *esplorazione* e non sono necessariamente propedeutiche all'ottenimento della licenza di produzione. Le licenze di produzione consentono la *coltivazione* e la produzione di un'area di 260 km² (block). La licenza è riconosciuta per un solo blocco e conferisce un diritto esclusivo.

Onshore

Per le attività condotte *onshore*, esiste un'unica tipologia di licenza: produzione, *esplorazione* e sviluppo (PEDL-Production, Exploration and Development licence), che dal 1996 unificano le tre diverse tipologie di licenza per le tre fasi di attività dei campi *onshore*.

Royalties

Dal 2002, le *royalties* sono state abolite.

Canoni di concessione

I beneficiari delle licenze sono tenuti al pagamento di *canoni* annui da corrispondere allo Stato.

L'entità di tali *canoni* dipende dalla tipologia delle licenza di cui si è beneficiari.

Fiscalità generale e agevolazioni

Imposta sul reddito delle società e agevolazioni

Le compagnie petrolifere che hanno sede legale in Regno Unito sono tenute al pagamento dell'imposta sul reddito totale (CIT – Corportate Income Tax), in riferimento anche ai proventi delle attività svolte all'estero.

Tale imposta è pari al 30% dei profitti derivanti da attività di *esplorazione* e produzione e al 28% dei profitti derivanti da tutte le altre attività della compagnia petrolifera.

La peculiarità del sistema britannico riguarda soprattutto il calcolo della base imponibile.

I profitti e le spese delle attività dell'upstream sono infatti tenuti separati dalle altre attività della compagnia petrolifera. Si traccia, cioè, una sorta di linea di demarcazione, il c.d. *ring fence*, che separa tutte le attività di *esplorazione* e produzione di petrolio e gas, su cui è prevista un'imposta pari al 30%, dalle altre, come ad esempio raffinazione o marketing, su cui è imposta una tassazione ordinaria pari al 28%. Tale distinzione è rilevante per il calcolo delle deduzioni, particolarmente vantaggiose per le attività che rientrano nel *ring fence*. Infatti, le perdite e le spese delle attività che rientrano nel *ring fence* possono essere contabilizzate nel bilancio delle attività non relative all'upstream. Al contrario, le perdite e le spese di tutte le attività che restano fuori dal *ring fence* non possono essere detratte dai profitti realizzati all'interno del *ring fence*.

Il regime di deduzioni per le attività del *ring fence* è particolarmente vantaggioso: per le spese relative ad impianti e macchinari è prevista una deduzione del 100% valida per l'anno in cui si è sostenuta la spesa. La deduzione del 100% è prevista anche per le spese di investimento relative all'*esplorazione* mineraria e per l'avvio di attività commerciali riconducibili all'area del *ring fence*.

In generale, le spese per R&D sono detraibili dall'imposta sul reddito delle società.

Un'ulteriore agevolazione è rappresentata dalla possibilità di dedurre le spese R&D non legate all'attività di *esplorazione* e *ricerca*.

Imposta supplementare sul reddito delle imprese

Per le attività petrolifere è previsto un'imposta supplementare sugli introiti netti, introdotta con il Finance Bill, che dal 24 marzo 2011 è stata elevata dal 20 al 32%. Il cambiamento ha portato il prelievo fiscale sulle imprese E&P tra 62% e l'82%, variando a seconda dell'età del campo.

L'imposta supplementare è stata introdotta nel 2002, lo stesso anno di abolizione delle *royalties*, ed inizialmente era fissata al 10%. Nelle previsioni del governo avrebbe consentito allo Stato di incrementare le entrate di 2,8 mld.£. Le aspettative, però, sono state disattese per effetto della diminuzione della produzione, inducendo ad nuovo aumento fino al 20%, nel 2005.

Con il Finance Bill, il 24 marzo 2011 la tassa in esame è stata elevata dal 20 al 32%. Il cambiamento ha portato il prelievo fiscale sulle imprese E&P ad oscillare tra il 62% e l'82%, variando a seconda dell'età del campo. L'aumento dell'imposta supplementare, dal 20% al 32%, è il tema che anima il dibattito sulla tassazione delle compagnie petrolifere.

Imposta sui redditi petroliferi (Petroleum revenue tax)

Per le attività in campi petroliferi per cui è stata concessa una licenza di produzione prima del 16 marzo 1993 è previsto il pagamento di un'imposta pari al 50% sui proventi delle attività petrolifere. Il pagamento di tale imposta è semestrale ed è previsto per ogni singolo campo.

Il calcolo della base imponibile non tiene conto solo dei profitti, ma considera anche le somme relative alle tariffe pagate da altri campi per l'uso di infrastrutture e macchinari impiegati altrove (es. pipeline).

Per impedire che l'imposta sui redditi petroliferi riduca eccessivamente gli utili di un campo petrolifero, si stabilisce che il prelievo di tale imposta non comporti una riduzione dell'utile annuale del campo al di sotto del 15% della spesa cumulativa sostenuta dalla compagnia.

4.2.9. Stati Uniti d'America

Gli Stati Uniti d'America sono una federazione a regime repubblicano presidenziale. Tra i regimi giuridici dell'amministrazione federale e dei 50 Stati che compongono la federazione si riscontrano notevoli differenze[36] ,che complicano il quadro d'analisi per il Paese.

Gli Stati Uniti vengono considerati la culla dell'attività petrolifera upstream moderna nel mondo occidentale. L'attività d'*esplorazione* nel Paese inizia nella seconda metà del XIX secolo: il primo pozzo petrolifero americano a produrre un quantitativo considerevole di greggio fu quello operato da Edwin Drake a Titusville, in Pennsylvania, a partire dal 27 agosto 1859. Intuite ben presto le enormi potenzialità geologiche degli stati orientali americani (Pennsylvania, New York, Ohio, Kentucky) in pochi anni vennero perforati oltre 340 pozzi nella zona del bacino dei monti Appalachi e del fiume Ohio. Nel 1870 nasce la prima compagnia petrolifera integrata al mondo, la Standard Oil, fondata da J. D. Rockefeller, e l'*esplorazione* si espande a tutti gli Stati americani. Per la fine del XIX secolo erano già state messe in produzione le coltivazioni del Midwest (Indiana, Kansas), dell'Ovest (Colorado), della California e degli Stati del Sud (Louisiana, Texas, Oklahoma). Grazie anche a innumerevoli avanzamenti tecnologici nel campo della geofisica e dell'ingegneria petrolifera, e ad una domanda sempre maggiore di idrocarburi da parte del popolo americano, la produzione statunitense crebbe fino a 209,5 mln barili di greggio nel 1910, pari al 65% della produzione di greggio dell'epoca. Furono soprattutto le scoperte della seconda metà degli anni venti a consolidare il ruolo americano come primo produttore mondiale e come Paese con le più grandi *riserve* di greggio conosciute all'epoca: nel 1930 venne scoperto nel Texas Orientale il "Gigante Nero", uno dei *giacimenti* più produttivi della storia americana[37]. Inoltre, negli stessi anni vennero rinvenuti altri importanti quantitativi di petrolio in Oklahoma e in California. L'estrazione di greggio aumentò fino al 1970, anno in cui si raggiunse una produzione nazionale di 9,653 mln.bbl/giorno[38]. Da quel momento in avanti, la produzione americana iniziò un inesorabile declino che continua fino ai giorni nostri.

[36] Si veda il caso dello Stato della Louisiana, unico Stato americano disciplinato secondo i dettami del *civil law*
[37] D. Yeregin(1991), *Il premio*, Milano: Sperling and Kupfer Editori
[38] Dati EIA 2011

Nonostante l'intenso sfruttamento delle loro *riserve* d'idrocarburi, gli Stati Uniti sono ancora oggi i detentori delle seste riserve mondiali di gas e delle quattordicesime riserve mondiali di petrolio, che rispettivamente ammontano a oltre 2.000 mld.tep di gas e oltre 2.000 mln.tep di petrolio. Inoltre, gli Stati Uniti sono uno dei principali produttori globali di olio e di gas naturale. Nel 2010, la produzione di idrocarburi USA ammontava all'8,7% del totale mondiale di greggio e al 19,3% di gas naturale[39]. La maggior parte della produzione di petrolio proviene ancora da campi *onshore*, situati in 48 Stati americani. La produzione *offshore* è cresciuta nell'ultimo ventennio, fino a rappresentare circa il 33% della produzione totale nazionale nel 2010[40]. Per quanto riguarda il gas naturale, la produzione statunitense è cresciuta a ritmi sostenuti nel corso dell'ultimo decennio, in particolare come conseguenza della cosiddetta "shale revolution".

Le *riserve* di idrocarburi presenti negli Stati Uniti possono appartenere al governo federale, agli Stati che compongono la federazione, alle tribù d'indiani nativi o ai privati. La proprietà privata dei diritti minerari sulle *risorse* petrolifere, una peculiarità del diritto fondiario e minerario americano, si fonda sul principio della *common law* britannica; tale principio, per il quale il proprietario del terreno possiede anche le *risorse* minerarie presenti sotto il suo suolo, e solidamente radicato nella legislazione statunitense. Nel XIX secolo, il governo federale divenne proprietario di buona parte del territorio situato a ovest delle tredici colonie originarie; il Congresso decise all'epoca di emanare una serie di provvedimenti legislativi volti ad incentivare la colonizzazione di queste terre, tra i quali una serie di leggi che permettevano a coltivatori ed allevatori di acquistare i terreni su cui si erano insediati (homestead) e di godere quindi del possesso dei relativi titoli minerari sottostanti. Sempre nel XIX secolo, gli Stati americani decisero di vendere parte delle terre (e connessi diritti minerari sottostanti) di loro proprietà a privati cittadini, per poter finanziare la costruzione di beni di pubblica utilità (scuole, ospedali, infrastrutture etc.). Negli Stati Uniti occidentali, queste operazioni ebbero luogo in maniera molto limitata, ragion per cui ancora oggi la maggior parte dei titoli minerari e dei diritti di superficie sono nelle mani dell'amministrazione federale. I terreni non assegnati vengono classificati come public domain, e rappresentano circa il 30% dell'intera superficie statunitense.

Un'altra caratteristica distintiva della legislazione mineraria e petrolifera americana è la rule of capture (regola della cattura), che prevede che una "persona sia proprietaria di tutto il petrolio e il gas prodotti da un pozzo il cui fondo si trovi sotto il tratto di terreno di sua proprietà, indipendentemente dall'ubicazione iniziale degli idrocarburi e dal fatto che il pozzo stia drenando il petrolio e il gas situati sotto il terreno appartenente ad altri"[41].

La proprietà sulle *risorse* d'idrocarburi situate sulla terraferma può quindi essere attribuita a diversi attori. Per quanto riguarda le *risorse* situate in mare, la diatriba tra Stati ed Amministrazione federale sulla proprietà degli idrocarburi è stata affrontata a più riprese dalla Corte Suprema americana[42]e dal Congresso. Nel 1953 venne approvato a Washington il Submerged Land Act (SLA), che trasferì ai singoli Stati i diritti di proprietà sul fondo marino e sulle sottostanti *risorse* entro una distanza di tre miglia nautiche dalla costa[43]. Il governo federale mantiene il diritto esclusivo di controllo sulle attività minerarie nel resto della *piattaforma continentale* (200 miglia nautiche dalla costa) come previsto dall'Outer Continental Shelf Lands Act (OCSLA), emanato anch'esso nel 1953.

L'attività di E&P in America è quindi soggetta a un quadro normativo e fiscale estremamente differenziato, che varia al variare del territorio (mare o terra), dello Stato e della situazione proprietaria del terreno su cui si trova la *concessione*.

Prelievo fiscale specifico per attività E&P

Il sistema di prelievo fiscale americano combina *royalties*, bonus, *canoni* d'e*splorazione* e produzione e imposte sul reddito della società.

[39] BP Statistical Review 2011
[40] Dati EIA 2011
[41] E.E. Smith (2007), "Stati Uniti e Canada" in *Enciclopedia degli Idrocarburi ENI*, Istituto delle Enciclopedia Italiana : Roma
[42] Si vedano, a titolo indicativo, United States c. California (1947) Supreme Court of the United States 332 US 19; United States c. Texas (1950) Supreme court of the United States 339 US 707; United States c. Maine (1975) Supreme Court of the United States 420 US 515
[43] Ad eccezione di Florida e Texas, a cui furono accordati diritti di proprietà fino a 9 miglia nautiche dalla costa

Tabella 25 - Prelievo fiscale per le attività di E&P

Royalties	12,5% - 30%
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	35% + tassazione specifica statale
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*35%*
di cui Tassazione specifica	*varia da Stato a Stato (1)*

(1) La tassazione specifica su attività E&P viene chiamata Severance Tax e varia da Stato a Stato

Fonte: Ernst & Young, 2010

Contratto d'affitto petrolifero

Il tipo di accordo adottato per trasferire i diritti di sviluppo a una compagnia petrolifera è il contratto d'affitto petrolifero (oil and gas lease). I contratti d'affitto riguardanti l'amministrazione federale e statale sono governati principalmente dalla legge, mentre le condizioni dei contratti stipulati tra privati (compagnia petrolifera e detentore dei titoli minerari) sono molto spesso negoziate tra le parti. Si possono distinguere alcune caratteristiche comuni ai vari tipi di contratto:

- scopo: consentire alla compagnia petrolifera di effettuare attività di *esplorazione*, sviluppo e *coltivazione* delle *risorse* su una determinata area;
- durata: si divide in due fasi, un periodo primario, che consiste in un numero fisso di anni (di solito, tra 1 e 5 anni), e un periodo secondario, che prosegue per un tempo indeterminato. Durante la prima fase la compagnia petrolifera conduce tutte le attività d'*esplorazione* che ritiene necessarie per stabilire l'opportunità di intraprendere la fase di sviluppo e di *coltivazione*; nella maggior parte dei casi, durante la fase primaria la compagnia petrolifera è tenuta a versare un *canone*. Il periodo secondario inizia in concomitanza con la decisione di coltivare il *giacimento*, ed anche in questo caso è normalmente previsto il pagamento di un *canone* annuale da parte della compagnia petrolifera;
- bonus: è un pagamento effettuato dall'affittuario per concludere un contratto d'affitto petrolifero.

Assegnazione delle concessioni

I contratti d'affitto petrolifero per l'*esplorazione* su terre di pertinenza federale o provinciale vengono generalmente assegnati tramite un sistema di aste. Di norma, dopo che l'amministrazione federale o statale ha individuato (anche in seguito alle indicazioni delle compagnie petrolifere) delle aree potenzialmente ricche di idrocarburi su delle terre di loro proprietà, viene redatto un bando in cui vengono elencati i dettagli per ogni *concessione* (ubicazione, dimensioni, tempistiche…) che verrà messa all'asta. Gli interessati possono quindi presentare le loro offerte, di norma in busta chiusa all'amministrazione competente. Diversi criteri possono essere utilizzati per assegnare le varie concessioni tra i vari offerenti; tra i più comuni si segnalano:

- entità del bonus in contanti pagato dalla compagnia all'amministrazione;
- entità delle *royalties* che la compagnia è disposta a versare all'amministrazione;
- specifiche tecniche del progetto che la compagnia estrattiva intende realizzare;
- un mix delle tre opzioni precedenti.

Per quanto riguarda i contratti d'affitto petrolifero stipulati tra privati, le compagnie petrolifere entrano in contatto diretto con i proprietari dei diritti minerari.

Royalties

Le *royalties* vengono pagate dalla compagnia che opera sulla *concessione* di idrocarburi al titolare dei diritti minerari, sia esso il governo federale, l'amministrazione statale o un privato.

Per le concessioni a terra, le *royalties* dovute variano tra il 12,5% e il 30% del valore lordo a bocca di pozzo degli idrocarburi prodotti. Questo valore viene calcolato sulla base dei ricavi ottenuti dalla vendita del prodotto, al netto dei costi sostenuti per la vendita. Se il territorio su cui avviene la *coltivazione* è di proprietà federale (federal land), il Mineral Lands Leasing Act del 1920 prevede che venga corrisposto all'Office of Natural Resources Revenue (ONRR) del Dipartimento degli Interni l'equivalente del 12,5% dei ricavi ottenuti dalla vendita dell'olio o del gas estratto, al netto delle spese di trasporto e dei costi di post-produzione[44]. Il pagamento a favore dell'ONRR ha cadenza mensile. Se la *coltivazione* avviene su un territorio di proprietà di uno Stato americano, la compagnia petrolifera dovrà versare delle *royalties* allo Stato interessato; le aliquote e le modalità di pagamento variano notevolmente da Stato a Stato. Quando le operazioni di *esplorazione* e *coltivazione* avvengono su un territorio di proprietà di un privato, la compagnia petrolifera pagherà al detentore dei diritti minerari un'aliquota pari a quanto pattuito tra le parti. Nell'ultimo decennio, l'aliquota pattuita era solitamente compresa tra il 16,67% e il 25% del valore della produzione[45]. In questo caso, il detentore dei diritti minerari verserà comunque una parte del reddito percepito da *royalties* al governo federale (attraverso la Federal Income Tax), all'Amministrazione statale (attraverso la Severance Tax) e alla Contea di pertinenza (attraverso la County Ad Valorem Tax).

Per le concessioni a mare, le *royalties* dovute vengono versate all'amministrazione federale o agli Stati, in base a quanto stabilito da SLA e OFSLA (vedi paragrafo precedente). Per concessioni situate sulla *piattaforma continentale*, l'aliquota minima corrisposta al governo federale è stata fissata dal Mines and Mineral Service, l'ufficio preposto alla gestione delle *risorse offshore* del Dipartimento degli Interni, al 18,75% del valore lordo a bocca di pozzo degli idrocarburi prodotti[46]. Bisogna però sottolineare che il processo di assegnazione delle concessioni *offshore*, che si svolge per mezzo di un'asta, incentiva le compagnie petrolifere ad offrire aliquote più elevate in modo da assicurarsi i diritti di sfruttamento. Le *royalties* sulle concessioni di pertinenza di uno Stato vengono disciplinate dalle leggi dello Stato stesso.

Fiscalità generale e agevolazioni sulle società a capitale privato

A livello federale, gli Stati Uniti non prevedono un regime di tassazione speciale per le società[47]che operano nel settore dell'Oil & Gas. Le imprese statunitensi sono tenute a pagare un'imposta sul reddito della società (CIT) con un'aliquota al 35% del reddito tassabile. Tale reddito viene calcolato sulla base dei ricavi al netto delle deduzioni, che includono una parte delle spese sostenute per produrre reddito.

A livello statale, la questione della fiscalità è meno omogenea. Le compagnie operanti nel settore O&G sono tenute al pagamento di un'imposta statale sul reddito della società, con un'aliquota che può variare tra l'1 e il 10% a seconda dello Stato. Inoltre, alcuni Stati applicano una tassa di *concessione* statale, che varia tra lo 0.15 e l'1% del reddito tassabile. Infine, è bene ricordare che alcuni Stati americani impongono il pagamento di un'imposta specifica per le attività di E&P, chiamata Severance Tax, che viene applicata direttamente sul prodotto estratto e che può variare al crescere del prodotto estratto o ammontare ad un fisso. L'aliquota (o il *canone*) della Severance Tax varia da Stato a Stato.

Agevolazioni

La legislazione fiscale americana prevede il recupero d'imposta per le spese sostenute per i bonus d'asta e i *canoni* pagati dalle compagnie sulla *concessione* (Leasehold costs) e per le spese di *esplorazione* (G&G Costs). Inoltre, le imprese operanti nell'E&P possono avvalersi delle deduzioni sulle spese di sviluppo dei pozzi (Development costs): risultano in questo caso deducibili i costi immateriali di perforazione (Intangible drilling costs - IDC). Inoltre, molti dei beni materiali (trivelle, piattaforme…) utilizzati nelle operazioni di *coltivazione* possono essere ammortizzati a fini fiscali. Degni di nota anche gli incentivi sulle produzioni, applicati da alcuni Stati americani ai *giacimenti* ritenuti marginali.

Per di più, sono applicabili alle aziende che operano nell'E&P le deduzioni fiscali normalmente applicabili negli USA alle start-up aziendali, (che prevedono un ammortamento a 15 anni dei costi sostenuti per rendere operativa le strutture produttive) e alle aziende che operano nel settore manifatturiero (Section 199 deduction), ai quali vanno aggiunti i crediti d'imposta per la spesa in R&S sostenute dalle aziende.

[44] Importante però sottolineare che il Dipartimento degli Interni ha la facoltà di negoziare con le compagnie petrolifere delle aliquote *ad hoc* per incentivare la produzione da giacimenti marginali.
[45] E.E. Smith (2007), "Stati Uniti e Canada" in *Enciclopedia degli Idrocarburi ENI*, Istituto delle Enciclopedia Italiana : Roma
[46] L'aliquota minima al 18,5% è entrata in vigore nel marzo del 2008, e viene applicata alla produzione dalle concessioni assegnate a decorrere dal 19 marzo 2008. Per giacimenti entrati in produzione prima di quella data, l'aliquota minima varia tra il 12 ed il 16%.
[47] Un regime di tassazione specifico viene invece applicato alle compagnie straniere che operano nel settore dell'O&G.

Infine, importante sottolineare che oltre al sistema di tassazione regolare, basato sulla CIT, gli Stati Uniti prevedono un regime di tassazione chiamato Alternative Minimum Tax (AMT), che può essere applicato alle imprese che operano in ogni settore negli anni in cui il reddito tassabile è al disotto di una certa soglia. In questo caso, l'aliquota sul reddito tassabile passa al 20%. L'AMT si applica anche alle compagnie che operano nell'E&P, soprattutto in quegli anni in cui il prezzo degli idrocarburi è particolarmente basso oppure quando le deduzioni da IDC sono particolarmente elevate.

4.2.10. Conclusioni del confronto internazionale

La precedente analisi evidenzia l'eterogeneità dei sistemi di prelievo della rendita mineraria da parte dello Stato nelle diverse nazioni analizzate, sia per approccio generale che per applicazione di meccanismi specifici. Ciò porta all'impossibilità di un confronto perfettamente omogeneo. Pertanto, volendo farlo, sono necessarie alcune semplificazioni. Il paragone va condotto in ogni caso tra Paesi che presentano un *regime concessorio*, come appunto l'Italia, e non *contrattuale*, applicato nella gran parte dei Paesi produttori, in particolare in quelli *OPEC*. Inoltre, il confronto ha maggiore significato con sistemi economici e fiscali simili e con economie di mercato, dove il prelievo fiscale è sempre indirizzato a non compromettere, anzi a sostenere, l'attività economica che genera il profitto. All'interno di questo gruppo, rimangono importanti differenze, in particolare fra Paesi anglosassoni e altri Paesi. Circa i membri *OPEC*, occorre sottolineare la profonda differenza del complesso della loro organizzazione economica, fra cui rientra anche l'attività petrolifera, non paragonabile a quella dei Paesi ad economia di mercato. Inoltre, nei paesi *OPEC* i costi di produzione sono bassissimi e il rischio geologico ridotto, il che permette di applicare una fiscalità molto elevata.

Tutti Paesi confrontabili all'Italia hanno poi proprie articolazioni del sistema di tassazione che complica ulteriormente il quadro. Le principali differenze possono riguardare:

1. la possibilità di separazione delle spese e dei ricavi delle attività upstream dal resto delle attività (*ring fence*);
2. il possibile riconoscimento di agevolazioni fiscali attraverso lo strumento dell'*uplift* che consiste nel riconoscimento, ai fini fiscali, di sovra costi figurativi in diminuzione della base imponibile;
3. l'eventuale deduzione accelerata dei costi di *esplorazione*, a volte addirittura per alcune voci dei costi di sviluppo;
4. la tassazione specifica per le attività petrolifera, con aliquote diverse.

Questi aspetti sono relativi alla sola attività petrolifera, ma il problema viene ulteriormente complicato dalle differenze nella più generale tassazione sugli utili d'impresa, il che rende difficile arrivare a valori perfettamente confrontabili. Tuttavia, è comunque possibile stabilire dei range di tassazione complessiva nei vari Stati.

La seguente tabella sintetizza i principali risultati del confronto tra Paesi omogenei; emerge che la tassazione dell'Italia, con un range oscillante fra il 50 e il 68%, è allineata a quella degli altri Stati. Fra i Paesi con la tassazione più alta, risulta esservi la Norvegia dove, tuttavia, sono previsti una serie di benefici alle imprese, in particolare in termini di recupero totale dei costi di *esplorazione*. Il dato più significativo della Norvegia è comunque il fatto che il regime fiscale è tale da stimolare un alto livello di investimenti e di produzione di idrocarburi, con valori prossimi ai 200 mln.tep all'anno, quasi 20 volte la produzione italiana. Discorso simile riguarda anche l'UK, dove però la complessità è maggiore e dove i singoli casi possono variare in maniera significativa. Infine nei Paesi con produzione inferiore e livelli estrattivi non distanti da quelli dell'Italia, la tassazione è più bassa, in ragione proprio dell'esigenza di sostenerne l'attività E&P.

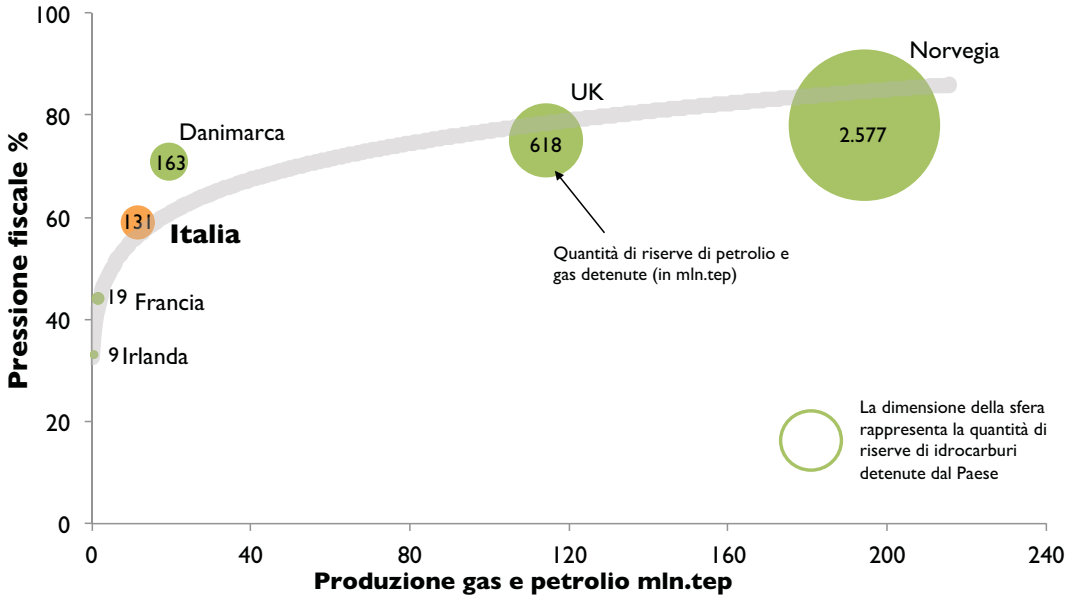
Tabella 26 – Confronto internazionale del prelievo fiscale per le attività E&P

	Australia	Canada	Danimarca	Francia	Irlanda	Italia	Norvegia	UK	USA
Royalties su ricavi (a)	10 - 12,5%	10 - 45%	no	0 - 30%	no	4 - 10%	no	no	12,5% - 30%
Prelievo da tassazione totale	30 - 55%	28 - 34% (c)	64 - 77,5%	34,43%	25 - 40%	41,9% + 4% (e)	78%	62%-82%	35% + tassazione specifica statale
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*30%*	*28 - 34%*	*25%*	*34,43%* (d)	*25%*	*31,4%* (f)	*28%*	*30%*	*35%*
di cui Tassazione specifica	*40%* (b)	*no*	*52-70%*	*0%*	*0 -15%*	*10,5%* (g)	*50%*	*32 - 50%* (h)	*varia da Stato a Stato*
Prelievo fiscale totale	**38-55%**	**53-63%**	**64-77,5%**	**37-50%**	**25-40%**	**50-67,9%**	**78%**	**68-82%**	**50-75%**
Per memoria:									
Redditività investimenti	**alta**	**alta**	**bassa**	**media**	**alta**	**bassa**	**alta**	**alta**	**alta**
Produzione idrocarburi 2010 (mln.tep)	**73**	**311**	**20**	**2**	**1**	**12**	**194**	**114**	**926**

Note:
(a) L'aliquota *royalty* si applica sui ricavi e pertanto non è sommabile a quelle sul reddito. In condizioni normali in Italia un'aliquota *royalty* del 10% equivale al 22% sul reddito.
(b) Secondo l'ubicazione della *concessione*, si applica o la tassazione specifica o l'aliquota *royalty*. La tassazione specifica è deducibile.
(c) Il range deriva dal 18% federale più 10 o 16% provinciale.
(d) Di cui 33,3% CIT e 1,13% altro.
(e) Addizionale IRES del febbraio 2009 (Imposta Libia).
(f) Per semplificazione espositiva abbiamo sommato l'aliquota IRES 2011 (27,5%) con l'aliquota IRAP 2011 (3,9%), che però si applicano a basi imponibili diverse.
(g) Addizionale IRES (*Robin Tax*) del 5,5% del luglio 2008, più 1% del luglio 2009, più 4% dell'agosto 2011.
(h) Il 50% è previsto per i campi autorizzati prima del 16 marzo 1993.

Fonte: Elaborazioni e stime NE Nomisma Energia su dati Ernst&Young, 2010

Figura 20 – Confronto rapporto pressione fiscale media sulle attività di esplorazione e sviluppo/produzione di idrocarburi 2010 (in mln.tep) in Europa



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

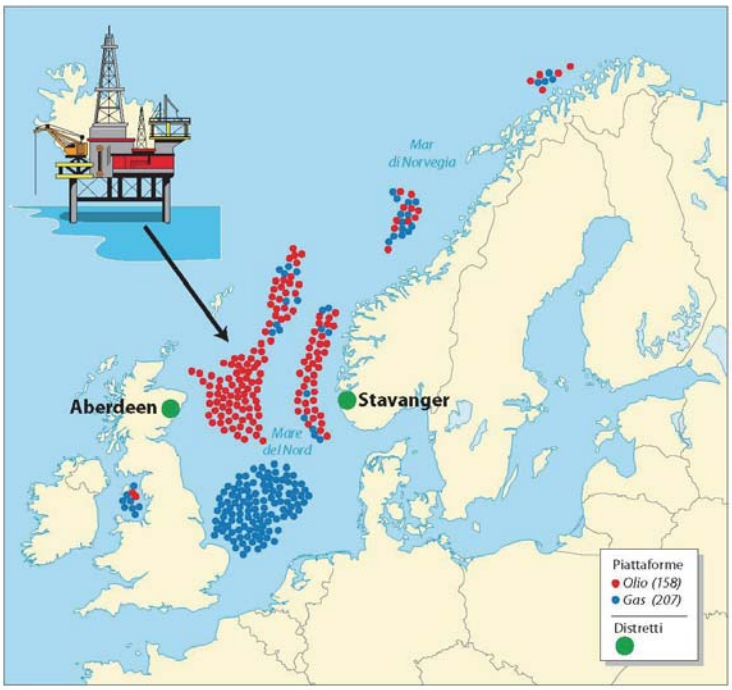
APPENDICE - IL MODELLO NORVEGESE

In Europa il caso più virtuoso di tassazione di attività petrolifera è la Norvegia, Paese fra i più ricchi del mondo grazie proprio alla produzione di petrolio e alle entrate statali che da essa derivano.

Il sistema di tassazione, affinato costantemente nel corso degli ultimi 40 anni, ha eliminato le *royalties* nel 1986 e attualmente prevede: una tassazione specifica su attività petrolifere, pari al 50%, e una generica sui profitti delle società, pari al 28%. Complessivamente l'imposizione sugli utili è del 78%; questo livello relativamente alto è compensato dalla possibilità di totale recupero dei costi esplorativi e di aumento dei costi di sviluppo (*uplift*) del 7,5% per quattro anni per il calcolo della base imponibile della tassa speciale.

Il sistema fiscale è stato il principale strumento attraverso il quale Norvegia ha fatto del petrolio lo strumento con il quale è diventato, in base agli indicatori ONU, il Paese più ricco al mondo. Affacciandosi su una delle regione geologiche più ricche al mondo, il Mare del Nord, lo sfruttamento è partito quasi 50 anni fa, ed Ekofisk, il primo *giacimento* petrolifero scoperto nel 1969, è ancora oggi uno dei più produttivi del Mare del Nord.

Figura 21 - Numero di piattaforme in produzione nel Mare del Nord (UK e Norvegia)



Fonte: Elaborazione NE Nomisma Energia

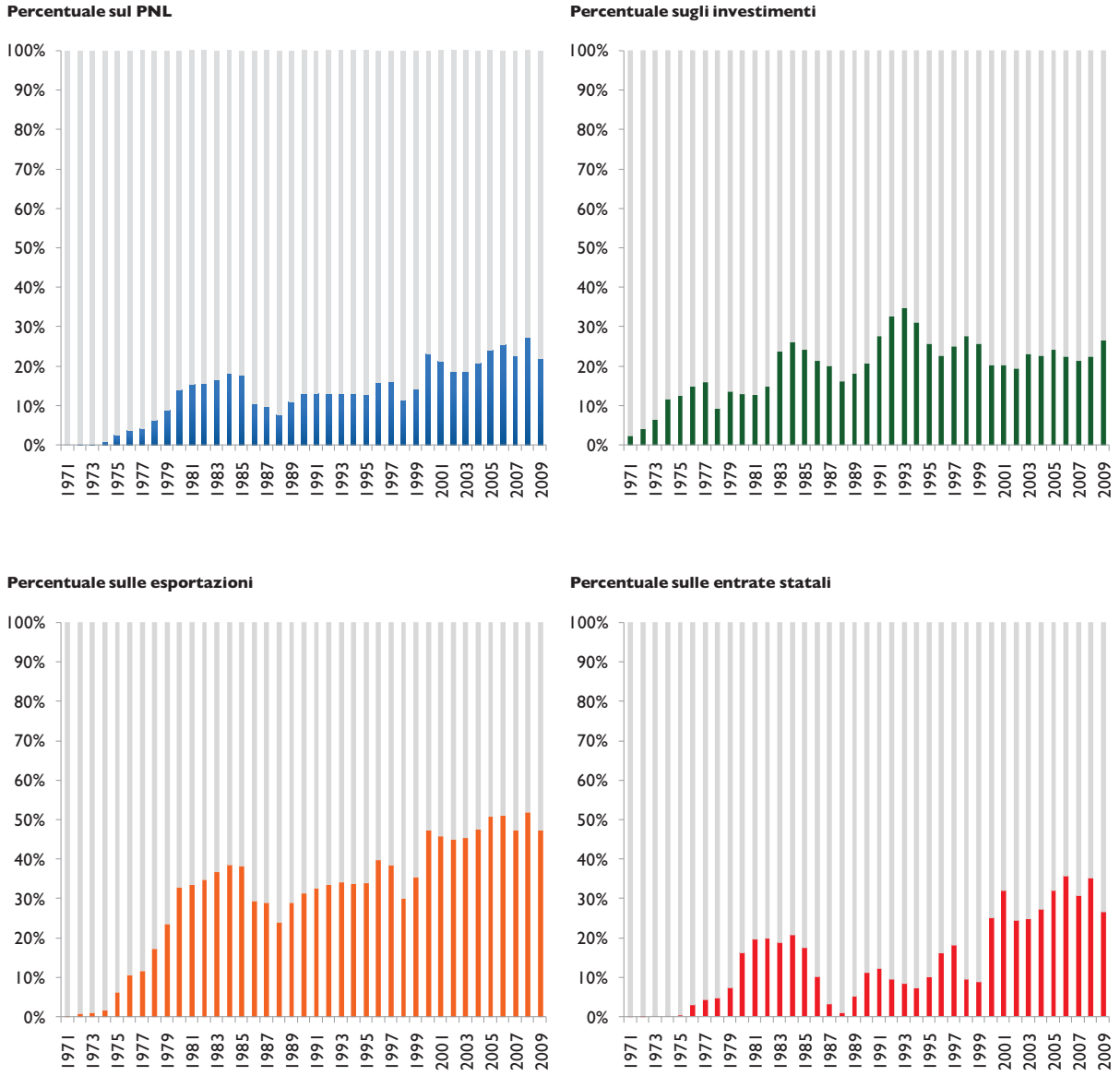
A settembre 2011, in Norvegia, su una totalità di 69 campi in produzione, 57 sono localizzati nel Mare del Nord. Grazie ad essi, la Norvegia è oggi uno dei principali esportatori di gas e petrolio al mondo, in particolare al resto d'Europa. Tuttora l'Italia importa circa 6 mld.mc di gas all'anno provenienti dai *giacimenti* del Mare del Nord, pari alla produzione di circa 40 piattaforme simili a quelle in fase di autorizzazione in Italia. Il contratto in essere con la Norvegia è di durata ventennale ed è iniziato nel 2000.

Negli ultimi 40 anni lo sfruttamento delle *risorse* minerarie ha rappresentato un volano per lo straordinario sviluppo norvegese, non solo in termini economici. La Norvegia si è distinta, infatti, per aver saputo coniugare crescita economica e benessere sociale. Le annuali rilevazioni delle Nazioni Unite, che considerano indicatori sia economici sia sociali, testimoniano, infatti, che nel 2010 il Paese ha raggiunto il tasso di sviluppo umano più alto a livello mondiale, pari a 0,938 (*UN Development Index*), poco lontano dal valore massimo, pari a 1. Si tratta di una conferma di un trend di lungo periodo. Dal 1970, primo anno di rilevazioni del *UN Development Index*, la Norvegia ha fatto sempre registrare indicatori superiori alla media. Una delle ragioni che spiegano il grande sviluppo della Norvegia è da ricercare nella gestione ottimale delle proprie *risorse* naturali.

Sin dal primo intervento normativo nel settore, infatti, l'obiettivo delle autorità norvegesi è stato la coniugazione tra la valorizzazione delle *risorse* minerarie e l'attrattività degli investimenti per le imprese private, in grado di assicurare uno sviluppo costante al settore, percepito come finestra di opportunità per la crescita dell'intera collettività. Da qui, le due caratteristiche principali del sistema di prelievo fiscale: neutralità e trasparenza. E' anche per questo che la legislazione norvegese è un modello di riferimento nell'analisi comparata.

D'altro canto, il settore estrattivo norvegese, attivo dal 1962, ha conosciuto le diverse turbolenze che hanno caratterizzato gli ultimi 40 anni del settore: dallo shock petrolifero del 1973 alle crisi del 1998-1999. Lo sfruttamento dei ricchi *giacimenti* di gas e petrolio è, comunque, rimasto una delle principali fonti di entrata per uno Stato abitato da solo 4,5 milioni di abitanti.

Figura 22 – Peso del settore petrolifero su PNL, investimenti, esportazioni ed entrate statali in Norvegia



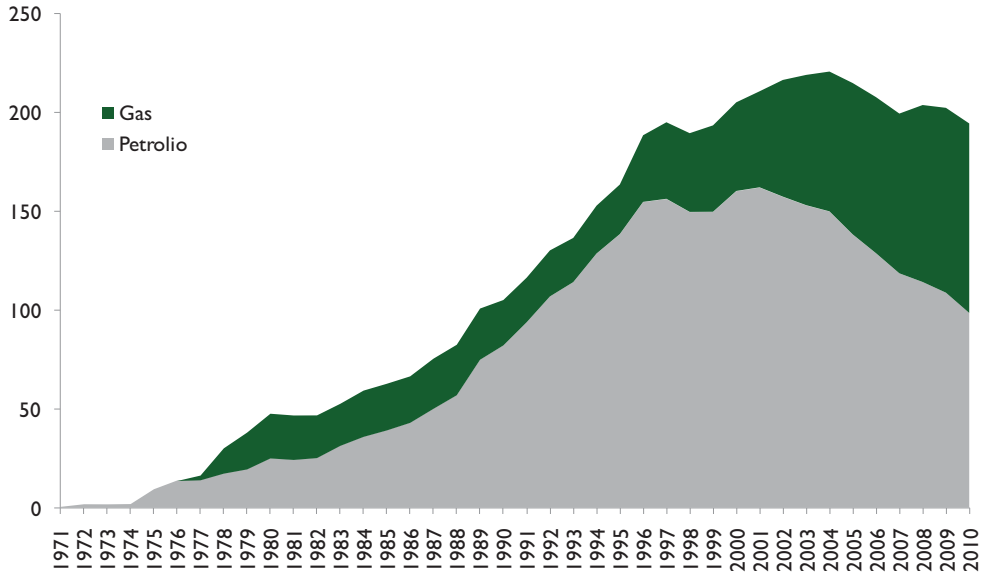
Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati Norwegian Petroleum Directorate, 2010

Storicamente la produzione di idrocarburi norvegese è principalmente *offshore*. La trascurabile produzione *onshore* è concentrata nelle Isole Svalbard, sottoposte ad un regime giuridico speciale, regolato dal Trattato di Svalbrad del 1920 che disciplina anche il diritto minerario.

In Norvegia le attività per la produzione sono iniziate solo dopo la conclusione di due accordi internazionali con il Regno Unito (10 marzo 1965) e con la Danimarca (8 dicembre 1965) con cui sono stati definiti i limiti delle rispettive acque territoriali. Al contrario, per lo sfruttamento delle ambite acque del mare di Barents non è ancora stato raggiunto alcun accordo con la Russia.

Per il 2010, la produzione di olio si è attestata a 98,6 mlln.tep, mentre per il gas 95,7 mln.tep[48], pari, rispettivamente, al 12,1% e al 10,2% del continente europeo.

Figura 23 – Produzione di gas e petrolio in Norvegia (mln.tep)



Fonte: Elaborazione NE Nomisma Energia su dati BP, 2010

Un elemento che ha consentito il grande sfruttamento delle *risorse* è stata la struttura del prelievo fiscale sulle attività del settore petrolifero. L'efficacia di questo sistema ha permesso che il petrolio divenisse il settore più importante dell'economia, rappresentando nel 2010 il 27% circa del PNL, per una cifra stimata di 60 mld.€

Attualmente, il sistema vede un prelievo sugli utili relativamente alto del 78%, ma tale valore riguarda l'attività su *giacimenti* completati e sviluppati. Come una sorta di contropartita, la Norvegia garantisce agli investitori i seguenti quattro elementi fondamentali:

1. possibilità di ascrivere subito in bilancio come costo d'esercizio gli investimenti in *ricerca*, quelli che sono più rischiosi;

2. incremento dei costi di investimento di sviluppo del 30% su quattro anni, 7,5% all'anno per il calcolo della base imponibile della tassa specifica sugli idrocarburi;

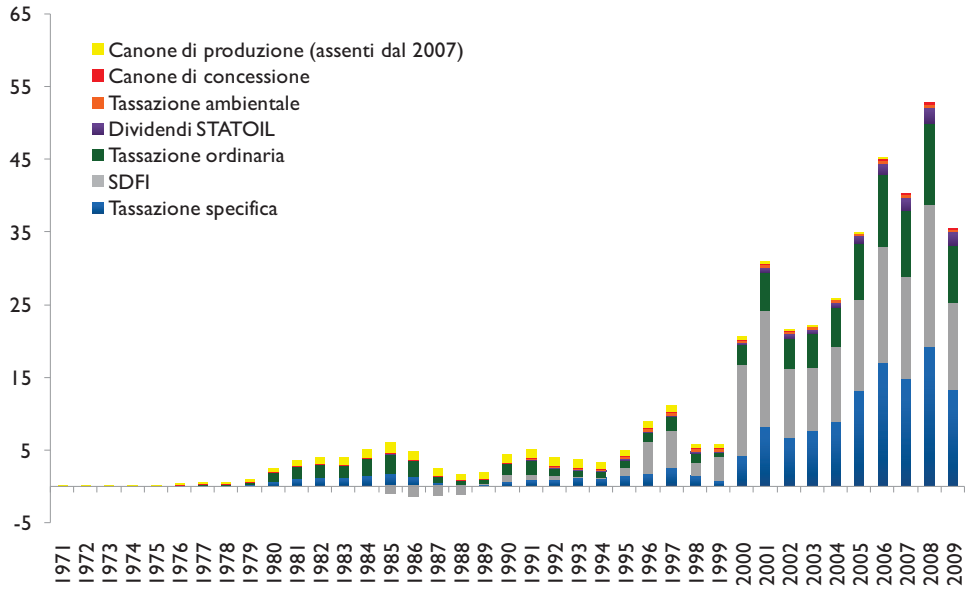
3. regime normativo e fiscale molto stabile;

4. alta producibilità del Mare del Nord con rischio geologico relativamente basso.

[48] Dati BP Statistical Review, 2011

Questi elementi concorrono a far si che il Mare del Nord sia una delle aree dove le compagnie petrolifere internazionali preferiscono investire, a beneficio prima di tutto dell'erario norvegese.

Figura 24 – Evoluzione delle entrate dello Stato dal settore petrolifero, (mld.€)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati NPD, 2010

Come si nota dal grafico, la parte più consistente delle entrate provenienti dal settore petrolifero è imputabile alla tassazione specifica, che rappresenta il 37% sul totale per il 2009. Trascurabili risultano le entrare dalla tassazione ambientale, che si attestano all'1% per il 2009. Altrettanto irrilevanti sono le entrare da *canoni*. Nel 2009, per le concessioni lo Stato ha ricevuto 187.000 mila euro; dal 2007 i *canoni* di produzione si sono azzerati.

L'idea che lo sfruttamento delle *risorse* debba contribuire al benessere dell'intera collettività è testimoniata dalla creazione, nel 1990, del Fondo Petrolifero Globale, per sostenere le spese di welfare del Paese. Nel 2006, il Fondo è stato rinominato Fondo di Pensione Globale, per sottolinearne il carattere sociale. In considerazione della maturità geologica dei campi di petrolio e gas norvegesi, infatti, il Fondo Pensione ha il compito di assicurare un benessere distribuito alla Norvegia, sia nel presente sia nel futuro, contribuendo al bilancio dello Stato. Ad ottobre 2010, il totale del Fondo si aggira sui 389 miliardi di euro circa.

ACRONIMI, EQUIVALENZE E FATTORI DI CONVERSIONE

Di seguito riportiamo gli acronimi e le unità di misure più utilizzati nel testo.

Tabella 27 – Acronimi impiegati nel testo

Bbl	Barili
Bbl/g	Barili giorno
B.U.I.G.	Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e delle Georisorse
Bep	Barile equivalente petrolio
CIT	Corporate Income Tax
D.Lgs	Decreto legislativo
D.M.	Decreto ministeriale
D.P.R.	Decreto del Presidente della Repubblica
GJ	Giga joule (10^9 joule)
Gcal	Giga calorie (10^9 calorie)
Kgep	Chilogrammo equivalente petrolio
L.	Legge
MATTM	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
MEF	Ministero dell'Economia e delle Finanze
MWh	Megawattora (10^6 Watt)
Mln.tep	Milioni di tonnellata equivalente petrolio
Mln.€	Milioni di euro
MSE	Ministero dello Sviluppo Economico
PSC	Production Sharing Contract
Smc	Metri cubi standard
UNMIG	Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Tabella 28 – Equivalenze e fattori di conversione

	GJ	Gcal	MWh	bep	tep	migl. smc
1 GJ	1	0,239	0,278	0,18	0,02	0,03
1 Gcal	4,1868	1	1,163	0,74	0,1	0,12
1 MWh	3600	860	1	0,64	0,09	0,1
1 bep	5,69	1,36	1,58	1	0,14	0,16
1 migl. smc	34,48	82,5	9,57	6,11	0,83	1
1 tep	41,87	10	11,63	7,35	1	1,21
		kilo (k) = 10^3;	Mega (M) = 10^6;	Giga (G) = 10^9;	Tera (T) = 10^{12}	

Altri fattori di conversione
1 barile/giorno = 50 tonn/anno
1 barile = 159 litri
1 tep = 7,3 bbl
1 kgep = 10.000 kcal

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati Enea

GLOSSARIO

Attività di coltivazione: sequenza delle operazioni necessarie ad estrarre gli idrocarburi dalla roccia serbatoio, portarli in superficie, trattarli ed avviarli alla commericializzazione.

Attività di esplorazione: ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende studi geologici e geofisici e la perforazione di pozzi esplorativi.

Attività di prospezione: rilievi geografici, geologici, geochimici e geofisici eseguiti con qualunque metodo e mezzo, escluse le perforazioni meccaniche di ogni specie, intese ad accertare la natura del sottosuolo e del sottofondo marino.

Attività di ricerca: insieme delle operazioni volte all'accertamento dell'esistenza di idrocarburi liquidi e gassosi, comprendenti le attività di indagini geologiche, geochimiche e geofisiche, eseguite con qualunque metodo e mezzo, nonchè le attività di perforazioni meccaniche, previa acquisizione dell'autorizzazione.

Canone: onere finanziario al quale possono essere assoggettati i titolari dell'autorizzazione di indagine di prospezione, del permesso di ricerca e della concessione di coltivazione, come corrispettivo per l'uso, spesso esclusivo, della superficie accordata. L'entità di tale corrispettivo, versato normalmente ogni anno, è proporzionale all'estensione della superficie per la quale è stata accordata la concessione.

Cash flow: flusso di cassa dato dalla somma del risultato di esercizio e dei costi che non hanno natura monetaria, ossia ammortamenti e accantonamenti.

Civil law: sistema giuridico tipico dei Paesi dell'Europa continentale basati su un sistema di norme raccolte in codici.

Commissione degli Idrocarburi e delle Risorse Minerarie (CIRM): commissione istituita nel 2008, a cui sono affidati compiti tecnico-consultivi per la ricerca mineraria di base, per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi e per le royalties.

Common law: sistema giuridico tipico dei Paesi anglosassoni basato sul principio giurisprudenziale dello *stare decisis*, vale a dire sul carattere vincolante del precedente giudiziario.

Completamento: operazione di trasformazione di un pozzo in pozzo produttivo, istallando i tubini di produzione e tutte le attrezzature necessarie alla gestione del pozzo.

Concessione di coltivazione: titolo che consente le attività di sviluppo e coltivazione di un giacimento di idrocarburi liquidi e gassosi.

Drilling rigs: strutture di perforazione (vd. Piattaforma di).

Esenzione: o franchigia, esenzione dal pagamento delle royalties, per incentivare lo sfruttamento di giacimenti non particolarmente produttivi.

Equity oil/gas: quota di greggio/gas a cui ha diritto la compagnia produttrice quale contropartita del suo contributo all'attività di esplorazione/estrazione.

Giacimento: accumulo di petrolio e/o gas naturale in quantità e condizioni tali da permetterne l'estrazione in condizioni economiche. Può essere costituito da uno o più accumuli (pool).

Government take: ammontare delle entrate ottenute dallo Stato a seguito delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, condotte da compagnie petrolifere

Imposta Regionale sulle Attività Produttive (IRAP): imposta regionale da pagare come corrispettivo per le attività svolte nella regione. L'IRAP è stata introdotta con il dlgs 444/1997. L'imposta è dovuta da coloro che esercitano abitualmente, nel territorio della Regione, un'attività autonomamente organizzata diretta alla produzione di beni o servizi. In particolare: le società, le persone fisiche e gli enti che esercitano attività commerciale; le persone

fisiche, le società semplici ed equiparate che esercitano attività di lavoro autonomo; gli enti privati non commerciali; i produttori agricoli titolari di reddito agrario, ad eccezione dei soggetti in regime di esonero IVA; gli enti e le amministrazioni pubbliche.

Imposta sui Redditi delle Società (IRES): imposta proporzionale che grava sul reddito complessivo delle persone giuridiche e delle associazioni ed organizzazioni non soggette a IRPEF (Imposta sul reddito delle Persone Fisiche), introdotta con il dlgs 344/2003 in sostituzione della vecchia IRPEG (Imposta sul Reddito delle Persone Giuridiche).

Imposta sul Reddito delle Persone Fisiche (IRPEF): imposta istituita con la riforma del sistema tributario del 1974, personale, progressiva e generale che grava sui redditi prodotti in Italia, sia per residenti sia per non residenti e sui redditi prodotti sul territorio italiano per i non residenti.

Offshore: indica l'area fuori costa e, per estensione, le attività che vi si svolgono. Le aree in cui la profondità del mare è >200m si dicono deep waters, mentre le aree in cui la profondità è superiore a 1.500 m si definiscono ultra deep waters.

Onshore: è riferito alla terraferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE):organizzazione fondata il 14 dicembre 1960. con sede a Parigi, che raggruppa 30 Stati membri: Australia, Austria, Belgio, Canada, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Giappone, Gran Bretagna, Grecia, Irlanda, Islanda, Italia, Lussemburgo, Messico, Norvegia, Nuova Zelanda, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Repubblica Ceca, Repubblica di Corea, Repubblica Slovacca, Spagna, Stati Uniti, Svezia, Svizzera, Turchia, Ungheria.

Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio (OPEC): organizzazione fondata durante la Conferenza di Baghdad nel settembre 1960. Nel 2011 l'organizzazione, con quartier generale a Vienna, è costituita da 12 Paesi membri: Iran, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita, Venezuela, Qatar, Indonesia, Libia, UAE, Algeria, Nigeria e Angola.

Permesso di prospezione: titolo che consente le attività di prospezione di idrocarburi liquidi e gassosi (vd. Attività di)

Permesso di ricerca: titolo che consente le attività di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi (vd. Attività di)

Piattaforma continentale: spazio marino che misura 200 miglia nautiche a partire dalle linee di base ed è funzionale allo stato costiero ai fini dello sfruttamento delle risorse naturali non viventi depositate sul suolo e nel sottosuolo marino**.**

Piattaforma di perforazione: installazione a mare di tipo fissa o mobile atta alla perforazione di pozzi per la ricerca di idrocarburi.

Piattaforma di produzione: installazione a mare di tipo fissa o mobile atta allo sfruttamento di giacimenti offshore.

Pool: accumulo commerciale di olio e/o gas separato e distinto da altri accumuli eventualmente presenti nel giacimento. È caratterizzato da un proprio regime di pressioni, da un diverso contatto olio/acqua e talora da differenti proprietà del petrolio rispetto a quello degli accumuli sovrastanti o adiacenti.

Pozzo di accertamento: pozzo ubicato e perforato con la prospettiva di estendere per una considerevole distanza l'area produttiva di un "pool" già in parte sviluppato o di verificare l'esistenza e l'estensione di accumuli di Idrocarburi.

Pozzo esplorativo pozzo perforato su una potenziale trappola, individuata con metodi geologici e geofisici, in un'area inesplorata, allo scopo di accertare la presenza di accumuli di idrocarburi.

Pozzo di sviluppo: indica un pozzo perforato entro i limiti di un giacimento di olio o gas e fino alla profondità di un orizzonte stratigrafico noto come produttivo. Nel caso in cui la perforazione porti al ritrovamento di Idrocarburi economicamente estraibili il pozzo diventa pozzo di produzione.

Pozzo di produzione: pozzo perforato su un giacimento allo scopo di produrre idrocarburi in esso contenuti.

Pozzo sterile: perforazione di un pozzo con ritrovamento nullo, o in quantità non commerciabili, di petrolio o gas.

Production Sharing Agreement: contratto di produzione condivisa che disciplinano il rapporto tra lo Stato in cui avviene la produzione e l'investitore privato, in cui si definiscono le percentuali di produzioni delle parti coinvolte nelle operazioni.

Regime concessorio: qualifica degli istituti giuridico che disciplinano il rapporto tra lo Stato in cui avviene la perforazione e l'investitore privato. In tale regime, la proprietà del gas o del petrolio passa all'investitore quando arriva in superficie e l'invesitore paga una tassa o una royalty allo Stato che ne ha concesso lo sfruttamento.

Regime contrattuale: qualifica degli istituti giuridici di regolazione del rapporto tra Stato in cui avviene la perforazione e investitore privato disciplinati da contratti bilaterali (vd. Production Sharing Agreement).

Ring fence: separazione giuridica ed economico-patrimoniale tra le diverse attività della compagnia, al fine di isolare i flussi di cassa e gli asset del progetto.

Riserve P1 o provate: accumuli di idrocarburi che attraverso un'analisi di dati tecnici e geologici possono essere, con ragionevole certezza(probabilità maggiore del 90%), commercialmente estratti da Giacimenti noti, nelle condizioni economiche (prezzi di vendita e costi di Produzione) tecniche e normative esistenti al momento della stima

Riserve P2 o probabili: accumuli di idrocarburi che, sulla base dei dati tecnici e geologici possono essere recuperati, con ragionevole probabilità (probabilità maggiore del 90%) in base alla condizioni tecniche, economiche e operative esistenti nel momento considerato

Riserve P3 o possibili: accumuli di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto(molto minore del 50%) rispetto a quello delle riserve probabili

Risorse: le risorse sono costituite dalle riserve, più tutte le ulteriori quantità di minerale che possono rendersi disponibili in futuro, comprendendo in esse sia quelle contenute in accumuli già noti che non siano attualmente sfruttabili da un punto di vista economico e tecnologico, sia quelle contenute in accumuli, ricchi o poveri, non ancora scoperti ma che si possono ragionevolmente ritenere esistenti.

Robin Hood tax: : introdotta per la prima volta con il D.Lgs 112/2008, consiste in una maggiorazione dell'aliquota IRES con un valore pari al 10,5%.

Royalty: corrispettivo versato al proprietario di un bene o all'autore di un'opera di ingegno per la cessione a terzi del diritto di utilizzazione a fini commerciali del bene o dell'opera in considerazione. In ambito minerario, il termine si impiega per indicare il pagamento dovuto allo Stato per la concessione del diritto di sfruttamento delle risorse naturali. Specificamente, in un contratto petrolifero la royalty consiste in una percentuale di produzione che il titolare del diritto di sfruttamento deve corrispondere al titolare del diritto di proprietà sui minerali del sottosuolo, in Italia lo Stato.

Sliding scale royalty: royalty ad aliquote progressive, condizionate alla quantità di prodotto estratto o al prezzo degli idrocarburi sul mercato internazionale.

State Direct Financial Interest (SDFI): portfolio di partecipazioni finanziarie dirette detenute dal governo norvegese. SDFI fu creata il 1° gennaio 1985, dallo scorporo della compagnia statale STATOIL.

Tasso di recupero: frazione del volume di idrocarburi inizialmente in posto che è stata effettivamente prodotta o che si valuta possa essere prodotta

Tasso di successo: percentuale dei pozzi con esito positivo in rapporto al numero totale di pozzi perforati.

Testa di pozzo: struttura fissa che assicura la separazione del pozzo dall'ambiente esterno. Consiste essenzialmente in una serie di inflangiature di diametro decrescente che realizzano il collegamento tra i vari casing (rivestimenti del pozzo) discesi e le apparecchiature di controllo e sicurezza del pozzo in perforazione e durante la

vita produttiva. È corredata di una serie di valvole che possono servire per accedere al pozzo con strumenti per l'esercizio della produzione. Nelle installazioni offshore con testa pozzo in superficie si utilizzano teste pozzo simili a quelle degli impianti di perforazione a terra, mentre in quelle con testa pozzo sottomarina si utilizzano teste pozzo posizionate sul fondo del mare.

Testo Unico delle Imposte sui Redditi (TUIR):istituito con il DPR del 22 dicembre 1986, il Testo Unico delle Imposte sui Redditi contiene le norme per la determinazione e la tassazione sui redditi.

UN Human Development Index (HDI): indicatore di sviluppo macroeconomico introdotto nel 1990 e realizzato dall'economista pachistano Haq. Misurato su una scala è in millesimi decrescenti da 1 a 10, suddivide i paesi in quattro categorie: tasso di sviluppo umano molto alto; alto; medio e basso.

Uplift: agevolazione consistente nel riconoscimento ai fini fiscali di un'aggiuntiva percentuale di ammortamento dei costi. L'uplift all'impresa consente di iscrivere in bilancio, oltre alla normale quota parte di un costo pluriennale (ammortamento), un ulteriore percentuale dei costi iscritti fra le immobilizzazioni.

Valutazione di Impatto Ambientale (VIA): procedura tecnico-amministrativa di verifica della compatibilità ambientale, introdotta con la direttiva 337/85/CEE, modificata ed integrata dalla direttiva 97/11/CEE. La VIA è stata recepita nell'ordinamento nazionale con la l. n.134 dell'8 luglio 1986, attualmente disciplinato dal D.Lgs 152/2006 e successive modifiche. La procedura è finalizzata all'individuazione, descrizione e quantificazione degli effetti di un progetto, opera o impianto, sull'ambiente, da intendersi come l'insieme delle risorse naturali di un territorio e delle attività antropiche che in esso si svolgono. La VIA prevede la presentazione da parte di un proponente, pubblico o privato, del progetto corredato dallo Studio di Impatto Ambientale (SIA) alle autorità competenti ed il contemporaneo avviso, mediante pubblicazione sui quotidiani, per la consultazione del pubblico, che può esprimersi, attraverso osservazioni scritte, entro 60 giorni da tale avviso. La fase di valutazione si conclude con l'emanazione di un provvedimento contenente prescrizioni e raccomandazioni da implementare nelle fasi successive di progettazione ed esecuzione dell'opera o dell'impianto in esame. I termini previsti per la conclusione dell'intero procedimento è fissato in 150 giorni, al netto delle sospensioni per eventuali integrazioni.

BIBLIOGRAFIA

Associazione mineraria italiana per l'industria mineraria e petrolifera (Assomineraria) (1999), *L'Italia, Paese di Idrocarburi. Libro Bianco sull'Esplorazione e Produzione di Idrocarburi in Italia*, Roma.

Canada's New West Partnership (2011), *Oil and Gas Fiscal Regimes*, Calgary.

Danish Energy Agency (2009), *A Guide to Hydrocarbon Licences in Denmark - General Legislation and Information Exploration and Drilling Activities*, Copenhagen.

D'avanzo W. (1960), *Corso di diritto minerario*, Casa editrice stamperia nazionale, Roma.

Direction Générale de l'Energie et du Climat, Direction de l'Energie (2010), *Rapport sur l'industrie pétrolière et gazière en 2009*, Parigi.

Direction Générale de l'Energie et du Climat, Direction de l'Energie, Bureau Exploration-Production des Hydrocarbures (BEPH) (2010), *Bulletin d'information du BEPH - Numéro spécial*, in Bilan Annuel 2009, Parigi.

De Mita E. (2004), *Principi di diritto tributario*, Dott. A. Giuffrè Editore, Milano.

Eni (1971), *Enciclopedia del petrolio e del gas naturale*, Roma.

Eni (2005), *Enciclopedia degli idrocarburi*, Roma.

Ernst & Young (2010), *Global Oil and Gas Tax Guide*, Londra.

Guglielmi G. e Visone I. (1957), *La disciplina legislativa sulla ricerca e sulla coltivazione degli idrocarburi*, Dott. A. Giuffrè Editore, Milano.

InstitutFrancaisDuPétrole Publications (Centre for economics and management – IFP-School) (2004), *Oil and Gas Exploration and Production – Reserves, costs, contracts*, EditionsTechnip, Parigi.

International Energy Agency (IEA) (2007), *The United States 2007 Energy Review*, Parigi.

International Energy Agency (IEA) (2010), *Canada 2009 Energy Review*, Parigi.

Johnston D. (2003), *International Exploration Economics, Risk and Contract Analysis*, Pennwell, Tulsa.

Johnston D. (2008), *Changing Fiscal Landscape*, Journal of World Energy Law & Business, 2008, Vol. 1, No. 1.

Lund D., Department of Economics of University of Oslo (2002), *Petroleum tax reform proposals in Norway and Denmark*, Oslo.

Nakhle C., Surrey Energy Economics Centre, Department of Economics University of Surrey (2007), *Do High Oil Prices Justify an Increase Taxation in a Mature Oil Province? The Case of the UK Continental Shelf*, in Surrey Energy Economics Discussion paper Series, Guilford.

OECD (2010), *Taxation, Innovation and the Enviroment.*

PricewaterhouseCoopers (PwC) (2011), *Paying Taxes 2011 – The global picture*, New York.

Raymond Martin S. e Leffler William L., *Oil and Gas Production in Nontechnical Language*, Pennwell, Tulsa.

Robinson B. (2007), *The Australian Upstream Oil and Gas*, in Exploration & Production: The Oil & Gas Review 2007 - Issue II - November 2007, Londra.

Roggenkamp M., Redgwell C., Del Guayo I. e Ronne A. (2007), *Energy Law in Europe – National, EU and International Regulation, Second Edition*, Oxford University Press, New York.

Services Industrial Professional and Technical Union (SIPTU) (2011), *Optimising Ireland's Oil and Gas Resources*, Dublino.

Tordo S. (2007), *Fiscal Systems for Hydrocarbons*, World Bank Working Paper N. 123, Washington.

Tordo S. (2009), *Negotiation of Oil and Gas Contracts*, Atti del convegno ""Extractive Industries week 2009", World Bank, Washington.

Total S.A. (2011), *Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés,*Parigi.

Union Francaise des Industries Pétrolières (2011), *L'exploration – Production d'hydrocarbures en France*, Dossier d'informazione, Parigi.

Wood Mackenzie (2011), *Europe (Southern) Upstream Service – Italy Country Overview*, New York.

World Bank e International Finance Corporation (2010), *Doing business 2011 - Making a difference for Enterpreneurs*, Washington.

Yergin D. (1996), *Il premio – L'epica storia della corsa al petrolio*, Sperling & Kupfer Editori, Milano.

Legenda

Dati al 31 dicembre 2012

Id Codice identificativo del pozzo

Nome pozzo Nome del pozzo

Anno Anno di perforazione

Sc Scopo

Codice	Scopo
A	Accertamento
E	Esplorativo
F	Sfiato
I	Iniezione
M	Monitoraggio
P	Approfondimento
S	Sviluppo
ST	Stratigrafico
T	Stoccaggio
X	Non disponibile

Es Esito

Codice	Esito
GA	Gas
GO	Gas prevalente e olio
IG	Indiziato a gas
II	Indiziato a gas ed olio
IO	Indiziato ad olio
IS	Incidentato e/o sospeso
MG	Manifestazioni di gas
MM	Manifestazioni di gas ed olio
MO	Manifestazioni di olio
NP	Non produttivo
OG	Olio prevalente e gas
OL	Olio
X	Non disponibile

Prof Profondità verticale

Titolo Titolo minerario in cui il pozzo è stato perforato

TT Tipo titolo minerario

Codice	Tipo titolo
C	Campo in zona ENI
M	Concessione di coltivazione
R	Permesso di ricerca
S	Concessione di stoccaggio
X	Non disponibile

Operatore Operatore petrolifero

Pr Provincia/Zona marina

Ub Ubicazione Terra/Mare

Longitudine Le coordinate Geografiche sono espresse in Longitudine Monte Mario per i pozzi in terraferma e Longitudine Greenwich per i pozzi a mare

Latitudine

Profilo Codice di archiviazione profilo cartaceo
Un valore diverso da zero indica che una copia cartacea del profilo è presente negli archivi UNMIG

Disp Disponibilità alla consultazione del profilo
Il valore "Sì" indica che non sussistono più vincoli di riservatezza sui dati contenuti nel profilo e che lo stesso può essere richiesto in visione.

Pdf Immagine digitalizzata del profilo stratigrafico
Per alcuni dei pozzi non più soggetti a vincoli di riservatezza è possibile acquisire anche una copia digitalizzata del profilo in formato pdf

Nota

I profili stratigrafici dei pozzi sono conservati in copia cartacea presso la Biblioteca di area scientifico tecnologica (BAST) dell'Università Roma Tre in via della Vasca navale, 79/81 - 00146 Roma. Per la loro consultazione gli utenti possono prendere contatto telefonico al numero 06 5733 8213 o via email all'indirizzo mariapia.blasi@uniroma3.it.

I profili digitalizzati possono essere acquisiti dal sito internet dell'UNMIG all'indirizzo http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it.

I files pdf hanno una dimensione media di 4,5 Mb. L'intero archivio è costituito da 2.146 files per un totale di 9,25 Gb di dati. Gli utenti interessati ad acquisire gruppi consistenti di files o anche l'intero archivio possono farne richiesta all'UNMIG anche via email al seguente indirizzo: nicola.santocchi@mise.gov.it

Le immagini dei profili dei pozzi state acquisite in formato digitale nell'ambito del Progetto ViDEPI www.videpi.com

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
7228	ANTONELLA 006 DIR B	2012	S	GA	4.673	M	A.C 5.AV	ENI	ZA	M	44°12'49,69''	12°46'36,61''	0	No	No
7229	BARBARA E 044 DIR B	2012	S	GA	1.056	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,15''	13°45'27,43''	0	No	No
7230	BARBARA E 048 DIR B	2012	S	GA	1.393	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,15''	13°45'27,58''	0	No	No
7231	BARBARA E 051 DIR A	2012	S	GA	1.590	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,19''	13°45'27,79''	0	No	No
7232	BARBARA E 053 DIR A	2012	S	GA	1.393	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,09''	13°45'27,58''	0	No	No
7233	BARBARA E 055 DIR B	2012	S	GA	1.498	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'08,99''	13°45'27,52''	0	No	No
7224	BASIL 006 DIR C	2012	S	GA	1.497	M	A.C 12.AG	ENI	ZA	M	44°07'51,70''	13°00'04,62''	3867	No	No
7227	BASIL 009 DIR A	2012	S	GA	2.189	M	A.C 12.AG	ENI	ZA	M	44°07'51,72''	13°00'04,71''	3870	No	No
7234	BRENDA 002 DIR A	2012	S	GA	2.261	M	A.C 12.AG	ENI	ZA	M	44°06'58,99''	13°02'39,93''	0	No	No
7235	BRENDA 003 DIR A	2012	S	GA	2.214	M	A.C 12.AG	ENI	ZA	M	44°06'59,03''	13°02'40,00''	0	No	No
7225	BRENDA 006 DIR A	2012	S	GA	1.634	M	A.C 12.AG	ENI	ZA	M	44°06'58,98''	13°02'40,07''	3868	No	No
7262	CAPPARUCCIA 001 DIR A	2012	S	GA	3.010	M	CAPPARUCCIA	ADRIATICA IDROCARBURI	AP	T	43°07'21,68''	01°11'38,61'' E	0	No	No
7263	CAPPARUCCIA 002 DIR B	2012	S	NP	2.986	M	CAPPARUCCIA	ADRIATICA IDROCARBURI	AP	T	43°07'21,76''	01°11'38,04'' E	0	No	No
7264	CAPPARUCCIA 002 DIR C	2012	S	NP	2.836	M	CAPPARUCCIA	ADRIATICA IDROCARBURI	AP	T	43°07'21,76''	01°11'38,04'' E	0	No	No
7270	CASA TIBERI 001	2012	E	GA	715	R	MONTEMARCIANO	APENNINE ENERGY	AN	T	43°37'43,71''	00°54'50,47'' E	0	No	No
7261	CLARA NORD 007 DIR A	2012	S	GA	1.740	M	B.C 13.AS	ENI	ZA	M	43°56'19,34''	13°58'36,54''	0	No	No
7271	COTIGNOLA B 002 DIR ST2	2012	T	GA	1.196	S	SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	RA	T	44°21'39,39''	00°28'57,05'' W	0	No	No
7272	COTIGNOLA B 003 DIR ST1	2012	T	GA	1.105	S	SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	RA	T	44°21'39,44''	00°28'57,26'' W	0	No	No
7273	COTIGNOLA C 001 DIR	2012	T	GA	1.021	S	SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	RA	T	44°22'13,36''	00°31'57,73'' W	0	No	No
7274	COTIGNOLA C 002 DIR	2012	T	GA	1.057	S	SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	RA	T	44°22'13,40''	00°31'57,82'' E	0	No	No
7275	COTIGNOLA C 003 DIR	2012	T	GA	1.093	S	SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	RA	T	44°22'13,44''	00°31'57,92'' W	0	No	No
7276	COTIGNOLA C 004 DIR	2012	T	GA	1.131	S	SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	RA	T	44°22'13,49''	00°31'58,01'' W	0	No	No
7277	COTIGNOLA C 005 DIR	2012	T	GA	1.041	S	SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	RA	T	44°22'13,49''	00°13'58,01'' E	0	No	No
7278	COTIGNOLA C 006 DIR	2012	T	GA	1.042	S	SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	RA	T	44°22'13,57''	00°31'58,21'' E	0	No	No
7259	DARIA 005 DIR A	2012	S	GA	2.630	M	A.C 13.AS	ENI	ZA	M	44°04'00,94''	13°14'57,68''	0	No	No
7265	GALLARE 006 DIR	2012	E	NP	2.000	R	CORTE DEI SIGNORI	ALEANNA RESOURCES	FE	T	44°45'12,00''	00°23'44,40'' W	0	No	No
7266	GALLARE 006 DIR A	2012	E	NP	2.000	R	CORTE DEI SIGNORI	ALEANNA RESOURCES	FE	T	44°45'12,01''	00°23'43,93'' W	0	No	No
7268	GORGOGLIONE 002	2012	S	OL	5.838	M	GORGOGLIONE	TOTAL E&P ITALIA	MT	T	40°24'31,52''	03°39'40,16'' E	0	No	No
7269	LA TOSCA 001 DIR	2012	E	NP	2.269	R	LONGASTRINO	NORTHERN PETROLEUM LIMITED	RA	T	44°33'28,12''	00°26'16,62'' W	0	No	No
7267	LUNA 041 DIR A	2012	S	GA	1.781	M	D.C 1.AG	IONICA GAS	ZD	M	39°03'41,01''	17°10'21,96''	0	No	No
7223	MEDOLA 015	2012	S	GA	675	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°18'29,00''	01°50'20,00'' E	3865	No	No
7281	MONTE ALPI 1 OR B	2012	S	OL	3.324	M	VAL D'AGRI	ENI	PZ	T	40°19'37,67''	03°29'03,84'' E	0	No	No
7260	NAOMI 002 DIR A	2012	S	GA	2.733	M	A.C 33.AG	ENI	ZA	M	44°41'18,37''	12°50'51,37''	0	No	No
7218	PANDORA 002 DIR A	2012	S	GA	2.753	M	A.C 33.AG	ENI	ZA	M	44°41'18,37''	12°50'51,48''	3857	No	No
7222	PORTO CORSINI MARE OVEST 026 DIR B	2012	S	GA	4.290	M	A.C 26.EA	ENI	ZA	M	44°30'29,93''	12°22'22,82''	3861	No	No
7279	SETTALA 030 OR	2012	S	GA	1.281	S	SETTALA STOCCAGGIO	STOGIT	MI	T	45°26'50,26''	03°02'05,72'' W	0	No	No
7280	SETTALA 031 OR	2012	S	GA	1.275	S	SETTALA STOCCAGGIO	STOGIT	MI	T	45°26'50,37''	03°02'05,71'' W	0	No	No
7185	BARBARA E 041 DIR A	2011	S	GA	1.493	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,30''	13°45'27,64''	3866	No	No
7186	BARBARA E 042 DIR A	2011	S	GA	1.496	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,25''	13°45'27,57''	3860	No	No
7187	BARBARA E 049 DIR A	2011	S	GA	1.493	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,20''	13°45'27,65''	3869	No	No
7188	BARBARA E 054 DIR A	2011	S	GA	1.680	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,04''	13°45'27,59''	0	No	No
7152	BARBARA F 059 DIR B	2011	S	GA	1.492	M	A.C 7.AS	ENI	ZB	M	44°02'58,28''	13°49'02,17''	3855	No	No
7144	BARBARA F 063 DIR A	2011	S	GA	1.282	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,01''	3846	No	No
7145	BARBARA F 067 DIR A	2011	S	GA	1.460	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,43''	13°49'02,88''	3847	No	No
7192	BARBARA NORD OVEST 005 DIR A	2011	S	GA	1.203	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°06'29,54''	13°38'56,35''	3864	No	No
7193	BARBARA NORD OVEST 006 DIR A	2011	S	GA	1.772	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°06'29,62''	13°38'56,34''	3863	No	No
7194	BARBARA NORD OVEST 007 DIR B	2011	S	GA	1.772	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°06'28,62''	13°38'56,26''	3862	No	No
7127	BARBARA NORD OVEST 008 DIR A	2011	S	GA	1.520	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°06'29,54''	13°38'56,27''	3852	No	No
7196	CALPURNIA 004 DIR A	2011	S	GA	1.200	M	B.C 22.AG	ENI	ZB	M	43°53'56,08''	14°09'14,80''	3844	No	No
7143	CALPURNIA 005 DIR A	2011	S	GA	1.168	M	B.C 22.AG	ENI	ZB	M	43°53'56,00''	14°09'14,70''	3845	No	No
7198	CLARA NORD 004 DIR A	2011	S	GA	1.872	M	B.C 13.AS	ENI	ZB	M	43°56'19,32''	13°58'36,61''	0	No	No
7199	CLARA NORD 006 DIR A	2011	S	GA	1.828	M	B.C 13.AS	ENI	ZB	M	43°56'19,40''	13°58'36,46''	0	No	No
7200	CLARA NORD 008 DIR A	2011	S	GA	1.801	M	B.C 13.AS	ENI	ZB	M	43°56'19,32''	13°58'36,45''	0	No	No
7201	COTIGNOLA B 001	2011	ST	NP	1.106	S	SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	RA	T	44°21'39,41''	00°28'57,15'' W	0	No	No
7202	COTIGNOLA B 001 DIR	2011	ST	GA	1.160	S	SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	RA	T	44°21'39,41''	00°28'57,15'' W	0	No	No
7203	COTIGNOLA B 003 DIR	2011	ST	NP	1.273	S	SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	RA	T	44°21'39,44''	00°28'57,26'' W	0	No	No
7204	COTIGNOLA C 007 DIR	2011	ST	GA	1.327	S	SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	RA	T	44°22'13,61''	00°31'58,30'' W	0	No	No
7136	DARIA 007 DIR B	2011	S	GA	2.055	M	A.C 13.AS	ENI	ZA	M	44°04'00,90''	13°14'57,58''	3828	No	No
7140	DARIA 010 DIR B	2011	S	GA	2.857	M	A.C 13.AS	ENI	ZA	M	44°04'00,91''	13°14'57,45''	3841	No	No
7129	DARIA 011 DIR A	2011	S	GA	2.993	M	A.C 13.AS	ENI	ZA	M	44°04'00,97''	13°14'57,41''	3831	No	No
7146	DARIA 014 DIR A	2011	S	GA	1.948	M	A.C 13.AS	ENI	ZA	M	44°04'01,02''	13°14'57,36''	3850	No	No
7209	GAGGIOLA 205	2011	S	NP	153	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'34,00''	01°26'31,00'' W	0	No	No
7216	GUENDALINA 002 DIR	2011	S	GA	3.226	M	A.C 35.AG	ENI	ZA	M	44°33'56,80''	12°52'54,10''	3858	No	No
7217	GUENDALINA 003	2011	S	GA	3.168	M	A.C 35.AG	ENI	ZA	M	44°33'56,82''	12°52'54,05''	3859	No	No
7210	MONTE ALPI NORD 001 OR-B	2011	S	OL	4.941	M	VAL D'AGRI	ENI	PZ	T	40°20'07,40''	03°28'51,10'' E	0	No	No
7211	MONTE ENOC 010 OR-B	2011	S	OL	5.952	M	VAL D'AGRI	ENI	PZ	T	40°22'51,83''	03°25'28,89'' E	0	No	No
7151	MUZZA 005 DIR	2011	S	GA	1.800	M	RECOVATO	GAS PLUS ITALIANA	MO	T	44°37'23,38''	01°22'58,77'' E	3854	No	No
7213	SAN POTITO A 001 DIR	2011	ST	GA	2.159	S	SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	RA	T	44°25'10,19''	00°30'19,86'' W	0	No	No
7214	VITALBA 001 DIR A	2011	S	GA	1.730	M	CASCINA CASTELLO	NORTHSUN ITALIA	CR	T	45°27'12,89''	02°56'07,69'' W	0	No	No
7215	VOLTURINO 001 OR B	2011	S	OL	5.475	M	VAL D'AGRI	ENI	PZ	T	40°24'17,60''	03°24'56,10'' E	0	No	No
7088	ANNAMARIA B 007 DIR	2010	S	GA	1.830	M	A.C 11.AG	ENI	ZA	M	44°19'18,70''	13°24'26,77''	3804	No	No
7109	ANNAMARIA B 010 DIR	2010	S	GA	1.804	M	A.C 11.AG	ENI	ZA	M	44°19'18,70''	13°24'27,06''	3795	No	No
7105	ANNAMARIA B 011	2010	M	X	1.804	M	A.C 11.AG	ENI	ZA	M	44°19'18,70''	13°24'26,91''	3796	No	No
7110	ANNAMARIA B 015 DIR	2010	S	GA	1.812	M	A.C 11.AG	ENI	ZA	M	44°19'18,60''	13°24'26,90''	3799	No	No
7125	BARBARA 056 DIR C	2010	S	GA	1.499	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,43''	13°49'02,23''	3825	No	No
7126	BARBARA 059 DIR B	2010	S	X	2.090	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,28''	13°49'02,17''	0	No	No
7078	BARBARA 060 DIR A	2010	S	GA	1.475	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,23''	13°49'02,11''	3801	No	No
7111	BARBARA 067 DIR A	2010	S	GA	2.070	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,44''	13°49'02,09''	0	No	No
7092	BARBARA 070 DIR A	2010	S	GA	1.285	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,29''	13°49'01,87''	3827	No	No
7093	BARBARA 080 DIR B	2010	S	GA	1.296	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°03'47,58''	13°47'29,97''	3788	No	No
7104	BARBARA 083 DIR B	2010	S	GA	1.292	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°03'47,74''	13°47'29,90''	3792	No	No
7116	BARBARA F 061 DIR A	2010	S	GA	2.028	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,18''	13°49'02,04''	3853	No	No
7123	BARBARA NORD OVEST 009 DIR	2010	S	GA	1.553	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°06'29,00''	13°38'56,43''	3848	No	No
7124	BARBARA NORD OVEST 010 DIR	2010	S	GA	1.544	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°06'29,63''	13°38'56,43''	3849	No	No
7118	BONACCIA EST 002 DIR	2010	S	GA	1.131	M	B.C 17.TO	ENI	ZB	M	43°34'43,22''	14°26'15,29''	3793	No	No
7103	BONACCIA EST 003 DIR	2010	S	GA	1.428	M	B.C 17.TO	ENI	ZA	M	43°34'43,01''	14°26'15,30''	3791	No	No
7119	CAMMARANA 001	2010	E	NP	2.710	R	TRESAURO	ENIMED	RG	T	36°52'27,46''	02°08'23,60'' E	0	No	No
7107	CAPPARUCCIA 002 DIR A	2010	S	NP	2.905	M	CAPPARUCCIA	ADRIATICA IDROCARBURI	AP	T	43°07'21,76''	01°11'38,81'' E	0	No	No
7114	CUPELLO 035 DIR	2010	T	GA	1.254	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°01'50,14''	02°13'50,33'' E	3839	No	No
7112	FIUME BRUNA 002	2010	E	X	360	R	FIUME BRUNA	INDIPENDENT ENERGY SOLUTIONS	GR	T	42°56'54,30''	01°24'20,02'' W	0	No	No
7085	MASSERIA MORANO 001 DIR	2010	E	GA	848	M	POLICORO	GAS PLUS ITALIANA	MT	T	40°11'57,29''	04°09'43,20'' E	3784	No	No
7117	MINERBIO 085 DIR	2010	T	GA	1.649	S	MINERBIO STOCCAGGIO	STOGIT	BO	T	44°37'13,77''	00°57'12,86'' W	3832	No	No
7138	MONTE ALPI 001 OR B FORO 1-2	2010	S	OL	3.186	M	VAL D'AGRI	ENI	PZ	T	40°20'07,33''	03°28'51,09'' E	3835	No	No
7086	MONTE ALPI NORD 001 OR B FORO 2	2010	P	X	3.188	M	VAL D'AGRI	ENI	PZ	T	40°20'07,40''	03°28'51,10'' E	0	No	No
7115	MONTE ENOC 010 OR B FORO 3	2010	P	OL	3.684	M	VAL D'AGRI	ENI	PZ	T	40°22'51,83''	03°25'28,89'' E	0	No	No
7121	MONTESTILLO 022 DIR A	2010	S	GA	2.064	M	TERTIVERI	ENI	FG	T	41°30'08,00''	02°46'44,50'' E	3851	No	No
7134	PORTO CORSINI MARE EST 065 DIR A	2010	P	GA	3.125	M	PORTO CORSINI MARE	ENI	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,48''	3810	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
7135	PORTO CORSINI MARE EST 068 DIR A	2010	P	GA	3.074	M	PORTO CORSINI MARE	ENI	ZA	M	44°23'26,37''	12°33'37,48''	3824	No	No
7061	S.SALVO 091 OR FORO 3	2010	T	GA	1.135	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	41°59'32,35''	02°16'39,13'' E	3840	No	No
7037	S.SALVO 093 OR	2010	T	GA	1.143	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CB	T	41°59'41,82''	02°16'25,80'' E	3833	No	No
7108	S.SALVO 094 OR	2010	T	GA	1.130	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CB	T	41°59'41,77''	02°16'26,00'' E	3843	No	No
7122	SABBIONCELLO 051 OR	2010	T	GA	1.135	S	SABBIONCELLO STOCCAGGIO	STOGIT	FE	T	44°48'11,20''	00°33'21,94'' W	3812	No	No
7099	TRECATE 005 DIR A	2010	P	NP	5.807	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	NO	T	45°28'11,50''	03°41'25,00'' W	3785	No	No
7045	ANNALISA 003 DIR B	2009	S	GA	2.855	M	A.C 32.AG	ENI	ZA	M	44°10'13,26''	13°06'49,42''	3787	No	No
7065	ANNALISA 005 DIR A	2009	S	GA	2.593	M	A.C 32.AG	ENI	ZA	M	44°10'13,26''	13°06'49,42''	0	No	No
7051	ANNALISA 006 DIR	2009	S	GA	3.072	M	A.C 32.AG	ENI	ZA	M	44°10'13,18''	13°06'49,50''	0	No	No
7087	ANNAMARIA B 006 DIR	2009	S	GA	1.356	M	A.C 11.AG	ENI	ZA	M	44°19'18,75''	13°24'26,70''	3800	No	No
7131	ANNAMARIA B 008 DIR	2009	S	GA	1.530	M	A.C 11.AG	ENI	ZA	M	44°19'18,75''	13°24'26,84''	3794	No	No
7130	ANNAMARIA B 009 DIR	2009	S	GA	1.802	M	A.C 11.AG	ENI	ZA	M	44°19'18,76''	13°24'26,99''	3798	No	No
7019	ANTARES 011 DIR B	2009	S	GA	2.417	M	A.C 30.EA	ENI	ZA	M	44°23'21,90''	12°27'13,20''	3763	No	No
7090	AZALEA 015 DIR A	2009	S	GA	2.598	M	A.C 8.ME	ENI	ZA	M	44°09'59,93''	12°43'12,22''	3786	No	No
7046	BARBARA 065 DIR A	2009	S	GA	1.301	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,38''	13°49'02,16''	3826	No	No
7100	BARBARA 081 DIR A	2009	S	GA	1.490	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°03'47,64''	13°47'29,90''	3789	No	No
7101	BARBARA 082 DIR A	2009	S	GA	1.489	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°03'47,70''	13°47'29,83''	3790	No	No
7040	BARBARA F 058 DIR B	2009	S	GA	1.296	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,24''	3802	No	No
7035	BARBARA F 062 DIR A	2009	S	GA	1.476	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,23''	13°49'01,96''	3803	No	No
7055	BARBARA G 079 DIR B	2009	S	GA	1.481	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°03'47,68''	13°47'29,97''	3797	No	No
7038	BARIGAZZO 007	2009	S	GA	494	M	BARIGAZZO	SIAM	MO	T	44°16'12,00''	01°47'49,00'' W	0	No	No
7133	BEZZECCA 001	2009	E	GA	2.006	R	CASCINA S. PIETRO	NORTHSUN ITALIA	LO	T	45°24'56,60''	02°59'07,20'' W	0	No	No
7077	CELLINO 025 STO	2009	T	X	1.025	S	CELLINO STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	TE	T	42°35'53,72''	01°25'04,57'' E	0	No	No
7049	CERRO FALCONE 002 X OR C	2009	S	OL	3.889	M	VAL D'AGRI	ENI	PZ	T	40°26'11,80''	03°20'48,90'' E	3446	No	No
6989	CERRO FALCONE 004 OR	2009	S	OL	3.900	M	VAL D'AGRI	ENI	PZ	T	40°28'15,93''	03°19'54,10'' E	3836	No	No
7139	CERRO FALCONE 004 OR A	2009	S	OL	3.851	M	VAL D'AGRI	ENI	PZ	T	40°28'15,93''	03°19'54,10'' E	3836	No	No
7083	CERVIA B 022 DIR A 1°/ 3° FORO	2009	S	GA	3.249	M	CERVIA MARE	ENI	ZA	M	44°17'17,42''	12°38'44,30''	3777	No	No
7018	CERVIA B 024 DIR A	2009	S	GA	1.551	M	CERVIA MARE	ENI	ZA	M	44°17'17,50''	12°38'44,50''	3761	No	No
7098	CERVIA MARE 024 DIR A	2009	S	GA	1.815	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'17,42''	12°38'44,30''	0	No	No
7064	CUPELLO 031 DIR	2009	T	GA	1.406	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°02'24,96''	02°12'39,19'' E	3813	No	No
7070	CUPELLO 032 DIR	2009	T	IS	1.482	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°02'24,88''	02°12'39,30'' E	3821	No	No
7062	CUPELLO 032 DIR A	2009	T	GA	1.443	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°02'24,88''	02°12'39,30'' E	3821	No	No
7063	CUPELLO 033 DIR	2009	T	GA	1.447	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°02'24,81''	02°12'39,42'' E	3822	No	No
7068	CUPELLO 034 DIR	2009	T	GA	1.245	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°01'50,18''	02°13'50,48'' E	3814	No	No
7041	FIUME BRUNA 001	2009	E	NP	913	R	FIUME BRUNA	INDIPENDENT ENERGY SOLUTIONS	GR	T	42°55'44,90''	01°22'29,80'' W	0	No	No
7047	FURCI 010 OR	2009	T	GA	1.182	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°04'29,77''	02°09'17,33'' E	3815	No	No
7048	FURCI 011 OR	2009	T	GA	1.198	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°04'29,84''	02°09'17,53'' E	3816	No	No
7044	FURCI 012 OR	2009	T	GA	1.179	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°03'14,35''	02°10'44,74'' E	3817	No	No
7052	FURCI 013 OR	2009	T	GA	1.170	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°03'14,19''	02°10'44,75'' E	3783	No	No
7053	FURCI 014 OR SECONDO FORO	2009	T	GA	1.298	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°03'58,17''	02°09'44,38'' E	3805	No	No
7054	FURCI 015 OR	2009	T	GA	1.277	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°03'58,16''	02°09'44,16'' E	3806	No	No
7057	FURCI 016 OR - 016 OR A	2009	T	GA	1.418	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°02'51,15''	02°11'55,74'' E	3830	No	No
7058	FURCI 017 OR	2009	T	GA	1.420	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°02'51,02''	02°11'55,59'' E	3807	No	No
7067	GAGGIOLA 203	2009	S	GA	436	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'14,00''	01°26'45,00'' W	0	No	No
7043	GAZZATA 001	2009	E	NP	1.764	R	BASTIGLIA	ASCENT RESOURSES ITALIA	RE	T	44°42'15,31''	01°41'38,41'' W	0	No	No
7091	GIOVANNA 013 DIR A	2009	S	GA		M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,33''	14°27'50,62''	0	No	No
7076	LUNA 008 BIS DIR/DIR A	2009	S	GA	2.260	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	0	No	No
7075	METAPONTO 001 DIR A	2009	P	X	1.458	M	IL SALICE	GAS PLUS ITALIANA	MT	T	40°20'59,78''	04°15'03,50'' E	3779	No	No
7050	MONTE ENOC 003 OR A FORO 1-2	2009	S	OL	3.404	M	VAL D'AGRI	ENI	PZ	T	40°20'07,52''	03°28'51,15'' E	3413	No	No
7039	OPPIO 001	2009	E	NP	2.950	R	MASSA LOMBARDA	FOREST - CMI	RA	T	44°28'23,19''	00°38'04,54'' W	0	No	No
7074	S.SALVO 080 OR	2009	T	GA	1.141	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°00'18,64''	02°15'33,26'' E	3808	No	No
7013	S.SALVO 087 OR A	2009	T	GA	1.157	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	41°59'48,21''	02°15'58,70'' E	3809	No	No
7069	S.SALVO 088 DIR A	2009	T	GA	1.190	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	41°59'48,33''	02°15'58,56'' E	3823	No	No
7059	S.SALVO 089 DIR	2009	T	GA	1.223	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	41°59'32,35''	02°16'39,56'' E	3842	No	No
7060	S.SALVO 090 OR	2009	T	X	1.507	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	41°59'32,35''	02°16'39,35'' E	0	No	No
7137	S.SALVO 092 DIR	2009	T	NP	1.226	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CB	T	41°59'41,88''	02°16'25,59'' E	3829	No	No
7036	S.SALVO 092 DIR A FORO 2	2009	T	GA	1.205	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CB	T	41°59'41,88''	02°16'25,59'' E	3829	No	No
7132	SAVIO 001 X	2009	E	NP	3.720	R	SAVIO	NORTHERN PETROLEUM LIMITED	RA	T	44°18'23,00''	00°18'44,40'' W	0	No	No
7042	SILLARO 002 DIR	2009	S	GA	2.359	M	SILLARO	NORTHSUN ITALIA	BO	T	44°29'34,61''	00°45'19,41'' W	0	No	No
7080	VILLAFORTUNA 001 BIS DIR A	2009	S	OL	6.097	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	NO	T	45°29'03,52''	03°43'03,66'' W	3774	No	No
7034	ANTARES 005 DIR A	2008	S	GA	2.318	M	A.C 30.EA	ENI	ZA	M	44°23'21,91''	12°27'13,29''	3755	No	No
7023	ANTARES 006 DIR A	2008	E	GA	2.412	M	A.C 30.EA	ENI	ZA	M	44°23'21,09''	12°27'13,02''	3760	No	No
7020	ANTARES 010 DIR B	2008	S	GA	2.389	M	A.C 30.EA	ENI	ZA	M	44°23'21,90''	12°27'13,40''	3762	No	No
6984	ARGO 002	2008	E	GA	1.835	R	G.R 13.AG	ENI	ZG	M	36°55'33,81''	13°48'19,58''	3838	No	No
6985	BARCO 001 DIR	2008	E	NP	1.804	R	ZURLENGO	ENI	BS	T	45°24'08,94''	02°32'47,30'' W	3757	Si	No
7030	CALEPPIO 001 DIR A	2008	T	GA	1.843	S	SETTALA STOCCAGGIO	STOGIT	MI	T	45°26'05,30''	03°04'43,99'' W	3770	No	No
6987	CASCINA CARDANA 001 DIR A	2008	S	OL	6.113	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	NO	T	45°27'18,10''	03°43'15,20'' W	3756	No	No
6988	CASSIOPEA 001 DIR	2008	E	GA	2.123	R	G.R 14.AG	ENI	ZG	M	36°56'11,91''	13°43'57,43''	3837	No	No
7081	CERVIA B 020 DIR A	2008	S	GA	2.229	M	CERVIA MARE	ENI	ZA	M	44°17'17,36''	12°38'44,38''	3775	No	No
7082	CERVIA B 021 DIR A	2008	S	GA	3.252	M	CERVIA MARE	ENI	ZA	M	44°17'17,41''	12°38'44,44''	3776	No	No
7095	CERVIA MARE 019 DIR A	2008	S	GA	2.162	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'17,42''	12°38'44,30''	3782	No	No
7097	CERVIA MARE 020 DIR A	2008	S	GA	3.627	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'17,42''	12°38'44,30''	0	No	No
6990	CORTEMAGGIORE 156 OR	2008	T	GA	1.537	S	CORTEMAGGIORE STOCCAGGIO	STOGIT	PC	T	44°59'46,27''	02°28'34,73'' W	3811	No	No
6991	CUPELLO 029 DIR	2008	T	GA	1.238	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°01'23,94''	02°13'31,93'' E	3856	No	No
6992	CUPELLO 030 DIR	2008	T	GA	1.238	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°01'24,01''	02°13'31,73'' E	3768	No	No
6993	EMMA OVEST 007 DIR A	2008	S	GA	1.888	M	B.C 10.AS	ENI	ZB	M	42°48'28,13''	14°22'45,60''	3745	No	No
6994	EMMA OVEST 009 DIR A	2008	S	GA	1.895	M	B.C 10.AS	ENI	ZB	M	42°48'28,20''	14°22'36,00''	3739	No	No
6995	EUREKA 001 DIR	2008	E	NP	2.090	X	FIUME TELLARO	PANTHER EUREKA SRL	RG	T	37°00'40,05''	02°15'55,48'' E	0	No	No
6996	FRATELLO NORD 001 DIR A	2008	S	GA	2.132	M	B.C 5.AS	ENI	ZB	M	42°38'53,67''	14°10'12,68''	3758	No	No
6997	GELA 039 DIR A	2008	S	NP	3.700	R	GELA	ENIMED	CL	T	37°03'22,00''	01°50'05,00'' E	0	No	No
6998	GIOVANNA 007 DIR A	2008	S	NP	1.671	M	B.C 10.AS	ENI	ZB	M	42°46'02,46''	14°27'50,68''	3766	No	No
6999	HERA LACINIA 014 DIR A	2008	S	GA	1.793	M	D.C 4.AG	ENI	ZD	M	39°03'31,49''	17°09'54,20''	3741	No	No
7000	MARCIANO 001 DIR ST	2008	S	GA	1.563	M	FONTE S. DAMIANO	CONSUL SERVICE	MT	T	40°29'17,29''	04°00'49,15'' E	0	No	No
7001	MASSERIA DE PALMA 001 DIR	2008	E	NP	1.554	M	LUCERA	GAS PLUS ITALIANA	FG	T	41°29'38,92''	02°52'38,95'' E	3765	No	No
7002	MONTE ALPI 009 OR A	2008	P	OL	4.164	M	VAL D'AGRI	ENI	PZ	T	40°18'02,43''	03°26'13,96'' E	0	No	No
7003	MONTE DELLA CRESCIA 001 DIR	2008	E	GA	951	M	SETTEFINESTRE	GAS PLUS ITALIANA	AN	T	43°30'53,60''	00°59'21,30'' E	3754	No	No
7005	OMBRINA MARE 002 DIR	2008	E	OL	2.144	R	B.R269.GC	MEDOILGAS ITALIA	ZB	M	42°19'21,90''	14°32'00,83''	0	No	No
7006	RIPALTA 062 OR	2008	T	GA	1.547	S	RIPALTA STOCCAGGIO	STOGIT	CR	T	45°19'00,81''	02°45'36,17'' W	3780	No	No
7029	S.SALVO 082 OR	2008	T	GA	1.141	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CB	T	41°59'47,66''	02°17'26,20'' E	3769	No	No
7009	S.SALVO 083 DIR	2008	T	GA	1.077	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	41°59'47,81''	02°15'59,13'' E	3818	No	No
7010	S.SALVO 085 DIR	2008	T	GA	1.171	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°01'02,75''	02°12'51,40'' E	3819	No	No
7011	S.SALVO 086 DIR	2008	T	GA	1.177	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°00'29,05''	02°14'32,00'' E	3820	No	No
7012	S.SALVO 087 OR	2008	T	NP	1.156	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	41°59'48,21''	02°15'58,70'' E	3809	No	No
7014	S.SALVO 088 DIR	2008	T	NP	1.209	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	41°59'48,33''	02°15'58,56'' E	3823	No	No
7027	S.SALVO 095 DIR	2008	T	GA	1.153	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CB	T	41°59'47,50''	02°17'25,60'' E	3767	No	No
7007	S.STEFANO MARE 004 ST	2008	S	GA	1.697	M	B.C 1.LF	EDISON	ZB	M	42°12'24,40''	14°40'31,50''	0	No	No
7033	SERGNANO 044 OR	2008	T	GA	1.356	S	SERGNANO STOCCAGGIO	STOGIT	CR	T	45°25'11,08''	02°44'42,80'' W	3773	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
13	ACCETTURA 005 DIR ST	2007	S	GA	2.172	M	GARAGUSO	EDISON	MT	T	40°32'27,90''	03°48'18,00'' E	3748	No	No
224	ANAGNI 001	2007	E	NP	1.355	R	FROSINONE	PENTEX ITALIA	FR	T	41°43'06,37''	00°39'25,61'' E	0	No	No
403	ARNICA 002 DIR	2007	S	GA	2.867	R	A.R 94.AG	ENI	ZA	M	44°30'03,20''	13°01'08,30''	3750	No	No
404	ARRONE 001	2007	E	NP	890	R	FIUME ARRONE	ASCENT RESOURSES ITALIA	RM	T	41°55'02,50''	00°13'53,70'' W	3737	No	No
7072	BARBARA 004 DIR A	2007	S	GA	1.293	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'47,60''	13°48'13,10''	3732	No	No
496	BARBARA 006 DIR A	2007	P	GA	1.293	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'47,70''	13°48'13,00''	3722	No	No
498	BARBARA 007 DIR A	2007	S	GA	1.308	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'47,60''	13°48'13,10''	3723	No	No
500	BARBARA 008 DIR A	2007	S	GA	1.399	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'47,60''	13°48'13,00''	3725	No	No
7017	BONACCIA 011 DIR A	2007	S	GA	1.113	M	B.C 17.TO	ENI	ZB	M	43°35'30,80''	14°21'34,90''	3324	No	No
840	BONACCIA 012 DIR	2007	S	GA	1.068	M	B.C 17.TO	ENI	ZB	M	43°35'30,70''	14°21'35,00''	3324	No	No
6982	BORGO GIULIANO 001	2007	E	NP	3.891	M	S. TEODORO	SARCIS	EN	T	37°49'55,77''	02°17'48,00'' E	0	No	No
7073	CERVIA 040 DIR A	2007	S	GA	3.250	M	A.C 4.AS	ENI	ZA	M	44°18'18,57''	12°37'38,90''	3733	No	No
7096	CERVIA MARE 021 DIR A	2007	S	GA	3.254	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'17,42''	12°38'44,30''	0	No	No
1854	COLLE SCIARRA 001 DIR 3° F	2007	E	GA	1.778	R	MUTIGNANO	ENI	TE	T	42°35'05,02''	01°33'31,60'' E	3759	No	No
1915	CONEGLIANO 015 DIR	2007	T	GA	1.529	S	COLLALTO STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	TV	T	45°51'24,40''	00°15'05,94'' E	0	No	No
2276	CUPOLONI 002 DIR A	2007	S	NP	1.381	M	SCANZANO	INTERGAS PIU'	MT	T	40°18'10,52''	04°16'49,01'' E	0	No	No
2466	EMMA OVEST 003 DIR A	2007	S	GA	1.895	M	B.C 10.AS	ENI	ZB	M	42°48'28,26''	14°22'45,45''	3747	No	No
2467	EMMA OVEST 004 DIR A	2007	S	GA	1.845	M	B.C 10.AS	ENI	ZB	M	42°48'28,28''	14°22'45,53''	3746	No	No
2468	EMMA OVEST 008 DIR A	2007	S	GA	1.611	M	B.C 10.AS	ENI	ZB	M	42°48'28,11''	14°22'45,53''	0	No	No
2469	EMMA OVEST 010 DIR A	2007	S	GA	1.636	M	B.C 10.AS	ENI	ZB	M	42°48'28,21''	14°22'45,57''	3743	No	No
2470	EMMA OVEST 012 DIR	2007	S	GA	1.817	M	B.C 10.AS	ENI	ZB	M	42°48'28,15''	14°22'45,68''	3742	No	No
2575	FIONA 001	2007	E	NP	3.505	R	B.R266.AG	ENI	ZB	M	43°30'50,48''	14°07'50,87''	3734	No	No
2603	FIUMETTO 004 DIR	2007	E	NP	2.388	M	FIUMETTO	ENI	EN	T	37°44'34,34''	02°13'35,39'' E	0	No	No
2604	FIUMETTO 004 DIR A	2007	S	NP	2.043	M	FIUMETTO	ENIMED	EN	T	37°44'34,34''	02°13'35,39'' E	0	No	No
2605	FIUMETTO 004 DIR A SECONDO FORO	2007	S	NP	2.289	M	FIUMETTO	ENIMED	EN	T	37°44'34,34''	02°13'35,39'' E	0	No	No
2744	GAGGIOLA 197	2007	S	GA	753	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'35,20''	01°27'00,00'' W	0	No	No
2830	GELA 007 OR A	2007	S	OL	3.237	R	GELA	ENIMED	CL	T	37°03'59,00''	01°50'30,00'' E	0	No	No
3160	IRMINIO 4R DIR-QQ	2007	S	OL	2.534	X	IRMINIO	IRMINIO	RG	T	36°49'23,93''	02°12'15,35'' E	0	No	No
3235	LAVANDA 001 DIR A	2007	S	GA	2.833	M	A.C 34.AG	ENI	ZA	M	44°30'03,30''	13°01'08,36''	0	No	No
3237	LAVANDA 002 DIR	2007	S	GA	2.794	R	A.R 94.AG	ENI	ZA	M	44°30'03,30''	13°01'08,40''	3751	No	No
7004	MONTE ENOC 010 OR A	2007	S	OL	3.755	M	VAL D'AGRI	ENI	PZ	T	40°22'51,83''	03°25'28,89'' E	3740	No	No
3933	MONTE PALLANO 001 DIR	2007	E	GA	1.545	R	MONTE PALLANO	FOREST - CMI	CH	T	42°01'34,60''	01°54'27,46'' E	3696	No	No
3934	MONTE PALLANO 002 DIR	2007	E	GA	1.420	R	MONTE PALLANO	FOREST - CMI	CH	T	42°01'32,24''	01°54'27,50'' E	0	No	No
4087	MUZZA 003 X DIR A	2007	E	GA	1.813	M	RECOVATO	ENI	MO	T	44°37'41,56''	01°23'57,75'' W	3713	No	No
4452	PISTICCI 019 DIR A	2007	S	OG	2.038	M	SERRA PIZZUTA	ENI	MT	T	40°23'52,28''	04°03'50,97'' E	3834	No	No
7016	POSTA PIANA 001	2007	E	NP	1.147	R	POSTA NUOVA	VEGA OIL	FG	T	41°21'32,79''	03°06'08,37'' E	0	No	No
7032	RIPALTA 063 DIR	2007	T	GA	1.594	S	RIPALTA STOCCAGGIO	STOGIT	CR	T	45°18'40,01''	02°45'11,37'' W	3772	No	No
7031	S.SALVO 084 DIR	2007	T	GA	1.220	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°01'02,08''	02°12'51,06'' E	3771	No	No
6106	SERGNANO 045	2007	T	GA	1.752	S	SERGNANO STOCCAGGIO	STOGIT	MI	T	44°59'31,88''	02°29'50,00'' W	0	No	No
6326	TEA 002 DIR	2007	S	GA	2.819	R	A.R 94.AG	ENI	ZA	M	44°30'03,20''	13°01'08,40''	3749	No	No
6645	TRIBIANO 001 DIR A	2007	S	GA	2.155	M	SETTALA	ENI	MI	T	45°25'00,59''	03°04'05,66'' W	3714	No	No
6834	VERNATE 001 DIR	2007	E	NP	4.857	M	GAGGIANO	ENI	MI	T	45°19'26,85''	03°23'42,20'' W	3752	No	No
94	AGRI 001 OR B	2006	S	OL	3.350	M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°25'40,29''	03°17'46,86'' E	3666	No	No
242	ANEMONE 007 DIR A	2006	P	GA	3.200	M	A.C 8.ME	ENI	ZA	M	44°13'43,10''	12°42'18,00''	3715	No	No
244	ANEMONE 008 DIR A	2006	S	GA	3.269	M	A.C 8.ME	ENI	ZA	M	44°13'43,00''	12°42'18,00''	3687	No	No
245	ANEMONE 008 DIR B	2006	P	GA	3.192	M	A.C 8.ME	ENI	ZA	M	44°13'43,00''	12°42'18,00''	3699	No	No
250	ANEMONE 012 DIR A	2006	P	GA	2.415	M	A.C 8.ME	ENI	ZA	M	44°13'43,20''	12°42'18,00''	3716	No	No
283	ANNABELLA 004 DIR A	2006	S	GA	3.198	M	A.C 18.AG	ENI	ZA	M	44°13'41,30''	13°04'44,60''	3672	No	No
371	ARGO 001	2006	E	GA	1.800	R	G.R 13.AG	ENI	ZG	M	36°54'59,84''	13°49'19,16''	3703	No	No
502	BARBARA 009 DIR A	2006	P	GA	1.378	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'47,60''	13°48'12,90''	3729	No	No
537	BARBARA 032 DIR A	2006	P	GA	1.456	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'46,99''	13°48'34,31''	3718	No	No
541	BARBARA 034 DIR A	2006	P	GA	1.454	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'46,90''	13°48'34,20''	3727	No	No
550	BARBARA 038 DIR B	2006	P	GA	900	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,00''	3721	No	No
553	BARBARA 039 DIR B	2006	P	GA	1.448	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'47,10''	13°48'34,10''	3728	No	No
637	BARBARA 098 DIR A	2006	P	GA	2.403	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°04'07,37''	13°45'46,14''	0	No	No
638	BARBARA 098 DIR A 2F	2006	P	GA	1.396	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°04'07,37''	13°45'46,14''	3704	No	No
694	BASIL 006 DIR B	2006	P	GA	1.957	M	A.C 12.AG	ENI	ZA	M	44°07'51,70''	13°00'04,60''	3705	No	No
756	BENEDETTA 001 DIR	2006	E	GA	2.132	R	A.R 95.EA	ENI	XX	X	44°10'43,52''	12°34'55,86''	3681	No	No
1831	CODOGNO 001 DIR	2006	E	GA	1.321	R	CODOGNO	EDISON SPA	CR	T	45°09'53,89''	02°37'24,82'' W	3712	No	No
1851	COLLE SCIARRA 001	2006	E	NP	1.350	R	MUTIGNANO	ENI	TE	T	42°35'05,02''	01°33'31,17'' E	0	No	No
1852	COLLE SCIARRA 001 DIR	2006	E	NP	1.927	R	MUTIGNANO	ENI	TE	T	42°35'05,02''	01°33'31,17'' E	0	No	No
1853	COLLE SCIARRA 001 DIR A	2006	E	GA	2.225	R	MUTIGNANO	ENI	TE	T	42°35'05,02''	01°33'31,17'' E	0	No	No
2306	DARIA 009 DIR A	2006	P	GA	3.030	M	A.C 13.AS	ENI	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	3724	No	No
2312	DARIA 013 DIR A	2006	P	GA	2.930	M	A.C 13.AS	ENI	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,50''	3720	No	No
2565	FILICI 001	2006	E	NP	204	M	POLICORO	GAS PLUS ITALIANA	MT	T	40°12'47,70''	04°08'34,15'' E	0	No	No
2567	FILICI 001 DIR A	2006	E	GA	1.062	M	POLICORO	GAS PLUS ITALIANA	MT	T	40°12'47,70''	04°08'34,15'' E	3709	No	No
2621	FONTE FILIPPO SUD EST 001	2006	E	GA	955	M	FILETTO	GAS PLUS ITALIANA	CH	T	42°13'10,10''	01°46'54,90'' E	3683	No	No
2743	GAGGIOLA 196	2006	S	GA	658	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'44,00''	01°26'15,50'' W	3694	No	No
2745	GAGGIOLA 198	2006	S	GA	700	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'38,00''	01°27'05,00'' W	3695	No	No
2978	GIOIA SE 001 DIR A	2006	S	GA	965	M	POLICORO	GAS PLUS ITALIANA	MT	T	40°13'53,20''	04°13'30,80'' E	3670	No	No
6983	LONGANESI 001	2006	E	GA	2.815	M	SAN POTITO	ENI	RA	T	44°26'18,00''	00°29'33,00'' W	3674	No	No
3590	MASSERIA SALVATORE 001 DIR A	2006	P	GA	1.578	M	MAFALDA	GAS PLUS ITALIANA	CB	T	41°55'17,60''	02°22'42,90'' E	3738	No	No
3903	MONTE ENOC 001 OR	2006	S	NP	3.064	M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°22'16,00''	03°27'57,40'' E	0	No	No
3904	MONTE ENOC 001 OR A	2006	S	OL	3.835	M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°22'16,00''	03°27'57,40'' E	3730	No	No
4268	PALINO 037 DIR	2006	S	GA	1.819	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°08'24,70''	03°06'12,15'' E	3697	No	No
4270	PALINO 038 DIR	2006	S	GA	1.581	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°08'24,68''	03°06'11,81'' E	3698	No	No
4269	PALINO 038 DIR	2006	S	GA	1.581	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°08'24,68''	03°06'11,81'' E	0	No	No
4549	POGGIOFIORITO 001 B	2006	S	NP	905	M	FILETTO	GAS PLUS ITALIANA	CH	T	42°14'40,50''	01°46'21,00'' E	0	No	No
7071	POGGIOFIORITO 001 BIS DIR A	2006	S	GA	1.078	M	FILETTO	GAS PLUS ITALIANA	CH	T	42°14'40,50''	01°46'21,00'' E	3643	No	No
5253	RIPALTA 061 OR	2006	T	GA	1.573	S	RIPALTA STOCCAGGIO	STOGIT	CR	T	45°18'48,68''	02°44'35,46'' W	0	No	No
5338	ROBBIO 001	2006	E	NP	4.569	R	VERCELLI	BG GAS INTERNATIONAL BV	PV	T	45°18'20,93''	03°50'21,41'' W	3686	No	No
7026	ROSPO MARE 121	2006	S	OL	1.464	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'13,14''	14°58'10,89''	3753	No	No
7025	ROSPO MARE 122	2006	S	OL	1.392	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'13,14''	14°58'10,89''	3764	No	No
5478	RSM 121	2006	S	GA	2.632	M	B.C 8.LF	EDISON	XX	X	42°12'11,00''	14°58'15,00''	0	No	No
5479	RSM 122	2006	S	NP	1.356	M	B.C 8.LF	EDISON	XX	X	42°12'11,00''	14°58'15,00''	0	No	No
6981	S.MAURO 002 DIR A	2006	S	NP	1.089	M	S. MAURO	GAS PLUS ITALIANA	TE	T	42°42'16,00''	01°22'37,00'' E	3707	No	No
6980	S.MAURO 002 DIR B	2006	S	NP	1.043	M	S. MAURO	GAS PLUS ITALIANA	TE	T	42°42'16,00''	01°22'37,00'' E	3708	No	No
6979	S.MAURO 002 DIR B 2F	2006	S	GA	1.062	M	S. MAURO	GAS PLUS ITALIANA	TE	T	42°42'16,00''	01°22'37,00'' E	3706	No	No
5943	S.SALVO 081 DIR	2006	M	NP	1.166	S	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOGIT	CH	T	42°00'18,66''	02°15'33,25'' E	0	No	No
5951	SANTA CATERINA 002 DIR A	2006	S	NP	1.480	M	LUCERA	GAS PLUS ITALIANA	FG	T	41°27'07,70''	02°56'35,00'' E	3682	No	No
6180	SILVIA 001	2006	E	NP	5.122	R	B.R263.ET	ENI	XX	X	42°27'54,95''	14°47'49,00''	3731	Sì	No
6926	VITALBA 001 DIR	2006	E	GA	1.483	R	CASCINA S. PIETRO	NORTHSUN ITALIA	CR	T	45°27'13,00''	02°56'07,69'' W	0	No	No
281	ANNABELLA 003 DIR A	2005	S	GA	3.451	M	A.C 18.AG	ENI	ZA	M	44°13'41,34''	13°04'44,45''	3717	No	No
287	ANNABELLA 007 DIR A	2005	S	GA	3.448	M	A.C 18.AG	ENI	ZA	M	44°13'41,30''	13°04'44,60''	3710	No	No
289	ANNABELLA 008 DIR A	2005	S	GA	3.249	M	A.C 18.AG	ENI	ZA	M	44°13'41,00''	13°04'44,45''	3736	No	No
291	ANNABELLA 009 DIR A	2005	S	GA	3.436	M	A.C 18.AG	ENI	ZA	M	44°13'41,20''	13°04'44,60''	3735	No	No
394	ARMIDA 004 DIR BIS A	2005	S	GA	4.090	M	A.C 29.EA	ENI	ZA	M	44°28'46,70''	12°27'12,40''	3656	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
401	ARMIDA 008 DIR A	2005	S	GA	3.799	M	A.C 29.EA	ENI	ZA	M	44°28'46,70''	12°27'12,30''	3655	No	No
526	BARBARA 026 DIR A	2005	S	GA	1.386	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'47,10''	13°48'34,10''	3711	No	No
529	BARBARA 028 DIR A	2005	S	GA	1.294	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,20''	3726	No	No
533	BARBARA 030 DIR A	2005	S	GA	1.435	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,20''	3662	No	No
535	BARBARA 031 DIR A	2005	S	GA	1.200	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'47,60''	13°48'34,40''	3668	No	No
539	BARBARA 033 DIR A	2005	S	GA	1.363	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'46,90''	13°48'34,20''	3689	No	No
543	BARBARA 035 DIR A	2005	S	GA	1.445	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'46,08''	13°48'34,10''	3648	No	No
635	BARBARA 097 DIR A	2005	S	GA	1.310	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°04'07,31''	13°45'46,22''	3680	No	No
640	BARBARA 099 DIR A	2005	S	GA	1.307	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,43''	13°45'46,06''	3661	No	No
690	BASIL 004 DIR B	2005	S	GA	1.432	M	A.C 12.AG	ENI	ZA	M	44°07'51,63''	13°00'04,64''	3702	No	No
700	BASIL 008 DIR B	2005	S	GA	2.049	M	A.C 12.AG	ENI	ZA	M	44°07'51,60''	13°00'04,70''	3679	No	No
701	BASIL 008 DIR C	2005	S	GA	1.702	M	A.C 12.AG	ENI	ZA	M	44°07'51,63''	13°00'31,40''	3690	No	No
702	BASIL 009 DIR	2005	S	GA	2.410	M	A.C 12.AG	ENI	ZA	M	44°07'51,70''	13°00'04,70''	3688	No	No
703	BASIL 010 DIR	2005	S	GA	2.170	M	A.C 12.AG	ENI	ZA	M	44°07'51,63''	13°00'04,64''	3684	No	No
1588	CERRO FALCONE 006 OR	2005	S	OL	3.570	M	VOLTURINO	ENI	PZ	T	40°25'40,19''	03°17'47,17'' E	3700	No	No
2414	DRAGONARA 001 DIR	2005	E	NP	1.710	M	MELANICO	GAS PLUS ITALIANA	FG	T	41°41'06,80''	02°42'37,80'' E	3659	No	No
2486	EUREKA 001	2005	E	NP	2.095	X	FIUME TELLARO	PANTHER RESOURCE CO.	RG	T	37°00'40,05''	02°15'55,48'' E	0	No	No
3662	MEZZOCOLLE 001 DIR	2005	E	GA	2.010	R	IMOLA	ENI	BO	T	44°18'21,77''	00°49'09,45'' W	3644	No	No
3672	MIGNANO 001	2005	E	NP	2.421	R	TORRENTE NURE	BG GAS INTERNATIONAL BV	PC	T	44°46'35,45''	02°39'04,35'' W	3685	No	No
3909	MONTE ENOC 005 OR A FORO 2	2005	S	OL	3.303	M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°20'17,05''	03°25'29,37'' E	3701	No	No
3911	MONTE ENOC 010 OR	2005	S	OL	3.833	M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°22'51,83''	03°25'29,20'' E	3740	No	No
4084	MUZZA 001 DIR A	2005	E	GA	1.792	M	RECOVATO	AGIP	MO	T	44°37'28,00''	01°22'58,20'' W	3651	No	No
4096	NAIDE 003 DIR A	2005	S	GA	2.935	M	A.C 21.AG	ENI	ZA	M	44°20'33,43''	12°44'44,19''	3657	No	No
4097	NAIDE 004 DIR	2005	S	GA	2.926	M	A.C 21.AG	ENI	ZA	M	44°20'33,40''	12°44'44,30''	3654	No	No
4774	PORTO GARIBALDI 019 DIR A	2005	S	GA	3.560	M	A.C 1.AG	ENI	ZA	M	44°29'11,00''	12°31'53,50''	3677	No	No
2815	PORTO GARIBALDI 024 DIR A	2005	S	GA	3.901	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°29'10,70''	12°31'53,40''	3671	No	No
2816	PORTO GARIBALDI 027 DIR A	2005	S	GA	3.532	M	A.C 1.AG	ENI	ZA	M	44°29'10,80''	12°31'53,50''	3673	No	No
5927	SALGASTRI 196	2005	S	GA	598	X	SALGASTRI	LAZZI GAS	BO	T	44°11'18,00''	01°29'57,00'' W	3693	No	No
6117	SERRA DEL RIPOSO 009 DIR	2005	S	GA	1.530	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°08'36,15''	03°08'02,95'' E	3664	No	No
6118	SERRA DEL RIPOSO 010 DIR	2005	S	GA	1.532	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°08'36,21''	03°08'03,28'' E	3665	No	No
6119	SERRA DEL RIPOSO 011 DIR	2005	S	GA	1.538	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°08'36,15''	03°08'02,46'' E	3667	No	No
6176	SILLARO 001	2005	E	NP	2.611	R	CROCETTA	NORTHSUN ITALIA	BO	T	44°29'34,61''	00°45'19,41'' W	0	No	No
6177	SILLARO 001 DIR	2005	S	GA	2.287	R	CROCETTA	NORTHSUN ITALIA	BO	T	44°29'34,61''	00°45'19,41'' W	0	No	No
6216	SORESINA 005 DIR A	2005	S	NP	1.349	M	SORESINA	ENI	BO	T	45°16'13,30''	02°39'19,48'' W	3658	No	No
6919	VILLAVECCHIA 001 DIR	2005	E	NP	1.935	R	FIDENZA	GAS PLUS ITALIANA	PR	T	44°41'58,60''	02°18'02,11'' W	3636	Sì	No
6925	VITALBA 001	2005	E	NP	1.550	R	CASCINA S. PIETRO	NORTHSUN ITALIA	CR	T	45°27'13,00''	02°56'07,69'' W	0	No	No
2	ABBADESSE 001 DIR	2004	E	GA	3.043	R	SAN MARCO	GROVE ENERGY	RA	T	44°26'03,33''	00°28'55,59'' W	0	No	No
63	AGOSTINO 027 DIR A	2004	S	GA	3.665	M	A.C 3.AS	ENI	ZA	M	44°32'24,00''	12°29'47,10''	3637	No	No
65	AGOSTINO 028 DIR A	2004	S	GA	3.658	M	A.C 3.AS	ENI	ZA	M	44°32'24,20''	12°29'47,20''	3620	No	No
67	AGOSTINO 029 DIR A	2004	S	GA		M	A.C 3.AS	ENI	ZA	M	44°32'14,10''	12°29'47,10''	0	No	No
69	AGOSTINO 029 DIR B	2004	S	GA	3.687	M	A.C 3.AS	ENI	ZA	M	44°32'24,10''	12°29'46,90''	3629	No	No
70	AGOSTINO 029 DIR C	2004	S	GA	3.557	M	A.C 3.AS	ENI	ZA	M	44°32'24,10''	12°29'46,90''	3641	No	No
154	ALLI 004 OR	2004	S	OL	3.830	M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°22'52,09''	03°25'28,92'' E	3640	No	No
531	BARBARA 029 DIR A	2004	S	GA	1.437	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'47,10''	13°48'34,30''	3719	No	No
558	BARBARA 043 DIR A	2004	S	GA	1.291	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,20''	13°45'27,50''	3586	No	No
560	BARBARA 044 DIR A	2004	S	GA	1.274	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,10''	13°45'27,40''	3575	No	No
562	BARBARA 045 DIR A	2004	S	GA	1.072	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,10''	13°45'27,40''	3650	No	No
564	BARBARA 046 DIR A	2004	S	GA	1.296	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,00''	13°45'27,40''	3588	No	No
568	BARBARA 048 DIR A	2004	S	GA	1.398	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,10''	13°45'27,60''	3634	No	No
576	BARBARA 055 DIR A	2004	S	GA	1.071	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,10''	13°45'27,40''	3576	No	No
613	BARBARA 080 DIR A	2004	S	GA	1.303	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	3645	No	No
697	BASIL 007 DIR B	2004	S	GA	1.980	M	A.C 12.AG	ENI	ZA	M	44°07'51,70''	13°00'04,70''	3678	No	No
707	BASTIGLIA 001 DIR	2004	E	NP	1.660	R	BASTIGLIA	VINTAGE PETROLEUM ITALIANA SRL	RE	T	44°45'52,04''	01°38'06,70'' W	3628	No	No
1012	CA' BELLAVISTA 192	2004	S	GA	760	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'00,00''	01°31'11,00'' W	0	No	No
1587	CERRO FALCONE 005 OR	2004	S	OL	3.585	M	VOLTURINO	ENI	PZ	T	40°26'16,20''	03°22'49,96'' E	3676	No	No
1591	CERRO FALCONE 009 OR	2004	S	OL	3.424	M	VOLTURINO	ENI	PZ	T	40°25'40,40''	03°17'46,55'' E	3635	No	No
1782	CIVITA 001 DIR	2004	E	GA	1.417	R	CIVITA	ENI	CH	T	42°03'38,44''	02°12'19,27'' E	3584	No	No
2451	EMILIO 008 DIR A	2004	S	GA	2.757	M	B.C 3.AS	ENI	ZB	M	42°56'03,35''	14°14'36,31''	3625	No	No
2453	EMILIO 009 DIR A	2004	S	GA	2.755	M	B.C 3.AS	ENI	ZB	M	42°56'03,42''	14°14'36,21''	3589	No	No
3897	MONTE DELL'AQUILA 001 DIR	2004	E	GA	2.796	M	BRONTE - S.NICOLA	ENI	CT	T	37°47'44,53''	02°21'17,31'' E	0	No	No
3908	MONTE ENOC 005 OR	2004	S	OL	3.285	M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°20'17,05''	03°25'29,37'' E	3660	No	No
3926	MONTE GUZZO 001 DIR	2004	E	GA	2.906	R	MONTEGRANARO	GAS PLUS ITALIANA	AP	T	43°12'23,90''	01°11'55,00'' E	3583	No	No
4095	NAIDE 003 DIR	2004	S	GA	1.756	M	A.C 21.AG	ENI	ZA	M	44°20'33,43''	12°44'44,19''	3652	No	No
4805	PORTO GARIBALDI 048 DIR	2004	S	GA	4.190	M	A.C 1.AG	ENI	ZA	M	44°29'11,00''	12°31'53,20''	3675	No	No
4806	PORTO GARIBALDI 049 DIR	2004	S	GA	3.901	M	A.C 1.AG	ENI	ZA	M	44°29'11,00''	12°31'53,30''	3663	No	No
5118	REGINA 004 DIR A	2004	S	GA	1.159	M	A.C 17.AG	ENI	ZA	M	44°06'15,40''	12°50'25,09''	3581	No	No
5120	REGINA 006 DIR	2004	S	GA	2.219	M	A.C 17.AG	ENI	ZA	M	44°06'15,40''	12°50'25,96''	3626	No	No
5121	REGINA 006 DIR A	2004	S	GA	1.145	M	A.C 17.AG	ENI	ZA	M	44°06'15,40''	12°50'26,00''	3630	No	No
5123	REGINA 008 DIR	2004	S	GA	2.275	M	A.C 17.AG	ENI	ZA	M	44°06'15,40''	12°50'25,90''	3639	No	No
5137	RICCARDINA 001	2004	E	NP	3.818	R	FIUME RENO	ENI	BO	T	44°34'31,98''	00°55'05,87'' W	3631	Sì	No
5926	SALGASTRI 194	2004	S	GA	580	X	SALGASTRI	LAZZI GAS	BO	T	44°10'50,00''	01°30'32,00'' W	3692	No	No
5952	SANTA MADDALENA 001	2004	E	NP	1.085	R	SAN VINCENZO	EDISON SPA	BO	T	44°42'33,52''	01°01'44,52'' W	3647	No	No
5953	SANTA MADDALENA 001 DIR	2004	E	GA	1.109	R	SAN VINCENZO	EDISON SPA	BO	T	44°42'33,52''	01°01'44,52'' W	3653	No	No
5985	SAVIGNANO 001	2004	E	NP	1.851	R	BOLOGNA	ENI	MO	T	44°29'17,00''	01°24'56,00'' W	3669	Sì	No
6615	TRESAURO 001 DIR	2004	E	OL	2.518	R	TRESAURO	ENI	RG	T	36°53'27,84''	02°12'01,78'' E	0	No	No
6894	VILLAFORTUNA 001 DIR BIS	2004	S	OL	6.071	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	NO	T	45°29'03,52''	03°43'03,50'' W	3649	No	No
92	AGRI 001	2003	E	OL	4.009	M	VOLTURINO	ENI	PZ	T	40°25'40,29''	03°17'46,86'' E	3624	No	No
93	AGRI 001 OR A	2003	E	OL	3.450	M	VOLTURINO	ENI	PZ	T	40°25'40,29''	03°17'46,86'' E	3623	No	No
153	ALLI 003 OR	2003	S	OL	3.215	M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°21'00,63''	03°23'57,04'' E	3622	No	No
273	ANGELINA 001 APPR A	2003	I	GA	4.205	M	A.C 27.EA	ENI	ZA	M	44°23'46,38''	12°35'18,00''	3568	No	No
374	ARIANNA 002 DIR A	2003	S	GA	3.696	M	A.C 4.AS	ENI	ZA	M	44°18'20,35''	12°37'41,35''	3569	No	No
376	ARIANNA 003 DIR A	2003	S	GA	3.289	M	A.C 4.AS	ENI	ZA	M	44°18'20,35''	12°37'41,35''	3577	No	No
379	ARIANNA 005 DIR	2003	S	GA	3.688	M	A.C 4.AS	ENI	ZA	M	44°18'20,35''	12°37'41,35''	3566	No	No
380	ARIANNA 005 DIR A	2003	S	GA	3.688	M	A.C 4.AS	ENI	ZA	M	44°18'20,35''	12°37'41,35''	0	No	No
381	ARIANNA 006 DIR	2003	S	GA	3.767	M	A.C 4.AS	ENI	ZA	M	44°18'20,35''	12°37'41,35''	3582	No	No
382	ARIANNA 006 DIR A	2003	S	GA	3.767	M	A.C 4.AS	ENI	ZA	M	44°18'20,35''	12°37'41,35''	0	No	No
390	ARMIDA 001 DIR A	2003	E	GA	3.607	M	A.C 29.EA	ENI	ZA	M	44°28'31,30''	12°27'12,70''	3567	No	No
456	BAGGIOVARA 001	2003	E	NP	1.702	R	MARANELLO	EDISON GAS	MO	T	44°36'22,56''	01°37'10,00'' W	3553	Sì	Sì
506	BARBARA 015 DIR A	2003	S	GA	1.436	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°04'34,30''	13°46'55,20''	3564	No	No
508	BARBARA 016 DIR A	2003	S	GA	1.393	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°04'34,40''	13°46'55,30''	3565	No	No
510	BARBARA 017 DIR A	2003	S	GA	1.293	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°04'34,36''	13°46'55,27''	0	No	No
514	BARBARA 019 DIR A	2003	S	GA	1.439	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°04'34,40''	13°46'55,10''	3574	No	No
520	BARBARA 022 DIR A	2003	S	GA	1.137	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°04'34,36''	13°46'55,27''	0	No	No
566	BARBARA 047 DIR A	2003	S	GA	1.431	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,55''	3579	No	No
602	BARBARA 073 DIR A	2003	S	GA	1.406	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°03'47,73''	13°47'30,15''	3594	No	No
606	BARBARA 076 DIR A	2003	S	GA	1.439	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°03'47,70''	13°47'30,10''	3619	No	No
609	BARBARA 078 DIR A	2003	S	GA	1.445	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°03'47,62''	13°47'30,05''	3580	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
611	BARBARA 079 DIR A	2003	S	GA	1.163	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°03'47,73''	13°47'30,00''	3638	No	No
617	BARBARA 083 DIR A	2003	S	GA	1.408	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°03'47,81''	13°47'30,00''	3621	No	No
619	BARBARA 084 DIR A	2003	S	GA	1.056	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°03'47,73''	13°47'30,05''	0	No	No
620	BARBARA 084 OR A	2003	S	GA	1.066	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°03'47,62''	13°47'30,00''	3646	No	No
622	BARBARA 085 DIR A	2003	S	GA	1.460	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°03'47,80''	13°47'30,10''	3617	No	No
1214	CAPPARUCCIA 001 DIR	2003	E	GA	3.005	R	PONZANO DI FERMO	SPI	AP	T	43°07'02,00''	01°11'38,70'' E	0	No	No
1811	CLARA OVEST 005 DIR B	2003	S	GA	1.680	M	B.C 14.AS	ENI	ZB	M	43°49'41,00''	13°42'41,90''	3585	No	No
2437	ELETTRA 002	2003	E	GA	1.228	R	B.R250.AG	ENI	ZB	M	43°44'44,24''	14°12'58,17''	3557	No	No
3044	GRANCIARO 001	2003	E	NP	5.600	R	BUCCHIANICO	ENI	CH	T	42°22'08,89''	01°52'36,06'' E	3544	No	No
3666	MIGLIANICO 2 DIR	2003	S	NP	5.016	M	MIGLIANICO	ENI	CH	T	42°22'40,50''	01°52'03,40'' E	3561	No	No
3667	MIGLIANICO 2 DIR A	2003	S	OL	4.906	M	MIGLIANICO	ENI	CH	T	42°22'40,50''	01°52'03,00'' E	3587	No	No
3849	MONTE ALPI 001 OR A	2003	S	OL	5.315	M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°19'37,67''	03°29'03,84'' E	3590	No	No
3859	MONTE ALPI NORD 001 OR A	2003	S	OL	3.437	M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°20'07,40''	03°28'51,10'' E	3519	No	No
4283	PANDA OVEST 001	2003	E	GA	1.952	R	G.R 14.AG	ENI	ZG	M	37°00'02,20''	13°35'40,33''	3559	No	No
4754	PORTO CORSINI MARE OVEST 027 DIR A	2003	X	GA	4.042	M	A.C 26.EA	ENI	ZA	M	44°30'29,90''	12°22'22,90''	3558	No	No
4751	PORTO CORSINI MARE OVEST C27 DIR	2003	S	GA	4.041	M	A.C 26.EA	ENI	ZA	M	44°30'25,91''	12°22'27,84''	0	No	No
5122	REGINA 007 DIR	2003	S	GA	1.535	M	A.C 17.AG	ENI	ZA	M	44°06'15,36''	12°50'25,96''	3627	No	No
5925	SALGASTRI 193	2003	S	GA	610	X	SALGASTRI	LAZZI GAS	BO	T	44°11'11,00''	01°30'59,00'' W	3691	No	No
5945	SAN TEODORO 001 DIR A	2003	S	GA	1.436	M	SAN TEODORO	ENERGIA DELLA CONCORDIA	MT	T	40°20'53,70''	04°16'30,61'' E	0	No	No
5968	SARACENO MARE 001	2003	E	NP	2.850	R	F.R 26.AG	ENI	ZF	M	39°48'56,21''	16°36'43,14''	0	Si	No
5969	SARACENO MARE 001	2003	X	NP	2.850	R	F.R 26.AG	ENI	ZF	M	39°48'56,20''	16°36'43,10''	3563	Si	No
6409	TORRENTE BAGANZA 005 DIR	2003	S	GA	1.623	M	MONTEARDONE	SPI	PR	T	44°40'06,04''	02°18'27,07'' W	3632	No	No
6595	TRECATE 023 DIR	2003	S	NP	5.740	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	NO	T	45°27'15,63''	03°40'25,22'' W	0	No	No
6596	TRECATE 023 SECONDO FORO	2003	S	IO	5.740	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	NO	T	45°27'17,91''	03°40'25,54'' W	3578	No	No
6902	VILLAFORTUNA 011 DIR A	2003	S	OL	5.670	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	NO	T	45°28'54,70''	03°43'45,76'' W	3543	No	No
6903	VILLAFORTUNA 014 DIR A	2003	S	NP	5.711	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	NO	T	45°30'34,90''	03°40'51,16'' W	0	No	No
34	AGOSTA 001 DIR	2002	S	GA	2.253	R	VALLI DI COMACCHIO	ENI	FE	T	44°39'22,70''	00°21'49,70'' W	3526	No	No
272	ANGELINA 001 A	2002	I	GA	4.205	M	A.C 27.EA	ENI	ZA	M	44°23'46,38''	12°18'57,64''	0	No	No
300	ANNAMARIA 002	2002	E	GA	1.790	M	A.C 11.AG	AGIP	ZA	M	44°19'41,44''	13°24'20,05''	3530	No	No
378	ARIANNA 004 DIR A	2002	X	GA	3.707	M	A.C 4.AS	ENI	ZA	M	44°18'20,35''	12°37'41,35''	3570	No	No
504	BARBARA 014 DIR A	2002	S	GA	1.669	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'34,36''	13°46'55,27''	2500	No	No
512	BARBARA 018 DIR A	2002	S	GA	1.295	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°04'34,30''	13°46'55,10''	3549	No	No
516	BARBARA 020 DIR A	2002	S	GA	1.151	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°04'34,40''	13°46'55,30''	2533	No	No
518	BARBARA 021 DIR A	2002	S	GA	1.297	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°04'34,40''	13°46'55,40''	3548	No	No
523	BARBARA 024 DIR A	2002	S	GA	1.691	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°04'34,30''	13°46'55,40''	3535	No	No
841	BONACCIA EST 001	2002	X	GA	1.230	M	B.C 17.TO	ENI	ZB	M	43°34'51,90''	14°26'42,30''	3520	No	No
903	BRAZZUTO 002 D	2002	S	GA	1.420	S	SETTALA STOCCAGGIO	STOGIT	MI	T	45°27'33,12''	03°03'57,06'' W	0	No	No
955	BRUGHERIO 017/018	2002	ST	X	1.750	S	BRUGHERIO STOCCAGGIO	STOGIT	MI	T	45°33'42,80''	03°13'07,00'' W	0	No	No
1011	CA' BELLAVISTA 189	2002	S	GA	829	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'08,00''	01°31'53,00'' W	3541	No	No
1062	CALIPSO 003 DIR	2002	X	NP	1.550	M	B.C 14.AS	ENI	ZB	M	43°49'36,40''	13°51'48,90''	3531	No	No
1063	CALIPSO 003 DIR A	2002	X	GA	1.235	M	B.C 14.AS	ENI	ZB	M	43°49'36,40''	13°51'48,90''	3531	No	No
1064	CALIPSO 004 DIR	2002	X	NP	899	M	B.C 14.AS	ENI	ZB	M	43°49'36,40''	13°51'49,00''	3531	No	No
1065	CALIPSO 004 DIR A	2002	X	GA	2.032	M	B.C 14.AS	ENI	ZB	M	43°49'36,40''	13°51'49,00''	3532	No	No
1354	CASTELLAZZO 001	2002	E	X	3.500	S	SETTALA STOCCAGGIO	STOGIT	MI	T	45°27'39,00''	03°02'10,00'' W	0	No	No
1590	CERRO FALCONE 008 OR A	2002	S	OL	3.533	M	VOLTURINO	ENI	PZ	T	40°26'16,40''	03°22'50,18'' E	3555	No	No
1647	CERVIA 041 DIR A	2002	S	GA	3.436	M	A.C 4.AS	ENI	ZA	M	44°18'18,57''	12°37'38,90''	3534	No	No
1649	CERVIA 042 DIR A	2002	S	GA	3.332	M	A.C 4.AS	ENI	ZA	M	44°18'18,50''	12°37'38,80''	3533	No	No
2326	DAVID 009 DIR	2002	S	GA	1.769	M	B.C 4.AS	ENI	ZB	M	43°05'42,44''	14°01'03,12''	3546	No	No
2327	DAVID 009 OR A	2002	S	GA	1.769	M	B.C 4.AS	ENI	ZB	M	43°05'42,44''	14°01'03,12''	3546	No	No
2353	DIDONE 002	2002	X	GA	2.805	R	B.R260.AG	ENI	ZB	M	43°37'10,50''	14°16'10,30''	3536	No	No
2620	FONTE FILIPPO 001 DIR	2002	E	GA	1.206	M	FILETTO	SPI	CH	T	42°13'20,40''	01°46'26,90'' E	3518	No	No
2742	GAGGIOLA 191	2002	S	GA	688	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'37,00''	01°27'03,00'' W	3540	No	No
3306	LINDA 003 DIR A	2002	S	GA	1.783	M	D.C 1.AG	ENI	CZ	T	39°01'22,05''	04°45'03,00'' E	3550	No	No
3604	MASSERIA VENITA 001 DIR	2002	E	GA	1.750	M	SERRA PIZZUTA	ENI	MT	T	40°25'51,65''	04°02'36,09'' E	3514	No	No
3915	MONTE ENOC OVEST 001 OR A	2002	S	OL	3.909	M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°22'52,34''	03°25'28,95'' E	3551	No	No
4088	MUZZA 004 DIR	2002	X	GA	1.257	M	RECOVATO	SPI	RE	T	44°37'28,00''	01°23'00,23'' W	3524	No	No
4282	PANDA 001	2002	E	GA	2.550	R	G.R 14.AG	ENI	ZG	M	37°00'23,79''	13°37'25,47''	0	No	No
4323	PENNINA 004 DIR A	2002	S	GA	2.918	M	B.C 15.AV	ENI	ZB	M	43°01'14,45''	14°09'49,52''	0	No	No
4634	PORTO CORSINI 012 DIR B	2002	S	GA	3.571	M	PORTO CORSINI TERRA	ENI	RA	T	44°29'58,29''	00°11'10,15'' W	3529	No	No
4742	PORTO CORSINI MARE OVEST 025 DIR A	2002	X	GA	2.110	M	A.C 26.EA	ENI	ZA	M	44°30'29,90''	12°22'22,70''	3523	No	No
4635	PORTO CORSINI MARE OVEST 026 DIR A	2002	X	GA	3.898	M	A.C 26.EA	ENI	ZA	M	44°30'29,90''	12°22'22,80''	3572	No	No
4636	PORTO CORSINI MARE OVEST 030 DIR A	2002	X	GA	3.350	M	A.C 26.EA	ENI	ZA	M	44°30'29,80''	12°22'22,80''	3571	No	No
4637	PORTO CORSINI MARE OVEST 031 DIR A	2002	X	GA	2.882	M	A.C 26.EA	ENI	ZA	M	44°30'29,90''	12°22'22,70''	3573	No	No
4750	PORTO CORSINI MARE OVEST 032 DIR A	2002	S	GA	2.994	M	A.C 26.EA	ENI	ZA	M	44°30'30,30''	12°22'22,70''	3545	No	No
4974	RAGUSA 068 OR	2002	S	OL	2.992	M	RAGUSA	SOMICEM	RG	T	36°53'32,68''	02°16'30,42'' E	0	No	No
5086	REA 001 DIR	2002	E	NP	6.257	R	BARBIANELLO	ENI	PV	T	45°06'11,27''	03°17'44,05'' W	3528	Si	No
5226	RIPALTA 035	2002	S	X	1.567	S	RIPALTA STOCCAGGIO	STOGIT	CR	T	45°18'39,00''	02°45'03,20'' W	0	No	No
5942	SAN PIETRO SO 001	2002	X	GA	1.031	M	SETTEFINESTRE	SPI	AN	T	43°27'42,20''	00°58'58,80'' E	3521	No	No
5992	SCANDIANO 001 DIR A	2002	X	NP	1.196	M	ARCETO	SPI	RE	T	44°36'34,00''	01°43'02,00'' W	3525	Si	No
5993	SCANDIANO 001 DIR B	2002	X	NP	1.000	M	ARCETO	SPI	RE	T	44°36'34,00''	01°43'02,00'' W	3522	Si	No
6599	TRECATE 027 DIR A	2002	S	OL	6.078	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°28'17,60''	03°41'23,00'' W	3527	No	No
6904	VILLAFORTUNA 014 X DIR	2002	S	NP	6.474	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	NO	T	45°30'34,86''	03°40'51,16'' W	3560	No	No
6905	VILLAFORTUNA 014 X DIR A	2002	X	NP	5.711	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	NO	T	45°30'34,86''	03°40'51,16'' W	3556	No	No
579	BARBARA 056 DIR B	2001	S	GA	1.067	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,43''	13°49'02,23''	2787	No	No
581	BARBARA 057 DIR A	2001	S	GA	1.442	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2788	No	No
583	BARBARA 058 DIR A	2001	S	GA	1.280	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,09''	2788	No	No
585	BARBARA 059 DIR A	2001	S	GA	1.413	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,28''	13°49'02,17''	2789	No	No
593	BARBARA 066 DIR A	2001	S	GA	1.323	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2796	No	No
596	BARBARA 068 DIR A	2001	S	GA	1.296	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,09''	2799	No	No
643	BARBARA 102 X	2001	S	NP	1.592	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°03'34,28''	13°49'33,63''	3510	No	No
719	BELLADONNA 001 DIR	2001	E	NP	4.060	M	MAGLIANO	ENI	FG	T	41°18'53,09''	02°52'04,65'' E	3554	Si	No
827	BOMBIANA 022	2001	S	GA	585	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'43,00''	01°26'40,00'' W	3538	No	No
1278	CASCINA CARDANA 001 DIR	2001	E	NP	6.055	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	NO	T	45°27'18,29''	03°43'15,57'' W	3503	No	No
2325	DAVID 008 OR	2001	S	GA	2.350	M	B.C 4.AS	ENI	ZB	M	43°05'42,42''	14°01'03,12''	3517	No	No
2450	EMILIO 008 DIR	2001	S	GA		M	B.C 3.AS	ENI	ZB	M	42°56'03,00''	14°14'36,00''	3506	No	No
2452	EMILIO 009 DIR	2001	S	GA		M	B.C 3.AS	ENI	ZB	M	42°56'03,50''	14°14'36,20''	3507	No	No
2519	FAUZIA 001	2001	E	GA	2.325	R	A.R 90.AG	ENI	ZA	M	44°03'29,60''	13°32'57,80''	3515	No	No
3024	GLADIOLO 001	2001	E	NP	2.478	R	A.R 97.AG	ENI	ZA	M	44°42'30,70''	12°56'16,50''	3491	Si	No
3148	INVERNO 001 DIR	2001	E	NP	1.100	R	BARBIANELLO	ENI	PV	T	45°12'07,00''	03°03'35,50'' W	3501	Si	No
3152	IRMA 002 X	2001	P	NP	2.548	M	A.C 33.AG	ENI	ZA	M	44°43'34,46''	12°44'16,46''	3513	No	No
3586	MASSERIA PETRULLA 001	2001	E	GA	1.036	M	POLICORO	SPI	MT	T	40°11'38,27''	04°11'38,92'' E	3508	No	No
3665	MIGLIANICO 001	2001	E	OL	4.966	R	BUCCHIANICO	ENI	CH	T	42°23'22,19''	01°53'08,61'' E	3504	No	No
3855	MONTE ALPI 007 OR	2001	S	X		M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°18'17,50''	03°28'53,70'' E	3512	No	No
3856	MONTE ALPI 008 OR	2001	S	OL	3.150	M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°18'17,26''	03°28'53,58'' E	3547	No	No
3857	MONTE ALPI 009 OR	2001	S	OL	4.039	M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°18'02,43''	03°26'13,96'' E	3562	No	No
3956	MONTECCHIO 001	2001	E	IG	1.458	R	GRADIZZA	ENI	FE	T	44°55'07,90''	00°39'09,59'' W	0	Si	No
4102	NAOMI 002 DIR	2001	S	GA	2.728	M	A.C 33.AG	ENI	ZA	M	44°41'18,31''	12°50'51,38''	3499	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4103	NAOMI 003 DIR	2001	S	GA	3.892	M	A.C 33.AG	ENI	ZA	M	44°41'18,31''	12°50'51,38''	3511	No	No
4104	NAOMI 004 DIR	2001	S	GA	2.767	M	A.C 33.AG	ENI	ZA	M	44°41'18,30''	12°50'51,50''	3505	No	No
4298	PANDORA 002 DIR	2001	S	GA	2.720	M	A.C 33.AG	ENI	ZA	M	44°41'18,31''	12°50'51,38''	3500	No	No
4632	PORTO CORSINI 012 DIR	2001	S	NP	2.120	M	PORTO CORSINI TERRA	ENI	RA	T	44°29'58,29''	00°11'10,15'' W	3497	No	No
4633	PORTO CORSINI 012 DIR A	2001	S	NP	2.102	M	PORTO CORSINI TERRA	ENI	RA	T	44°29'58,29''	00°11'10,15'' W	3497	No	No
4753	PORTO CORSINI MARE SUD 002	2001	X	GA	1.796	M	PORTO CORSINI MARE	ENI	ZA	M	44°22'04,10''	12°34'35,90''	3318	No	No
4887	QUARTO 001	2001	E	NP	2.250	R	FIUME TREBBIA	ENI	PC	T	44°59'48,50''	02°46'47,00'' W	3498	Sì	No
4965	RAGUSA 060 OR B	2001	S	OL	1.675	M	RAGUSA	SOMICEM	RG	T	36°54'03,00''	02°16'12,00'' E	0	No	No
4967	RAGUSA 061 OR A	2001	S	OL	1.678	M	RAGUSA	SOMICEM	RG	T	36°54'30,00''	02°16'12,00'' E	0	No	No
4970	RAGUSA 064 OR	2001	S	OG	1.554	M	RAGUSA	SOMICEM	RG	T	36°53'32,74''	02°16'30,68'' E	0	No	No
4971	RAGUSA 065 OR	2001	S	OG	1.754	M	RAGUSA	SOMICEM	RG	T	36°53'56,95''	02°15'46,25'' E	0	No	No
4972	RAGUSA 066 OR	2001	S	OG	1.751	M	RAGUSA	SOMICEM	RG	T	36°53'57,00''	02°15'46,25'' E	0	No	No
4973	RAGUSA 067 OR A	2001	S	OL	1.672	M	RAGUSA	SOMICEM	RG	T	36°54'02,91''	02°16'11,48'' E	0	No	No
5686	SAN MICHELE 001	2001	E	NP	1.800	R	LUGO	ENI	RA	T	44°19'05,95''	00°24'35,44'' W	0	Sì	Sì
7022	TORRENTE MANNARA 001 DIR A	2001	A	MG	428	M	COLLE STINCIONE	SPI	CB	T	41°46'14,31''	02°36'49,00'' W	0	Sì	No
6463	TORRENTE TONA 015 DIR A	2001	S	OL	1.405	M	MASSERIA VERTICCHIO	ENI	CB	T	41°44'28,00''	02°35'26,06'' E	3552	No	No
6558	TRAVA 001	2001	E	NP	1.503	R	VALLI DI COMACCHIO	ENI	FE	T	44°41'08,18''	00°25'30,00'' W	3509	Sì	Sì
6895	VILLAFORTUNA 001 OR A	2001	S	OL	6.062	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	NO	T	45°29'03,21''	03°43'03,42'' W	2158	No	No
402	ARNICA 001	2000	E	GA	2.933	R	A.R 94.AG	ENI	ZA	M	44°28'25,08''	13°01'57,11''	3468	No	No
545	BARBARA 036 DIR A	2000	S	GA	1.313	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2701	No	No
549	BARBARA 038 DIR A	2000	S	GA	1.316	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2569	No	No
552	BARBARA 039 DIR A	2000	S	GA	1.275	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2572	No	No
825	BOMBIANA 020	2000	S	GA	537	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'34,00''	01°26'22,00'' W	3538	No	No
826	BOMBIANA 021	2000	S	GA	436	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'27,00''	01°26'37,00'' W	3538	No	No
1070	CALPURNIA 004 DIR	2000	S	GA	1.180	M	B.C 22.AG	ENI	ZB	M	43°53'56,02''	14°09'14,88''	3476	No	No
1071	CALPURNIA 005 DIR	2000	S	GA	1.184	M	B.C 22.AG	ENI	ZB	M	43°53'56,02''	14°09'14,88''	3477	No	No
1072	CALPURNIA 006 DIR	2000	S	GA	1.189	M	B.C 22.AG	ENI	ZB	M	43°53'56,02''	14°09'14,88''	3477	No	No
1073	CALPURNIA 007 DIR	2000	S	GA	1.184	M	B.C 22.AG	ENI	ZB	M	43°53'56,02''	14°09'14,88''	3477	No	No
1074	CALPURNIA 008 DIR	2000	S	GA	1.186	M	B.C 22.AG	ENI	ZB	M	43°53'56,02''	14°09'14,88''	3477	No	No
1084	CAMILLA 002	2000	S	GA	1.478	M	B.C 3.AS	ENI	ZB	M	42°53'46,40''	14°14'48,40''	2890	No	No
1277	CASCINA BUZZONI 001	2000	E	NP	1.609	R	DUCENTOLA	ENI	FE	T	44°49'16,39''	00°37'28,86'' W	0	Sì	No
1281	CASCINA S.FRANCESCO 001	2000	E	NP	2.456	R	VALLI DI COMACCHIO	ENI	FE	T	44°47'17,70''	00°26'50,50'' W	3490	Sì	Sì
1290	CASE PIANAZZI 001 DIR	2000	E	NP	4.894	M	S. TEODORO	SARCIS	EN	T	37°46'54,21''	02°15'02,57'' E	0	No	No
1331	CASTEGGIO NORD EST 001 DIR	2000	S	NP	935	M	CASTEGGIO	ENI	PV	T	45°01'27,87''	03°18'33,46'' W	0	No	No
1585	CERRO FALCONE 003 X	2000	S	OL	4.303	M	VOLTURINO	ENI	PZ	T	40°28'16,00''	03°19'54,60'' E	3481	No	No
1586	CERRO FALCONE 003 X OR A	2000	S	OL	3.813	M	VOLTURINO	ENI	PZ	T	40°28'16,00''	03°19'54,60'' E	3481	No	No
1589	CERRO FALCONE 008 OR	2000	S	NP	4.289	M	VOLTURINO	ENI	PZ	T	40°26'16,40''	03°22'50,20'' E	3537	No	No
1793	CLARA EST 010	2000	S	GA	1.283	M	B.C 13.AS	ENI	ZB	M	43°46'44,45''	14°04'18,78''	3480	No	No
1794	CLARA EST 011 DIR	2000	S	GA	1.222	M	B.C 13.AS	ENI	ZB	M	43°46'44,45''	14°04'18,78''	3480	No	No
1795	CLARA EST 012 DIR	2000	S	GA	1.251	M	B.C 13.AS	ENI	ZB	M	43°46'44,45''	14°04'18,78''	3480	No	No
1796	CLARA EST 013 DIR	2000	S	GA	1.221	M	B.C 13.AS	ENI	ZB	M	43°46'44,45''	14°04'18,78''	3480	No	No
1800	CLARA NORD 004 DIR	2000	S	GA	1.474	M	B.C 13.AS	ENI	ZB	M	43°56'17,79''	13°58'36,61''	3485	No	No
1801	CLARA NORD 005 DIR	2000	S	GA	1.481	M	B.C 13.AS	ENI	ZB	M	43°56'17,79''	13°58'36,62''	3485	No	No
1802	CLARA NORD 006 DIR	2000	S	GA	1.482	M	B.C 13.AS	ENI	ZB	M	43°56'19,40''	13°58'36,46''	3485	No	No
1803	CLARA NORD 007 DIR	2000	S	GA	1.438	M	B.C 13.AS	ENI	ZB	M	43°56'17,79''	13°58'36,62''	3485	No	No
1804	CLARA NORD 008 DIR	2000	S	GA	1.435	M	B.C 13.AS	ENI	ZB	M	43°56'19,32''	13°58'36,45''	3485	No	No
1884	COLOMBO 001	2000	E	NP	600	R	FIUME TEVERE	ITALMIN EXPLORATION	RM	T	41°47'56,56''	00°00'45,51'' E	0	No	No
2514	FARINA 001	2000	E	NP	850	M	COLLE DI LAURO	EDISON GAS	CB	T	41°52'09,70''	02°29'26,81'' E	3489	No	No
2518	FAUSTA 001 DIR	2000	E	GA	2.162	R	F.R 26.AG	ENI	ZF	M	39°42'05,81''	16°40'41,45''	3475	No	No
2568	FILOMENA 001	2000	E	NP	2.200	R	F.R 27.AG	ENI	ZF	M	39°22'34,68''	17°17'46,67''	3496	Sì	Sì
2595	FIUME SALSO 002	2000	S	IG	1.393	M	GAGLIANO	ENI	EN	T	37°42'28,42''	02°09'28,03'' E	0	No	No
2596	FIUME SALSO 002 DIR A	2000	S	NP	1.142	M	GAGLIANO	ENI	EN	T	37°42'28,42''	02°09'28,03'' E	0	No	No
2618	FONTE ARMATA 001 DIR	2000	E	NP	2.803	R	ALBA ADRIATICA	ENI	TE	T	42°50'34,65''	01°27'33,48'' E	3494	Sì	Sì
2670	FORLETO 001 DIR	2000	E	NP	1.504	M	ORSINO	SPI	PZ	T	40°44'16,80''	03°37'33,20'' E	3479	No	No
3364	LULU' 001	2000	E	NP	2.426	R	F.R 29.AG	ENI	ZF	M	38°56'40,38''	17°17'03,01''	3495	Sì	No
3422	MADRARA 001	2000	E	NP	1.122	R	LUGO	ENI	RA	T	44°22'04,27''	00°28'03,50'' E	3483	Sì	Sì
3854	MONTE ALPI 006 OR	2000	S	OL	3.119	M	GRUMENTO NOVA	ENI	PZ	T	40°18'17,74''	03°28'53,82'' E	3206	No	No
3899	MONTE DELLE VIGNE 003 X DIR	2000	E	NP	1.717	M	FORNOVO DI TARO	SPI	PR	T	44°41'41,19''	02°19'12,00'' W	2997	No	No
4086	MUZZA 003 X DIR	2000	E	GA	1.813	M	RECOVATO	ENI	MO	T	44°37'41,56''	01°23'57,75'' W	0	No	No
4788	PORTO GARIBALDI 032 DIR APP	2000	P	GA	3.596	M	A.C 1.AG	ENI	ZA	M	44°31'51,30''	12°30'55,60''	3036	No	No
4961	RAGUSA 059 DIR	2000	P	OL	2.090	M	RAGUSA	SOMICEM	RG	T	36°54'04,00''	02°16'09,06'' E	0	No	No
4963	RAGUSA 059 OR A	2000	S	OL	1.680	M	RAGUSA	SOMICEM	RG	T	36°54'04,00''	02°16'09,06'' E	0	No	No
5342	ROCCA CAVALLO 002 DIR	2000	S	GA	973	M	ROCCA CAVALLO	ENI	CT	T	37°47'46,88''	02°19'07,15'' E	0	No	No
5343	ROCCA CAVALLO 003 DIR	2000	S	GA	1.226	M	ROCCA CAVALLO	ENI	CT	T	37°47'02,29''	02°17'05,78'' E	0	No	No
5345	ROCCA DI CANNE 001 DIR	2000	E	NP	1.406	M	GAGLIANO	ENI	EN	T	37°42'28,48''	02°09'27,84'' E	0	No	No
5924	SALGASTRI 190	2000	S	GA	854	X	SALGASTRI	LAZZI GAS	BO	T	44°11'06,00''	01°30'02,00'' W	3539	No	No
6107	SERMIDE 001	2000	E	NP	1.510	R	TRECENTA	ENI	MN	T	44°58'45,62''	01°06'30,53'' W	3492	Sì	Sì
6228	SPARVIERO 001	2000	E	IS	2.005	R	F.R 32.AG	ENI	ZF	M	41°42'16,11''	17°48'49,96''	3482	Sì	Sì
6229	SPARVIERO 001 BIS	2000	E	NP	3.910	R	F.R 32.AG	ENI	ZF	M	41°42'16,30''	17°48'52,31''	3482	Sì	Sì
6592	TRECATE 020 OR A	2000	S	OL	5.430	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	NO	T	45°27'50,71''	03°40'51,48'' W	2922	No	No
6707	VALLAZZA 001	2000	E	NP	3.066	R	ROSOLINI SECONDO	SOMICEM	SR	T	36°47'22,88''	02°35'50,88'' E	0	No	No
6970	ZAGONARA 001 DIR	2000	E	NP	1.322	R	LUGO	ENI	RA	T	44°24'23,95''	00°34'26,50'' E	3484	Sì	Sì
219	AMELIA 049 DIR	1999	S	GA	4.289	M	A.C 2.AS	ENI	ZA	M	44°24'25,97''	12°39'41,12''	3046	No	No
249	ANEMONE 012 DIR	1999	S	GA	2.874	M	A.C 8.ME	ENI	ZA	M	44°13'43,13''	12°42'18,06''	3439	No	No
251	ANEMONE NORD 001 DIR	1999	E	GA	1.730	M	A.C 8.ME	ENI	ZA	M	44°13'43,13''	12°42'18,06''	3439	No	No
295	ANNALISA 003	1999	S	IS	3.244	M	A.C 32.AG	ENI	ZA	M	44°10'13,15''	13°06'49,63''	3462	No	No
296	ANNALISA 003 DIR A	1999	S	GA	2.716	M	A.C 32.AG	ENI	ZA	M	44°10'13,15''	13°06'49,63''	3462	No	No
297	ANNALISA 004 DIR	1999	S	GA	3.430	M	A.C 32.AG	ENI	ZA	M	44°10'13,15''	13°06'49,63''	3462	No	No
298	ANNALISA 005 DIR	1999	S	GA	3.193	M	A.C 32.AG	ENI	ZA	M	44°10'13,15''	13°06'49,63''	3462	No	No
488	BARATE 001 DIR	1999	E	NP	5.256	M	GAGGIANO	ENI	MI	T	45°22'17,00''	03°24'07,31'' W	0	No	No
547	BARBARA 037 DIR A	1999	S	GA	1.283	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2569	No	No
661	BARBARA NORD OVEST 005 DIR	1999	S	GA	1.498	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°06'29,60''	13°38'56,04''	3454	No	No
662	BARBARA NORD OVEST 006 DIR	1999	S	GA	1.477	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°06'29,60''	13°38'56,04''	3454	No	No
663	BARBARA NORD OVEST 007 DIR	1999	S	NP	1.494	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°06'29,60''	13°38'56,04''	3454	No	No
664	BARBARA NORD OVEST 007 DIR A	1999	S	GA	1.501	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°06'29,60''	13°38'56,04''	3454	No	No
665	BARBARA NORD OVEST 008 DIR	1999	S	GA	1.494	M	A.C 7.AS	ENI	ZA	M	44°06'29,60''	13°38'56,04''	3454	No	No
822	BOMBIANA 017	1999	S	GA	690	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'04,00''	01°27'20,00'' W	3434	No	No
823	BOMBIANA 018	1999	S	GA	665	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'11,00''	01°27'31,00'' W	3434	No	No
824	BOMBIANA 019	1999	S	GA	537	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'33,00''	01°33'26,00'' W	3538	No	No
1159	CANDELA 043 DIR	1999	S	GA	1.682	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°13'23,68''	03°00'01,75'' E	3451	No	No
1160	CANDELA 044 DIR	1999	S	GA	1.148	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°13'23,65''	03°00'01,91'' E	3451	No	No
1161	CANDELA 045 DIR	1999	S	GA	1.197	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°13'13,13''	02°59'16,31'' E	3451	No	No
1162	CANDELA 046 DIR	1999	S	GA	1.205	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°13'13,15''	02°59'16,14'' E	3452	No	No
1163	CANDELA 047 DIR	1999	S	GA	1.193	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°13'13,11''	02°59'16,48'' E	3452	No	No
1164	CANDELA 048 DIR	1999	S	GA	1.197	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°12'42,91''	02°59'59,53'' E	3452	No	No
1165	CANDELA 049 DIR	1999	S	GA	1.186	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°12'42,78''	02°59'59,56'' E	3452	No	No
1292	CASE POLIZZI 001	1999	E	NP	1.684	M	S. TEODORO	SARCIS	ME	T	37°49'42,82''	02°12'05,27'' E	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
1329	CASTEGGIO 014 X DIR A	1999	S	GA	1.504	M	CASTEGGIO	ENI	PV	T	45°00'12,99''	03°20'27,35'' W	3460	No	No
1581	CERRO FALCONE 001 DIR B	1999	A	OL	3.665	M	VOLTURINO	ENI	PZ	T	40°27'34,00''	03°20'58,00'' E	2958	No	No
1936	CONTRADA ROVETTO 001 DIR	1999	E	NP	4.006	M	S. TEODORO	SARCIS	EN	T	37°47'28,80''	02°13'41,28'' E	0	No	No
2609	FLORIDA 001	1999	E	NP	1.702	R	F.R 27.AG	ENI	ZF	M	39°10'35,10''	17°15'29,75''	3465	Si	No
2945	GEMMA 001	1999	E	NP	3.370	R	A.R 96.AG	ENI	ZA	M	44°17'14,24''	13°08'28,82''	3438	Si	No
2979	GIOIA SUD EST 001 DIR	1999	E	GA	1.105	M	POLICORO	ENI	MT	T	40°13'53,20''	04°13'30,80'' E	3464	No	No
2994	GIOVANNA 006 SECONDO FORO	1999	S	GA	1.939	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,33''	14°27'50,62''	2894	No	No
3009	GIOVANNA 020 DIR A	1999	S	GA	1.728	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,32''	14°27'50,62''	2963	No	No
3234	LAVANDA 001 DIR	1999	E	GA	2.818	R	A.R 94.AG	ENI	ZA	M	44°30'02,95''	13°01'07,98''	3463	No	No
3236	LAVANDA 001 DIR A	1999	E	GA	2.842	R	A.R 94.AG	ENI	ZA	M	44°30'02,95''	13°01'07,98''	3463	No	No
3579	MASSERIA CUPOLO 001	1999	E	NP	1.410	R	CASE SANTORO	SPI	MT	T	40°38'21,00''	03°47'17,30'' E	3467	Si	Si
3603	MASSERIA VECCHIA 001 DIR	1999	E	GA	2.906	M	FIUMETTO	SARCIS	EN	T	37°44'35,42''	02°13'33,32'' E	0	No	No
3867	MONTE CANALOTTO 001	1999	E	NP	1.313	M	BRONTE - S.NICOLA	ENI	CT	T	37°48'25,66''	02°22'13,23'' E	0	No	No
3907	MONTE ENOC 004 DIR	1999	S	OL	3.189	M	CALDAROSA	ENI	PZ	T	40°19'39,57''	03°26'36,15'' E	3461	No	No
3922	MONTE GARGARUSO 001	1999	E	NP	4.338	R	S. ARSENIO	ENI	PZ	T	40°26'14,00''	03°09'31,41'' E	3453	Si	Si
3924	MONTE GROSSO 001	1999	E	IS	3.532	R	SERRA S. BERNARDO	BRITISH GAS RIMI	PZ	T	40°36'27,80''	03°25'57,40'' E	3466	No	No
3925	MONTE GROSSO 001 ST	1999	E	NP	5.028	R	SERRA S. BERNARDO	BRITISH GAS RIMI	PZ	T	40°36'27,80''	03°25'57,40'' E	3466	No	No
4481	PIZZO TAMBURINO 001	1999	E	GA	2.065	M	S. TEODORO	SARCIS	EN	T	37°42'42,92''	02°13'27,72'' E	0	No	No
5124	REGINA SUD EST 001 DIR	1999	E	IG	2.028	M	A.C 17.AG	ENI	ZA	M	44°04'59,23''	12°52'02,22''	3445	No	No
5347	ROCCA ROSSA 001	1999	E	NP	3.731	R	MONTE ROSSINO	ENI	PZ	T	40°10'27,90''	03°19'52,40'' E	3450	Si	Si
6401	TORREBIANCA 001 DIR A	1999	S	GA	1.425	M	LUCERA	SPI	FG	T	41°26'16,90''	02°58'42,06'' E	2943	No	No
6899	VILLAFORTUNA 004 OR A	1999	S	NP	5.741	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	MI	T	45°30'34,86''	03°40'51,16'' W	2552	No	No
151	ALLI 001	1998	S	IS	3.750	M	VOLTURINO	ENI	PZ	T	40°21'01,19''	03°23'57,26'' E	3435	No	No
152	ALLI 001 OR A	1998	S	OL	3.248	M	VOLTURINO	ENI	PZ	T	40°21'01,19''	03°23'57,26'' E	3435	No	No
240	ANEMONE 006 DIR	1998	S	GA	3.684	M	A.C 8.ME	ENI	ZA	M	44°13'43,13''	12°42'18,06''	3431	No	No
241	ANEMONE 007 DIR	1998	S	GA	3.695	M	A.C 8.ME	ENI	ZA	M	44°13'43,13''	12°42'18,06''	3431	No	No
243	ANEMONE 008 DIR	1998	S	GA	3.698	M	A.C 8.ME	ENI	ZA	M	44°13'43,13''	12°42'18,06''	3431	No	No
246	ANEMONE 009 DIR	1998	S	GA	3.671	M	A.C 8.ME	ENI	ZA	M	44°13'43,13''	12°42'18,06''	3428	No	No
247	ANEMONE 010 DIR	1998	S	GA	3.656	M	A.C 8.ME	ENI	ZA	M	44°13'43,13''	12°42'18,06''	3428	No	No
248	ANEMONE 011 DIR	1998	S	GA	3.661	M	A.C 8.ME	ENI	ZA	M	44°13'43,13''	12°42'18,06''	3428	No	No
405	ARSITA 001 DIR	1998	E	NP	2.345	R	ARSITA	SPI	TE	T	42°33'24,90''	01°27'11,70'' E	3457	Si	Si
706	BASTIA 002 DIR	1998	S	GA	1.553	M	LUCERA	PETROLIFERA ITALIANA-SPI	FG	T	41°28'58,50''	02°52'36,30'' E	3228	No	No
813	BOMBIANA 006	1998	S	GA	599	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'20,00''	01°26'51,00'' W	3119	No	No
818	BOMBIANA 013	1998	S	GA	656	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'16,00''	01°27'06,00'' W	3434	No	No
819	BOMBIANA 014	1998	S	GA	586	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'13,00''	01°27'13,00'' W	3434	No	No
820	BOMBIANA 015	1998	S	GA	665	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'07,00''	01°27'01,00'' W	3434	No	No
821	BOMBIANA 016	1998	S	GA	665	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'00,00''	01°27'10,00'' W	3434	No	No
832	BONACCIA 005	1998	S	GA	1.230	M	B.C 17.TO	ENI	ZB	M	43°35'30,80''	14°21'35,60''	3324	No	No
833	BONACCIA 006 DIR	1998	S	GA	1.142	M	B.C 17.TO	ENI	ZB	M	43°35'30,80''	14°21'35,60''	3324	No	No
834	BONACCIA 007 DIR	1998	S	GA	1.134	M	B.C 17.TO	ENI	ZB	M	43°35'30,80''	14°21'35,60''	3324	No	No
835	BONACCIA 008 DIR	1998	S	GA	1.133	M	B.C 17.TO	ENI	ZB	M	43°35'30,80''	14°21'35,60''	3324	No	No
836	BONACCIA 009 DIR	1998	S	GA	1.131	M	B.C 17.TO	ENI	ZB	M	43°35'30,80''	14°21'35,60''	3324	No	No
837	BONACCIA 010 DIR	1998	S	GA	1.133	M	B.C 17.TO	ENI	ZB	M	43°35'30,80''	14°21'35,60''	3324	No	No
838	BONACCIA 011 DIR	1998	S	GA	1.130	M	B.C 17.TO	ENI	ZB	M	43°35'30,80''	14°21'35,60''	3324	No	No
1059	CALESTANO 001 DIR	1998	E	NP	2.472	R	TORRENTE BAGANZA	BRITISH GAS RIMI	PR	T	44°37'03,80''	02°20'11,43'' W	3417	Si	No
1320	CASTEGGIO 005 DIR A	1998	S	GA	1.614	M	CASTEGGIO	ENI	PV	T	45°00'28,53''	03°21'05,71'' W	3460	No	No
1330	CASTEGGIO 014 X	1998	S	NP	1.820	M	CASTEGGIO	ENI	PV	T	45°00'12,99''	03°20'27,35'' W	3460	No	No
1838	COLLE CASONE 001	1998	E	NP	5.043	R	S. OMERO	ENI	TE	T	42°47'32,42''	01°21'20,90'' E	3433	Si	Si
1895	COMUNELLI 001 DIR	1998	S	NP	1.733	M	ROCCA CAVALLO	SARCIS	EN	T	37°47'28,90''	02°16'49,90'' E	0	No	No
2178	COSTA RAMELLA 001	1998	E	NP	2.107	R	SERRAVALLE	SPI	PR	T	44°40'12,12''	02°24'35,87'' W	3449	Si	Si
2279	CUPOLONI 005 DIR	1998	S	GA	1.459	M	SCANZANO	PETROLIFERA ITALIANA-SPI	MT	T	40°18'11,70''	04°16'52,20'' E	3166	No	No
2594	FIUME SALSO 001 DIR	1998	S	GA	1.585	M	GAGLIANO	ENI	EN	T	37°42'05,00''	02°11'03,00'' E	0	No	No
2727	GAGGIANO 001 BIS DIR	1998	E	OG	4.613	M	GAGGIANO	ENI	MI	T	45°21'35,25''	03°23'43,61'' W	1869	No	No
2930	GELA 099 OR A	1998	S	NP	3.221	R	GELA	ENI	CL	T	37°03'36,60''	01°50'09,10'' E	0	No	No
2943	GELA 111 OR	1998	S	NP	3.301	M	C.C 1.AG	ENI	ZC	M	37°02'49,00''	14°16'51,40''	0	No	No
2962	GIANO PEPE 001	1998	E	NP	2.947	R	MONTESANO SULLA MARCELLANA	ENI	PZ	T	40°17'32,84''	03°20'06,77'' E	3443	No	No
3011	GIOVE 001	1998	E	IS	1.054	R	D.R 71.ET	ENTERPRISE OIL I.	ZD	M	40°49'55,84''	18°16'42,36''	3456	Si	Si
3012	GIOVE 002	1998	E	NP	1.306	R	D.R 71.ET	ENTERPRISE OIL I.	ZD	M	40°49'48,25''	18°16'42,73''	3456	Si	Si
3109	GUENDALINA 001	1998	E	GA	3.146	R	A.R 88.FR	ENI	ZA	M	44°33'54,47''	12°52'39,11''	3410	No	Si
3110	GUENDALINA 001 DIR A	1998	E	GA	3.121	R	A.R 88.FR	ENI	ZA	M	44°33'54,47''	12°52'39,11''	3410	No	Si
3150	IRENE 001	1998	E	NP	1.672	M	C.C 3.AG	ENI	ZC	M	37°00'40,35''	14°11'49,89''	3442	No	No
3158	IRMINIO 004 DIR	1998	S	NP	2.289	X	IRMINIO	IRMINIO	RG	T	36°49'57,28''	02°12'44,79'' E	0	No	No
3181	JOLE 001	1998	E	GA	1.130	M	B.C 21.AG	ENI	ZB	M	43°02'25,19''	13°55'36,28''	3418	No	No
3810	MOLINELLA 001	1998	E	NP	1.623	R	FIUME RENO	ENI	BO	T	44°38'24,80''	00°48'16,49'' W	3432	Si	No
3901	MONTE DELLE VIGNE NORD 001 DIR	1998	E	GA	1.715	M	FORNOVO DI TARO	PETROLIFERA ITALIANA-SPI	PR	T	44°41'11,75''	02°19'08,09'' W	3440	No	No
3910	MONTE ENOC 009 OR	1998	S	OL	3.655	M	CALDAROSA	ENI	PZ	T	40°22'53,70''	03°26'32,69'' E	3413	No	No
3914	MONTE ENOC OVEST 001	1998	E	OL	4.010	M	CALDAROSA	ENI	PZ	T	40°22'52,34''	03°25'28,95'' E	3137	No	No
4001	MONTERONE 001	1998	E	NP	2.350	R	TORRENTE CIGNO	BRITISH GAS RIMI	CB	T	41°47'43,38''	02°29'40,61'' E	3416	No	No
4006	MONTESEGALE 001 DIR	1998	E	NP	2.713	R	CASALNOCETO	PETROLIFERA ITALIANA-SPI	PV	T	44°54'57,80''	03°18'54,70'' W	3455	Si	No
4171	OLEANDRO 001	1998	E	NP	2.174	M	A.C 10.AG	ENI	ZA	M	44°27'56,64''	13°10'18,83''	3436	No	No
4266	PALINO 036	1998	S	NP	1.700	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°10'01,70''	03°06'48,83'' E	2750	No	No
4267	PALINO 036 DIR A	1998	S	GA	1.600	M	CANDELA	ENI	FG	T	41°10'01,70''	03°06'48,83'' E	2750	No	No
4706	PORTO CORSINI MARE EST 064 DIR A	1998	S	GA	2.950	M	PORTO CORSINI MARE	ENI	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2725	No	No
4709	PORTO CORSINI MARE EST 066 DIR A	1998	S	NP	3.361	M	PORTO CORSINI MARE	ENI	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2733	No	No
4710	PORTO CORSINI MARE EST 066 DIR B	1998	S	GA	3.314	M	PORTO CORSINI MARE	ENI	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2733	No	No
4989	RAMIGNANO 001 DIR	1998	E	GA	1.606	S	FIUME TRESTE	ENI	CH	T	42°03'04,72''	02°12'18,86'' E	3447	No	No
5082	RAVIZZA 001 OR A	1998	S	NP	4.561	M	CORREGGIO	ENI	RE	T	44°49'43,55''	01°40'33,33'' W	1934	Si	No
5083	RAVIZZA 001 OR B	1998	S	NP	4.571	M	CORREGGIO	ENI	RE	T	44°49'43,55''	01°40'33,33'' W	1934	Si	No
5084	RAVIZZA 001 OR C	1998	S	NP	4.631	M	CORREGGIO	ENI	RE	T	44°49'43,55''	01°40'33,33'' W	1934	Si	No
5646	S.MARCELLO 001 DIR	1998	E	NP	3.427	R	PONZANO DI FERMO	FINA ITALIANA	AP	T	43°07'08,10''	01°10'28,80'' E	3459	No	No
5685	S.MAURO NORD 001 DIR	1998	E	GA	1.230	M	S. MAURO	FINA ITALIANA	TE	T	42°42'50,96''	01°22'09,47'' E	3321	No	No
5909	SALA 001 DIR	1998	E	NP	1.578	R	MONTE STROMBONE	PETROLIFERA ITALIANA-SPI	PZ	T	40°42'47,10''	03°36'10,90'' E	3448	Si	Si
5910	SALA 001 DIR A	1998	E	NP	1.705	R	MONTE STROMBONE	PETROLIFERA ITALIANA-SPI	PZ	T	40°42'47,10''	03°36'10,90'' E	3448	Si	Si
5954	SANTA VENERE 001	1998	E	GA	3.688	R	AGIRA	SARCIS	EN	T	37°41'01,80''	01°52'57,50'' E	0	No	No
6122	SERRA DI VITO NORD EST 001 DIR	1998	S	GA	1.475	M	ROCCA CAVALLO	SARCIS	CT	T	37°47'47,00''	02°19'07,00'' E	0	No	No
6172	SETTEPORTE 001	1998	E	NP	3.202	R	ROCCASICURA	LASMO MINERARIA	IS	T	41°44'11,20''	01°43'53,90'' E	3430	Si	Si
6297	STERPARO 001	1998	E	NP	2.337	R	MASSERIA STILLA	ENI	FG	T	41°34'24,10''	02°48'31,23'' E	3412	Si	No
6324	TEA 001	1998	E	GA	2.853	R	A.R 94.AG	ENI	ZA	M	44°29'51,53''	13°00'33,58''	3425	No	No
6325	TEA 001 DIR A	1998	E	GA	2.823	R	A.R 94.AG	ENI	ZA	M	44°29'51,53''	13°00'33,58''	3425	No	No
6329	TEMPA D'EMMA 001 ST TER	1998	E	OL	6.186	M	TEMPA D'EMMA	FINA ITALIANA	PZ	T	40°25'58,29''	03°36'59,92'' E	3458	No	No
6393	TOMBOLO 004 DIR	1998	S	GA	1.809	M	TOMBOLO	PETROLIFERA ITALIANA-SPI	PI	T	43°38'39,88''	02°05'52,07'' W	2367	No	No
6407	TORRENTE BAGANZA 003 DIR	1998	S	GA	2.079	M	MONTEARDONE	BRITISH GAS RIMI	PR	T	44°40'16,04''	02°18'27,71'' W	2860	No	No
6408	TORRENTE BAGANZA 004 DIR	1998	S	GA	1.553	M	MONTEARDONE	BRITISH GAS RIMI	PR	T	44°40'51,90''	02°18'43,86'' W	2860	No	No
6417	TORRENTE GRUSO 001	1998	E	NP	2.298	R	TEMPA CISTERNA	EDISON GAS	MT	T	40°25'55,62''	03°58'35,92'' E	3419	Si	Si
6769	VALLETTA 001 DIR	1998	E	NP	2.472	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°32'15,61''	00°46'24,06'' W	3429	Si	No
6955	VOLTURINO 001 BIS	1998	E	IS	4.350	M	VOLTURINO	ENI	PZ	T	40°24'17,60''	03°24'56,10'' E	3437	No	No
6956	VOLTURINO 001 OR A	1998	S	OL	3.817	M	VOLTURINO	ENI	PZ	T	40°24'17,60''	03°24'56,10'' E	3437	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
17	ACQUAVERNA 001	1997	S	GA	2.091	M	ROCCA CAVALLO	SARCIS	CT	T	37°46'12,68''	02°18'23,06'' E	0	No	No
46	AGOSTINO 011 DIR A	1997	S	GA	4.230	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'22,60''	12°29'45,10''	3235	No	No
96	AGUGLIA 001	1997	E	NP	2.100	R	B.R240.LF	ELF	ZB	M	42°18'19,50''	14°36'23,52''	3408	Sì	Sì
236	ANEMONE 004 DIR B	1997	S	GA	3.324	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°12'43,50''	12°42'20,50''	3236	No	No
303	ANTARES 001 DIR	1997	S	IS	2.435	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'40,70''	12°26'38,80''	1870	No	No
304	ANTARES 001 DIR A	1997	S	GA	2.248	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'40,70''	12°26'38,80''	1870	No	No
326	ANTONELLA 006 DIR A	1997	S	GA	4.668	M	A.C 5.AV	AGIP	ZA	M	44°12'49,63''	12°46'36,72''	1450	No	No
348	AQUILINO 001 DIR	1997	E	NP	3.439	M	S. BENEDETTO DEL TRONTO	AGIP	AP	T	42°55'33,97''	01°25'23,69'' E	3422	No	No
383	ARIANNA NORD 001	1997	E	GA	4.278	M	A.C 4.AS	AGIP	ZA	M	44°19'30,66''	12°36'32,39''	3270	No	No
428	ATENA SE 001	1997	E	NP	5.428	M	A.C 5.AV	AGIP	ZA	M	44°14'17,62''	12°43'57,55''	3232	No	No
439	AZALEA 002 DIR A	1997	S	GA	2.109	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°10'15,84''	12°42'51,82''	1889	No	No
681	BARZANIGA 001	1997	E	GA	2.030	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°16'51,90''	02°28'58,17'' W	3258	No	No
768	BETTINA EST 001	1997	E	GA	2.299	M	A.C 17.AG	AGIP	ZA	M	44°06'05,38''	12°54'27,15''	3237	No	No
771	BIANCA 002	1997	E	IG	2.189	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°05'53,40''	13°06'02,00''	2290	No	No
814	BOMBIANA 007	1997	S	GA	610	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'41,00''	01°27'13,00'' W	3268	No	No
815	BOMBIANA 008	1997	S	GA	692	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'52,00''	01°27'18,00'' W	3268	No	No
816	BOMBIANA 009	1997	S	GA	681	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'47,00''	01°27'25,00'' W	3268	No	No
817	BOMBIANA 010	1997	S	GA	604	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'50,00''	01°27'31,00'' W	3268	No	No
856	BORDOLANO 004 DIR A	1997	T	GA	1.771	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'16,30''	02°28'06,00'' W	3444	No	No
914	BRENDA 008 X DIR	1997	E	GA	2.476	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°07'16,53''	13°02'11,57''	3262	No	No
1010	CA' BELLAVISTA 188	1997	S	GA	793	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'00,00''	01°31'35,00'' W	0	No	No
1049	CALDAROSA 001 DIR AST	1997	S	OL	5.083	M	CALDAROSA	AGIP	PZ	T	40°24'29,00''	03°27'20,00'' E	2486	No	No
1368	CASTELSARACENO 001	1997	E	NP	5.530	R	CASTELSARACENO	AGIP	PZ	T	40°09'10,70''	03°31'11,60'' E	3415	Sì	Sì
1584	CERRO FALCONE 002 X DIR A/B	1997	S	OL	4.130	M	VOLTURINO	AGIP	PZ	T	40°26'11,80''	03°20'48,90'' E	3446	No	No
1753	CINQUE VIE 001	1997	E	GO	3.140	R	ROSOLINI SECONDO	SARCIS	RG	T	36°54'45,18''	02°20'56,34'' E	0	No	No
2278	CUPOLONI 004 DIR	1997	S	GA	1.418	M	SCANZANO	SPI	MT	T	40°18'11,80''	04°16'52,10'' E	3166	No	No
2289	DALIA 001	1997	E	NP	2.305	M	A.C 10.AG	AGIP	ZA	M	44°26'48,90''	13°10'43,90''	3319	No	No
2350	DIANA 003 X DIR	1997	E	GA	4.519	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°26'26,61''	12°25'32,89''	3225	No	No
2940	GELA 108 DIR	1997	S	OL	3.487	R	GELA	AGIP	CL	T	37°06'09,89''	01°51'02,69'' E	0	No	No
2941	GELA 109 DIR	1997	S	OL	3.493	R	GELA	AGIP	CL	T	37°06'09,89''	01°51'02,69'' E	0	No	No
2942	GELA 110 DIR	1997	S	OL	3.287	M	C.C 1.AG	AGIP	CL	T	37°02'49,73''	01°49'43,12'' E	0	No	No
2977	GIOIA 001	1997	E	GA	1.018	R	S. NICOLA	PETROLIFERA ITALIANA-SPI	MT	T	40°14'07,70''	04°13'01,30'' E	3240	No	No
3032	GORGOGLIONE 001	1997	E	OL	5.365	M	GORGOGLIONE	LASMO ITALIA SUD	PZ	T	40°24'35,20''	03°37'45,20'' E	3269	No	No
3495	MARCONIA 001 DIR	1997	E	NP	1.699	M	IL SALICE	PETROLIFERA ITALIANA-SPI	MT	T	40°21'10,40''	04°14'06,78'' E	3427	No	No
3883	MONTE CANTIERE 015	1997	S	GA	400	M	MONTE CANTIERE	SIAM	MO	T	44°16'14,00''	01°47'20,00'' W	2968	No	No
3891	MONTE CELEZZA 001	1997	E	NP	2.830	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°10'18,40''	03°01'16,90'' E	3421	No	No
3905	MONTE ENOC 002 OR	1997	S	OL	3.615	M	CALDAROSA	AGIP	PZ	T	40°22'53,46''	03°26'32,64'' E	3413	No	No
3906	MONTE ENOC 003 OR	1997	S	OL	3.525	M	CALDAROSA	AGIP	PZ	T	40°20'07,52''	03°28'51,15'' E	3413	No	No
3918	MONTE FERRANTE 001 DIR	1997	E	NP	1.701	R	AGIRA	SARCIS	EN	T	37°50'20,90''	01°49'40,00'' E	0	No	No
3919	MONTE FOI 001	1997	E	IS	4.912	R	BARAGIANO	ENTERPRISE OIL EXPLORATION	PZ	T	40°37'58,10''	03°14'55,20'' E	3325	Sì	Sì
3945	MONTE TABURNO 001	1997	E	NP	3.733	R	TOCCO CAUDIO	TEXACO ENERGIA	BN	T	41°07'14,59''	02°15'21,93'' E	0	Sì	No
3965	MONTECOSARO 002 DIR A	1997	E	GA	964	M	PORTO CIVITANOVA	SPI	MC	T	43°18'09,50''	01°12'08,90'' E	2758	No	No
3985	MONTELONGO 001	1997	E	NP	4.102	R	CERRO DEL RUCCOLO	EDISON GAS	CB	T	41°45'37,15''	02°30'25,00'' E	3322	Sì	Sì
4004	MONTESANO 001 DIR	1997	E	GA	1.336	R	MASSERIA SARDELLO	PETROLIFERA ITALIANA-SPI	MT	T	40°20'34,00''	04°09'37,89'' E	3423	Sì	Sì
4315	PENELOPE 001	1997	E	NP	5.264	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'44,54''	14°07'08,11''	3441	No	No
4345	PERTICARA 001	1997	E	OL	5.543	M	COSTA MOLINA	AGIP	PZ	T	40°24'33,17''	03°36'13,43'' E	3414	No	No
4752	PORTO CORSINI MARE SUD 001	1997	E	GA	1.776	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°20'52,80''	12°35'20,80''	3318	No	No
4957	RAGUSA 056 DIR A	1997	S	OL	1.498	M	RAGUSA	AGIP	RG	T	36°53'50,50''	02°16'50,00'' E	0	No	No
5116	REGINA 003 DIR	1997	S	GA	1.303	M	A.C 17.AG	AGIP	ZA	M	44°06'15,34''	12°50'25,88''	3257	No	No
5117	REGINA 004 DIR	1997	S	GA	1.210	M	A.C 17.AG	AGIP	ZA	M	44°06'15,34''	12°50'25,88''	3257	No	No
5119	REGINA 005 DIR	1997	S	GA	2.217	M	A.C 17.AG	AGIP	ZA	M	44°06'15,34''	12°50'25,88''	3257	No	No
5542	S.CATERINA 004	1997	S	NP	1.513	M	LUCERA	PETROLIFERA ITALIANA-SPI	FG	T	41°26'22,60''	02°57'02,30'' E	1311	No	No
5580	S.GERVASIO 002 DIR	1997	E	GA	1.701	M	SAN GERVASIO	AGIP	BS	T	45°19'34,80''	02°16'10,90'' W	2937	No	No
5637	S.GREGORIO MAGNO 001	1997	E	NP	4.442	R	S. GREGORIO MAGNO	BRITISH GAS RIMI	SA	T	40°42'10,70''	02°55'13,10'' E	3323	Sì	Sì
5638	S.GREGORIO MAGNO 001 BIS	1997	E	NP	5.901	R	S. GREGORIO MAGNO	BRITISH GAS RIMI	SA	T	40°42'10,70''	02°55'13,10'' E	3323	Sì	No
5743	S.RAFFAELE 001 DIR	1997	E	NP	2.047	M	MASSERIA SPAVENTO	EDISON GAS	FG	T	41°05'49,46''	03°12'32,22'' E	3238	Sì	No
5744	S.RAFFAELE 001 DIR A	1997	E	NP	2.246	M	MASSERIA SPAVENTO	EDISON GAS	FG	T	41°05'49,46''	03°12'32,22'' E	3238	Sì	No
5941	SAMPERI 001 DIR	1997	E	GA	3.711	M	S. TEODORO	SARCIS	EN	T	37°46'38,58''	02°14'23,08'' E	0	No	No
5994	SCANDIANO 002 DIR	1997	E	NP	1.077	M	ARCETO	AGIP	RE	T	44°36'27,10''	01°41'52,70'' W	3027	Sì	No
6116	SERRA DEL RIPOSO 008 DIR	1997	S	GA	1.620	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°08'36,10''	03°08'02,21'' E	2413	No	No
6170	SETTEFINESTRE NORD 001 DIR	1997	E	GA	1.023	M	SETTEFINESTRE	SPI	MC	T	43°25'44,01''	01°00'34,36'' E	3118	No	No
6581	TRECATE 009 DIR A	1997	S	OL	5.981	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°26'44,00''	03°42'16,00'' W	2835	No	No
6880	VILLA FELICI 001 DIR	1997	E	NP	1.413	R	CHIARAVALLE	PETROLIFERA ITALIANA-SPI	AN	T	43°36'38,00''	00°52'18,50'' E	3424	Sì	Sì
6935	VIVIANA 001 BIS	1997	E	GA	1.749	M	B.C 5.AS	AGIP	ZB	M	42°39'21,08''	14°09'18,48''	3060	No	No
15	ACERNO 001	1996	E	NP	4.625	R	LIONI	AGIP	SA	T	40°42'30,30''	02°35'21,10'' E	3227	Sì	No
24	ADELE 001	1996	E	GA	3.725	R	A.R 84.AG	AGIP	ZA	M	44°38'11,99''	12°28'44,25''	3205	Sì	Sì
231	ANEMONE 001 DIR A	1996	S	GA	3.625	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°12'43,25''	12°42'19,41''	3218	No	No
234	ANEMONE 003 DIR A	1996	S	GA	3.754	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°12'44,14''	12°42'19,48''	3218	No	No
258	ANGELA 005 DIR	1996	S	GA	3.532	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,83''	12°20'35,93''	3196	No	No
259	ANGELA 006 DIR	1996	S	GA	3.700	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,83''	12°20'35,93''	3199	No	No
260	ANGELA 007 DIR	1996	S	GA	4.043	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,83''	12°20'35,93''	3199	No	No
261	ANGELA 008 DIR	1996	S	GA	3.599	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,83''	12°20'35,93''	3204	No	No
262	ANGELA 009 DIR	1996	S	GA	3.734	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,83''	12°20'35,93''	3204	No	No
263	ANGELA 010 DIR	1996	S	GA	3.863	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,83''	12°20'35,93''	3184	No	No
264	ANGELA 011 DIR	1996	S	GA	4.144	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,83''	12°20'35,93''	3184	No	No
265	ANGELA 012 DIR	1996	S	GA	3.655	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,83''	12°20'35,93''	3174	No	No
266	ANGELA 013 DIR	1996	S	GA	3.472	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,83''	12°20'35,93''	3198	No	No
267	ANGELA 014	1996	S	GA	4.070	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,83''	12°20'35,93''	3198	No	No
268	ANGELA 015 DIR	1996	S	GA	3.613	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,83''	12°20'35,93''	3185	No	No
269	ANGELA 016 DIR	1996	S	GA	4.077	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,83''	12°20'35,93''	3185	No	No
270	ANGELA 017 DIR	1996	S	GA	4.058	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,83''	12°20'35,93''	3208	No	No
292	ANNABELLA 010 X DIR	1996	S	GA	3.846	M	A.C 18.AG	AGIP	ZA	M	44°14'25,63''	13°03'49,70''	3211	No	No
330	ANTONELLA 010 DIR	1996	S	GA	4.218	M	A.C 5.AV	AGIP	ZA	M	44°12'49,63''	12°46'36,72''	3216	No	No
331	ANTONELLA 010 DIR A	1996	S	GA	4.639	M	A.C 5.AV	AGIP	ZA	M	44°12'49,63''	12°46'36,72''	3216	No	No
332	ANTONELLA 011 DIR	1996	S	GA	4.787	M	A.C 5.AV	AGIP	ZA	M	44°12'49,63''	12°46'36,72''	3216	No	No
333	ANTONELLA 011 DIR A	1996	S	GA	4.637	M	A.C 5.AV	AGIP	ZA	M	44°12'49,63''	12°46'36,72''	3216	No	No
334	ANTONELLA 012 DIR	1996	S	GA	4.214	M	A.C 6.AS	AGIP	ZA	M	44°12'49,63''	12°46'36,72''	3234	No	No
397	ARMIDA 005 DIR A	1996	S	GA	4.190	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°28'46,75''	12°27'12,20''	2302	No	No
705	BASTIA 001	1996	E	GA	2.277	M	LUCERA	SPI	FG	T	41°28'49,01''	02°52'07,46'' E	3228	No	No
720	BELLAGAMBA 001	1996	E	NP	2.342	M	S. MARIA NUOVA	FINA	AN	T	43°33'22,75''	00°51'24,83'' E	3255	No	No
873	BORDOLANO 021 DIR	1996	T	GA	1.724	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'27,70''	02°28'45,17'' W	3194	No	No
1009	CA' BELLAVISTA 187	1996	S	GA	815	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'16,00''	01°31'23,00'' W	3233	No	No
1090	CAMPAGNA 001	1996	E	NP	1.881	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°16'28,47''	02°30'33,75'' W	3212	No	No
1328	CASTEGGIO 013 X DIR	1996	E	GA	1.827	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°00'34,90''	03°21'09,11'' W	3193	No	No
1333	CASTEL S.GIOVANNI 001	1996	E	GA	1.142	M	PONTETIDONE	AGIP	PC	T	45°04'30,00''	02°57'38,00'' W	3213	No	No
1411	CAVALLINO 001 DIR	1996	E	NP	1.759	M	PORTO CIVITANOVA	SPI	MC	T	43°18'34,38''	01°12'34,22'' E	3409	No	No
1504	CAVONE 021 DIR A	1996	S	NP	2.809	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°53'06,85''	01°29'48,76'' W	2668	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
1505	CAVONE 021 DIR B	1996	S	OL	2.831	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°53'06,85''	01°29'48,76'' W	2668	No	No
1582	CERRO FALCONE 002 X	1996	S	OG	4.471	M	VOLTURINO	AGIP	PZ	T	40°26'11,80''	03°20'48,90'' E	3446	No	No
1583	CERRO FALCONE 002 X DIR A	1996	S	OL	3.928	M	VOLTURINO	AGIP	PZ	T	40°26'11,80''	03°20'48,90'' E	3446	No	No
1596	CERTALDO SUD 001 DIR	1996	E	GA	1.695	M	MARCIGNANA	SPI	FI	T	43°42'37,30''	01°33'11,19'' W	3239	Sì	Sì
1792	CLARA EST 009	1996	E	GA	1.330	M	B.C 13.AS	AGIP	ZB	M	43°43'37,91''	14°06'12,45''	3219	No	No
1799	CLARA NORD 003	1996	E	MG	1.530	M	B.C 13.AS	AGIP	ZB	M	43°57'02,93''	13°59'04,78''	2078	No	No
1823	CLOTILDE 001 DIR	1996	E	GA	1.431	M	B.C 20.AS	AGIP	ZB	M	43°40'10,62''	14°12'39,14''	3214	No	No
2208	COZZA MARE 002 DIR	1996	E	GA	1.297	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°08'07,79''	13°49'20,15''	3186	No	No
2277	CUPOLONI 003 DIR	1996	S	GA	1.329	M	SCANZANO	SPI	MT	T	40°18'09,40''	04°16'51,90'' E	3166	No	No
2376	DORA 002 DIR A	1996	S	II	1.422	M	B.C 6.AS	AGIP	ZB	M	43°10'51,06''	14°05'10,29''	3202	Sì	No
2421	ELCE 001	1996	E	NP	4.268	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°34'36,78''	03°55'01,70'' E	3420	No	No
2739	GAGGIOLA 184	1996	S	GA	658	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'15,00''	01°26'35,00'' W	3230	No	No
2740	GAGGIOLA 185	1996	S	GA	732	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'14,00''	01°26'35,00'' W	3230	No	No
2741	GAGGIOLA 186	1996	S	GA	740	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'53,00''	01°26'50,00'' W	3230	No	No
2783	GAGLIANO SUD 001 DIR A	1996	E	GA	2.576	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°42'25,00''	02°03'24,00'' E	0	No	No
3015	GISOLO 001	1996	E	NP	2.510	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'07,32''	02°26'01,95'' W	3207	Sì	No
3033	GORO 001	1996	E	NP	2.865	R	CASSELLA	AGIP	RO	T	44°52'15,40''	00°08'10,28'' W	3189	Sì	Sì
3128	HERA LACINIA 016 DIR	1996	S	GA	1.849	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°03'41,00''	17°10'22,00''	3220	No	No
3129	HERA LACINIA 017 DIR	1996	S	GA	1.849	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°03'41,00''	17°10'22,00''	3220	No	No
3363	LUISELLA 001	1996	E	GA	2.838	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°06'21,42''	13°04'48,14''	3197	No	No
3407	LUNA 041 DIR	1996	S	NP	1.855	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°03'41,00''	17°10'22,00''	3177	No	No
3589	MASSERIA SALVATORE 001 DIR	1996	E	GA	2.189	M	MAFALDA	SPI	CB	T	41°55'17,60''	02°22'42,90'' E	3426	No	No
3634	MEDUSA 001	1996	E	NP	1.440	R	D.R 72.ET	ENTERPRISE OIL EXPLORATION	ZD	M	40°54'41,00''	18°09'14,00''	3217	Sì	Sì
3853	MONTE ALPI 005 OR	1996	S	OL	3.000	M	GRUMENTO NOVA	AGIP	PZ	T	40°18'56,60''	03°27'07,90'' E	3206	No	No
3858	MONTE ALPI EST 001	1996	S	OL	3.070	M	COSTA MOLINA	AGIP	PZ	T	40°18'20,80''	03°30'19,40'' E	3221	No	No
3888	MONTE CARNARA 001	1996	E	NP	2.520	R	FIUME SARMENTO	EDISON GAS	PZ	T	40°00'05,26''	03°54'29,37'' E	3223	Sì	Sì
3912	MONTE ENOC NW 001	1996	S	OG	4.012	M	CALDAROSA	AGIP	PZ	T	40°22'53,20''	03°26'32,60'' E	3137	No	No
3913	MONTE ENOC NW 001 DIR A	1996	S	OL	3.513	M	CALDAROSA	AGIP	PZ	T	40°22'53,20''	03°26'32,60'' E	3137	No	No
3943	MONTE SALICI 001	1996	E	NP	4.490	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°43'02,00''	02°10'39,62'' E	0	No	No
4218	OVANENGO 001 DIR A	1996	S	GA	1.924	M	OVANENGO	AGIP	BS	T	45°22'42,00''	02°31'22,00'' W	1792	No	No
4297	PANDORA 001 DIR	1996	E	GA	2.729	R	A.R 70.AG	AGIP	ZA	M	44°41'24,81''	12°48'26,49''	3190	No	No
4477	PISTICCI 039	1996	S	GA	1.650	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°25'29,20''	04°01'52,70'' E	3200	No	No
4558	POGGIOFIORITO 009 DIR A	1996	S	GA	1.262	M	FILETTO	SPI	CH	T	42°14'03,50''	01°45'56,50'' E	1419	No	No
5080	RAVENNA MARE SUD 006 DIR	1996	S	GA	2.587	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,83''	12°20'35,93''	3215	No	No
5114	REGINA 002 DIR	1996	E	GA	1.258	M	A.C 17.AG	AGIP	ZA	M	44°06'03,79''	12°50'20,38''	3149	No	No
5115	REGINA 002 DIR A	1996	E	GA	2.564	M	A.C 17.AG	AGIP	ZA	M	44°06'03,79''	12°50'20,38''	3149	No	No
5643	S.LORENZO 001 DIR	1996	E	GA	3.090	M	MONTE URANO	EDISON GAS	AP	T	43°11'30,81''	01°12'57,78'' E	3209	No	No
5923	SALGASTRI 179	1996	S	GA	796	X	SALGASTRI	LAZZI GAS	BO	T	44°09'55,00''	01°29'10,00'' W	3231	No	No
6121	SERRA DI VITO 001	1996	E	OG	2.486	M	ROCCA CAVALLO	SARCIS	CT	T	37°47'01,78''	02°17'06,62'' E	0	No	No
6166	SETTALA 029 DIR	1996	T	GA	1.233	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'05,20''	03°02'35,70'' W	2928	No	No
6281	SPOLTORE 001 DIR	1996	E	NP	1.315	R	FONTE DI MORO	BRITISH GAS RIMI	PE	T	42°27'24,41''	01°38'28,86'' E	3229	Sì	Sì
6330	TEMPA LA MANARA 001	1996	E	OG	5.384	M	COSTA MOLINA	AGIP	PZ	T	40°23'51,50''	03°31'33,00'' E	3222	No	No
6354	TIMPONIVOLI 001	1996	E	NP	4.200	M	S. TEODORO	AGIP	EN	T	37°49'09,53''	02°06'21,48'' E	0	No	No
6406	TORRENTE BAGANZA 002 DIR	1996	S	GA	1.603	M	MONTEARDONE	FIAT-RIMI	PR	T	44°40'51,91''	02°18'43,86'' W	2860	No	No
6662	TRODICA 001 DIR	1996	E	NP	1.663	M	MACERATA	SPI	MC	T	43°16'48,78''	01°08'48,18'' E	3203	No	No
6792	VASARI 001 DIR	1996	E	NP	1.094	R	S. FIRMANO	SPI	MC	T	43°23'25,94''	01°07'42,36'' E	3411	Sì	Sì
147	ALFONSINE 033	1995	T	GA	1.560	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°31'11,35''	00°27'19,96'' W	3170	No	No
339	APPIA 001 DIR	1995	E	GA	2.143	M	MASSERIA MONACO	EDISON GAS	MT	T	40°34'40,30''	03°46'08,90'' E	3162	No	No
346	AQUILA 003 DIR	1995	S	OL	4.044	M	F.C 2.AG	AGIP	ZF	M	40°55'02,76''	18°19'31,16''	3175	No	No
347	AQUILA 003 DIR A	1995	S	OL	3.929	M	F.C 2.AG	AGIP	ZF	M	40°55'02,76''	18°19'31,16''	3175	No	No
696	BASIL 007 DIR A	1995	S	GA	1.642	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°07'51,63''	13°00'04,64''	2028	No	No
699	BASIL 008 DIR A	1995	S	GA	2.459	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°07'51,63''	13°00'04,64''	2026	No	No
1291	CASE PINELLI 001	1995	E	NP	3.985	C	CASE PINELLI	AGIP	MO	T	44°41'16,00''	01°27'54,00'' W	3155	Sì	Sì
1314	CASTANO 001	1995	E	NP	6.728	R	LAINATE	AGIP	MI	T	45°32'25,15''	03°41'19,79'' W	3192	Sì	Sì
1751	CIGNONE 006 DIR	1995	S	NP	2.027	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°16'32,00''	02°28'17,00'' W	3153	No	No
1820	CLOE 001	1995	E	GA	1.720	M	B.C 13.AS	AGIP	ZB	M	43°52'12,40''	14°01'27,68''	3160	No	No
1883	COLOMBAROLA 001	1995	E	GA	1.971	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'28,00''	02°31'12,00'' W	3188	No	No
1914	CONEGLIANO 015 DIR	1995	T	GA	1.585	M	COLLALTO	EDISON GAS	TV	T	45°51'24,30''	00°15'05,80'' W	3187	No	No
1918	CONEGLIANO 019 DIR	1995	T	GA	1.591	M	COLLALTO	EDISON GAS	TV	T	45°51'24,30''	00°15'05,80'' W	3187	No	No
1919	CONEGLIANO 020 DIR	1995	T	GA	1.570	M	COLLALTO	EDISON GAS	TV	T	45°51'24,30''	00°15'05,80'' W	3187	No	No
2275	CUPOLONI 002 DIR	1995	S	GA	1.399	M	SCANZANO	PETREX	MT	T	40°18'10,40''	04°16'49,00'' E	3166	No	No
2316	DARIA 017 DIR	1995	S	GA	2.734	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	3146	No	No
2317	DARIA 018 DIR	1995	S	GA	2.811	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	3146	No	No
2375	DORA 002	1995	S	NP	1.595	M	B.C 6.AS	AGIP	ZB	M	43°10'51,06''	14°05'10,29''	3202	Sì	No
2436	ELETTRA 001	1995	E	GA	1.325	R	B.R250.AG	AGIP	ZB	M	43°45'43,83''	14°12'49,40''	3156	No	No
2490	FABIANA 001	1995	E	NP	1.276	M	B.C 16.AG	AGIP	ZB	M	43°04'43,55''	13°53'41,33''	3201	Sì	No
2553	FERRANDINA 024	1995	S	GA	1.260	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°31'41,83''	03°57'11,50'' E	3176	No	No
2588	FIUME BRADANO 001	1995	E	NP	1.383	M	MONTE VERDESE	FIAT-RIMI	MT	T	40°41'10,60''	03°46'01,90'' E	3320	No	No
2677	FORNACIARA 001	1995	E	GA	1.107	M	POLICORO	SPI	MT	T	40°13'33,47''	04°16'23,24'' E	3150	No	No
2685	FOSSO DEL LUPO 001 DIR	1995	E	NP	1.440	M	CROCE DEL VENTO	EDISON GAS	AN	T	43°31'47,25''	00°42'13,80'' E	3169	Sì	No
2737	GAGGIOLA 182	1995	S	GA	762	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'17,00''	01°26'26,00'' W	3230	No	No
2738	GAGGIOLA 183	1995	S	GA	647	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'49,00''	01°26'49,00'' W	3230	No	No
2782	GAGLIANO SUD 001	1995	E	GA	3.700	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°42'25,00''	02°03'24,00'' E	0	No	No
3406	LUNA 040	1995	S	GA	1.845	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'31,00''	17°12'15,00''	3177	No	No
3473	MANARA 003 DIR	1995	S	GA	2.657	M	MANARA	AGIP	FE	T	44°45'01,21''	00°13'38,25'' W	3161	No	No
3474	MANARA 004 DIR	1995	S	GA	2.660	M	MANARA	AGIP	FE	T	44°45'01,21''	00°13'38,25'' W	3161	No	No
3475	MANARA 005 DIR	1995	S	GA	2.653	M	MANARA	AGIP	FE	T	44°45'01,21''	00°13'38,25'' W	3161	No	No
3847	MONTE ACUTO 001	1995	E	NP	4.350	C	MONTE ACUTO	AGIP	PC	T	45°04'30,00''	03°02'12,50'' W	3183	Sì	Sì
3898	MONTE DELLE VIGNE 002 DIR	1995	S	GA	1.702	M	FORNOVO DI TARO	SPI	PR	T	44°41'11,50''	02°19'13,10'' W	2997	No	No
3955	MONTECCHI 001	1995	E	NP	1.059	R	ALBINEA	AGIP	RE	T	44°37'57,00''	01°48'54,00'' W	3163	Sì	No
4033	MONTESTILLO 023	1995	S	GA	1.856	M	TERTIVERI	AGIP	FG	T	41°29'42,50''	02°46'53,10'' E	3178	No	No
4035	MONTESTILLO 025 DIR	1995	S	GA	1.949	M	TERTIVERI	AGIP	FG	T	41°29'42,50''	02°46'52,88'' E	3179	No	No
4036	MONTESTILLO 026	1995	S	NP	2.505	M	TERTIVERI	AGIP	FG	T	41°29'55,50''	02°47'32,50'' E	3179	No	No
4037	MONTESTILLO 027	1995	S	GA	2.140	M	TERTIVERI	AGIP	FG	T	41°30'04,40''	02°46'20,00'' E	3179	No	No
4100	NAOMI 001	1995	E	NP	2.780	R	A.R 70.AG	AGIP	ZA	M	44°41'01,22''	12°52'16,80''	3145	No	No
4101	NAOMI 001 DIR A	1995	E	GA	2.779	R	A.R 70.AG	AGIP	ZA	M	44°41'01,22''	12°52'16,80''	3145	No	No
4397	PIANA ZURLO 001	1995	E	NP	1.455	M	SAN BASILE	PETREX	CH	T	42°15'12,08''	01°48'18,07'' E	3182	No	No
4474	PISTICCI 036	1995	S	GA	1.710	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°25'05,00''	04°02'10,00'' E	3180	No	No
4475	PISTICCI 037	1995	S	GA	1.700	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°24'25,50''	04°03'49,10'' E	3180	No	No
4476	PISTICCI 038 DIR	1995	S	GA	1.693	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°24'42,50''	04°03'53,50'' E	3200	No	No
4717	PORTO CORSINI MARE EST 073	1995	S	GA	3.311	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'03,60''	12°34'45,30''	3167	No	No
4873	PUCCHIETA 001 DIR	1995	E	GA	1.392	M	IL SALICE	PETREX	MT	T	40°19'20,52''	04°16'09,04'' E	3210	No	No
4990	RAMONA 001 DIR	1995	E	GA	2.530	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'50,50''	13°09'05,90''	3157	No	No
5113	REGINA 001 DIR	1995	E	GA	2.145	M	A.C 17.AG	AGIP	ZA	M	44°06'09,13''	12°50'06,68''	3149	No	No
5256	RIPE 001	1995	E	NP	3.000	R	MONTERADO	ELF	AN	T	43°40'31,63''	00°40'12,66'' E	3172	Sì	Sì
5513	S.BARNABA 001 DIR	1995	E	NP	2.521	M	CASTEL DI LAMA	FIAT-RIMI	AP	T	42°56'44,40''	01°13'52,00'' E	3226	No	No
5541	S.CATERINA 003	1995	S	GA	1.465	M	MASSERIA RIGNANESI	PETREX	FG	T	41°26'48,53''	02°56'48,26'' E	1311	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
5584	S.GIORGIO LIRI 001 DIR	1995	E	NP	4.109	R	ESPERIA	PETREX	FR	T	41°23'19,85''	01°19'29,99'' E	3191	Sì	Sì
5839	S.STEFANO MARE 009 DIR	1995	S	OL	1.694	M	B.C 1.LF	ELF	ZB	M	42°13'52,07''	14°35'36,57''	3168	No	No
6047	SENESE 001 DIR	1995	E	IS	1.501	M	MONTE ANTICO	AGIP	CB	T	41°57'35,30''	02°26'56,50'' E	3181	Sì	Sì
6060	SERENA NORD 001 DIR	1995	E	GA	1.930	R	A.R 75.SE	AGIP	ZA	M	44°06'36,02''	12°57'33,20''	3148	Sì	Sì
6428	TORRENTE MANNARA 011 DIR	1995	S	NP	1.589	M	COLLE STINCIONE	PETREX	CB	T	41°46'13,84''	02°36'17,32'' E	3195	Sì	No
6444	TORRENTE SALSOLA 004	1995	S	GA	1.197	M	MASSERIA PETRILLI	FIAT-RIMI	FG	T	41°33'20,10''	02°51'47,70'' E	2530	No	No
6570	TRE MOTTE 003 X	1995	E	GA	2.050	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	FE	T	44°35'13,27''	00°17'34,90'' W	3159	No	No
6706	VALLAURIA 001 BIS	1995	E	NP	4.329	R	MONTE LA ROSSA	EDISON GAS	PZ	T	40°34'41,20''	03°06'31,36'' E	3165	No	No
6881	VILLA GRANDE 001	1995	E	NP	3.650	R	TORRENTE MORO	FIAT-RIMI	CH	T	42°18'34,38''	01°58'48,82'' E	3224	Sì	Sì
434	AURORA 001 DIR	1994	E	NP	1.845	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°08'55,21''	12°58'26,25''	3107	No	No
624	BARBARA 087 DIR	1994	S	GA	1.306	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,28''	3126	No	No
625	BARBARA 088 DIR	1994	S	GA	1.273	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,28''	3126	No	No
626	BARBARA 089 DIR	1994	S	GA	1.301	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,28''	3127	No	No
627	BARBARA 090 DIR	1994	S	GA	1.323	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,28''	3127	No	No
628	BARBARA 091 DIR	1994	S	GA	1.260	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,28''	3128	No	No
629	BARBARA 092 DIR	1994	S	GA	1.329	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,28''	3128	No	No
630	BARBARA 093 DIR	1994	S	GA	1.213	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,28''	3129	No	No
631	BARBARA 094 DIR	1994	S	GA	1.325	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,28''	3129	No	No
632	BARBARA 095 DIR	1994	S	GA	1.277	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,28''	3130	No	No
633	BARBARA 096 DIR	1994	S	GA	1.267	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,28''	3130	No	No
634	BARBARA 097 DIR	1994	S	GA	1.319	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,28''	3131	No	No
636	BARBARA 098 DIR	1994	S	GA	1.307	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,14''	3131	No	No
639	BARBARA 099 DIR	1994	S	GA	1.367	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,28''	3132	No	No
641	BARBARA 100 DIR	1994	S	GA	1.280	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,28''	3132	No	No
642	BARBARA 101	1994	S	GA	1.489	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'07,46''	13°45'46,28''	3132	No	No
1042	CALANDRA 001	1994	E	NP	2.500	M	TERTIVERI	AGIP	FG	T	41°34'13,30''	02°43'46,20'' E	3136	No	No
1069	CALPURNIA 003	1994	S	GA	1.190	R	B.R171.AG	AGIP	ZB	M	43°55'03,25''	14°08'26,13''	1964	No	No
1280	CASCINA RIVIERO 001 DIR	1994	E	NP	3.784	R	SEBINO	AGIP	BG	T	45°39'38,00''	02°32'46,00'' W	3122	Sì	Sì
1547	CELLINO 036 DIR	1994	T	GA	1.031	S	CELLINO STOCCAGGIO	EDISON GAS	TE	T	42°35'53,67''	01°25'05,49'' E	3075	No	No
1664	CH4 023	1994	S	GA	540	M	POZZA	CH4	BO	T	44°10'45,00''	01°32'59,00'' W	0	No	No
1791	CLARA EST 008	1994	S	GA	1.324	M	B.C 13.AS	AGIP	ZB	M	43°46'23,33''	14°05'28,62''	1874	No	No
1810	CLARA OVEST 005 DIR A	1994	S	GA	1.679	M	B.C 14.AS	AGIP	ZB	M	43°49'40,90''	13°42'42,00''	2693	No	No
2169	CORTEMAGGIORE 154	1994	M	NP	1.631	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'22,86''	02°33'01,83'' W	3065	No	No
2299	DARIA 005 DIR	1994	S	GA	2.860	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	1435	No	No
2300	DARIA 006 DIR	1994	S	GA	2.600	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	1435	No	No
2301	DARIA 007 DIR	1994	S	NP	2.973	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	3134	No	No
2302	DARIA 007 DIR A	1994	S	GA	2.960	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	3134	No	No
2303	DARIA 008 DIR	1994	S	NP	3.038	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	3144	No	No
2304	DARIA 008 DIR A	1994	S	GA	2.367	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,04''	13°14'57,59''	3144	No	No
2305	DARIA 009 DIR	1994	S	GA	2.749	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	3144	No	No
2307	DARIA 010 DIR	1994	S	NP	3.282	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	623	No	No
2308	DARIA 010 DIR A	1994	S	GA	2.806	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	623	No	No
2309	DARIA 011 DIR	1994	S	GA	2.967	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	3142	No	No
2310	DARIA 012 DIR	1994	S	GA	3.011	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	3142	No	No
2311	DARIA 013 DIR	1994	S	GA	2.280	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	2330	No	No
2313	DARIA 014 DIR	1994	S	GA	2.903	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	2330	No	No
2314	DARIA 015 DIR	1994	S	GA	2.411	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	2479	No	No
2315	DARIA 016 DIR	1994	S	GA	2.133	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'01,00''	13°14'57,60''	2479	No	No
2372	DONATELLA OVEST 002	1994	E	IG	1.830	M	A.C 22.EA	AGIP	ZA	M	45°12'12,02''	12°25'56,55''	3017	No	No
2616	FONTANA DEL BARONE 001	1994	E	NP	2.500	M	ORSINO	PETREX	PZ	T	40°41'17,65''	03°36'24,99'' E	3151	No	No
2735	GAGGIOLA 177	1994	S	GA	610	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'04,00''	01°26'37,00'' W	3164	No	No
2736	GAGGIOLA 178	1994	S	GA	611	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'08,00''	01°26'29,00'' W	3164	No	No
2975	GINEVRA 001	1994	E	NP	3.900	R	A.R 76.RI	AGIP	ZA	M	44°33'27,18''	12°33'25,60''	0	Sì	No
2976	GINEVRA 001 DIR A	1994	E	IG	4.050	R	A.R 76.RI	AGIP	ZA	M	44°33'27,18''	12°33'25,60''	0	Sì	No
3163	ISABELLA 002	1994	E	NP	1.433	R	A.R 81.FR	AGIP	ZA	M	44°57'48,62''	12°58'31,59''	3114	No	No
3505	MARIANGELA 001	1994	E	NP	2.030	C	MARIANGELA	AGIP	ZA	M	45°02'58,93''	12°32'40,54''	2929	Sì	Sì
3506	MARIANGELA 001 DIR A	1994	E	IG	1.950	C	MARIANGELA	AGIP	ZA	M	45°02'58,93''	12°32'40,54''	2929	Sì	Sì
3582	MASSERIA GAROFALO 001 DIR	1994	E	NP	1.704	M	COLLE STINCIONE	PETREX	CB	T	41°47'58,74''	02°35'06,57'' E	3152	Sì	No
3606	MASSERIA VINCELLI 001	1994	E	GA	2.354	R	TORRENTE CIGNO	FIAT-RIMI	CB	T	41°47'15,72''	02°30'24,80'' E	3117	No	No
3861	MONTE ALPI OVEST 001	1994	E	OL	3.494	M	GRUMENTO NOVA	AGIP	PZ	T	40°19'38,80''	03°26'37,50'' E	3173	No	No
3902	MONTE ENOC 001	1994	E	OL	4.300	M	CALDAROSA	AGIP	PZ	T	40°22'16,00''	03°27'51,00'' E	3137	No	No
3966	MONTECOSARO 003 DIR	1994	S	GA	1.076	M	PORTO CIVITANOVA	SPI	MC	T	43°18'43,80''	01°12'01,40'' E	2758	No	No
3986	MONTELUPONE 001	1994	E	NP	1.740	R	MONTEFANO	PETREX	MC	T	43°20'41,35''	01°03'36,94'' E	3154	Sì	Sì
4032	MONTESTILLO 022	1994	S	GA	2.072	M	TERTIVERI	AGIP	FG	T	41°30'08,00''	02°46'44,60'' E	3178	No	No
4034	MONTESTILLO 024 DIR	1994	S	GA	1.867	M	TERTIVERI	AGIP	FG	T	41°29'42,50''	02°46'53,32'' E	3178	No	No
4059	MORENA 001	1994	E	GA	2.080	M	A.C 28.EA	AGIP	ZA	M	44°13'49,31''	12°28'58,00''	667	No	No
4061	MORGANA 001 DIR	1994	E	IG	3.628	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°19'58,21''	12°31'15,67''	3143	No	No
4062	MORGANA 001 DIR A	1994	E	NP	3.130	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°19'58,21''	12°31'15,67''	3143	No	No
4792	PORTO GARIBALDI 036 DIR	1994	S	GA	4.164	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°28'39,02''	12°32'46,63''	1438	No	No
4793	PORTO GARIBALDI 037 DIR	1994	S	GA	4.163	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°28'39,02''	12°32'46,63''	1438	No	No
4794	PORTO GARIBALDI 038 DIR	1994	S	GA	4.164	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°28'39,02''	12°32'46,63''	1440	No	No
4795	PORTO GARIBALDI 039 DIR	1994	S	NP	4.218	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°28'39,02''	12°32'46,63''	3108	No	No
4796	PORTO GARIBALDI 039 DIR A	1994	S	GA	4.165	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°28'39,02''	12°32'46,63''	3108	No	No
4797	PORTO GARIBALDI 040 DIR	1994	S	GA	4.181	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°28'39,02''	12°32'46,63''	1440	No	No
4798	PORTO GARIBALDI 041 DIR	1994	S	GA	4.184	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°28'39,02''	12°32'46,63''	1441	No	No
4799	PORTO GARIBALDI 042 DIR	1994	S	GA	4.173	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°28'39,02''	12°32'46,63''	1441	No	No
4800	PORTO GARIBALDI 043 DIR	1994	S	GA	4.166	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°28'39,02''	12°32'46,63''	1448	No	No
4801	PORTO GARIBALDI 044 DIR	1994	S	GA	4.178	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°28'39,02''	12°32'46,63''	1448	No	No
4802	PORTO GARIBALDI 045 DIR	1994	S	GA	4.158	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°28'39,02''	12°32'46,63''	1822	No	No
4803	PORTO GARIBALDI 046 DIR	1994	S	GA	4.168	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°28'39,02''	12°32'46,63''	1822	No	No
4804	PORTO GARIBALDI 047 DIR	1994	S	GA	3.654	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°28'39,02''	12°32'46,63''	1823	No	No
5577	S.GENESIO 001	1994	E	NP	6.150	R	BASIGLIO	AGIP	PV	T	45°13'45,10''	03°15'34,80'' W	3113	Sì	No
5649	S.MARCO 003 DIR	1994	S	GA	2.742	M	S. MARCO	EDISON GAS	AP	T	43°12'22,70''	01°15'36,00'' E	3009	No	No
5919	SALGASTRI 0180	1994	S	GA	762	X	SALGASTRI	LAZZI GAS	BO	T	44°09'57,00''	01°29'54,00'' W	3231	No	No
5984	SAUDONE 001 DIR	1994	E	NP	2.041	M	MACCHIA DI PIERNO	AGIP	FG	T	41°18'45,25''	03°00'08,00'' E	1434	No	No
6356	TIVOLESI 001	1994	E	NP	1.760	M	SAN BASILE	PETREX	CH	T	42°16'10,12''	01°50'15,16'' E	3147	No	No
6586	TRECATE 014 DIR B	1994	S	OL	5.500	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'36,50''	03°42'04,00'' W	3078	No	No
6589	TRECATE 018	1994	E	OL	5.670	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	MI	T	45°27'38,00''	03°38'46,50'' W	3087	No	No
6597	TRECATE 024 DIR	1994	S	IS	5.693	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'23,00''	03°42'27,50'' W	0	No	No
6705	VALLAURIA 001	1994	E	IS	484	R	MONTE LA ROSSA	EDISON GAS	PZ	T	40°34'41,20''	03°06'31,20'' E	3165	No	No
6883	VILLA PAVONE 001	1994	E	NP	1.362	M	MACERATA	SPI	MC	T	43°19'11,00''	01°11'08,00'' E	3101	No	No
83	AGOSTINO 042 DIR	1993	S	GA	3.742	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°31'51,36''	12°30'55,88''	3038	No	No
87	AGOSTINO 046 DIR	1993	S	GA	3.748	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°31'51,36''	12°30'55,88''	3040	No	No
89	AGOSTINO 048 DIR	1993	S	GA	3.745	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°31'51,36''	12°30'55,88''	3041	No	No
217	AMELIA 047 DIR	1993	S	GA	4.214	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'25,96''	12°39'41,07''	3045	No	No
218	AMELIA 048 DIR	1993	S	GA	4.233	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'25,96''	12°39'41,07''	3046	No	No
343	AQUILA 002	1993	S	IS	2.008	M	F.C 2.AG	AGIP	ZF	M	40°55'46,25''	18°19'38,48''	3085	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
344	AQUILA 002 BIS	1993	S	OL	4.224	M	F.C 2.AG	AGIP	ZF	M	40°55'46,46''	18°19'37,53''	3135	No	No
345	AQUILA 002 BIS DIR A	1993	S	OL	3.953	M	F.C 2.AG	AGIP	ZF	M	40°55'46,46''	18°19'37,53''	3135	No	No
455	BACCARINI 001 DIR	1993	E	NP	2.209	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°29'43,00''	00°11'06,80'' W	3097	No	No
812	BOMBIANA 005	1993	S	GA	642	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'10,00''	01°26'56,00'' W	3119	No	No
845	BONAPARTE 001 DIR	1993	E	NP	1.330	R	MONTE CANEPINO	SPI	MC	T	43°20'37,00''	01°11'44,00'' E	3098	Sì	Sì
889	BOSCO ROSSO 001	1993	E	NP	5.446	C	BOSCO ROSSO	AGIP	PR	T	44°55'07,50''	01°58'43,50'' W	3105	Sì	Sì
1008	CA' BELLAVISTA 175	1993	S	GA	579	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'05,00''	01°31'21,00'' W	3124	No	No
1170	CANDIANO 001 DIR	1993	E	NP	2.806	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°26'17,80''	00°13'41,80'' W	3050	No	No
1229	CARGNACCO 001	1993	E	NP	7.250	C	CARGNACCO	AGIP	UD	T	45°59'52,00''	00°47'00,45'' E	3158	Sì	Sì
1546	CELLINO 035	1993	T	GA	1.045	S	CELLINO STOCCAGGIO	EDISON GAS	TE	T	42°35'57,98''	01°25'13,21'' E	3075	No	No
1597	CERVARO 001	1993	E	IG	1.310	R	LA QUERCIA	AGIP	FG	T	41°21'35,50''	03°06'01,00'' E	2076	Sì	Sì
1636	CERVIA MARE 031 DIR	1993	S	GA	4.293	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°18'03,49''	12°38'24,99''	3007	No	No
1637	CERVIA MARE 032 DIR	1993	S	GA	3.775	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°18'03,49''	12°38'24,99''	3071	No	No
1638	CERVIA MARE 033 DIR	1993	S	GA	3.663	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°18'03,49''	12°38'24,99''	3059	No	No
1639	CERVIA MARE 034 DIR	1993	S	GA	3.638	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°18'03,49''	12°38'24,99''	3059	No	No
1640	CERVIA MARE 035 DIR	1993	S	GA	3.650	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°18'03,49''	12°38'24,99''	3072	No	No
1641	CERVIA MARE 036 DIR	1993	S	GA	3.270	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°18'03,49''	12°38'24,99''	3076	No	No
1642	CERVIA MARE 037 DIR	1993	S	GA	4.290	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°18'03,49''	12°38'24,99''	3068	No	No
1643	CERVIA MARE 038 DIR	1993	S	GA	4.276	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°18'03,49''	12°38'24,99''	3077	No	No
1644	CERVIA MARE 039 DIR	1993	S	GA	3.867	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°18'03,49''	12°38'24,99''	3077	No	No
1798	CLARA NORD 002	1993	E	GA	1.620	M	B.C 13.AS	AGIP	ZB	M	43°56'03,70''	13°58'38,30''	2078	No	No
1822	CLORINDA 002	1993	E	GA	1.832	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°52'00,24''	14°24'43,22''	2892	No	No
2033	CORTE MEZZO 001	1993	E	IG	2.504	R	VALLI DI COMACCHIO	AGIP	FE	T	44°45'28,10''	00°25'36,00'' W	3086	Sì	Sì
2177	COSTA MOLINA OVEST 001 DIR	1993	E	OL	3.700	M	COSTA MOLINA	AGIP	PZ	T	40°19'41,80''	03°30'11,80'' E	3089	No	No
2371	DONATELLA OVEST 001	1993	E	GA	1.930	M	A.C 23.EA	AGIP	ZA	M	45°09'16,50''	12°27'39,59''	3017	No	No
2455	EMMA 011X	1993	A	GA	3.018	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°48'30,15''	14°22'37,20''	3091	No	No
2734	GAGGIOLA 176	1993	S	GA	804	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'01,00''	01°26'46,00'' W	3120	No	No
3157	IRMINIO 003 LD	1993	S	OL	2.419	R	DONNALUCATA	IRMINIO	RG	T	36°49'19,42''	02°12'10,66'' E	0	No	No
3159	IRMINIO 005	1993	S	NP	2.695	X	IRMINIO	IRMINIO	RG	T	36°49'23,93''	02°12'15,34'' E	0	No	No
3212	LAMA DEI CERRI 001	1993	E	IS	5.811	R	BAGNONE	AGIP	MS	T	44°27'04,00''	02°32'10,00'' W	3047	Sì	Sì
3477	MANDRIOLE 001	1993	E	NP	1.401	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°34'08,00''	00°12'05,00'' W	3063	No	No
3526	MARTINO 001 DIR	1993	E	GA	1.409	M	SAN BASILE	PETREX	CH	T	42°15'46,20''	01°51'32,90'' E	3084	No	No
3585	MASSERIA PEPE 001 DIR A	1993	E	GA	1.281	M	ORSINO	PETREX	PZ	T	40°44'32,50''	03°38'50,00'' E	2708	No	No
3687	MILLI 001	1993	E	NP	1.909	R	B.R224.SE	EDISON GAS	ZB	M	42°56'52,55''	14°26'06,45''	3074	Sì	Sì
3851	MONTE ALPI 003 DIR	1993	S	OL	3.590	M	GRUMENTO NOVA	PETREX	PZ	T	40°18'54,50''	03°29'04,00'' E	3083	No	No
3988	MONTENUOVO 001	1993	E	NP	3.981	M	MACERATA	SPI	MC	T	43°19'44,66''	01°09'09,19'' E	3099	No	No
4090	NADIA 001	1993	E	GA	1.640	M	A.C 16.AG	AGIP	ZA	M	45°03'57,70''	12°50'27,26''	3096	No	No
4278	PALMORI 004	1993	S	GA	1.201	M	MASSERIA ACQUASALSA	PETREX	FG	T	41°30'55,00''	02°55'07,50'' E	3121	No	No
4787	PORTO GARIBALDI 032 DIR	1993	S	GA	3.396	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°31'51,36''	12°30'55,88''	3036	No	No
4789	PORTO GARIBALDI 033 DIR	1993	S	GA	3.734	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°31'51,36''	12°30'55,88''	3036	No	No
4790	PORTO GARIBALDI 034 DIR	1993	S	GA	3.412	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°31'51,36''	12°30'55,88''	3037	No	No
4791	PORTO GARIBALDI 035 DIR	1993	S	GA	3.418	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°31'51,36''	12°30'55,88''	3037	No	No
5088	REBECCA 001	1993	E	GA	1.192	R	A.R 80.AG	AGIP	ZA	M	45°17'28,16''	12°46'09,17''	3018	No	No
5107	REGGENTE 017 OR	1993	S	GA	1.110	M	REGGENTE	PETREX	FG	T	41°25'24,40''	02°54'01,50'' E	3111	No	No
5570	S.FELE 001	1993	E	NP	5.315	R	MONTE CARUSO	TEXACO	PZ	T	40°47'18,08''	03°07'28,23'' E	3094	Sì	Sì
5917	SALETTA 001	1993	E	NP	1.412	R	MONTEFANO	PETREX	MC	T	43°23'21,50''	01°01'06,00'' E	3092	Sì	Sì
5991	SCANDIANO 001	1993	E	GA	1.700	M	ARCETO	AGIP	RE	T	44°36'34,00''	01°43'02,00'' W	3027	Sì	No
6162	SETTALA 025 DIR	1993	S	GA	1.263	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'06,00''	03°02'37,00'' W	2904	No	No
6163	SETTALA 026 DIR	1993	S	GA	1.268	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'06,00''	03°02'37,00'' W	2904	No	No
6164	SETTALA 027 DIR	1993	S	GA	1.268	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'06,00''	03°02'37,00'' W	2928	No	No
6165	SETTALA 028 DIR	1993	S	GA	1.269	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'06,00''	03°02'37,00'' W	2928	No	No
6171	SETTEFINESTRE SUD 001 DIR	1993	E	NP	1.009	M	SETTEFINESTRE	PETREX	MC	T	43°24'57,30''	01°01'14,20'' E	3118	No	No
6183	SIMONETTA 001	1993	A	GA	2.553	M	B.C 5.AS	AGIP	ZB	M	42°33'32,49''	14°11'02,02''	3141	No	No
6284	SQUALO 008 X DIR	1993	A	GA	2.931	M	B.C 9.AS	AGIP	ZB	M	42°42'26,00''	14°15'01,00''	3123	No	No
6394	TORRAZZA 001	1993	E	NP	1.456	C	TORRAZZA	AGIP	RA	T	44°22'25,28''	00°09'37,12'' W	3049	Sì	Sì
6443	TORRENTE SALSOLA 003	1993	E	GA	1.363	M	MASSERIA PETRILLI	FIAT-RIMI	FG	T	41°32'50,88''	02°51'58,32'' E	2530	No	No
6571	TRE QUERCE 001 DIR	1993	E	GA	1.499	M	SAN BASILE	PETREX	CH	T	42°15'34,50''	01°49'43,50'' E	3112	No	No
6578	TRECATE 007 DIR A	1993	S	NP	6.184	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'05,50''	03°42'55,00'' W	3026	No	No
6579	TRECATE 008	1993	S	OL	6.250	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°28'21,00''	03°42'26,50'' W	3066	No	No
6585	TRECATE 014 DIR	1993	S	OG	6.241	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'36,50''	03°42'04,00'' W	3078	No	No
6598	TRECATE 027 DIR	1993	E	OL	5.685	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°28'40,50''	03°41'23,00'' W	3067	No	No
6644	TRIBIANO 001	1993	E	GA	2.226	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°25'00,58''	03°04'05,66'' W	3100	No	No
6901	VILLAFORTUNA 011	1993	E	OL	6.083	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°28'54,50''	03°43'46,00'' W	3093	No	No
6937	VIVIANA 002	1993	A	NP	2.470	M	B.C 5.AS	AGIP	ZB	M	42°38'00,40''	14°09'56,16''	3060	No	No
6946	VOLANO 001 DIR	1993	E	NP	3.352	M	MANARA	AGIP	FE	T	44°45'54,32''	00°12'20,94'' W	3028	No	No
23	ADA 006	1992	S	NP	1.510	M	A.C 9.AG	AGIP	ZA	M	45°12'37,12''	12°34'41,05''	1466	No	No
33	AGNESE 001	1992	E	GA	3.830	M	A.C 31.EA	AGIP	ZA	M	44°35'37,40''	12°19'09,50''	2977	No	No
71	AGOSTINO 030 DIR	1992	S	GA	3.756	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'47,47''	12°29'41,13''	2991	No	No
72	AGOSTINO 031 DIR	1992	S	GA	3.740	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'47,47''	12°29'41,13''	2991	No	No
73	AGOSTINO 032 DIR	1992	S	GA	3.750	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'47,47''	12°29'41,13''	2992	No	No
74	AGOSTINO 033 DIR	1992	S	GA	3.417	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'47,47''	12°29'41,13''	2992	No	No
75	AGOSTINO 034 DIR	1992	S	GA	3.750	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'47,47''	12°29'41,13''	2993	No	No
76	AGOSTINO 035 DIR	1992	S	GA	3.422	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'47,47''	12°29'41,13''	2993	No	No
77	AGOSTINO 036 DIR	1992	S	GA	3.750	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'47,47''	12°29'41,13''	2994	No	No
78	AGOSTINO 037 DIR	1992	S	GA	3.752	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'47,47''	12°29'41,13''	2994	No	No
79	AGOSTINO 038 DIR	1992	S	GA	3.419	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'47,47''	12°29'41,13''	2995	No	No
80	AGOSTINO 039 DIR	1992	S	GA	3.753	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'47,47''	12°29'41,13''	2995	No	No
81	AGOSTINO 040 DIR	1992	S	GA	3.416	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'47,47''	12°29'41,13''	2996	No	No
82	AGOSTINO 041	1992	S	GA	3.782	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'47,47''	12°29'41,13''	2996	No	No
84	AGOSTINO 043 DIR	1992	S	GA	3.741	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°31'51,36''	12°30'55,88''	3038	No	No
85	AGOSTINO 044 DIR	1992	S	GA	3.745	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°31'51,36''	12°30'55,88''	3039	No	No
86	AGOSTINO 045 DIR	1992	S	GA	3.746	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°31'51,36''	12°30'55,88''	3039	No	No
88	AGOSTINO 047 DIR	1992	S	GA	3.737	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°31'51,36''	12°30'55,88''	3040	No	No
90	AGOSTINO 049 DIR	1992	S	GA	3.742	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°31'51,36''	12°30'55,88''	3041	No	No
190	AMELIA 021	1992	S	GA	3.853	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'24,64''	12°39'44,43''	3021	No	No
197	AMELIA 028 DIR	1992	S	GA	4.215	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'22,65''	12°39'46,81''	3029	No	No
198	AMELIA 029 DIR	1992	S	GA	3.827	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'22,65''	12°39'46,81''	3029	No	No
200	AMELIA 031 DIR	1992	S	GA	3.822	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'22,65''	12°39'46,81''	3030	No	No
203	AMELIA 033 DIR	1992	S	GA	3.884	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'22,65''	12°39'46,81''	3032	No	No
204	AMELIA 034 DIR	1992	S	GA	4.206	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'22,65''	12°39'46,81''	3032	No	No
205	AMELIA 035 DIR	1992	S	GA	3.911	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'22,65''	12°39'46,81''	3033	No	No
206	AMELIA 036 DIR	1992	S	GA	3.879	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'22,65''	12°39'46,81''	3033	No	No
207	AMELIA 037 DIR	1992	S	GA	4.202	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'22,65''	12°39'46,81''	3034	No	No
208	AMELIA 038 DIR	1992	S	GA	4.209	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'22,65''	12°39'46,81''	3034	No	No
209	AMELIA 039 DIR	1992	S	GA	3.896	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'22,65''	12°39'46,81''	3035	No	No
210	AMELIA 040 DIR	1992	S	GA	3.862	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'25,96''	12°39'41,07''	3042	No	No
211	AMELIA 041 DIR	1992	S	GA	3.865	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'25,96''	12°39'41,07''	3042	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
212	AMELIA 042 DIR	1992	S	GA	3.860	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'25,96''	12°39'41,07''	3043	No	No
213	AMELIA 043 DIR	1992	S	GA	3.869	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'25,96''	12°39'41,07''	3043	No	No
214	AMELIA 044	1992	S	GA	4.210	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'25,96''	12°39'41,07''	3044	No	No
215	AMELIA 045 DIR	1992	S	GA	3.855	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'25,96''	12°39'41,07''	3044	No	No
216	AMELIA 046 DIR	1992	S	GA	3.860	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'25,96''	12°39'41,07''	3045	No	No
338	ANZANO TARZO 001	1992	E	GA	1.407	R	TARZO	FIAT-RIMI	TV	T	45°59'19,80''	00°07'00,90'' W	3014	No	No
600	BARBARA 072 DIR	1992	S	GA	1.287	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	3000	No	No
601	BARBARA 073 DIR	1992	S	GA	1.370	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	3000	No	No
603	BARBARA 074 DIR	1992	S	GA	1.327	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	3001	No	No
604	BARBARA 075 DIR	1992	S	GA	1.288	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	3001	No	No
605	BARBARA 076 DIR	1992	S	GA	1.330	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	3002	No	No
607	BARBARA 077 DIR	1992	S	GA	1.352	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	3002	No	No
608	BARBARA 078 DIR	1992	S	GA	1.450	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	2920	No	No
610	BARBARA 079 DIR	1992	S	GA	1.326	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	2920	No	No
612	BARBARA 080 DIR	1992	S	GA	1.303	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	3003	No	No
614	BARBARA 081 DIR	1992	S	GA	1.331	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	3003	No	No
615	BARBARA 082 DIR	1992	S	GA	1.257	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	2989	No	No
616	BARBARA 083 DIR	1992	S	GA	1.290	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	2989	No	No
618	BARBARA 084 DIR	1992	S	GA	1.330	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	3005	No	No
621	BARBARA 085 DIR	1992	S	GA	1.251	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	3005	No	No
623	BARBARA 086	1992	S	GA	1.336	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'47,79''	13°47'29,99''	2921	No	No
660	BARBARA NORD OVEST 004	1992	E	GA	1.810	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°06'22,27''	13°37'17,66''	2979	No	No
810	BOMBIANA 003	1992	E	GA	671	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'19,00''	01°27'02,00'' W	3119	No	No
811	BOMBIANA 004	1992	S	GA	656	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'43,00''	01°27'12,00'' W	3119	No	No
918	BRIGNANO 002	1992	E	NP	6.947	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°34'08,00''	02°47'51,37'' W	3048	Sì	No
983	BURRACCIONE 001	1992	E	GA	1.868	M	IL SALICE	PETREX	MT	T	40°21'39,03''	04°12'58,99'' E	2942	No	No
1168	CANDELA 055 DIR	1992	S	GA	1.168	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°14'29,50''	02°57'21,20'' E	3056	No	No
1179	CANTONI 001	1992	E	NP	4.780	C	CANTONI	AGIP	CR	T	45°01'56,70''	02°08'13,00'' W	2999	Sì	Sì
1237	CAROLA 002	1992	E	GA	2.572	R	A.R 68.RI	AGIP	ZA	M	44°45'49,00''	12°41'31,60''	2425	No	No
1332	CASTEL GABBIANO 001	1992	E	NP	1.455	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°28'40,90''	02°43'06,80'' W	2947	Sì	No
1555	CERANO 001	1992	E	NP	7.329	R	NOVARA	AGIP	NO	T	45°23'02,00''	03°38'33,50'' W	2912	No	No
1579	CERRO FALCONE 001	1992	E	OL	4.380	R	MONTE SIRINO	PETREX	PZ	T	40°27'34,00''	03°20'58,00'' E	2958	No	No
1580	CERRO FALCONE 001 DIR A	1992	E	OL	3.438	R	MONTE SIRINO	PETREX	PZ	T	40°27'34,00''	03°20'58,00'' E	2958	No	No
1633	CERVIA MARE 028 DIR	1992	S	GA	3.833	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'39,00''	12°38'23,00''	3006	No	No
1634	CERVIA MARE 029 DIR	1992	S	GA	3.382	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'39,00''	12°38'23,00''	3006	No	No
1635	CERVIA MARE 030 DIR	1992	S	GA	3.845	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'39,00''	12°38'23,00''	3007	No	No
1645	CERVIA MARE 040 DIR	1992	S	GA	3.435	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°18'18,57''	12°37'38,90''	3008	No	No
1646	CERVIA MARE 041 DIR	1992	S	GA	3.437	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°18'18,57''	12°37'38,90''	3008	No	No
1648	CERVIA MARE 042 DIR	1992	S	GA	3.456	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°18'18,57''	12°37'38,90''	3012	No	No
1819	CLAUDIA 001	1992	E	GA	1.976	R	A.R 59.AG	AGIP	ZA	M	44°40'05,28''	13°04'09,50''	2974	Sì	Sì
2030	CORREGGIO 040 DIR	1992	S	MG	1.356	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'10,50''	01°44'24,80'' W	2886	Sì	No
2166	CORTEMAGGIORE 126 DIR	1992	T	GA	1.550	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'37,00''	02°30'25,00'' W	2988	No	No
2167	CORTEMAGGIORE 127	1992	S	NP	1.606	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'24,00''	02°32'40,50'' W	2988	No	No
2168	CORTEMAGGIORE 134 DIR	1992	S	GA	2.167	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'34,80''	02°29'51,40'' W	3065	No	No
2318	DARIA SUD EST 001	1992	E	NP	3.172	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°02'13,83''	13°17'31,10''	2980	No	No
2340	DEMETRA 003	1992	E	NP	1.340	M	A.C 16.AG	AGIP	ZA	M	45°05'59,29''	12°55'44,51''	2970	No	No
2352	DIDONE 001	1992	E	GA	1.550	M	B.C 20.AS	AGIP	ZB	M	43°37'52,84''	14°15'47,50''	2981	No	No
2370	DONATELLA 003	1992	E	GA	1.900	M	A.C 23.EA	AGIP	ZA	M	45°08'09,30''	12°32'22,67''	2878	No	No
2380	DOROTEA 003	1992	E	GA	1.593	R	A.R 72.PI	SPI	ZA	M	45°08'37,90''	12°45'09,80''	2287	No	No
2409	DOSSO DEGLI ANGELI 028 DIR	1992	S	GA	3.829	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'34,20''	00°12'16,90'' W	3069	No	No
2410	DOSSO DEGLI ANGELI 029 DIR	1992	S	GA	3.843	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'34,20''	00°12'16,90'' W	3069	No	No
2411	DOSSO DEGLI ANGELI 030 DIR	1992	S	GA	3.833	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'34,20''	00°12'16,90'' W	3070	No	No
2412	DOSSO DEGLI ANGELI 031 DIR	1992	S	GA	3.879	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'34,20''	00°12'16,90'' W	3070	No	No
2435	ELEONORA 11X	1992	E	NP	3.325	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°50'27,55''	14°09'33,75''	2965	No	No
2442	ELSA 001	1992	E	OL	4.841	R	B.R214.RI	AGIP	ZB	M	42°25'00,40''	14°27'06,49''	3011	Sì	Sì
2563	FILETTO 001	1992	E	NP	2.214	R	LUGO	AGIP	RA	T	44°19'21,80''	00°22'42,50'' W	2944	Sì	Sì
2564	FILETTO 001 DIR A	1992	E	NP	2.330	R	LUGO	AGIP	RA	T	44°19'21,80''	00°22'42,50'' W	2944	Sì	Sì
2698	FRASCAROSSA 001	1992	E	NP	2.450	R	TEMPA PETROLLA	SELM	MT	T	40°21'48,65''	04°03'35,04'' E	3010	Sì	Sì
2997	GIOVANNA 009 DIR	1992	S	GA	1.813	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,32''	14°27'50,62''	2895	No	No
3002	GIOVANNA 014 DIR	1992	S	GA	1.641	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,32''	14°27'50,62''	2897	No	No
3005	GIOVANNA 017 DIR	1992	S	GA	1.570	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,32''	14°27'50,62''	2961	No	No
3108	GUDO GAMBAREDO 001 DIR	1992	E	NP	1.934	R	BASIGLIO	AGIP	MI	T	45°23'08,38''	03°19'42,52'' W	2926	Sì	No
3521	MARSILIO 001	1992	E	NP	1.380	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°34'32,50''	03°52'12,00'' E	2948	No	No
3600	MASSERIA SPAVENTO 006 DIR	1992	S	GA	1.425	M	MASSERIA SPAVENTO	EDISON GAS	PZ	T	41°04'04,45''	03°15'04,28'' E	3016	Sì	No
3601	MASSERIA SPAVENTO 007 DIR	1992	S	GA	1.599	M	MASSERIA SPAVENTO	EDISON GAS	PZ	T	41°04'04,45''	03°15'04,28'' E	3016	Sì	No
3602	MASSERIA SPAVENTO 008 DIR	1992	S	GA	1.462	M	MASSERIA SPAVENTO	EDISON GAS	PZ	T	41°04'04,45''	03°15'04,28'' E	3016	Sì	No
3852	MONTE ALPI 004 X	1992	E	OL	3.750	M	GRUMENTO NOVA	PETREX	PZ	T	40°18'41,50''	03°27'58,00'' E	3061	No	No
3860	MONTE ALPI NORD 001	1992	S	OG	3.850	M	CALDAROSA	AGIP	PZ	T	40°20'07,40''	03°28'51,10'' E	3082	No	No
3882	MONTE CANTIERE 014	1992	S	GA	305	M	MONTE CANTIERE	SIAM	MO	T	44°16'14,00''	01°47'20,00'' W	2968	No	No
3900	MONTE DELLE VIGNE 001 DIR	1992	E	GA	1.762	R	SERRAVALLE	SPI	PR	T	44°41'10,43''	02°19'11,00'' W	2997	No	No
4029	MONTESTILLO 019 DIR	1992	S	GA	2.410	M	TERTIVERI	AGIP	FG	T	41°29'51,00''	02°46'43,00'' E	2953	No	No
4031	MONTESTILLO 021 DIR	1992	S	GA	2.590	M	TERTIVERI	AGIP	FG	T	41°29'51,00''	02°46'43,00'' E	2964	No	No
4306	PASSATEMPO 001	1992	E	GA	1.100	M	SETTEFINESTRE	PETREX	AN	T	43°26'36,00''	01°00'18,00'' E	2941	No	No
4328	PENNINA 008 X	1992	S	NP	2.736	M	B.C 15.AV	AGIP	ZB	M	43°01'09,01''	14°09'34,85''	3090	No	No
4473	PISTICCI 035	1992	S	GA	1.603	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°25'48,00''	04°01'31,00'' E	2908	No	No
4562	POLICORO 001 BIS DIR	1992	E	GA	1.004	M	POLICORO	SPI	MT	T	40°13'51,00''	04°12'56,50'' E	2939	No	No
4842	PORTOCANNONE 031	1992	S	GA	720	M	COLLE DI LAURO	EDISON GAS	CB	T	41°53'01,62''	02°27'57,66'' E	2714	No	No
4861	PREZIOSO 006 DIR A	1992	S	OL	4.955	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'31,11''	14°02'42,38''	2747	No	No
4868	PREZIOSO 012 DIR	1992	S	OL	5.077	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'31,04''	14°02'42,30''	2932	No	No
4888	QUERCIA BELLA 001	1992	E	NP	2.331	M	MONTIGNANO	ELF	AN	T	43°37'53,83''	00°47'31,26'' E	2913	No	No
5374	ROSANNA 003	1992	S	NP	1.780	M	A.C 14.AS	AGIP	ZA	M	44°53'23,39''	12°50'44,68''	2990	No	No
5413	ROSPO MARE 328 DIR	1992	S	OL	1.378	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°14'06,67''	14°55'54,75''	3013	No	No
5414	ROSPO MARE 329 DIR	1992	S	OL	1.373	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°14'06,05''	14°55'54,83''	3095	No	No
5415	ROSPO MARE 330 DIR	1992	S	OL	1.418	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°14'06,08''	14°55'54,66''	3095	No	No
5416	ROSPO MARE 331 DIR	1992	S	OL	1.374	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°14'05,98''	14°55'54,90''	3103	No	No
5417	ROSPO MARE 332 DIR	1992	S	OL	1.380	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°14'06,23''	14°55'54,98''	3103	No	No
5418	ROSPO MARE 333 DIR	1992	S	OL	1.370	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°14'05,99''	14°55'54,85''	3104	No	No
5419	ROSPO MARE 334 DIR	1992	S	OL	1.410	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°14'06,90''	14°55'54,57''	3104	No	No
5420	ROSPO MARE 335 DIR	1992	S	OL	1.370	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°14'05,02''	14°55'54,73''	3106	No	No
5421	ROSPO MARE 336 DIR	1992	S	OL	1.371	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°14'06,18''	14°55'54,87''	3106	No	No
5485	RUSSI 001 DIR	1992	E	NP	2.204	C	RUSSI	AGIP	RA	T	44°21'09,40''	00°24'37,00'' W	2967	Sì	Sì
5506	S.ANTONIO 003 DIR	1992	S	NP	1.274	M	S. ANDREA	FIAT-RIMI	TV	T	45°58'32,51''	00°08'15,08'' W	3052	No	No
5648	S.MARCO 002 DIR	1992	S	GA	2.642	M	S. MARCO	EDISON GAS	AP	T	43°12'22,80''	01°15'35,90'' E	3009	No	No
6978	S.MAURO 002 DIR	1992	E	GA	1.087	M	S. MAURO	FINA	TE	T	42°42'15,69''	01°22'36,75'' E	2506	No	No
5731	S.POLO 001 DIR	1992	E	NP	1.367	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°58'49,30''	02°44'03,70'' W	2946	Sì	No
5796	S.SALVO 050 DIR	1992	T	GA	1.240	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'11,88''	02°12'12,45'' E	3139	No	No
5797	S.SALVO 051 DIR	1992	T	GA	1.219	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'11,88''	02°12'12,45'' E	3139	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
5798	S.SALVO 052 DIR	1992	T	GA	1.219	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'11,88''	02°12'12,45'' E	3139	No	No
5799	S.SALVO 053 DIR	1992	T	GA	1.219	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'11,88''	02°12'12,45'' E	3140	No	No
5800	S.SALVO 054 DIR	1992	T	GA	1.219	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'11,88''	02°12'12,45'' E	3140	No	No
5801	S.SALVO 055 DIR	1992	T	GA	1.219	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'13,63''	02°12'10,50'' E	3140	No	No
5802	S.SALVO 056 DIR	1992	T	GA	1.219	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'13,63''	02°12'10,50'' E	1082	No	No
5803	S.SALVO 057 DIR	1992	T	GA	1.219	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'13,63''	02°12'10,50'' E	1082	No	No
5804	S.SALVO 058 DIR	1992	T	GA	1.219	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'13,63''	02°12'10,50'' E	3053	No	No
5805	S.SALVO 059 DIR	1992	T	GA	1.219	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'13,63''	02°12'10,50'' E	3053	No	No
5806	S.SALVO 060 DIR	1992	T	GA	1.185	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'47,60''	02°13'24,90'' E	3081	No	No
5807	S.SALVO 061 DIR	1992	T	GA	1.185	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'47,60''	02°13'24,90'' E	3081	No	No
5808	S.SALVO 062 DIR	1992	T	GA	1.196	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'47,60''	02°13'24,90'' E	3088	No	No
5809	S.SALVO 063 DIR	1992	T	GA	1.184	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'49,74''	02°13'24,73'' E	3088	No	No
5810	S.SALVO 064 DIR	1992	T	GA	1.187	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'49,74''	02°13'24,73'' E	3102	No	No
5811	S.SALVO 065 DIR	1992	T	GA	1.183	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'49,70''	02°13'24,70'' E	3102	No	No
5812	S.SALVO 066 DIR	1992	T	GA	1.199	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'49,70''	02°13'24,70'' E	3109	No	No
5813	S.SALVO 067 DIR	1992	T	GA	1.196	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'49,70''	02°13'24,70'' E	3109	No	No
5815	S.SALVO 069 DIR	1992	T	GA	1.145	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'40,61''	02°14'05,26'' E	3110	No	No
5816	S.SALVO 070 DIR	1992	T	GA	1.184	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'40,60''	02°14'05,20'' E	3115	No	No
5817	S.SALVO 071 DIR	1992	T	GA	1.170	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'40,60''	02°14'05,20'' E	3115	No	No
5818	S.SALVO 072 DIR	1992	T	GA	1.183	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'39,63''	02°14'08,04'' E	3116	No	No
5819	S.SALVO 073 DIR	1992	T	GA	1.168	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'39,63''	02°14'08,04'' E	3116	No	No
5820	S.SALVO 074 DIR	1992	T	GA	1.167	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'39,63''	02°14'08,04'' E	3116	No	No
5821	S.SALVO 075 DIR	1992	T	GA	1.187	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'39,63''	02°14'08,04'' E	3133	No	No
5822	S.SALVO 076	1992	T	GA	1.176	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'39,63''	02°14'08,04'' E	3133	No	No
5823	S.SALVO 077 DIR	1992	T	GA	1.182	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'40,60''	02°14'05,20'' E	3133	No	No
5824	S.SALVO 079 DIR	1992	T	GA	1.219	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'13,86''	02°12'10,16'' E	3064	No	No
6319	TAURO 001	1992	E	GA	1.245	M	POLICORO	SPI	MT	T	40°13'52,10''	04°14'58,40'' E	2940	No	No
6332	TEMPA ROSSA 001 DIR ST-TER	1992	E	OL	5.310	R	LAURENZANA	FINA	PZ	T	40°25'14,74''	03°36'49,69'' E	3051	No	No
6400	TORREBIANCA 001	1992	E	GA	1.600	M	S. CATERINA TORTORELLA	PETREX	FG	T	41°26'16,90''	02°58'42,06'' E	2943	No	No
6431	TORRENTE RIGLIO 001 DIR	1992	E	GA	3.823	M	TORRENTE RIGLIO	AGIP	PC	T	45°00'08,00''	02°38'15,50'' W	2924	Sì	Sì
6577	TRECATE 007	1992	S	NP	5.726	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'05,50''	03°42'55,00'' W	3026	No	No
6590	TRECATE 019 X	1992	S	OL	6.330	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'17,00''	03°43'11,50'' W	2917	No	No
6591	TRECATE 020 DIR	1992	S	OL	5.690	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'50,50''	03°40'54,40'' W	2922	No	No
6593	TRECATE 022 DIR	1992	S	OL	5.669	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'13,00''	03°40'13,50'' W	2923	No	No
6594	TRECATE 023	1992	S	OL	5.740	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'18,00''	03°39'45,00'' W	2925	No	No
6603	TRECATE C	1992	I	NP	2.030	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°26'09,00''	03°40'43,00'' W	2987	No	No
6646	TRICCHIANELLO 001	1992	E	GA	1.200	R	S. NICOLA	SPI	MT	T	40°14'22,08''	04°09'54,52'' E	2927	No	No
6701	VALENTINA 002	1992	E	GA	1.750	M	A.C 15.AX	AGIP	ZA	M	44°51'57,83''	12°52'43,19''	1821	No	No
6783	VANESSA 001	1992	E	NP	3.330	R	B.R164.LF	AGIP	ZB	M	42°45'07,85''	14°09'19,81''	2966	Sì	Sì
6825	VEGA PROFONDO 001	1992	E	NP	5.865	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°33'21,62''	14°34'20,50''	3015	No	No
6838	VERRACINE 001	1992	E	NP	1.505	M	ORSINO	PETREX	MT	T	40°41'21,50''	03°43'33,50'' E	2957	No	No
6874	VIGNA NOCELLI 001	1992	E	GA	1.174	M	TORRENTE CELONE	FIAT-RIMI	FG	T	41°29'35,30''	02°58'11,30'' E	2986	No	No
6936	VIVIANA 001 DIR	1992	E	GA	2.533	M	B.C 5.AS	AGIP	ZB	M	42°39'21,92''	14°09'14,49''	3060	No	No
22	ADA 005	1991	E	GA	1.710	M	A.C 9.AG	AGIP	ZA	M	45°11'51,62''	12°34'55,82''	2998	No	No
62	AGOSTINO 027 DIR	1991	S	GA	3.682	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'24,18''	12°29'47,99''	2877	No	No
64	AGOSTINO 028 DIR	1991	S	GA	3.672	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'24,18''	12°29'47,99''	2877	No	No
66	AGOSTINO 029 DIR	1991	S	NP	4.230	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'24,18''	12°29'47,99''	2874	No	No
68	AGOSTINO 029 DIR A	1991	S	GA	3.661	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'24,18''	12°29'47,99''	2874	No	No
159	ALZIRA 001	1991	E	NP	1.820	R	A.R 72.PI	SPI	ZA	M	44°58'40,00''	12°49'42,00''	2914	No	No
185	AMELIA 016 DIR	1991	S	GA	3.880	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'24,64''	12°39'44,43''	3019	No	No
186	AMELIA 017 DIR	1991	S	GA	4.718	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'24,64''	12°39'44,43''	3019	No	No
187	AMELIA 018 DIR	1991	S	GA	3.865	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'24,64''	12°39'44,43''	3020	No	No
188	AMELIA 019 DIR	1991	S	GA	3.881	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'24,64''	12°39'44,43''	3020	No	No
189	AMELIA 020 DIR	1991	S	GA	3.881	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'24,64''	12°39'44,43''	3021	No	No
191	AMELIA 022 DIR	1991	S	GA	3.881	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'24,64''	12°39'44,43''	3022	No	No
192	AMELIA 023 DIR	1991	S	GA	3.882	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'24,64''	12°39'44,43''	3022	No	No
193	AMELIA 024 DIR	1991	S	GA	3.877	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'24,64''	12°39'44,43''	3023	No	No
194	AMELIA 025 DIR	1991	S	GA	3.874	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'24,64''	12°39'44,43''	3023	No	No
195	AMELIA 026 DIR	1991	S	GA	3.886	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'24,64''	12°39'44,43''	3024	No	No
196	AMELIA 027 DIR	1991	S	GA	3.892	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'24,64''	12°39'44,43''	3024	No	No
199	AMELIA 030 DIR	1991	S	GA	3.887	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'22,65''	12°39'46,81''	3030	No	No
201	AMELIA 032 DIR	1991	S	NP	4.227	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'22,65''	12°39'46,81''	3031	No	No
202	AMELIA 032 DIR A	1991	S	GA	3.876	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'22,65''	12°39'46,81''	3031	No	No
280	ANNABELLA 003 DIR	1991	S	GA	3.124	M	A.C 18.AG	AGIP	ZA	M	44°13'41,00''	13°04'44,50''	2915	No	No
282	ANNABELLA 004 DIR	1991	S	GA	3.451	M	A.C 18.AG	AGIP	ZA	M	44°13'41,00''	13°04'44,50''	2931	No	No
284	ANNABELLA 005 DIR	1991	S	GA	3.438	M	A.C 18.AG	AGIP	ZA	M	44°13'41,00''	13°04'44,50''	2931	No	No
285	ANNABELLA 006 DIR	1991	S	GA	3.454	M	A.C 18.AG	AGIP	ZA	M	44°13'41,00''	13°04'44,50''	2971	No	No
286	ANNABELLA 007	1991	S	GA	2.865	M	A.C 18.AG	AGIP	ZA	M	44°13'41,00''	13°04'44,50''	2916	No	No
288	ANNABELLA 008 DIR	1991	S	GA	2.865	M	A.C 18.AG	AGIP	ZA	M	44°13'41,00''	13°04'44,50''	2916	No	No
290	ANNABELLA 009 DIR	1991	S	GA	2.867	M	A.C 18.AG	AGIP	ZA	M	44°13'41,00''	13°04'44,50''	2919	No	No
340	APPIGNANO 001 DIR	1991	E	IG	1.643	R	MONTEFINO	FIAT-RIMI	TE	T	42°32'42,60''	01°24'54,10'' E	2821	Sì	Sì
386	ARMATELLA 001	1991	E	NP	3.532	M	GELA CAMMARATA	AGIP	CL	T	37°09'50,00''	01°52'52,00'' E	0	No	No
387	ARMATELLA 001 A	1991	E	OL	3.323	M	GELA CAMMARATA	AGIP	CL	T	37°09'50,00''	01°52'52,00'' E	0	No	No
388	ARMATELLA 001 B	1991	E	OL	3.202	M	GELA CAMMARATA	AGIP	CL	T	37°09'50,00''	01°52'52,00'' E	0	No	No
599	BARBARA 071	1991	E	NP	1.777	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°06'50,00''	13°47'47,00''	2978	No	No
659	BARBARA NORD OVEST 003	1991	E	GA	1.868	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°06'17,52''	13°38'48,37''	2979	No	No
808	BOMBIANA 001	1991	E	GA	645	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'17,00''	01°26'45,00'' W	3119	No	No
809	BOMBIANA 002	1991	E	GA	660	M	BOMBIANA	LAZZI GAS	BO	T	44°12'24,00''	01°27'11,00'' W	3119	No	No
877	BORGO 002 DIR	1991	S	GA	1.248	M	MACERATA	SPI	MC	T	43°16'54,00''	01°12'56,00'' E	2911	No	No
1045	CALCIANO NORD OVEST 001	1991	E	NP	2.265	M	CALCIANO	AGIP	MT	T	40°38'48,00''	03°41'44,00'' E	2889	No	No
1053	CALDERASI 003 DIR	1991	E	GA	1.107	R	CALDERASI	FIAT-RIMI	MT	T	40°44'33,90''	03°43'15,28'' E	2837	No	No
1083	CAMILLA 001	1991	E	GA	2.331	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°53'57,44''	14°14'23,85''	2890	No	No
1153	CANDELA 035	1991	S	GA	1.162	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°14'29,50''	02°57'41,20'' E	3054	No	No
1154	CANDELA 038 DIR	1991	S	GA	1.242	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°13'23,60''	02°59'31,23'' E	2891	No	No
1155	CANDELA 039 DIR	1991	S	GA	1.235	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°13'23,60''	02°59'31,23'' E	2891	No	No
1156	CANDELA 040 DIR	1991	S	GA	1.244	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°13'23,60''	02°59'31,23'' E	2949	No	No
1157	CANDELA 041 DIR	1991	S	GA	1.238	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°13'23,60''	02°59'31,23'' E	2949	No	No
1158	CANDELA 042 DIR	1991	S	GA	1.234	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°13'23,60''	02°59'31,23'' E	2950	No	No
1166	CANDELA 053 DIR	1991	S	GA	1.162	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°14'29,50''	02°57'41,20'' E	3055	No	No
1167	CANDELA 054 DIR	1991	S	GA	1.164	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°14'29,50''	02°57'41,20'' E	3055	No	No
1169	CANDELA 056 DIR	1991	S	GA	1.166	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°14'29,50''	02°57'41,20'' E	3056	No	No
1265	CASALMORANO 001	1991	E	NP	2.513	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°16'54,00''	02°31'37,50'' W	2936	No	No
1282	CASCINA S.PIETRO 001 DIR	1991	E	NP	1.752	C	CASCINA S. PIETRO	AGIP	CR	T	45°26'30,30''	02°54'28,15'' W	2934	Sì	Sì
1347	CASTELLACCIO 001 DIR	1991	E	NP	2.009	M	REGGENTE	PETREX	FG	T	41°24'08,00''	02°57'15,50'' E	2825	No	No
1544	CELLINO 031 DIR STO	1991	S	GA	2.243	R	CELLINO	SELM	TE	T	42°33'25,10''	01°24'58,07'' E	2823	No	No
1717	CICOGNOLO 001	1991	E	NP	1.455	M	VESCOVATO	AGIP	CR	T	45°09'34,00''	02°15'48,70'' W	2933	No	No
2023	CORREGGIO 034 DIR	1991	S	GA	1.308	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'04,00''	01°43'04,00'' W	2883	Sì	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
2024	CORREGGIO 035 DIR	1991	S	GA	1.115	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'04,00''	01°43'04,00'' W	2883	Sì	No
2025	CORREGGIO 036 DIR	1991	S	GA	1.117	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'04,00''	01°43'04,00'' W	2884	Sì	No
2026	CORREGGIO 037 DIR	1991	S	GA	1.108	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'04,00''	01°43'04,00'' W	2884	Sì	No
2027	CORREGGIO 038 DIR	1991	S	GA	1.134	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'04,00''	01°43'04,00'' W	2885	Sì	No
2028	CORREGGIO 039 DIR	1991	S	NP	1.277	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'04,00''	01°43'04,00'' W	2885	Sì	No
2029	CORREGGIO 039 DIR A	1991	S	GA	1.303	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'04,00''	01°43'04,00'' W	2885	Sì	No
2035	CORTE VITTORIA 001	1991	E	NP	6.118	C	CORTE VITTORIA	AGIP	FE	T	44°54'05,00''	00°27'52,60'' W	2976	Sì	Sì
2160	CORTEMAGGIORE 120 DIR	1991	T	GA	1.563	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'31,20''	02°30'12,00'' W	2845	No	No
2161	CORTEMAGGIORE 121 DIR	1991	T	GA	1.505	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'31,20''	02°30'12,00'' W	2845	No	No
2162	CORTEMAGGIORE 122 DIR	1991	T	GA	1.555	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'31,20''	02°30'12,00'' W	2846	No	No
2163	CORTEMAGGIORE 123 DIR	1991	T	GA	1.517	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'31,20''	02°30'12,00'' W	2846	No	No
2164	CORTEMAGGIORE 124 DIR	1991	T	GA	1.517	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'31,20''	02°30'12,00'' W	2847	No	No
2165	CORTEMAGGIORE 125 DIR	1991	T	GA	1.513	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'31,20''	02°30'12,00'' W	2847	No	No
2292	DANIELA 001	1991	E	NP	2.635	R	A.R 68.RI	AGIP	ZA	M	44°50'29,85''	12°41'14,80''	2982	Sì	No
2329	DEBORA 002	1991	E	NP	1.785	R	A.R 73.AX	AGIP	ZA	M	44°48'18,14''	13°00'53,35''	2647	No	No
2338	DEMETRA 001	1991	E	GA	1.400	M	A.C 16.AG	AGIP	ZA	M	45°05'59,50''	12°54'12,26''	2970	No	No
2339	DEMETRA 002	1991	E	GA	1.350	M	A.C 16.AG	AGIP	ZA	M	45°05'41,36''	12°57'59,20''	2970	No	No
2358	DINNELLA 001	1991	E	NP	1.785	M	MULINO	SELM	MT	T	40°34'24,73''	03°50'52,50'' E	2871	Sì	Sì
2369	DONATELLA 002	1991	E	GA	1.930	M	A.C 9.AG	AGIP	ZA	M	45°08'05,12''	12°34'35,60''	2876	No	No
2379	DOROTEA 002	1991	E	GA	1.580	M	A.C 16.AG	AGIP	ZA	M	45°09'32,60''	12°43'41,14''	2287	No	No
2408	DOSSO DEGLI ANGELI 028	1991	S	NP	3.517	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'34,20''	00°12'16,90'' W	0	No	No
2413	DOSSO DEGLI ANGELI 032 DIR	1991	S	GA	3.867	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'34,20''	00°12'16,90'' W	3062	No	No
2440	ELISABETTA 001	1991	E	NP	2.393	R	A.R 92.EA	AGIP	ZA	M	44°51'19,96''	12°37'47,88''	2972	No	No
2443	EMANUELA 001	1991	E	GA	1.821	M	A.C 15.AX	AGIP	ZA	M	44°49'32,48''	12°55'35,75''	3004	No	No
2491	FABIOLA 001	1991	E	GA	1.646	R	A.R 80.AG	AGIP	ZA	M	45°13'54,17''	12°30'39,45''	2918	No	No
2622	FONTE GIANNINO 001	1991	E	GA	1.206	M	MACERATA	SPI	MC	T	43°17'53,00''	01°07'21,00'' E	2855	No	No
2786	GAIA 003	1991	E	NP	1.948	M	A.C 14.AS	AGIP	ZA	M	44°54'39,15''	12°46'42,22''	2137	No	No
2818	GARLASCO 001	1991	E	NP	6.754	R	VIGEVANO	AGIP	PV	T	45°12'21,50''	03°32'24,00'' W	2864	No	No
2971	GIAURONE 005 DIR	1991	S	OL	3.519	M	GIAURONE	SARCIS	CL	T	37°08'35,40''	01°51'59,00'' E	0	No	No
2996	GIOVANNA 008 DIR	1991	S	GA	1.798	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,32''	14°27'50,62''	2895	No	No
2998	GIOVANNA 010 DIR	1991	S	GA	1.646	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,32''	14°27'50,62''	2951	No	No
2999	GIOVANNA 011 DIR	1991	S	GA	1.570	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,32''	14°27'50,62''	2951	No	No
3000	GIOVANNA 012 DIR	1991	S	GA	1.900	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,32''	14°27'50,62''	2896	No	No
3003	GIOVANNA 015 DIR	1991	S	GA	1.573	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,32''	14°27'50,62''	2897	No	No
3004	GIOVANNA 016 DIR	1991	S	GA	1.643	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,32''	14°27'50,62''	2961	No	No
3006	GIOVANNA 018 DIR	1991	S	GA	1.384	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,32''	14°27'50,62''	2962	No	No
3007	GIOVANNA 019 DIR	1991	S	GA	1.481	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,32''	14°27'50,62''	2962	No	No
3008	GIOVANNA 020 DIR	1991	S	GA	1.388	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,32''	14°27'50,62''	2963	No	No
3010	GIOVANNA 021 DIR	1991	S	GA	1.386	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,32''	14°27'50,62''	2898	No	No
3014	GISELLA 001	1991	E	NP	1.913	R	A.R 69.AG	AGIP	ZA	M	45°13'46,20''	12°36'09,70''	2975	No	No
3021	GIUDITTA OVEST 001	1991	E	NP	1.537	R	A.R 69.AG	AGIP	ZA	M	45°13'47,73''	12°42'02,74''	2975	No	No
3135	ILARIA 001	1991	E	GA	3.830	M	A.C 31.EA	AGIP	ZA	M	44°39'05,21''	12°18'43,46''	2870	No	No
3136	ILARIA 002 DIR	1991	E	NP	3.950	M	A.C 31.EA	AGIP	ZA	M	44°39'33,00''	12°17'07,00''	2870	No	No
3280	LEONI 001	1991	E	GA	2.500	R	MONTEGRANARO	FINA	AP	T	43°13'21,10''	01°14'52,20'' E	2858	No	No
3395	LUNA 029 DIR	1991	S	GA	1.835	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'05,73''	17°12'00,57''	2899	No	No
3397	LUNA 031 DIR	1991	S	GA	1.837	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'05,73''	17°12'00,57''	2900	No	No
3398	LUNA 032 DIR	1991	S	GA	1.838	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'05,73''	17°12'00,57''	2901	No	No
3399	LUNA 033 DIR	1991	S	GA	1.863	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'05,73''	17°12'00,57''	2901	No	No
3400	LUNA 034 DIR	1991	S	GA	1.862	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'05,73''	17°12'00,57''	2952	No	No
3401	LUNA 035 DIR	1991	S	GA	1.860	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'05,73''	17°12'00,57''	2952	No	No
3402	LUNA 036 DIR	1991	S	GA	1.863	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'05,73''	17°12'00,57''	2959	No	No
3403	LUNA 037 DIR	1991	S	GA	1.867	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'05,73''	17°12'00,57''	2959	No	No
3404	LUNA 038 DIR	1991	S	GA	1.863	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'05,73''	17°12'00,57''	2960	No	No
3405	LUNA 039 DIR	1991	S	GA	1.859	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'05,73''	17°12'00,57''	2960	No	No
3487	MANUELA 001 DIR	1991	E	GA	2.418	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°02'55,04''	13°14'08,99''	2983	No	No
3636	MELANIA 002	1991	E	GA	1.730	R	A.R 78.RC	SORI	ZA	M	44°51'08,29''	12°57'87,20''	2973	No	No
3657	METAPONTUM 001	1991	E	NP	1.035	R	D.R 67.FI	FINA	ZD	M	40°10'45,23''	16°48'03,46''	0	Sì	No
3785	MIRAZZANO 001 DIR	1991	E	NP	1.957	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°27'27,00''	03°07'39,00'' W	2935	Sì	No
3850	MONTE ALPI 002 DIR	1991	E	OL	3.906	R	MONTE ALPI	PETREX	PZ	T	40°19'38,00''	03°29'04,00'' E	2859	No	No
3890	MONTE CAVALLO 001	1991	S	GA	1.900	M	MACERATA	SPI	MC	T	43°15'04,90''	01°05'01,40'' E	2839	No	No
3940	MONTE S.PIETRO 001 DIR	1991	E	NP	2.291	R	MONTERUBBIANO	EDISON GAS	AP	T	43°11'42,90''	01°16'53,60'' E	2882	No	No
4030	MONTESTILLO 020	1991	S	GA	2.210	M	TERTIVERI	AGIP	FG	T	41°29'51,00''	02°46'43,00'' E	2953	No	No
4109	NARDI 001 DIR	1991	E	NP	1.122	R	TOLENTINO	ELF	MC	T	43°12'13,10''	00°51'57,10'' E	2819	Sì	Sì
4119	NETTUNO 001	1991	E	NP	1.269	R	C.R131.AG	AGIP	ZC	M	37°32'05,98''	11°49'52,06''	2842	Sì	Sì
4161	NUNZIA 001	1991	E	NP	2.250	M	C.C 2.AS	AGIP	ZC	M	37°23'44,47''	11°59'28,06''	2848	Sì	No
4176	OLTOLINA 003 DIR	1991	E	GA	1.854	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°14'23,00''	02°36'52,00'' W	2938	No	No
4459	PISTICCI 025 DIR	1991	P	GA	1.558	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°24'03,60''	04°04'31,10'' E	2902	No	No
4461	PISTICCI 026 DIR	1991	P	GA	1.409	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°24'03,60''	04°04'31,10'' E	2902	No	No
4463	PISTICCI 027 DIR	1991	P	GA	1.616	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°24'03,60''	04°04'31,10'' E	2903	No	No
4470	PISTICCI 032 DIR	1991	S	GA	1.697	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°24'01,80''	04°04'14,00'' E	2907	No	No
4471	PISTICCI 033 DIR	1991	S	GA	1.563	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°24'01,80''	04°04'14,00'' E	2907	No	No
4472	PISTICCI 034 DIR	1991	S	GA	1.517	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°24'01,80''	04°04'14,00'' E	2908	No	No
4561	POLICORO 001	1991	E	IS	705	M	POLICORO	SPI	MT	T	40°13'51,00''	04°12'47,00'' E	0	No	No
4784	PORTO GARIBALDI 029 DIR	1991	S	GA	3.674	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°31'23,29''	12°30'43,91''	2887	No	No
4785	PORTO GARIBALDI 030 DIR	1991	S	GA	3.685	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°31'23,29''	12°30'43,91''	2887	No	No
4786	PORTO GARIBALDI 031 DIR	1991	S	GA	3.695	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°31'23,29''	12°30'43,91''	2888	No	No
4864	PREZIOSO 008 DIR	1991	S	OL	5.077	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'31,05''	14°02'42,30''	2843	No	No
4866	PREZIOSO 010 DIR	1991	S	OL	5.070	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'31,05''	14°02'42,30''	2815	No	No
4889	QUERCIOLA 001	1991	E	NP	3.845	R	CASTELNUOVO NE' MONTI	LASMO	RE	T	44°32'02,50''	01°53'35,00'' W	2832	Sì	Sì
5157	RIO CASAROLA 001 DIR	1991	E	NP	1.305	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°58'55,10''	02°32'41,00'' W	2945	No	No
5320	RIPI 066	1991	E	NP	729	M	STRANGOLAGALLI	PENTEX	FR	T	41°34'43,00''	00°59'38,00'' E	0	No	No
5376	ROSATE 001	1991	E	NP	5.338	M	GAGGIANO	AGIP	MI	T	45°20'21,60''	03°25'51,50'' W	2872	No	No
5389	ROSETO 010	1991	S	GA	2.523	M	TERTIVERI	AGIP	FG	T	41°27'17,00''	02°46'54,50'' E	2906	No	No
5440	ROTONDELLA 003 BIS	1991	S	NP	1.210	M	POLICORO	SPI	MT	T	40°11'10,00''	04°06'00,00'' E	2969	No	No
5442	ROTTOFRENO 001	1991	E	GA	2.717	M	PONTETIDONE	AGIP	PC	T	45°02'48,00''	02°54'06,00'' W	2879	No	No
5505	S.ANTONIO 001 DIR	1991	E	GA	1.810	R	TARZO	FIAT-RIMI	TV	T	45°58'26,99''	00°08'03,09'' W	2829	No	No
5579	S.GERVASIO 001 DIR	1991	E	GA	2.277	M	SAN GERVASIO	AGIP	BS	T	45°19'25,30''	02°16'43,38'' W	2937	No	No
5784	S.SALVO 038 DIR	1991	T	GA	1.158	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'15,00''	02°16'09,00'' E	2954	No	No
5785	S.SALVO 039 DIR	1991	T	GA	1.159	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'15,00''	02°16'09,00'' E	2954	No	No
5786	S.SALVO 040 DIR	1991	T	GA	1.152	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'16,68''	02°16'44,78'' E	2955	No	No
5787	S.SALVO 041 DIR	1991	T	GA	1.149	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'16,68''	02°16'44,78'' E	2955	No	No
5788	S.SALVO 042 DIR	1991	T	GA	1.149	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'16,68''	02°16'44,78'' E	3057	No	No
5789	S.SALVO 043 DIR	1991	T	GA	1.148	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'16,68''	02°16'44,78'' E	3057	No	No
5790	S.SALVO 044 DIR	1991	T	GA	1.147	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'15,82''	02°16'41,99'' E	3058	No	No
5791	S.SALVO 045 DIR	1991	T	GA	1.142	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'15,82''	02°16'41,99'' E	3058	No	No
5792	S.SALVO 046 DIR	1991	T	GA	1.144	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'15,82''	02°16'41,99'' E	3079	No	No
5793	S.SALVO 047 DIR	1991	T	GA	1.157	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'15,82''	02°16'41,99'' E	3079	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
5794	S.SALVO 048 DIR	1991	T	GA	1.132	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'15,82''	02°16'41,99'' E	3080	No	No
5795	S.SALVO 049 DIR	1991	T	GA	1.152	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'15,82''	02°16'41,99'' E	3080	No	No
5814	S.SALVO 068 DIR	1991	T	GA	1.176	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'40,61''	02°14'05,26'' E	3110	No	No
5830	S.SILVESTRO 001	1991	E	NP	3.003	R	PESCARA	FINA	PE	T	42°26'23,50''	01°46'16,60'' E	3025	Si	Si
5837	S.STEFANO MARE 008	1991	S	NP	1.318	M	B.C 1.LF	ELF	ZB	M	42°12'55,18''	14°38'18,62''	2828	No	No
5838	S.STEFANO MARE 008 BIS	1991	S	GA	1.636	M	B.C 1.LF	ELF	ZB	M	42°12'56,89''	14°38'12,43''	2828	No	No
6059	SERENA 001	1991	E	NP	1.748	R	A.R 75.SE	PETREX	ZA	M	44°06'02,00''	12°57'18,00''	2984	Si	Si
6134	SERRA SPAVENTO 007 DIR	1991	S	GA	1.456	M	MASSERIA SPAVENTO	SELM	FG	T	41°05'37,95''	03°13'13,93'' E	2862	Si	No
6157	SETTALA 020 DIR	1991	T	GA	1.284	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'50,70''	03°02'05,80'' W	2814	No	No
6158	SETTALA 021 DIR	1991	T	GA	1.283	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'50,70''	03°02'05,80'' W	2814	No	No
6159	SETTALA 022 DIR	1991	T	GA	1.288	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'50,70''	03°02'05,80'' W	3073	No	No
6160	SETTALA 023 DIR	1991	T	GA	1.291	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'50,70''	03°02'05,80'' W	3073	No	No
6161	SETTALA 024 DIR	1991	T	GA	1.314	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'50,70''	03°02'05,80'' W	3073	No	No
6178	SILVANA 001	1991	E	NP	5.221	R	B.R183.AG	AGIP	ZB	M	42°32'07,65''	14°26'07,92''	2905	Si	Si
6224	SORIANO SUD 001	1991	E	NP	1.597	M	MACCHIA DI PIERNO	AGIP	FG	T	41°18'07,00''	03°03'49,00'' E	2820	No	No
6333	TEMPA ROSSA 002	1991	E	OL	5.037	R	TORRENTE SAURO	TOTAL	PZ	T	40°23'44,65''	03°37'25,20'' E	2861	No	No
6405	TORRENTE BAGANZA 001	1991	E	GA	1.674	R	TORRENTE BAGANZA	FIAT-RIMI	PR	T	44°40'36,40''	02°18'43,40'' W	2860	No	No
6494	TORRENTE VULGANO 016	1991	S	NP	2.610	M	TORRENTE VULGANO	AGIP	FG	T	41°26'53,50''	02°48'18,00'' E	2956	No	No
6501	TORRIONE 001	1991	E	GA	1.537	M	MACERATA	SPI	AP	T	43°15'28,50''	01°09'21,10'' E	2881	No	No
6502	TORRIONE 002 DIR	1991	S	GA	1.379	M	MACERATA	SPI	AP	T	43°15'28,50''	01°09'21,10'' E	2881	No	No
6503	TORRIONE 003 DIR	1991	S	GA	1.555	M	MACERATA	SPI	AP	T	43°15'28,50''	01°09'21,10'' E	2881	No	No
6584	TRECATE 013 DIR	1991	S	OL	5.732	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'35,50''	03°40'41,00'' W	2873	No	No
6587	TRECATE 015	1991	S	OL	6.425	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°28'08,50''	03°41'39,00'' W	2880	No	No
6588	TRECATE 017	1991	S	OL	6.227	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°26'46,50''	03°41'41,50'' W	2849	No	No
6709	VALLE ISOLA 001	1991	E	NP	4.185	C	VALLE ISOLA	AGIP	FE	T	44°42'47,50''	00°15'25,00'' W	2985	Si	Si
6821	VEGA 022 DIR	1991	S	OL	2.575	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2909	No	No
6823	VEGA 024 LD	1991	S	OL	2.621	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2910	No	No
6876	VIGNOLA 001	1991	E	IG	3.486	R	GRADIZZA	AGIP	FE	T	44°54'49,00''	00°42'00,00'' W	2930	Si	No
29	AGATIELLO 001	1990	E	NP	1.870	R	BANZI	AGIP	MT	T	40°50'47,00''	03°29'33,00'' E	2807	Si	Si
419	ASOLA 001 DIR	1990	E	NP	1.205	M	MACERATA	SPI	MC	T	43°20'18,40''	01°10'13,30'' E	2794	No	No
589	BARBARA 063 DIR	1990	S	GA	1.382	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2795	No	No
590	BARBARA 064	1990	S	GA	1.370	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2795	No	No
591	BARBARA 065 DIR	1990	S	GA	1.333	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2796	No	No
592	BARBARA 066 DIR	1990	S	GA	1.300	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2796	No	No
594	BARBARA 067 DIR	1990	S	GA	1.333	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2799	No	No
595	BARBARA 068 DIR	1990	S	GA	1.334	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2799	No	No
597	BARBARA 069 DIR	1990	S	GA	1.277	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2809	No	No
598	BARBARA 070 DIR	1990	S	GA	1.332	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2809	No	No
717	BELGIOIOSO 001	1990	E	NP	1.500	R	BRONI	AGIP	PV	T	45°08'11,00''	03°08'54,00'' W	2746	Si	Si
876	BORGO 001	1990	E	GA	1.300	M	MACERATA	AGIP	MC	T	43°16'54,00''	01°12'56,00'' E	2740	No	No
1287	CASE GHIGI 001	1990	E	NP	2.498	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°26'14,50''	00°16'09,00'' W	2800	No	No
1288	CASE GHIGI 001 DIR A	1990	E	NP	2.500	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°26'14,50''	00°16'09,00'' W	2800	No	No
1308	CASSANDRA 001	1990	E	IG	1.293	R	B.R212.AG	AGIP	ZB	M	43°51'32,62''	14°10'11,59''	2868	Si	Si
1545	CELLINO 032	1990	S	GA	1.986	R	CELLINO	SELM	TE	T	42°36'35,00''	01°25'15,00'' E	2742	No	No
1567	CERNIA 001	1990	E	NP	4.358	R	C.R 92.LF	ELF	ZC	M	36°18'33,53''	15°08'03,31''	2752	Si	Si
1756	CIRCE 001	1990	E	NP	2.632	M	B.C 9.AS	AGIP	ZB	M	42°40'49,16''	14°11'11,88''	2808	No	No
1821	CLORINDA 001	1990	E	MG	2.210	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°51'47,64''	14°25'10,14''	2892	No	No
2154	CORTEMAGGIORE 114 DIR	1990	T	GA	1.543	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'31,20''	02°30'12,00'' W	2805	No	No
2155	CORTEMAGGIORE 115 DIR	1990	T	GA	1.578	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'31,20''	02°30'12,00'' W	2803	No	No
2156	CORTEMAGGIORE 116 DIR	1990	T	GA	1.509	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'31,20''	02°30'12,00'' W	2803	No	No
2157	CORTEMAGGIORE 117 DIR	1990	T	GA	1.510	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'31,20''	02°30'12,00'' W	2804	No	No
2158	CORTEMAGGIORE 118 DIR	1990	T	GA	1.535	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'31,20''	02°30'12,00'' W	2804	No	No
2159	CORTEMAGGIORE 119 DIR	1990	T	GA	1.541	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'31,20''	02°30'12,00'' W	2805	No	No
2209	COZZO SCALIA 001	1990	E	NP	3.250	R	ROSOLINI	SARCIS	SR	T	36°46'30,30''	02°34'08,60'' E	0	Si	No
2274	CUPOLONI 001	1990	E	GA	1.403	R	FIUME AGRI	FIAT-RIMI	MT	T	40°18'11,40''	04°16'46,33'' E	2735	No	No
2298	DARIA 004 DIR	1990	E	GA	3.057	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°03'55,52''	13°15'21,35''	2856	No	No
2368	DONATELLA 001	1990	E	GA	1.792	M	A.C 9.AG	AGIP	ZA	M	45°09'14,54''	12°33'10,54''	2875	No	No
2448	EMILIO 007 DIR	1990	S	OG	3.001	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°55'59,81''	14°14'38,29''	2893	No	No
2449	EMILIO 007 DIR A	1990	S	OL	2.983	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°55'59,81''	14°14'38,29''	2893	No	No
2684	FOSSO DEL BRIGANTE 001	1990	E	GA	1.885	M	IL SALICE	PETREX	MT	T	40°20'07,12''	04°15'06,29'' E	2802	No	No
2913	GELA 086 X DIR A	1990	E	OL	3.669	R	GELA	AGIP	CL	T	37°06'45,00''	01°51'06,70'' E	0	No	No
2914	GELA 086 X DIR B	1990	E	OL	3.556	R	GELA	AGIP	CL	T	37°06'45,00''	01°51'06,70'' E	0	No	No
2950	GENZIANA 001	1990	E	NP	4.000	R	C.R130.AG	AGIP	ZC	M	36°59'53,39''	13°50'49,23''	2760	Si	Si
2951	GENZIANA 001 DIR A	1990	E	NP	5.368	R	C.R130.AG	AGIP	ZC	M	36°59'53,39''	13°50'49,23''	2760	Si	Si
2970	GIAURONE 004 DIR	1990	S	OL	3.619	M	GIAURONE	SARCIS	CL	T	37°08'35,40''	01°51'59,00'' E	0	No	No
2993	GIOVANNA 006	1990	S	GA	1.930	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,33''	14°27'50,62''	2894	No	No
2995	GIOVANNA 007 DIR	1990	S	GA	1.500	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,33''	14°27'50,62''	2894	No	No
3001	GIOVANNA 013 DIR	1990	S	GA	1.812	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'02,33''	14°27'50,62''	2896	No	No
3019	GIUDITTA 002	1990	E	GA	1.358	R	A.R 69.AG	AGIP	ZA	M	45°13'18,53''	12°44'40,04''	2827	No	No
3020	GIUDITTA 003	1990	E	GA	1.290	R	A.R 69.AG	AGIP	ZA	M	45°13'49,66''	12°46'30,20''	2830	No	No
3199	LA PIEVE 001 DIR	1990	E	NP	1.428	R	FIUME CHIENTI	SPI	MC	T	43°15'58,00''	00°59'09,40'' E	2765	Si	Si
3394	LUNA 028 DIR	1990	S	GA	1.837	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'05,74''	17°12'00,57''	2899	No	No
3396	LUNA 030 DIR	1990	S	GA	1.865	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'05,74''	17°12'00,57''	2900	No	No
3472	MANARA 002 DIR	1990	E	IG	4.087	M	MANARA	AGIP	FE	T	44°45'10,00''	00°13'36,00'' W	2686	No	No
3528	MARTINSICURO MARE 001	1990	E	NP	3.978	R	B.R216.IM	LASMO	ZB	M	42°50'18,90''	13°55'44,10''	2767	Si	Si
3656	METAPONTO 002 DIR	1990	S	GA	1.861	M	IL SALICE	PETREX	MT	T	40°20'57,71''	04°15'03,14'' E	2780	No	No
3770	MINERBIO 077 DIR	1990	T	GA	1.248	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'56,00''	00°57'17,00'' W	2866	Si	No
3771	MINERBIO 078 DIR	1990	T	GA	1.248	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'56,00''	00°57'17,00'' W	2866	Si	No
3772	MINERBIO 079 DIR	1990	T	GA	1.250	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'56,00''	00°57'17,00'' W	2865	Si	No
3773	MINERBIO 080 DIR	1990	T	GA	1.256	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'56,00''	00°57'17,00'' W	2865	Si	No
3774	MINERBIO 081 DIR	1990	T	GA	1.249	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'56,00''	00°57'17,00'' W	2869	Si	No
3775	MINERBIO 082 DIR	1990	T	GA	1.250	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'56,00''	00°57'17,00'' W	2869	Si	No
3776	MINERBIO 083 DIR	1990	T	GA	1.249	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'56,00''	00°57'17,00'' W	2867	Si	No
3777	MINERBIO 084 DIR	1990	T	GA	1.259	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'56,00''	00°57'17,00'' W	2867	Si	No
3801	MODIGLIANA 001	1990	E	NP	5.057	R	MARRADI	LASMO	FO	T	44°08'16,75''	00°43'08,89'' W	2766	Si	Si
3964	MONTECOSARO 002 DIR	1990	E	GA	1.148	M	PORTO CIVITANOVA	SPI	MC	T	43°18'09,50''	01°12'08,90'' E	2758	No	No
4005	MONTESANTO 001	1990	E	NP	3.350	R	TORRENTE SANNORO	LASMO	FG	T	41°22'48,90''	02°49'12,70'' E	2768	Si	Si
4057	MORCONE 001 BIS APP	1990	P	NP	4.198	M	S. MARCO DEI CAVOTI	AGIP	BN	T	41°18'54,00''	02°09'44,00'' E	2679	Si	No
4121	NICOLETTA 001	1990	E	GA	1.385	M	A.C 16.AG	AGIP	ZA	M	45°00'21,19''	12°59'33,68''	2810	No	No
4225	PAESE 001 DIR	1990	E	NP	2.599	R	FIUME PIAVE	AGIP	TV	T	45°40'34,00''	00°19'49,00'' W	2852	Si	Si
4231	PALAZZO MAIANTI 001	1990	E	NP	1.430	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°49'57,50''	00°35'52,30'' W	2834	No	No
4232	PALAZZO MAIANTI 001 DIR A	1990	E	NP	1.822	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°49'57,50''	00°35'52,30'' W	2834	No	No
4262	PALINO 025 DIR	1990	S	GA	1.634	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°09'23,50''	03°05'45,48'' E	2754	No	No
4263	PALINO 026 DIR	1990	S	GA	1.677	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°09'23,50''	03°05'45,48'' E	2754	No	No
4599	PONTE DIRILLO 12A	1990	S	OL	3.385	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'35,00''	01°54'20,00'' E	0	No	No
4843	PORTOCANNONE 032	1990	S	GA	353	M	COLLE DI LAURO	SELM	CB	T	41°53'17,00''	02°27'45,00'' E	2715	No	No
4865	PREZIOSO 009 DIR	1990	S	OL	5.169	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'31,05''	14°02'42,30''	2793	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4867	PREZIOSO 011 DIR	1990	S	OL	5.022	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'31,05''	14°02'42,30''	2759	No	No
4899	RAFFAELLA 002	1990	E	GA	1.955	R	A.R 70.AG	AGIP	ZA	M	44°48'19,90''	12°50'51,60''	2851	Sì	Sì
5106	REGGENTE 014	1990	S	GA	1.777	M	REGGENTE	PETREX	FG	T	41°25'55,50''	02°54'03,00'' E	2778	No	No
5319	RIPI 065	1990	A	OL	697	M	STRANGOLAGALLI	PENTEX	FR	T	41°35'23,00''	00°59'22,00'' E	0	No	No
5368	RONCITELLI 001 DIR	1990	E	NP	1.601	R	MONTERADO	ITALREX	AN	T	43°41'43,81''	00°41'51,86'' E	2741	Sì	Sì
5373	ROSANNA 002	1990	E	GA	1.886	M	A.C 14.AS	AGIP	ZA	M	44°52'47,82''	12°51'31,88''	2854	No	No
5412	ROSPO MARE 026	1990	A	NP	1.540	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°14'27,64''	14°56'22,79''	2744	No	No
5408	ROSPO MARE 223 DIR	1990	S	OL	1.376	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'44,69''	14°56'47,55''	2738	No	No
5409	ROSPO MARE 224 DIR	1990	S	OL	1.388	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'44,79''	14°56'47,72''	2745	No	No
5410	ROSPO MARE 225 DIR	1990	S	OL	1.383	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'44,77''	14°56'47,83''	2784	No	No
5411	ROSPO MARE 227 DIR	1990	S	OL	1.390	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'44,66''	14°56'47,64''	2785	No	No
5486	RUSTICO 001	1990	E	GA	1.402	R	RUSTICO	AGIP	AN	T	43°31'42,20''	00°53'04,40'' E	2836	No	No
5647	S.MARCO 001	1990	E	GA	2.790	R	MONTERUBBIANO	SELM	AP	T	43°12'25,00''	01°15'39,00'' E	2798	No	No
5745	S.SALVATORE 001	1990	E	NP	1.945	R	S. SALVATORE	FINA	PE	T	42°24'27,60''	01°38'16,00'' E	2791	Sì	Sì
5836	S.STEFANO MARE 007 DIR	1990	S	GA	1.620	M	B.C 1.LF	ELF	ZB	M	42°13'07,00''	14°36'39,00''	2711	No	No
6152	SETTALA 015 DIR	1990	T	GA	1.270	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'05,70''	03°02'56,50'' W	2812	No	No
6153	SETTALA 016 DIR	1990	T	GA	1.276	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'05,70''	03°02'56,00'' W	2812	No	No
6154	SETTALA 017 DIR	1990	T	GA	1.278	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'05,70''	03°02'56,50'' W	2813	No	No
6155	SETTALA 018 DIR	1990	T	GA	1.290	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'05,70''	03°02'56,50'' W	2813	No	No
6156	SETTALA 019 DIR	1990	T	GA	1.283	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'05,70''	03°02'56,50'' W	2814	No	No
6186	SINARCA 003 DIR	1990	S	GA	1.498	M	MAFALDA	PETREX	CB	T	41°55'54,00''	02°22'01,00'' E	2779	No	No
6412	TORRENTE CELONE 001	1990	E	GA	1.196	R	FOGGIA	FIAT-RIMI	FG	T	41°27'56,02''	03°00'27,87'' E	2688	No	No
6574	TRECATE 003	1990	S	IS	4.742	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	MI	T	45°27'34,00''	03°38'46,00'' W	2728	No	No
6576	TRECATE 005 DIR	1990	S	OL	5.756	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°28'11,50''	03°41'25,00'' W	2776	No	No
6580	TRECATE 009	1990	S	NP	6.243	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°26'44,00''	03°42'16,00'' W	2835	No	No
6582	TRECATE 010	1990	S	OL	6.569	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'36,00''	03°40'44,00'' W	2797	No	No
6583	TRECATE 012	1990	S	OL	6.255	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°26'53,00''	03°40'34,00'' W	2817	No	No
6600	TRECATE 9ST	1990	S	OL	6.096	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°26'44,00''	03°42'16,00'' W	2835	No	No
6601	TRECATE A	1990	I	NP	2.502	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°28'25,00''	03°42'28,00'' W	2731	No	No
6602	TRECATE B	1990	I	NP	2.061	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°26'50,00''	03°40'33,50'' W	2826	No	No
6643	TRIBBIO 001	1990	E	NP	2.288	M	PORTO CIVITANOVA	SPI	AP	T	43°14'47,70''	01°15'04,40'' E	2816	No	No
6713	VALLE TORTA 001 DIR	1990	E	NP	3.917	R	CALTAGIRONE	SARCIS	CL	T	37°02'05,00''	01°53'26,00'' E	0	Sì	No
6768	VALLESINA 001	1990	E	NP	2.700	M	POMPOSA	AGIP	FE	T	44°48'34,50''	00°16'45,00'' W	2853	No	No
6824	VEGA 5LD	1990	S	OL	2.548	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2748	No	No
6885	VILLA TORRE 002	1990	E	NP	1.836	R	MORRO D'ORO	FIAT-RIMI	TE	T	42°40'22,72''	01°24'18,72'' E	0	Sì	No
61	AGOSTINO 026 X	1989	A	NP	4.524	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°31'56,08''	12°29'29,11''	2806	No	No
184	AMELIA 015	1989	A	GA	4.830	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'43,27''	12°39'01,07''	2762	No	No
416	ASCOLI SATRIANO 010 DIR	1989	A	NP	1.647	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°12'34,50''	03°02'46,50'' E	2751	No	No
431	ATTILA 001	1989	E	GA	1.574	R	A.R 72.PI	SPI	ZA	M	45°07'05,00''	12°46'33,00''	2706	No	No
453	AZZURRA 001	1989	E	GA	2.059	R	A.R 76.RI	SORI	ZA	M	44°34'19,56''	12°35'22,96''	2822	Sì	Sì
577	BARBARA 056 DIR	1989	S	NP	1.481	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2787	No	No
578	BARBARA 056 DIR A	1989	S	GA	1.256	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2787	No	No
580	BARBARA 057 DIR	1989	S	GA	1.374	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2788	No	No
582	BARBARA 058 DIR	1989	S	GA	1.299	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2788	No	No
584	BARBARA 059 DIR	1989	S	GA	1.246	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2789	No	No
586	BARBARA 060 DIR	1989	S	GA	1.282	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2789	No	No
587	BARBARA 061 DIR	1989	S	GA	1.250	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2790	No	No
588	BARBARA 062 DIR	1989	S	GA	1.305	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'58,33''	13°49'02,10''	2790	No	No
1048	CALDAROSA 001 DIR A	1989	A	OL	4.645	R	VIGGIANO	AGIP	PZ	T	40°24'29,00''	03°27'20,00'' E	2486	No	No
1052	CALDERASI 002 DIR	1989	E	GA	1.117	R	CALDERASI	FIAT-RIMI	MT	T	40°44'09,15''	03°44'06,04'' E	2665	No	No
1080	CAMERANO 001	1989	S	NP	902	M	CAMERANO	FINA	AN	T	43°31'39,00''	01°04'51,00'' E	2764	Sì	Sì
1081	CAMERANO 001 A	1989	S	GA	502	M	CAMERANO	FINA	AN	T	43°31'39,00''	01°04'51,00'' E	2764	Sì	Sì
1116	CANALOTTI 001 DIR	1989	E	OL	3.950	R	GELA	AGIP	CL	T	37°10'18,20''	01°51'33,78'' E	0	No	No
1276	CASANOVA STAFFORA 001	1989	E	IS	2.050	R	CALDIROLA	AGIP	PV	T	44°45'51,00''	03°12'58,00'' W	2677	Sì	Sì
1748	CIGNONE 004 DIR	1989	S	GA	2.006	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°16'32,00''	02°28'17,00'' W	2659	No	No
1749	CIGNONE 005 DIR	1989	S	IG	1.988	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°16'32,00''	02°28'17,00'' W	2660	No	No
1750	CIGNONE 005 DIR A	1989	S	GA	1.974	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°16'32,00''	02°28'17,00'' W	2660	No	No
1780	CITTA' S.ANGELO 001	1989	E	NP	661	R	PINETO	FINA	PE	T	42°32'25,00''	01°37'52,00'' E	2694	Sì	Sì
2479	ERMIONE 001	1989	E	NP	2.841	M	G.R 3.AS	AGIP	ZG	M	37°41'38,43''	11°31'31,28''	2653	Sì	Sì
2576	FIORELLA 001	1989	E	GA	1.613	R	B.R195.AG	AGIP	ZB	M	43°31'09,00''	14°07'11,40''	2652	Sì	Sì
2619	FONTE DELL'OLMO 001 DIR	1989	E	GA	1.225	R	ROSETO DEGLI ABRUZZI	FINA	TE	T	42°39'24,70''	01°33'50,70'' E	2763	Sì	Sì
2798	GALLIATE 001	1989	E	NP	6.704	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°29'30,50''	03°45'27,00'' W	2658	No	No
2935	GELA 104 DIR	1989	S	OL	3.328	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'18,70''	01°50'26,10'' E	0	No	No
2936	GELA 105 DIR	1989	S	OL	3.590	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'18,70''	01°50'26,10'' E	0	No	No
2969	GIAURONE 003 DIR	1989	S	OL	3.731	M	GIAURONE	SARCIS	CL	T	37°08'35,40''	01°51'59,00'' E	0	No	No
3018	GIUDITTA 001	1989	E	GA	1.275	R	A.R 69.AG	AGIP	ZA	M	45°15'01,03''	12°45'09,11''	2824	No	No
3210	LAIATICO 001	1989	E	NP	2.070	R	VOLTERRA	AGIP	PI	T	43°28'32,00''	01°42'21,00'' W	2771	Sì	Sì
3470	MALVERNO 001	1989	E	NP	1.398	M	SAN BASILE	PETREX	CH	T	42°14'12,60''	01°50'31,00'' E	2777	No	No
3583	MASSERIA NORANTE 001	1989	E	NP	1.204	R	CAMPOMARINO	FIAT-RIMI	CB	T	41°56'12,16''	02°34'33,69'' E	2687	Sì	Sì
3806	MOLINARA NORD 001	1989	E	NP	5.400	R	BASELICE	FINA	BN	T	41°19'53,70''	02°26'31,40'' E	2619	Sì	Sì
3896	MONTE CIVITELLO 001	1989	E	NP	5.600	R	CITTA' DI CASTELLO	AGIP	PG	T	43°22'53,00''	00°01'56,50'' W	2818	Sì	Sì
4056	MORCONE 001 BIS	1989	E	IS	2.996	M	S. MARCO DEI CAVOTI	AGIP	BN	T	41°18'54,00''	02°09'44,00'' E	2679	Sì	No
4068	MORMORA MARE 004 DIR	1989	S	GA	2.058	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°15'59,30''	13°50'38,50''	2689	No	No
4076	MURADOLO 001	1989	E	NP	2.649	C	MURADOLO	AGIP	PC	T	45°02'37,00''	02°37'05,50'' W	2719	Sì	Sì
4085	MUZZA 002	1989	A	IG	2.103	M	RECOVATO	AGIP	MO	T	44°37'13,04''	01°21'56,20'' W	2645	No	No
4261	PALINO 024 DIR A	1989	S	GA	1.645	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°11'39,50''	03°05'37,00'' E	2755	No	No
4264	PALINO 027	1989	S	GA	1.610	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°09'22,64''	03°05'45,48'' E	2749	No	No
4265	PALINO 035	1989	S	GA	1.665	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°08'24,74''	03°06'12,46'' E	2750	No	No
4308	PATERNO 001	1989	E	NP	3.200	R	FONTE RASTELLO	ELF	MC	T	43°10'46,13''	00°51'53,55'' E	2636	Sì	Sì
4550	POGGIOFIORITO 001 BIS	1989	E	GA	1.107	M	FILETTO	AGIP	CH	T	42°14'40,50''	01°46'21,00'' E	2743	No	No
4597	PONTE DIRILLO 012	1989	S	NP	3.260	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'35,00''	01°54'20,00'' E	0	No	No
4598	PONTE DIRILLO 013	1989	S	OL	3.345	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'35,00''	01°54'20,00'' E	0	No	No
4612	PONTIROLO 001	1989	E	NP	6.500	M	CANONICA	AGIP	BG	T	45°33'38,50''	02°53'39,30'' W	2638	No	No
4738	PORTO CORSINI MARE OVEST 022 DIR	1989	S	GA	3.867	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'29,91''	12°22'22,84''	2831	No	No
4741	PORTO CORSINI MARE OVEST 025 DIR	1989	S	GA	3.082	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'29,91''	12°22'22,84''	2833	No	No
4743	PORTO CORSINI MARE OVEST 026 DIR	1989	S	GA	4.237	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'29,91''	12°22'22,84''	2838	No	No
4744	PORTO CORSINI MARE OVEST 027 DIR	1989	S	GA	3.088	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'29,91''	12°22'22,84''	2838	No	No
4745	PORTO CORSINI MARE OVEST 028 DIR	1989	S	GA	4.143	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'29,91''	12°22'22,84''	2840	No	No
4746	PORTO CORSINI MARE OVEST 029 DIR	1989	S	GA	3.091	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'29,91''	12°22'22,84''	2840	No	No
4747	PORTO CORSINI MARE OVEST 030 DIR	1989	S	GA	3.388	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'29,91''	12°22'22,84''	2841	No	No
4748	PORTO CORSINI MARE OVEST 031 DIR	1989	S	GA	3.087	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'29,91''	12°22'22,84''	2841	No	No
4755	PORTO D'ASCOLI 001	1989	E	NP	2.160	M	S. BENEDETTO DEL TRONTO	AGIP	AP	T	42°54'13,50''	01°25'36,00'' E	2676	No	No
4841	PORTOCANNONE 030 DIR	1989	S	GA	883	M	COLLE DI LAURO	SELM	CB	T	41°53'17,83''	02°27'44,18'' E	2714	No	No
4860	PREZIOSO 006 DIR	1989	S	OL	5.150	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'31,05''	14°02'42,30''	2747	No	No
4862	PREZIOSO 007 DIR	1989	S	NP	5.015	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'31,05''	14°02'42,30''	2730	No	No
4863	PREZIOSO 007 DIR A	1989	S	OL	5.137	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'31,05''	14°02'42,30''	2730	No	No
4869	PREZIOSO EST 001	1989	A	NP	5.171	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'31,14''	14°03'59,95''	2727	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4898	RAFFAELLA 001	1989	E	GA	1.895	M	A.C 15.AX	AGIP	ZA	M	44°49'39,69''	12°50'18,84''	2850	No	No
5057	RAVENNA 052 DIR	1989	S	GA	2.075	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'53,50''	00°16'37,50'' W	2729	No	No
5105	REGGENTE 011	1989	S	GA	1.275	M	REGGENTE	PETREX	FG	T	41°25'17,28''	02°54'30,64'' E	2699	No	No
5247	RIPALTA 055 DIR	1989	T	GA	1.556	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'35,90''	02°44'40,20'' W	2690	Sì	No
5248	RIPALTA 056 DIR	1989	T	GA	1.560	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'35,90''	02°44'40,20'' W	2690	Sì	No
5249	RIPALTA 057 DIR	1989	T	GA	1.555	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'35,90''	02°44'40,20'' W	2691	Sì	No
5250	RIPALTA 058 DIR	1989	T	GA	1.552	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'35,90''	02°44'40,20'' W	2691	Sì	No
5251	RIPALTA 059 DIR	1989	T	GA	1.557	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'35,90''	02°44'40,20'' W	2692	Sì	No
5252	RIPALTA 060 DIR	1989	T	GA	1.556	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'35,90''	02°44'40,20'' W	2692	Sì	No
5422	ROSPO MARE 104	1989	P	OL	1.535	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'10,80''	14°58'10,10''	2736	No	No
5424	ROSPO MARE 116 DIR	1989	S	OL	1.372	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'10,84''	14°58'10,85''	2651	No	No
5425	ROSPO MARE 117 DIR	1989	S	OL	1.384	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'10,89''	14°58'11,10''	2662	No	No
5426	ROSPO MARE 118 DIR	1989	S	OL	1.377	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'10,76''	14°58'10,87''	2663	No	No
5427	ROSPO MARE 119 DIR	1989	S	OL	1.394	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'10,77''	14°58'10,94''	2703	No	No
5428	ROSPO MARE 120 DIR	1989	S	OL	1.359	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'10,09''	14°58'11,05''	2737	No	No
5406	ROSPO MARE 221 DIR	1989	S	OL	1.386	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'44,65''	14°56'47,12''	2781	No	No
5407	ROSPO MARE 222 DIR	1989	S	OL	1.393	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'44,68''	14°56'47,34''	2738	No	No
5510	S.ATTO 001 DIR	1989	E	GA	1.005	M	S. MAURO	FINA	TE	T	42°42'27,70''	01°22'00,00'' E	2792	No	No
6045	SELVA PIANA 001	1989	E	NP	3.400	R	CASTEL DEL GIUDICE	SORI	CH	T	41°52'14,00''	01°54'30,50'' E	2704	Sì	Sì
6318	TAURASI 001	1989	E	NP	3.476	R	FONTANAROSA	SORI	AV	T	41°00'13,50''	02°30'16,50'' E	2712	Sì	Sì
6328	TEMPA DEL VENTO 001	1989	E	NP	4.897	R	CALVERA	SORI	PZ	T	40°18'55,00''	03°34'43,00'' E	2732	Sì	Sì
6331	TEMPA ROSSA 001 DIR	1989	E	OL	4.956	R	LAURENZANA	FINA	PZ	T	40°25'14,74''	03°36'49,69'' E	2695	No	No
6411	TORRENTE CALDANA 001	1989	E	NP	1.918	R	ALBIDONA	FIAT-RIMI	CS	T	39°48'21,60''	03°59'58,90'' E	2603	Sì	Sì
6429	TORRENTE MORO 001 DIR	1989	E	NP	1.409	R	TORRENTE MORO	FIAT-RIMI	CH	T	42°14'53,83''	01°54'42,54'' E	2682	Sì	Sì
6565	TRAVETTORE 001	1989	E	NP	2.251	R	MAROSTICA	PETREX	VI	T	45°43'32,00''	00°43'51,00'' W	2633	Sì	Sì
6575	TRECATE 004	1989	E	OL	6.282	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'46,50''	03°42'27,00'' W	2702	No	No
6682	ULISSE 001	1989	E	NP	4.681	R	C.R100.HO	LASMO	ZC	M	36°22'50,02''	14°50'00,45''	2654	Sì	Sì
6816	VEGA 018 LD	1989	S	OL	2.621	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2748	No	No
6820	VEGA 021 DIR	1989	S	OL	2.623	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2664	No	No
6822	VEGA 023 DIR	1989	S	OL	2.564	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2721	No	No
6900	VILLAFORTUNA 005	1989	A	NP	6.539	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°29'56,00''	03°43'23,00'' W	2713	No	No
26	ADRIANA 001	1988	E	NP	3.008	M	A.R 65.SE	PETROMARINE	ZA	M	44°30'11,00''	12°56'39,00''	2639	Sì	Sì
238	ANEMONE 005 DIR	1988	S	NP	3.305	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°12'33,65''	12°42'32,09''	0	No	No
239	ANEMONE 005 DIR A	1988	S	NP	3.697	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°12'33,65''	12°42'32,09''	2642	No	No
555	BARBARA 041 DIR	1988	S	GA	1.320	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2753	No	No
556	BARBARA 042 DIR	1988	S	GA	1.114	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2753	No	No
557	BARBARA 043 DIR	1988	S	GA	1.306	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2761	No	No
559	BARBARA 044 DIR	1988	S	GA	1.226	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2761	No	No
561	BARBARA 045 DIR	1988	S	GA	1.308	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2772	No	No
563	BARBARA 046 DIR	1988	S	GA	1.286	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2772	No	No
565	BARBARA 047 DIR	1988	S	GA	1.145	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2773	No	No
567	BARBARA 048	1988	S	GA	1.317	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2773	No	No
569	BARBARA 049 DIR	1988	S	GA	1.172	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2774	No	No
570	BARBARA 050 DIR	1988	S	GA	1.129	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2774	No	No
571	BARBARA 051 DIR	1988	S	GA	1.070	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2783	No	No
572	BARBARA 052 DIR	1988	S	GA	1.065	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2782	No	No
573	BARBARA 053 DIR	1988	S	GA	1.317	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2782	No	No
574	BARBARA 054 DIR	1988	S	GA	1.120	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2786	No	No
575	BARBARA 055 DIR	1988	S	GA	1.326	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,12''	13°45'27,54''	2786	No	No
704	BASILE 001 DIR	1988	E	GA	1.647	R	ARI	C.P.A.	CH	T	42°14'30,00''	01°48'56,00'' E	2613	No	No
714	BEATRICE 001	1988	E	NP	2.200	R	B.R183.AG	AGIP	ZB	M	42°32'04,07''	14°22'44,29''	2770	Sì	Sì
891	BOTTONI 001	1988	E	GA	1.508	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°46'19,05''	00°32'00,00'' W	2634	No	No
931	BRONTE 012 DIR	1988	S	GA	1.379	M	BRONTE - S.NICOLA	AGIP	CT	T	37°47'38,50''	02°22'39,00'' E	0	No	No
1082	CAMERI 001	1988	E	NP	1.886	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°29'30,90''	03°47'21,70'' W	2616	No	No
1312	CASSIANO 004	1988	E	NP	810	M	MONTIGNANO	COPAREX	AN	T	43°39'04,00''	00°46'45,00'' E	2515	No	No
1348	CASTELLANA 001	1988	E	IS	4.203	R	MONTE SIRINO	PETREX	PZ	T	40°11'02,50''	03°27'27,50'' E	2630	Sì	Sì
1352	CASTELLARO 002	1988	E	NP	803	M	MONTIGNANO	COPAREX	AN	T	43°39'08,00''	00°48'33,00'' E	2527	No	No
1479	CAVIAGA 126	1988	F	GA	355	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'36,00''	02°51'46,00'' W	2588	No	No
1480	CAVIAGA 127	1988	F	GA	353	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'00,70''	02°52'33,00'' W	2588	No	No
1481	CAVIAGA 128	1988	F	GA	354	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'18,50''	02°52'38,00'' W	2588	No	No
1631	CERVIA MARE 027	1988	S	NP	3.400	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°18'01,34''	12°38'33,64''	2685	No	No
1632	CERVIA MARE 027 DIR A	1988	S	NP	3.834	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°18'01,34''	12°38'33,64''	2685	No	No
1670	CHIARA 001	1988	E	NP	1.270	R	D.R 62.AG	AGIP	ZD	M	41°56'03,10''	15°16'01,59''	2667	Sì	Sì
1755	CINZIA 001	1988	E	NP	3.105	R	A.R 61.AG	AGIP	ZA	M	44°15'53,19''	13°12'30,30''	2707	Sì	Sì
1808	CLARA OVEST 004 DIR	1988	S	GA	1.760	M	B.C 14.AS	AGIP	ZB	M	43°49'40,94''	13°42'42,01''	2693	No	No
1809	CLARA OVEST 005 DIR	1988	S	GA	1.931	M	B.C 14.AS	AGIP	ZB	M	43°49'40,94''	13°42'42,01''	2693	No	No
1812	CLARA OVEST 006 DIR	1988	S	GA	1.729	M	B.C 14.AS	AGIP	ZB	M	43°49'40,94''	13°42'42,01''	2696	No	No
1814	CLARA OVEST 008 DIR	1988	S	GA	2.154	M	B.C 14.AS	AGIP	ZB	M	43°49'40,94''	13°42'42,01''	2698	No	No
1815	CLARA OVEST 009 DIR	1988	S	GA	1.862	M	B.C 14.AS	AGIP	ZB	M	43°49'40,94''	13°42'42,01''	2698	No	No
1816	CLARA OVEST 010 DIR	1988	S	GA	2.028	M	B.C 14.AS	AGIP	ZB	M	43°49'40,94''	13°42'42,01''	2705	No	No
1817	CLARA OVEST 011 DIR	1988	S	GA	1.881	M	B.C 14.AS	AGIP	ZB	M	43°49'40,94''	13°42'42,01''	2700	No	No
1818	CLARA OVEST 011 DIR A	1988	S	GA	2.052	M	B.C 14.AS	AGIP	ZB	M	43°49'40,94''	13°42'42,01''	2700	No	No
1857	COLLE TURCHESE 001 DIR	1988	E	MG	1.354	R	TORRENTE TECCHIO	SORI	CB	T	42°01'23,50''	02°23'36,50'' E	2623	Sì	Sì
1946	CORLETO 001	1988	E	NP	1.710	R	CORLETO	SELM	FG	T	41°10'05,80''	03°12'16,40'' E	2538	Sì	Sì
1947	CORNACCHIA 001	1988	E	NP	2.000	R	TORRENTE FIUMICELLO	ELF	AN	T	43°24'56,93''	00°51'47,52'' E	2539	Sì	Sì
2172	COSTA BIANCA 001	1988	E	NP	1.133	R	COSTA BIANCA	SELM	MC	T	43°24'40,90''	01°08'26,00'' E	2494	Sì	Sì
2175	COSTA MOLINA 003 DIR XA	1988	E	IO	4.418	M	COSTA MOLINA	AGIP	PZ	T	40°20'25,00''	03°32'27,00'' E	2678	No	No
2176	COSTA MOLINA 003 X	1988	E	IO	4.400	M	COSTA MOLINA	AGIP	PZ	T	40°20'25,00''	03°32'27,00'' E	2678	No	No
2210	CRACO 001	1988	E	NP	1.000	R	TORRENTE SAURO	TOTAL MINERARIA	MT	T	40°22'32,44''	03°56'52,81'' E	2577	Sì	Sì
2297	DARIA 003	1988	E	GA	3.079	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°03'32,72''	13°15'38,84''	2697	No	No
2328	DEBORA 001	1988	E	GA	1.860	R	A.R 73.AX	AGIP	ZA	M	44°47'36,32''	12°58'37,85''	2647	No	No
2330	DELFINO 001	1988	E	NP	4.440	R	C.R119.TX	TEXACO	ZC	M	36°46'12,30''	14°22'55,57''	2491	Sì	Sì
2334	DELIA 003	1988	E	GA	1.327	M	A.C 16.AG	AGIP	ZA	M	45°08'24,25''	12°54'44,34''	2641	No	No
2420	EGERIA 001	1988	E	NP	4.950	R	G.R 9.AG	AGIP	ZG	M	36°42'06,55''	13°27'49,56''	2673	Sì	Sì
2492	FABRIZIA 001	1988	E	GA	1.813	R	B.R173.AG	AGIP	ZB	M	43°02'26,50''	14°00'04,60''	2615	No	No
2554	FERRANDINA SUD 001	1988	E	NP	1.419	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°30'39,00''	03°58'09,00'' E	2756	No	No
2566	FILICI 001	1988	E	GA	1.600	R	RABATANA	SORI	MT	T	40°12'47,70''	04°08'34,15'' E	2625	No	No
2572	FINESE 001 DIR	1988	E	NP	2.069	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°26'19,00''	04°03'58,00'' E	2674	No	No
2691	FRANCESCA 001	1988	E	NP	1.497	R	F.R 5.AG	AGIP	ZF	M	39°42'17,40''	16°37'14,20''	2556	Sì	Sì
2723	GABBIANO 001	1988	E	NP	3.347	R	C.R 87.CO	DU PONT	ZC	M	36°31'22,68''	14°45'02,71''	2643	Sì	Sì
2781	GAGLIANO NORD 001	1988	S	GA	3.709	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°46'37,60''	02°06'07,60'' E	0	No	No
2821	GAVIGNANO 001	1988	E	NP	2.814	R	ALATRI	AGIP	RM	T	41°42'49,50''	00°36'47,00'' E	2644	Sì	Sì
2928	GELA 098 DIR	1988	S	OL	3.385	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'31,90''	01°49'57,30'' E	0	No	No
2931	GELA 100 DIR	1988	S	OL	3.454	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'38,20''	01°50'07,90'' E	0	No	No
2932	GELA 101 DIR	1988	S	OL	3.490	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'31,90''	01°49'57,30'' E	0	No	No
2937	GELA 106 DIR	1988	S	NP	3.337	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'38,20''	01°50'07,90'' E	0	No	No
2938	GELA 106 DIR A	1988	S	OL	3.394	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'38,20''	01°50'07,90'' E	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
2939	GELA 107 DIR	1988	S	OL	3.335	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'19,20''	01°50'25,10'' E	0	No	No
2972	GILDA 001	1988	E	MO	3.013	R	B.R193.AG	AGIP	ZB	M	43°25'45,67''	13°53'33,84''	2648	Sì	Sì
3151	IRMA 001	1988	E	GA	2.508	R	A.R 70.AG	AGIP	ZA	M	44°44'52,19''	12°43'00,42''	2681	Sì	Sì
3198	LA PALAZZINA 001	1988	E	NP	1.808	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°35'02,00''	01°26'13,50'' W	2635	No	No
3225	LARISSA 001	1988	E	IS	677	R	D.R 49.AG	AGIP	ZD	M	39°52'11,92''	16°36'07,55''	2661	Sì	Sì
3226	LARISSA 001 DIR BIS	1988	E	NP	1.528	R	D.R 49.AG	AGIP	ZD	M	39°52'11,92''	16°36'07,55''	2661	Sì	Sì
3471	MANARA 001 DIR	1988	E	GA	2.749	M	MANARA	AGIP	FE	T	44°45'10,00''	00°13'36,00'' W	2686	No	No
3480	MANFRIA 002	1988	E	NP	5.910	R	AGRIGENTO	SARCIS	CL	T	37°06'36,00''	01°38'11,00'' E	0	Sì	No
3493	MARCIANO 001	1988	E	GA	1.545	R	BASENTELLO	ITALMIN	MT	T	40°29'17,29''	04°00'49,15'' E	2611	No	No
3508	MARILENA 001	1988	E	NP	2.702	R	B.R172.AG	AGIP	ZB	M	42°37'28,70''	14°04'18,80''	2554	Sì	Sì
3570	MARZENO 040 DIR	1988	E	NP	496	M	MARZENO	AGIP	RA	T	44°15'02,90''	00°38'16,20'' W	2632	Sì	No
3571	MARZENO 041	1988	E	NP	600	M	MARZENO	AGIP	RA	T	44°13'06,10''	00°34'36,00'' W	2632	Sì	Sì
3572	MARZOLLO 001 DIR	1988	E	NP	2.036	R	FIUME OSENTO	ELF	CH	T	42°05'36,86''	02°06'30,28'' E	2570	Sì	No
3577	MASSERIA BOSCONE 001	1988	E	NP	3.595	M	GARAGUSO	SELM	MT	T	40°31'29,80''	03°46'58,20'' E	2618	No	No
3581	MASSERIA GALTIERI 001	1988	E	GA	1.301	M	MONTE MORRONE	SORI	MT	T	40°26'44,50''	04°01'32,00'' E	2583	No	No
3588	MASSERIA RUTA 001 DIR	1988	E	GA	1.808	M	MELANICO	AGIP	FG	T	41°38'31,00''	02°41'54,00'' E	2720	No	No
3635	MELANIA 001	1988	E	GA	1.740	M	A.C 15.AX	AGIP	ZA	M	44°50'42,77''	12°58'02,34''	2640	No	No
3805	MOLGORETTA 001	1988	E	NP	1.405	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'18,51''	03°01'47,94'' W	2585	No	No
3848	MONTE ALPI 001	1988	E	OG	3.606	R	MONTE ALPI	PETREX	PZ	T	40°19'38,00''	03°29'04,40'' E	2801	No	No
3953	MONTEBELLUNA 001	1988	E	NP	2.463	R	MONTEBELLUNA	SELM	TV	T	45°47'42,68''	00°27'54,84'' W	2531	Sì	Sì
3963	MONTECOSARO 001	1988	E	GA	1.212	M	PORTO CIVITANOVA	SPI	MC	T	43°18'27,39''	01°12'09,33'' E	2579	No	No
4000	MONTERAPPOLI 001 DIR	1988	E	NP	2.108	R	EMPOLI	AGIP	FI	T	43°40'55,00''	01°31'38,00'' W	2594	Sì	Sì
4041	MONTEVERDE MACERATA 001	1988	E	NP	2.320	R	MONTEVERDE	SELM	MC	T	43°08'30,00''	00°58'07,78'' E	2655	Sì	No
4055	MORCONE 001	1988	E	NP	1.482	M	S. MARCO DEI CAVOTI	AGIP	BN	T	41°18'54,00''	02°09'44,00'' E	2679	Sì	No
4094	NAIDE 002	1988	E	GA	2.830	R	A.R 62.AG	AGIP	ZA	M	44°19'31,21''	12°45'41,95''	2709	No	No
4169	OGLIASTRELLO 001 DIR	1988	E	NP	1.563	R	SIBARI	AGIP	CS	T	39°41'26,50''	04°03'48,50'' E	2612	Sì	Sì
4177	OLZANO 001	1988	E	NP	1.402	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°16'44,13''	02°38'20,58'' W	2595	No	No
4260	PALINO 024 DIR	1988	S	NP	1.622	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°11'39,50''	03°05'37,00'' E	2755	No	No
4431	PISCIARELLO 001 DIR	1988	E	MG	1.816	M	MAFALDA	PETREX	CB	T	41°54'52,50''	02°21'10,00'' E	2631	No	No
4468	PISTICCI 031	1988	S	NP	1.700	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°25'05,00''	04°02'10,00'' E	2602	No	No
4469	PISTICCI 031 DIR A	1988	S	GA	1.668	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°25'05,00''	04°02'10,00'' E	2602	No	No
4699	PORTO CORSINI MARE EST 058 DIR	1988	S	GA	1.571	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2722	No	No
4700	PORTO CORSINI MARE EST 059 DIR	1988	S	GA	1.590	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2722	No	No
4701	PORTO CORSINI MARE EST 060 DIR	1988	S	GA	1.625	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2723	No	No
4702	PORTO CORSINI MARE EST 061 DIR	1988	S	GA	2.365	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2723	No	No
4703	PORTO CORSINI MARE EST 062 DIR	1988	S	GA	1.503	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2724	No	No
4704	PORTO CORSINI MARE EST 063 DIR	1988	S	GA	1.619	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2724	No	No
4705	PORTO CORSINI MARE EST 064	1988	S	GA	1.501	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2725	No	No
4708	PORTO CORSINI MARE EST 066 DIR	1988	S	GA	3.137	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2733	No	No
4711	PORTO CORSINI MARE EST 067 DIR	1988	S	GA	1.625	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2726	No	No
4712	PORTO CORSINI MARE EST 068 DIR	1988	S	GA	1.602	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2726	No	No
4713	PORTO CORSINI MARE EST 069 DIR	1988	S	GA	2.197	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2734	No	No
4714	PORTO CORSINI MARE EST 070 DIR	1988	S	GA	2.181	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2734	No	No
4715	PORTO CORSINI MARE EST 071 DIR	1988	S	GA	2.634	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2739	No	No
4716	PORTO CORSINI MARE EST 072 DIR	1988	S	GA	2.202	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2739	No	No
4737	PORTO CORSINI MARE OVEST 020 DIR	1988	S	GA	4.535	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'29,91''	12°22'22,84''	2811	No	No
4739	PORTO CORSINI MARE OVEST 023 DIR	1988	S	GA	3.020	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'29,91''	12°22'22,84''	2831	No	No
4740	PORTO CORSINI MARE OVEST 024 DIR	1988	S	GA	3.106	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'29,91''	12°22'22,84''	2833	No	No
4749	PORTO CORSINI MARE OVEST 032 DIR	1988	S	GA	4.590	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'29,91''	12°22'22,84''	2844	No	No
4851	PRATOMAGNO 001	1988	E	NP	4.259	R	PRATOMAGNO	PETREX	AR	T	43°37'39,00''	00°51'29,00'' W	2649	Sì	Sì
4859	PREZIOSO 005 DIR	1988	S	OL	5.044	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'31,05''	14°02'42,30''	2710	No	No
5049	RAVENNA 044 DEV	1988	S	GA	1.905	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'46,20''	00°16'19,90'' W	2716	No	No
5390	ROSORA 001	1988	E	NP	1.252	R	CUPRAMONTANA	ITALREX	AN	T	43°29'45,00''	00°35'49,00'' E	2550	Sì	Sì
5399	ROSPO MARE 009	1988	S	NP	1.625	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'52,13''	15°00'49,16''	2568	No	No
5423	ROSPO MARE 105 DIR	1988	S	OL	1.389	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'10,81''	14°58'11,13''	1730	No	No
5473	ROVELLO 001	1988	E	GA	814	R	RIPALTA	FIAT-RIMI	FG	T	41°45'49,50''	02°48'11,50'' E	2626	No	No
5671	S.MARIA NUOVA 003	1988	E	GA	1.206	M	S. MARIA NUOVA	CO.RI.MIN.	AN	T	43°28'31,96''	00°52'04,63'' E	2578	No	No
5687	S.MICHELE 001	1988	E	NP	1.854	R	MONTE BOSSO	SPI	PR	T	44°40'16,30''	02°14'15,30'' W	2598	Sì	Sì
5825	S.SALVO MARE 001	1988	E	NP	1.372	R	B.R187.SE	SELM	ZB	M	42°05'02,56''	14°47'51,84''	2604	Sì	Sì
5842	S.TEODORO 001 DIR	1988	E	GA	1.700	R	MASSERIA CARDILLO	C.P.A.	MT	T	40°20'54,57''	04°16'31,68'' E	2540	No	No
5950	SANSONE 001	1988	E	IG	1.185	R	METAPONTO	AGIP	MT	T	40°24'02,23''	04°22'08,55'' E	2624	Sì	Sì
6012	SEGGIO ROMANO 001	1988	E	NP	1.212	R	MIRTO	SELM	CS	T	39°36'28,40''	04°14'14,20'' E	2553	Sì	Sì
6048	SENIGA 001	1988	E	NP	2.554	C	SENIGA	AGIP	BS	T	45°15'29,40''	02°17'02,30'' W	2596	Sì	Sì
6133	SERRA SPAVENTO 006	1988	E	NP	1.717	M	MASSERIA SPAVENTO	SELM	FG	T	41°07'01,50''	03°14'19,80'' E	2532	Sì	No
6169	SETTEFINESTRE 002	1988	S	GA	1.318	M	SETTEFINESTRE	AGIP	MC	T	43°25'47,00''	01°00'41,00'' E	2650	No	No
6313	TALAMONTI 001	1988	E	GA	1.350	R	MASSIGNANO	ELF	AP	T	43°06'35,80''	01°21'20,89'' E	2590	No	No
6398	TORRE DEL POGGIO 001	1988	E	NP	2.195	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	45°02'02,11''	02°48'43,44'' W	2605	Sì	No
6404	TORRENTE ACQUACHIARA 001	1988	E	NP	1.659	R	TORRENTE ACQUACHIARA	SNIA	CH	T	42°07'51,37''	02°07'36,66'' E	2584	Sì	Sì
6416	TORRENTE CIGNO 004	1988	E	GA	1.598	R	TORRENTE CIGNO	SNIA	CB	T	41°52'36,67''	02°26'29,17'' E	2582	No	No
6430	TORRENTE PIANELLO 001	1988	E	NP	1.743	R	S. EUSANIO DEL SANGRO	SNIA	CH	T	42°05'53,09''	01°56'08,28'' E	2524	Sì	Sì
6442	TORRENTE SALSOLA 002	1988	E	GA	723	R	TORRENTE SALSOLA	SNIA	FG	T	41°33'12,14''	02°57'58,50'' E	2530	No	No
6476	TORRENTE VELLA 001	1988	E	GA	1.205	M	MONTE MORRONE	SORI	MT	T	40°27'07,00''	04°00'57,00'' E	2567	No	No
6573	TRECATE 002	1988	E	OG	5.572	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'05,00''	03°41'13,50'' W	2587	No	No
6636	TRESIGALLO 015 DIR	1988	S	GA	1.369	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'38,08''	00°31'48,90'' W	2717	No	No
6637	TRESIGALLO 016 DIR	1988	S	NP	1.353	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'38,08''	00°31'48,90'' W	2718	No	No
6638	TRESIGALLO 016 DIR A	1988	S	GA	1.328	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'38,08''	00°31'48,90'' W	2718	No	No
6671	TULLIA 001	1988	E	NP	2.042	R	G.R 5.AG	AGIP	ZG	M	37°41'45,01''	12°05'36,43''	2525	Sì	Sì
6773	VALLEZZETTA 001	1988	E	GA	1.472	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°46'18,70''	00°28'40,20'' W	2622	No	No
6788	VARISANA 002	1988	E	GA	1.310	M	MONTE MORRONE	SORI	MT	T	40°27'21,50''	04°02'18,19'' E	2627	No	No
6805	VEGA 009 DIR ST	1988	S	OL	2.622	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2195	No	No
6809	VEGA 012 LD	1988	S	OL	2.615	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2155	No	No
6817	VEGA 019 DIR	1988	S	OL	2.595	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2528	No	No
6818	VEGA 019 ST	1988	S	OL	2.645	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2528	No	No
6819	VEGA 020 DIR	1988	S	OL	2.575	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2656	No	No
6830	VERDICCHIO 001 DIR	1988	E	GA	1.347	M	FIUME TENNA	ELF	AP	T	43°13'06,46''	01°15'09,88'' E	2589	No	No
6837	VERONICA 001	1988	E	NP	3.265	R	B.R190.SE	PETROMARINE	ZB	M	42°35'26,57''	14°31'37,21''	2581	Sì	Sì
6898	VILLAFORTUNA 004	1988	E	OL	6.346	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	MI	T	45°30'36,00''	03°40'52,50'' W	2552	No	No
6922	VIRGINIA 001	1988	E	NP	1.856	R	B.R181.SE	PETROMARINE	ZB	M	42°45'17,24''	14°53'32,31''	2580	Sì	Sì
6972	ZIBIBBO 001	1988	E	IO	1.690	R	G.R 8.AG	AGIP	ZG	M	36°38'15,14''	11°46'29,40''	2593	No	No
97	AIDA 001	1987	E	GA	1.830	R	A.R 72.PI	SPI	ZA	M	45°03'14,39''	12°44'58,13''	2510	No	No
301	ANNUNZIATA 001 DIR	1987	E	NP	1.828	R	ANNUNZIATA	AGIP	MT	T	40°32'44,50''	03°53'15,00'' E	2446	Sì	Sì
361	ARCIERI 001	1987	E	NP	2.050	R	ACERENZA	SORI	PZ	T	40°53'38,00''	03°31'28,00'' E	2566	Sì	Sì
417	ASFALTO 001	1987	E	NP	2.888	M	RAGUSA	AGIP	RG	T	36°50'47,80''	02°15'32,06'' E	0	No	No
442	AZALEA 005 DIR	1987	S	GA	2.441	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°09'59,76''	12°43'12,08''	2586	No	No
443	AZALEA 006 DIR	1987	S	GA	2.448	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°09'59,76''	12°43'12,08''	2586	No	No
444	AZALEA 007 DIR	1987	S	GA	2.430	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°09'59,76''	12°43'12,08''	2591	No	No
445	AZALEA 008 DIR	1987	S	GA	2.572	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°09'59,76''	12°43'12,08''	2591	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
446	AZALEA 009 DIR	1987	S	GA	2.451	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°09'59,76''	12°43'12,08''	2592	No	No
447	AZALEA 010 DIR	1987	S	GA	2.542	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°09'59,76''	12°43'12,08''	2592	No	No
448	AZALEA 011 DIR	1987	S	GA	2.464	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°09'59,76''	12°43'12,08''	2600	No	No
449	AZALEA 012 DIR	1987	S	GA	2.459	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°09'59,76''	12°43'12,08''	2600	No	No
450	AZALEA 013	1987	S	GA	2.631	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°09'59,76''	12°43'12,08''	2597	No	No
451	AZALEA 014 DIR	1987	S	GA	2.142	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°09'59,76''	12°43'12,08''	2601	No	No
452	AZALEA 015 DIR	1987	S	GA	2.446	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°09'59,76''	12°43'12,08''	2601	No	No
525	BARBARA 026 DIR	1987	S	GA	1.445	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2541	No	No
527	BARBARA 027 DIR	1987	S	GA	1.436	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2541	No	No
528	BARBARA 028 DIR	1987	S	GA	1.447	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2542	No	No
530	BARBARA 029 DIR	1987	S	GA	1.345	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2542	No	No
532	BARBARA 030 DIR	1987	S	GA	1.312	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2543	No	No
534	BARBARA 031 DIR	1987	S	GA	1.376	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2543	No	No
536	BARBARA 032 DIR	1987	S	GA	1.384	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2564	No	No
538	BARBARA 033 DIR	1987	S	GA	1.450	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2564	No	No
540	BARBARA 034 DIR	1987	S	GA	1.445	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2565	No	No
554	BARBARA 040	1987	S	GA	1.450	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2572	No	No
727	BELLAVEDUTA 001	1987	E	NP	2.408	R	AQUILONIA	FINA	PZ	T	41°01'01,70''	03°20'44,50'' E	2435	Sì	Sì
775	BIDDINE 001	1987	E	NP	2.350	R	NISCENI	AGIP	RG	T	37°03'34,46''	02°03'16,26'' E	0	Sì	No
882	BOSCARETO 001	1987	E	NP	3.584	R	PIANELLO	COPAREX	AN	T	43°36'38,00''	00°38'54,00'' E	2433	Sì	Sì
907	BRENDA 002 DIR	1987	S	GA	1.678	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°06'58,90''	13°02'40,01''	2666	No	No
908	BRENDA 003 DIR	1987	S	GA	1.676	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°06'58,90''	13°02'40,01''	2666	No	No
909	BRENDA 004 DIR	1987	S	GA	1.776	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°06'58,90''	13°02'40,01''	2670	No	No
910	BRENDA 005 DIR	1987	S	GA	1.732	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°06'58,90''	13°02'40,01''	2671	No	No
911	BRENDA 005 DIR BIS	1987	S	GA	1.344	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°06'58,90''	13°02'40,01''	2671	No	No
912	BRENDA 006	1987	S	GA	1.719	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°06'58,90''	13°02'40,01''	2672	No	No
913	BRENDA 007 DIR	1987	S	GA	1.737	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°06'58,90''	13°02'40,01''	2672	No	No
927	BRONTE 008 DIR	1987	S	GA	1.437	M	BRONTE - S.NICOLA	AGIP	CT	T	37°48'02,40''	02°21'48,80'' E	0	No	No
929	BRONTE 010 DIR	1987	S	GA	1.437	M	BRONTE - S.NICOLA	AGIP	CT	T	37°48'17,80''	02°22'30,00'' E	0	No	No
930	BRONTE 011 DIR	1987	S	NP	1.560	M	BRONTE - S.NICOLA	AGIP	CT	T	37°47'47,00''	02°23'08,00'' E	0	No	No
932	BRONTE 013 DIR	1987	S	GA	1.554	M	BRONTE - S.NICOLA	AGIP	CT	T	37°47'56,70''	02°22'58,40'' E	0	No	No
933	BRONTE 014 DIR	1987	S	OG	1.538	M	BRONTE - S.NICOLA	AGIP	CT	T	37°47'56,70''	02°22'58,40'' E	0	No	No
934	BRONTE 015 DIR	1987	S	GA	1.477	M	BRONTE - S.NICOLA	AGIP	CT	T	37°47'53,90''	02°22'25,17'' E	0	No	No
935	BRONTE 016 DIR	1987	S	GA	1.590	M	BRONTE - S.NICOLA	AGIP	CT	T	37°47'54,00''	02°22'25,17'' E	0	No	No
937	BRUGA 001	1987	E	NP	1.298	R	CATANIA	SARCIS	CT	T	37°26'19,70''	02°27'31,00'' E	0	No	No
1109	CAMPOTOSTO 001	1987	E	NP	2.541	R	CAMPOTOSTO	COPAREX	AQ	T	42°32'27,00''	00°52'59,00'' E	2459	Sì	Sì
1234	CARMELA 001	1987	E	NP	1.330	R	A.R 51.SE	AGIP	ZA	M	44°07'14,10''	13°35'05,81''	2464	Sì	Sì
1279	CASCINA NUOVA 001 DIR	1987	E	NP	3.208	C	CASCINA NUOVA	AGIP	FE	T	44°54'43,65''	00°53'44,41'' W	2684	Sì	Sì
1311	CASSIANO 003	1987	S	NP	1.130	M	MONTIGNANO	COPAREX	AN	T	43°38'38,00''	00°47'21,00'' E	2515	No	No
1499	CAVONE 018	1987	S	NP	3.172	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'40,60''	01°33'02,30'' W	2483	No	No
1500	CAVONE 019	1987	S	OL	3.325	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°53'00,00''	01°31'35,00'' W	2637	No	No
1501	CAVONE 020	1987	S	NP	2.870	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'29,50''	01°25'56,00'' W	2680	No	No
1502	CAVONE 020 DIR A	1987	S	NP	3.223	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'29,50''	01°25'56,00'' W	2680	No	No
1503	CAVONE 021	1987	S	OL	3.240	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°53'06,00''	01°29'49,50'' W	2668	No	No
1543	CELLINO 030	1987	S	GA	1.725	R	CELLINO	SELM	TE	T	42°33'45,00''	01°24'58,00'' E	2526	No	No
1563	CERERE 001	1987	E	NP	3.633	R	A.R 49.MG	AGIP	ZA	M	44°26'15,36''	12°48'24,81''	2468	Sì	Sì
1665	CHELBI 001	1987	E	NP	1.159	R	MARSALA	SARCIS	TP	T	37°46'06,80''	00°07'15,69'' E	3263	Sì	No
1677	CHIESA 001	1987	E	NP	1.100	R	CATANIA	SARCIS	CT	T	37°25'51,70''	02°24'50,90'' E	0	No	No
1695	CHIEUTI 016	1987	E	NP	660	M	CASTELLACCIO	SELM	FG	T	41°45'58,40''	02°44'40,70'' E	2471	Sì	Sì
1696	CHIEUTI 017	1987	E	NP	781	M	CASTELLACCIO	SELM	FG	T	41°46'02,45''	02°45'56,80'' E	2481	Sì	Sì
1701	CHIOSONE 001	1987	E	NP	1.854	C	CHIOSONE	AGIP	CR	T	45°08'35,00''	02°33'33,50'' W	2418	Sì	Sì
1766	CIRO' 009	1987	E	NP	390	M	MANCHE DI CIMALIA	SELM	CS	T	39°29'03,24''	04°31'04,21'' E	2482	No	No
1767	CIRO' 010	1987	E	NP	614	M	MANCHE DI CIMALIA	SELM	CS	T	39°29'04,87''	04°32'40,21'' E	2473	No	No
1768	CIRO' 011	1987	E	NP	420	M	MANCHE DI CIMALIA	SELM	CZ	T	39°27'45,40''	04°33'59,05'' E	2473	No	No
1813	CLARA OVEST 007 DIR	1987	S	GA	1.872	M	B.C 14.AS	AGIP	ZB	M	43°49'40,94''	13°42'42,01''	2696	No	No
1829	CODEVIGO 001	1987	E	NP	1.650	R	PONTELONGO	AGIP	PD	T	45°14'41,30''	00°22'07,00'' W	0	Sì	No
1835	COLABELLA SUD 001	1987	E	NP	2.190	M	COLABELLA	SELM	PZ	T	41°01'12,16''	03°17'58,60'' E	2472	No	No
1836	COLACELLO 001	1987	E	GA	947	R	RABATANA	SORI	MT	T	40°09'50,50''	04°12'04,00'' E	2511	No	No
1910	CONEGLIANO 011 DIR	1987	S	GA	1.388	M	COLLALTO	SELM	TV	T	45°51'27,16''	00°14'12,69'' W	2476	No	No
2144	CORTEMAGGIORE 104 DIR	1987	T	GA	1.572	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'54,00''	02°29'11,80'' W	2557	No	No
2145	CORTEMAGGIORE 105 DIR	1987	T	GA	1.573	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'54,00''	02°29'11,80'' W	2557	No	No
2146	CORTEMAGGIORE 106 DIR	1987	T	GA	1.561	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'54,00''	02°29'11,80'' W	2558	No	No
2147	CORTEMAGGIORE 107 DIR	1987	T	GA	1.586	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'54,00''	02°29'11,80'' W	2558	No	No
2148	CORTEMAGGIORE 108 DIR	1987	T	GA	1.567	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'54,00''	02°29'11,80'' W	2559	No	No
2149	CORTEMAGGIORE 109 DIR	1987	T	GA	1.570	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'54,00''	02°29'11,80'' W	2559	No	No
2150	CORTEMAGGIORE 110 DIR	1987	T	GA	1.564	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'54,70''	02°29'14,60'' W	2560	No	No
2151	CORTEMAGGIORE 111 DIR	1987	T	GA	1.574	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'54,70''	02°29'14,60'' W	2560	No	No
2152	CORTEMAGGIORE 112 DIR	1987	T	GA	1.574	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'54,70''	02°29'14,60'' W	2561	No	No
2153	CORTEMAGGIORE 113 DIR	1987	T	GA	1.572	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'54,70''	02°29'14,60'' W	2561	No	No
2170	CORVI 001	1987	E	NP	1.281	R	MARSALA	SARCIS	TP	T	37°50'37,00''	00°03'37,00'' E	0	Sì	No
2234	CRETAGNA 002 DIR	1987	E	GA	1.490	M	CRETAGNA	SNIA	MT	T	40°29'42,80''	03°59'08,75'' E	2405	Sì	Sì
2285	CUSIGNANA 001	1987	E	NP	2.306	R	FIUME PIAVE	AGIP	TV	T	45°46'14,11''	00°17'38,08'' W	2475	Sì	Sì
2337	DEMANIO 001 DIR	1987	E	NP	1.423	M	MASSERIA RAMPA	SORI	CB	T	42°00'30,50''	02°26'50,00'' E	2548	Sì	Sì
2359	DITTAINO 001	1987	E	NP	1.164	R	CATANIA	SARCIS	CT	T	37°24'57,18''	02°27'30,80'' E	0	Sì	No
2362	DOLO 001 DIR	1987	E	NP	1.134	C	DOLO	AGIP	VE	T	45°23'45,40''	00°22'44,40'' W	2443	Sì	Sì
2406	DOSSO DEGLI ANGELI 026 DIR	1987	S	GA	3.316	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'58,90''	00°12'23,12'' W	2404	No	No
2407	DOSSO DEGLI ANGELI 027 X DIR	1987	E	IG	4.303	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'48,50''	00°12'04,50'' W	2657	No	No
2489	FABBRICO 001	1987	E	NP	1.050	C	FABBRICO	AGIP	RE	T	44°53'07,10''	01°37'17,70'' W	2669	Sì	Sì
2522	FEDRA 001	1987	E	GA	1.295	R	F.R 7.AG	AGIP	ZF	M	39°08'23,83''	17°18'09,22''	2545	Sì	Sì
2585	FIUME BASENTO 007 DIR	1987	E	NP	1.760	M	FIUME BASENTO	SNIA	MT	T	40°23'38,99''	04°08'45,52'' E	2416	Sì	Sì
2586	FIUME BASENTO 008	1987	E	NP	1.807	M	FIUME BASENTO	SNIA	MT	T	40°22'46,90''	04°09'33,60'' E	2421	Sì	Sì
2709	FROSINONE 001	1987	E	NP	684	R	CECCANO	AGIP	FR	T	41°37'56,00''	00°55'56,00'' E	2521	Sì	Sì
2792	GALGANO 001	1987	E	OG	2.540	M	TEMPA ROSSA	AGIP	MT	T	40°27'55,00''	03°55'32,00'' E	2504	No	No
2918	GELA 089 DIR A	1987	S	OL	3.381	M	C.C 1.AG	AGIP	ZC	M	37°01'54,48''	14°16'10,39''	2675	No	No
2920	GELA 090 DIR A	1987	S	OL	3.492	M	C.C 1.AG	AGIP	ZC	M	37°01'54,95''	14°16'10,39''	2610	No	No
2924	GELA 094 DIR	1987	S	OL	3.300	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'21,10''	01°50'08,10'' E	0	No	No
2926	GELA 096 DIR	1987	S	OL	3.300	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'20,00''	01°50'38,50'' E	0	No	No
2927	GELA 097 DIR	1987	S	OL	3.540	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'37,20''	01°50'05,50'' E	0	No	No
2929	GELA 099 DIR	1987	S	OL	3.820	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'36,60''	01°50'09,10'' E	0	No	No
2933	GELA 102 DIR	1987	S	OL	3.300	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'47,20''	01°50'16,30'' E	0	No	No
2934	GELA 103	1987	S	OL	3.542	R	GELA	AGIP	CL	T	37°05'09,70''	01°50'55,40'' E	0	No	No
2968	GIAURONE 002 DIR	1987	S	OL	3.510	M	GIAURONE	SARCIS	CL	T	37°08'33,40''	01°51'58,00'' E	0	No	No
3025	GLENDA 001	1987	E	NP	2.050	R	A.R 59.AG	AGIP	ZA	M	44°37'31,89''	13°06'19,59''	2508	Sì	Sì
3058	GRETA 001	1987	E	IG	3.180	R	B.R175.AG	AGIP	ZB	M	42°31'31,77''	14°13'05,04''	2546	Sì	Sì
3130	HERA LACINIA NORD 001	1987	E	GA	1.884	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'12,78''	17°09'29,16''	2544	No	No
3131	IBLA 001	1987	E	NP	2.230	M	RAGUSA	AGIP	RG	T	36°56'19,40''	02°16'35,00'' E	0	No	No
3156	IRMINIO 003 DIR	1987	E	OL	2.417	R	DONNALUCATA	ANSCHUTZ	RG	T	36°49'18,42''	02°12'10,66'' E	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
3203	LA PRANDA 001	1987	E	IG	1.400	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°25'19,00''	00°12'13,50'' W	2420	No	No
3302	LINAROLO 001	1987	E	OL	3.206	R	BRONI	AGIP	PV	T	45°09'13,00''	03°09'57,00'' W	2452	Sì	Sì
3319	LIQUORIZIA 001	1987	E	NP	1.000	R	FIUME SALINE	ELF	PE	T	42°29'51,91''	01°38'31,40'' E	2414	Sì	Sì
3390	LUNA 024 DIR	1987	E	NP	2.362	R	F.R 7.AG	AGIP	ZF	M	39°02'21,20''	17°13'21,49''	2489	No	No
3391	LUNA 026	1987	A	NP	1.989	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°07'50,93''	17°10'30,91''	2488	No	No
3392	LUNA 027 DIR	1987	E	NP	2.082	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'32,91''	17°12'51,97''	2503	No	No
3393	LUNA 027 DIR A	1987	E	GA	1.881	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'32,91''	17°12'51,97''	2503	No	No
3584	MASSERIA PEPE 001	1987	E	OL	1.540	M	ORSINO	AGIP	PZ	T	40°44'32,50''	03°38'50,00'' E	2708	No	No
3593	MASSERIA SASSI 001	1987	E	GA	1.188	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°51'31,05''	02°37'33,80'' E	2457	Sì	No
3594	MASSERIA SASSI 002	1987	E	NP	941	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°51'24,08''	02°37'48,46'' E	2480	Sì	No
3595	MASSERIA SCHIAVONE 001	1987	E	NP	1.484	R	MASSERIA SCHIAVONE	SNIA	FG	T	41°36'45,89''	02°50'38,15'' E	2423	Sì	Sì
3599	MASSERIA SPAVENTO 004	1987	S	GA	1.196	M	MASSERIA SPAVENTO	SELM	PZ	T	41°04'18,08''	03°14'47,57'' E	2451	Sì	No
3607	MASSERIA VIORANO 001	1987	E	GA	984	R	SERRA DI MONACO	C.P.A.	PZ	T	40°48'28,81''	03°40'04,78'' E	2394	No	No
3645	MERLENGO 001	1987	E	NP	2.754	R	FIUME PIAVE	AGIP	TV	T	45°42'14,80''	00°17'03,50'' W	2492	Sì	Sì
3650	MERLINO 004 X DIR	1987	E	IG	1.991	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°25'59,50''	03°03'35,00'' W	2402	No	No
3685	MILENA 001	1987	E	NP	2.045	R	E.R 44.AG	AGIP	ZE	M	40°25'36,20''	14°47'18,64''	2467	Sì	Sì
3790	MISANO 002	1987	E	GA	1.424	R	TORRENTE CONCA	SNIA	FO	T	43°57'08,31''	00°12'20,96'' W	2466	No	No
3881	MONTE CANTIERE 013	1987	E	GA	189	M	MONTE CANTIERE	SIAM	MO	T	44°16'14,00''	01°47'20,00'' W	2458	No	No
3930	MONTE NEVOSO 001 DIR	1987	E	GA	2.236	R	PISA	AGIP	PI	T	43°40'39,00''	02°04'52,00'' W	2683	No	No
3949	MONTE URANO 002 DIR	1987	E	GA	2.665	M	MONTE URANO	SELM	AP	T	43°11'14,32''	01°13'19,75'' E	2437	No	No
3970	MONTEFANO 002 DIR	1987	E	NP	1.400	R	MONTEFANO	AGIP	MC	T	43°24'32,00''	01°00'04,00'' E	2487	Sì	Sì
4003	MONTERUBBIANO 001	1987	E	NP	834	R	MONTERUBBIANO	SELM	AP	T	43°12'40,90''	01°18'10,30'' E	2496	No	No
4077	MURATORI 001	1987	E	GA	1.200	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°35'15,90''	01°31'07,83'' W	2502	No	No
4083	MUZZA 001	1987	E	GA	1.850	M	RECOVATO	AGIP	MO	T	44°37'28,00''	01°22'58,20'' W	2477	No	No
4093	NAIDE 001	1987	E	GA	4.200	R	A.R 62.AG	AGIP	ZA	M	44°20'33,56''	12°44'53,95''	2484	No	No
4178	OMBRINA MARE 001	1987	E	OG	2.360	R	B.R125.LF	ELF	ZB	M	42°19'15,35''	14°31'18,05''	2415	Sì	Sì
4184	ORESTE 001	1987	E	NP	2.744	R	C.R104.PX	PETREX	ZC	M	36°19'17,58''	15°18'05,71''	2512	Sì	Sì
4185	ORIANA 001	1987	E	NP	2.311	R	A.R 60.AG	AGIP	ZA	M	44°19'51,62''	13°06'28,95''	2555	Sì	Sì
4256	PALINO 020	1987	A	GA	1.785	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°10'55,55''	03°07'16,43'' E	2549	No	No
4258	PALINO 022	1987	A	NP	1.674	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°07'49,00''	03°09'02,00'' E	2453	No	No
4321	PENNINA 002 DIR	1987	S	GA	2.267	M	B.C 15.AV	AGIP	ZB	M	43°01'14,45''	14°09'49,52''	2608	No	No
4322	PENNINA 003 DIR	1987	S	GA	2.243	M	B.C 15.AV	AGIP	ZB	M	43°01'14,45''	14°09'49,52''	2608	No	No
4324	PENNINA 004 DIR	1987	S	NP	407	M	B.C 15.AV	AGIP	ZB	M	43°01'14,45''	14°09'49,52''	2614	No	No
4325	PENNINA 005 DIR	1987	S	GA	2.267	M	B.C 15.AV	AGIP	ZB	M	43°01'14,45''	14°09'49,52''	2614	No	No
4326	PENNINA 006 DIR	1987	S	GA	2.238	M	B.C 15.AV	AGIP	ZB	M	43°01'14,45''	14°09'49,52''	2609	No	No
4327	PENNINA 007 DIR	1987	S	GA	2.267	M	B.C 15.AV	AGIP	ZB	M	43°01'14,45''	14°09'49,52''	2609	No	No
4426	PINETO 001 DIR	1987	E	NP	1.307	R	PINETO	FINA	TE	T	42°38'29,20''	01°34'18,50'' E	2507	Sì	No
4574	POMPOSA 001 DIR	1987	E	GA	3.642	M	POMPOSA	AGIP	FE	T	44°49'10,00''	00°15'12,00'' W	2495	No	No
4575	POMPOSA 002 DIR	1987	A	GA	3.312	M	POMPOSA	AGIP	FE	T	44°49'10,00''	00°15'12,00'' W	2562	No	No
4576	POMPOSA 003 DIR	1987	S	GA	2.700	M	POMPOSA	AGIP	FE	T	44°49'10,00''	00°15'12,00'' W	2571	No	No
4577	POMPOSA 004 DIR	1987	S	GA	1.817	M	POMPOSA	AGIP	FE	T	44°49'10,00''	00°15'12,00'' W	2571	No	No
4596	PONTE DIRILLO 011 DIR	1987	S	OL	3.330	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'35,00''	01°54'20,00'' E	0	No	No
4617	PORTILE 001	1987	E	GA	1.205	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°34'33,60''	01°32'04,60'' W	2434	No	No
4698	PORTO CORSINI MARE EST 057	1987	A	GA	1.630	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°24'59,00''	12°30'21,64''	2628	No	No
4707	PORTO CORSINI MARE EST 065 DIR	1987	S	GA	3.113	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,53''	12°33'37,49''	2725	No	No
4858	PREZIOSO 004 DIR	1987	E	OL	4.937	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'31,04''	14°02'42,30''	2501	No	No
4964	RAGUSA 060 DIR	1987	S	OL	1.866	M	RAGUSA	AGIP	RG	T	36°54'03,60''	02°16'09,10'' E	0	No	No
4966	RAGUSA 061 DIR	1987	S	OL	1.877	M	RAGUSA	AGIP	RG	T	36°54'03,60''	02°16'09,10'' E	0	No	No
4968	RAGUSA 062 DIR	1987	S	OL	1.770	M	RAGUSA	AGIP	RG	T	36°54'30,30''	02°16'35,60'' E	0	No	No
4969	RAGUSA 063 DIR	1987	S	OL	1.660	M	RAGUSA	AGIP	RG	T	36°53'30,80''	02°16'25,60'' E	0	No	No
5334	RIVOLTA 001	1987	A	GA	890	M	NOVA SIRI SCALO	AGIP	MT	T	40°09'23,40''	04°11'36,00'' E	2563	No	No
5403	ROSPO MARE 213 DIR	1987	S	OL	1.367	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'44,68''	14°56'47,62''	2431	No	No
5404	ROSPO MARE 214 DIR	1987	S	OL	1.376	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'44,68''	14°56'47,62''	2378	No	No
5405	ROSPO MARE 215 DIR	1987	S	OL	1.364	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'44,68''	14°56'47,62''	2432	No	No
5670	S.MARIA NUOVA 002	1987	E	NP	1.350	R	CAMERATA PICENA	CO.RI.MIN.	AN	T	43°27'52,31''	00°51'08,61'' E	2513	No	No
5673	S.MARTINO 001	1987	E	GA	1.207	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°35'00,20''	01°32'19,63'' W	2417	No	No
5674	S.MARTINO 002	1987	E	GA	1.008	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°34'58,90''	01°31'23,33'' W	2456	No	No
5675	S.MARTINO 003	1987	A	GA	1.204	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°34'41,10''	01°29'25,50'' W	2537	No	No
5680	S.MAURO 001 DIR	1987	E	GA	1.953	M	S. MAURO	FINA	TE	T	42°42'15,69''	01°22'36,75'' E	2506	No	No
5694	S.NICOLA 006 DIR	1987	S	GA	1.388	M	BRONTE - S.NICOLA	AGIP	EN	T	37°47'46,00''	02°21'57,00'' E	0	No	No
5696	S.OMERO OVEST 001	1987	E	NP	3.001	R	MARTINSICURO	FINA	TE	T	42°47'02,20''	01°20'40,49'' E	2436	Sì	Sì
5739	S.POTITO 005 DIR	1987	E	GA	2.112	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°26'01,50''	00°32'52,50'' W	2607	No	No
5740	S.POTITO 006 DIR	1987	S	GA	2.076	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°26'01,50''	00°32'52,50'' W	2607	No	No
5929	SALICE 001	1987	E	GA	1.780	R	FIUME AGRI	SNIA	MT	T	40°21'47,30''	04°14'56,81'' E	2442	No	No
5987	SAVINI 002 DIR	1987	E	NP	1.513	R	ROSETO DEGLI ABRUZZI	FINA	TE	T	42°40'55,82''	01°32'48,03'' E	2505	Sì	Sì
6132	SERRA SPAVENTO 005	1987	E	NP	1.429	M	MASSERIA SPAVENTO	SELM	FG	T	41°05'30,41''	03°13'32,15'' E	2430	Sì	No
6173	SETTIMO MILANESE 001	1987	E	NP	6.620	R	LAINATE	AGIP	MI	T	45°28'32,00''	03°24'16,00'' W	2490	Sì	Sì
6194	SOLAROLO 001	1987	E	NP	7.100	C	SOLAROLO	AGIP	CR	T	45°05'16,00''	02°06'06,00'' W	2620	Sì	Sì
6223	SORIANO 001	1987	E	GA	1.526	R	MONTE CALVELLO	AGIP	FG	T	41°19'01,30''	03°04'26,84'' E	2523	No	No
6235	SPIGAROLO 001	1987	E	NP	2.007	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PR	T	44°58'03,00''	02°24'01,50'' W	2403	No	No
6314	TAMARA 001	1987	E	GA	3.216	R	B.R167.SV	SORI	ZB	M	43°59'14,13''	13°20'26,18''	2629	Sì	Sì
6349	TERRATE 001 DIR	1987	E	GA	1.531	R	TORRENTE TECCHIO	SORI	CB	T	42°00'01,00''	02°24'51,00'' E	2522	Sì	Sì
6415	TORRENTE CIGNO 003	1987	E	NP	1.607	R	TORRENTE CIGNO	SNIA	CB	T	41°49'57,40''	02°31'50,50'' E	2419	No	No
6572	TRECATE 001	1987	E	OL	6.434	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'09,50''	03°39'50,00'' W	2450	No	No
6688	VAIANO 001	1987	E	NP	1.570	C	VAIANO	AGIP	MI	T	45°26'58,50''	02°59'49,50'' W	2388	Sì	Sì
6772	VALLEZZA 201	1987	E	MM	1.343	M	VALLEZZA	SPI	PR	T	44°39'23,70''	02°17'36,90'' W	2516	Sì	Sì
6779	VALLICELLA 001 DIR	1987	E	IG	2.280	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'18,00''	00°29'57,00'' W	2498	No	No
6780	VALLICELLA 001 DIR A	1987	E	GA	1.459	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'18,00''	00°29'57,00'' W	2498	No	No
6789	VARONI 001	1987	E	NP	5.766	R	MONTEREALE	AGIP	RI	T	42°35'50,00''	00°46'00,00'' E	2769	Sì	Sì
6815	VEGA 018 DIR	1987	S	OL	2.652	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2474	No	No
6833	VERNACCHIA 001	1987	E	NP	1.450	M	MONTE ANTICO	AGIP	CB	T	41°57'01,10''	02°26'18,60'' E	2478	Sì	Sì
6884	VILLA TORRE 001	1987	E	GA	3.360	R	MORRO D'ORO	SNIA	TE	T	42°41'33,45''	01°24'03,12'' E	2410	Sì	Sì
6897	VILLAFORTUNA 003	1987	E	OL	6.188	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°29'28,00''	03°44'04,50'' W	2428	No	No
6969	ZAGARA 001	1987	E	MG	2.520	R	C.R105.RI	SORI	ZC	M	37°22'18,35''	13°06'10,93''	2514	Sì	Sì
6975	ZOBOLI 001	1987	E	NP	1.206	R	MARANELLO	AGIP	MO	T	44°35'16,40''	01°34'45,80'' W	2441	Sì	No
274	ANGELO 001	1986	E	MG	4.326	R	PERGUSA	SICILIA CANADA PETR.	EN	T	37°28'59,00''	02°02'30,00'' E	0	Sì	No
279	ANNABELLA 002	1986	E	GA	3.591	R	A.R 50.AG	AGIP	ZA	M	44°13'36,03''	13°04'43,87''	2284	No	No
307	ANTARES 004 DIR	1986	S	NP	2.588	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'21,85''	12°27'13,37''	2346	No	No
308	ANTARES 004 DIR A	1986	S	GA	2.570	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'21,85''	12°27'13,37''	2359	No	No
309	ANTARES 005	1986	S	GA	2.453	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'21,85''	12°27'13,37''	2360	No	No
310	ANTARES 006 DIR	1986	S	GA	2.445	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'21,85''	12°27'13,37''	2361	No	No
311	ANTARES 007 DIR	1986	S	GA	2.415	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'21,85''	12°27'13,37''	2362	No	No
312	ANTARES 008 DIR	1986	S	GA	2.357	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'21,85''	12°27'13,37''	2363	No	No
313	ANTARES 009 DIR	1986	S	GA	2.586	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'21,85''	12°27'13,37''	2364	No	No
315	ANTARES 010 DIR A	1986	S	GA	2.460	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'21,85''	12°27'13,37''	2368	No	No
317	ANTARES 011 DIR A	1986	S	GA	2.344	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'21,85''	12°27'13,37''	2386	No	No
354	ARCADE 001	1986	E	GA	2.300	M	NERVESA	AGIP	TV	T	45°46'14,00''	00°13'42,50'' W	2438	Sì	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
395	ARMIDA 004 DIR BIS	1986	S	GA	3.096	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°28'46,73''	12°27'12,28''	2309	No	No
475	BALLAN 001	1986	E	NP	4.305	C	BALLAN	AGIP	VE	T	45°30'42,00''	00°26'34,00'' W	2439	Sì	Sì
486	BANDO 007	1986	E	NP	850	C	BANDO	AGIP	FE	T	44°39'45,00''	00°36'26,80'' W	2406	Sì	Sì
503	BARBARA 014 DIR	1986	S	GA	1.191	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'34,36''	13°46'55,27''	2500	No	No
505	BARBARA 015 DIR	1986	S	GA	1.193	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'34,36''	13°46'55,27''	2500	No	No
507	BARBARA 016 DIR	1986	S	GA	1.454	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'34,36''	13°46'55,27''	2509	No	No
509	BARBARA 017 DIR	1986	S	GA	1.322	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'34,36''	13°46'55,27''	2509	No	No
511	BARBARA 018 DIR	1986	S	GA	1.293	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'34,05''	13°46'55,03''	2529	No	No
513	BARBARA 019 DIR	1986	S	GA	1.446	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'34,36''	13°46'55,27''	2529	No	No
515	BARBARA 020	1986	S	GA	1.371	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'34,36''	13°46'55,27''	2533	No	No
517	BARBARA 021 DIR	1986	S	GA	1.485	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'34,36''	13°46'55,27''	2533	No	No
519	BARBARA 022 DIR	1986	S	GA	1.436	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'34,36''	13°46'55,27''	2534	No	No
521	BARBARA 023 DIR	1986	S	GA	1.427	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'34,36''	13°46'55,27''	2534	No	No
522	BARBARA 024 DIR	1986	S	GA	1.440	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'34,36''	13°46'55,27''	2536	No	No
524	BARBARA 025 DIR	1986	S	GA	1.485	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'34,36''	13°46'55,27''	2536	No	No
542	BARBARA 035 DIR	1986	S	GA	1.444	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2565	No	No
544	BARBARA 036 DIR	1986	S	GA	1.417	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2701	No	No
546	BARBARA 037 DIR	1986	S	GA	1.452	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2569	No	No
548	BARBARA 038 DIR	1986	S	GA	1.456	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2569	No	No
551	BARBARA 039 DIR	1986	S	GA	1.292	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'47,00''	13°48'34,16''	2572	No	No
715	BEDESCHI 001 DIR	1986	E	NP	2.149	R	LUGO	AGIP	RA	T	44°25'26,00''	00°35'44,00'' W	2449	Sì	Sì
716	BEDESCHI 001 DIR A	1986	E	NP	2.100	R	LUGO	AGIP	RA	T	44°25'26,00''	00°35'44,00'' W	2449	Sì	Sì
765	BERSAGLIO 001	1986	E	GA	1.900	M	MASSERIA MEZZANELLE	WESTATES	FG	T	41°28'08,10''	02°52'57,80'' E	2311	No	No
769	BEVILACQUA 001	1986	E	NP	1.098	C	BEVILACQUA	AGIP	BO	T	44°45'40,78''	01°12'49,27'' W	2381	Sì	Sì
770	BIANCA 001	1986	E	GA	3.054	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°05'37,89''	13°06'38,98''	2290	No	No
902	BRAZZUTO 001	1986	E	GA	1.820	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'32,00''	03°04'01,00'' W	2448	No	No
928	BRONTE 009 DIR	1986	S	GA	1.700	M	BRONTE - S.NICOLA	AGIP	CT	T	37°48'17,80''	02°22'30,00'' E	0	No	No
936	BRONTE 017 DIR	1986	S	GA	1.693	M	BRONTE - S.NICOLA	AGIP	CT	T	37°48'14,80''	02°22'08,20'' E	0	No	No
1043	CALANDRONE 001	1986	E	IG	1.720	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'06,50''	03°02'34,00'' W	2383	No	No
1047	CALDAROSA 001	1986	E	OL	4.525	R	VIGGIANO	AGIP	PZ	T	40°24'29,00''	03°27'20,00'' E	2486	No	No
1051	CALDERASI 001	1986	E	NP	1.609	R	CALDERASI	SNIA	MT	T	40°38'12,89''	03°49'09,74'' E	2244	Sì	Sì
1061	CALIPSO 002	1986	E	GA	1.415	M	B.C 14.AS	AGIP	ZB	M	43°49'31,41''	13°54'14,03''	2298	No	No
1235	CARMEN 001	1986	E	OL	1.442	R	B.R124.AG	AGIP	ZB	M	43°23'02,29''	13°41'48,07''	2426	Sì	Sì
1236	CAROLA 001	1986	E	GA	2.620	R	A.R 68.RI	SORI	ZA	M	44°46'12,07''	12°41'58,90''	2425	No	No
1273	CASALVECCHIO 001 DIR	1986	E	NP	1.986	M	MAFALDA	PETREX	CB	T	41°54'35,50''	02°23'00,00'' E	2376	No	No
1293	CASELLO 001 DIR	1986	E	MG	1.443	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°53'06,00''	02°15'46,50'' W	2313	Sì	No
1353	CASTELLAZZO 001	1986	E	GA	1.205	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'36,88''	03°02'08,77'' W	2314	No	No
1497	CAVONE 016	1986	S	OL	3.313	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'25,00''	01°26'35,50'' W	2535	No	No
1498	CAVONE 017	1986	S	OL	3.310	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'37,00''	01°28'18,50'' W	2599	No	No
1511	CECILIA 002	1986	E	GA	1.310	M	B.C 13.AS	AGIP	ZB	M	43°49'24,28''	14°12'16,13''	2408	No	No
1629	CERVIA MARE 025	1986	S	GA	3.365	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'28,77''	12°38'03,73''	2470	No	No
1672	CHIARAVALLE 001	1986	E	NP	1.415	R	CAMERATA PICENA	TOTAL MINERARIA	AN	T	43°36'11,16''	00°51'51,95'' E	2335	Sì	Sì
1698	CHIOGGIA MARE 002	1986	E	GA	1.683	M	A.C 22.EA	AGIP	ZA	M	45°15'02,32''	12°27'30,42''	2409	No	No
1699	CHIOGGIA MARE 003	1986	E	GA	1.731	M	A.C 22.EA	AGIP	ZA	M	45°15'06,02''	12°25'04,28''	2407	No	No
1700	CHIOGGIA MARE 004	1986	E	GA	1.730	M	A.C 22.EA	AGIP	ZA	M	45°14'10,65''	12°23'59,68''	2413	No	No
1718	CICORVA 001	1986	E	GA	1.705	R	MONTE CASALE	AGIP	MT	T	40°28'38,50''	03°53'47,00'' E	2499	Sì	Sì
1833	COLABELLA 002	1986	E	GA	1.038	M	COLABELLA	SELM	PZ	T	41°03'24,70''	03°17'17,10'' E	2310	No	No
1834	COLABELLA 003	1986	E	NP	1.505	M	COLABELLA	SELM	PZ	T	41°03'05,10''	03°18'05,60'' E	2279	No	No
1899	CONCOREZZO 001	1986	E	NP	6.264	M	PESSANO	AGIP	MI	T	45°35'08,00''	03°05'57,00'' W	2576	No	No
1913	CONEGLIANO 014 DIR	1986	S	GA	1.589	M	COLLALTO	SELM	TV	T	45°51'21,60''	00°14'35,80'' W	2375	No	No
1922	CONEGLIANO 023 DIR	1986	S	GA	1.398	M	COLLALTO	SELM	TV	T	45°52'42,90''	00°13'31,40'' W	2243	No	No
1932	CONTERICO 002 DIR	1986	E	NP	1.660	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°25'56,00''	03°01'49,70'' W	2382	No	No
2022	CORREGGIO 033	1986	E	NP	1.493	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°45'11,50''	01°43'27,00'' W	2248	Sì	No
2293	D'ANSELMO 001	1986	E	NP	1.662	M	MONTE ANTICO	AGIP	CB	T	41°56'32,50''	02°25'58,00'' E	2547	Sì	Sì
2296	DARIA 002	1986	E	GA	3.311	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°04'17,61''	13°14'08,38''	2460	No	No
2342	DEMMA 002 X	1986	E	GA	2.360	M	TEMPA ROSSA	AGIP	MT	T	40°30'38,00''	03°53'24,00'' E	2485	No	No
2367	DONATA 003	1986	E	GA	1.520	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°57'58,00''	14°35'56,00''	2356	No	No
2401	DOSSO DEGLI ANGELI 021 DIR	1986	S	GA	3.853	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'32,50''	00°12'17,00'' W	2389	No	No
2402	DOSSO DEGLI ANGELI 022 DIR	1986	S	GA	3.311	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'32,50''	00°12'17,00'' W	2384	No	No
2403	DOSSO DEGLI ANGELI 023 DIR	1986	S	GA	4.179	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'32,50''	00°12'17,00'' W	2390	No	No
2404	DOSSO DEGLI ANGELI 024 DIR	1986	S	GA	3.852	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'58,90''	00°12'23,12'' W	2391	No	No
2405	DOSSO DEGLI ANGELI 025 DIR	1986	S	GA	3.314	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'58,90''	00°12'23,12'' W	2392	No	No
2425	ELEONORA 003 DIR	1986	S	GA	2.553	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°50'21,80''	14°09'21,81''	2461	No	No
2426	ELEONORA 004 DIR	1986	S	NP	1.303	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°50'21,80''	14°09'21,81''	2347	No	No
2427	ELEONORA 004 DIR A	1986	S	GA	2.555	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°50'21,80''	14°09'21,81''	2347	No	No
2428	ELEONORA 005 DIR	1986	S	GA	2.545	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°50'21,80''	14°09'21,81''	2517	No	No
2429	ELEONORA 006 DIR	1986	S	GA	2.456	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°50'21,80''	14°09'21,81''	2398	No	No
2430	ELEONORA 007 DIR	1986	S	GA	2.556	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°50'21,80''	14°09'21,81''	2462	No	No
2431	ELEONORA 008 DIR	1986	S	GA	2.554	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°50'21,80''	14°09'21,81''	2399	No	No
2432	ELEONORA 009 DIR	1986	S	GA	2.555	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°50'21,80''	14°09'21,81''	2463	No	No
2434	ELEONORA 010 DIR A	1986	S	GA	2.260	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°50'21,80''	14°09'21,81''	2358	No	No
2447	EMILIO 005	1986	E	OG	3.359	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°56'30,16''	14°13'57,96''	2249	No	No
2513	FARAVASSA 001	1986	E	GA	1.541	M	MONTE ANTICO	AGIP	CB	T	41°57'34,50''	02°26'33,00'' E	2334	Sì	Sì
2578	FIUME ASTURA 001 DIR	1986	E	NP	1.296	R	APRILIA	AGIP	LT	T	41°31'42,00''	00°16'53,00'' E	2393	Sì	Sì
2583	FIUME BASENTO 005 DIR	1986	E	NP	1.305	M	FIUME BASENTO	SNIA	MT	T	40°26'56,50''	04°06'24,17'' E	2352	Sì	Sì
2584	FIUME BASENTO 006	1986	E	GA	1.362	M	FIUME BASENTO	SNIA	MT	T	40°22'52,47''	04°12'19,77'' E	2320	Sì	Sì
2587	FIUME BIFERNO 001	1986	E	NP	1.943	R	FIUME BIFERNO	SNIA	CB	T	41°53'13,09''	02°24'53,53'' E	2289	Sì	Sì
2730	GAGGIANO A	1986	I	OL	2.371	M	GAGGIANO	AGIP	MI	T	45°22'05,50''	03°23'56,50'' W	2445	No	No
2807	GANDINI 002 DIR	1986	E	GA	2.095	C	GANDINI	AGIP	CR	T	45°25'09,50''	02°53'07,00'' W	2377	Sì	Sì
2915	GELA 087 DIR	1986	S	OL	3.509	M	C.C 1.AG	AGIP	ZC	M	37°01'54,48''	14°16'10,39''	2573	No	No
2916	GELA 088 DIR	1986	S	OL	3.360	M	C.C 1.AG	AGIP	ZC	M	37°01'54,48''	14°16'10,39''	2574	No	No
2917	GELA 089 DIR	1986	S	NP	3.620	M	C.C 1.AG	AGIP	ZC	M	37°01'54,48''	14°16'10,39''	2675	No	No
2919	GELA 090 DIR	1986	S	IO	3.395	M	C.C 1.AG	AGIP	ZC	M	37°01'54,48''	14°16'10,39''	2610	No	No
2921	GELA 091 DIR	1986	S	OL	3.320	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'21,10''	01°50'08,10'' E	0	No	No
2922	GELA 092 DIR	1986	S	OL	3.365	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'40,90''	01°50'18,10'' E	0	No	No
2923	GELA 093 DIR	1986	S	OL	3.395	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'21,10''	01°50'08,10'' E	0	No	No
2925	GELA 095 DIR	1986	S	OL	3.286	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'35,20''	01°50'38,90'' E	0	No	No
2946	GEMONA 001	1986	E	NP	2.242	C	GEMONA	SNIA	UD	T	46°11'08,90''	00°35'44,20'' E	0	No	No
2957	GHIARA 002 DIR	1986	E	NP	2.000	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°52'33,50''	02°16'07,50'' W	2440	Sì	No
3102	GROTTOLE 039 DIR	1986	S	GA	613	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°34'35,50''	03°55'00,00'' E	2396	No	No
3103	GROTTOLE 040	1986	S	GA	625	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°34'35,50''	03°55'00,00'' E	2396	No	No
3106	GUARDIOLA 001	1986	E	NP	2.035	R	FRAINE	SELM	CH	T	41°59'45,00''	02°08'44,00'' E	2305	Sì	Sì
3127	HERA LACINIA 015	1986	A	GA	2.019	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°04'16,89''	17°10'12,53''	2349	No	No
3185	KATIA 002	1986	E	OL	1.915	R	B.R137.AG	AGIP	ZB	M	42°20'58,49''	14°47'24,75''	2307	No	No
3293	LIANA 001	1986	E	NP	2.006	R	D.R 61.AG	AGIP	ZD	M	38°57'40,00''	17°12'21,30''	2518	Sì	Sì
3320	LIRA 001	1986	E	NP	1.315	R	D.R 60.AG	AGIP	ZD	M	39°12'30,13''	17°09'45,72''	2348	Sì	Sì
3329	LOCANTORE 002 X	1986	E	MG	1.887	M	TEMPA ROSSA	AGIP	MT	T	40°31'38,00''	03°53'34,00'' E	2339	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
3330	LOCANTORE 003 X	1986	E	GA	1.684	M	TEMPA ROSSA	AGIP	MT	T	40°31'23,50''	03°54'39,00'' E	2351	No	No
3468	MALOSSA B INIEZIONE	1986	I	GO	1.151	C	MALOSSA	AGIP	BG	T	45°30'22,50''	02°52'45,00'' W	2427	Si	Si
3479	MANFRIA 001 BIS	1986	E	OL	4.220	R	AGRIGENTO	SARCIS	CL	T	37°06'58,00''	01°39'50,40'' E	0	No	No
3503	MARGI 001	1986	E	NP	1.744	R	CALTAGIRONE	SARCIS	CT	T	37°18'48,50''	02°13'12,00'' E	0	Si	No
3580	MASSERIA D'EUFEMIA 001 DIR	1986	E	GA	1.780	R	MASSERIA VIGNOLA	SELM	MT	T	40°34'43,79''	03°49'07,43'' E	2316	Si	Si
3655	METAPONTO 001	1986	E	GA	2.012	R	FIUME AGRI	C.P.A.	MT	T	40°20'59,78''	04°15'03,50'' E	2315	No	No
3664	MICHELA 001	1986	E	NP	2.552	R	E.R 43.PX	PETREX	ZE	M	41°18'57,42''	12°45'26,54''	2306	Si	Si
3678	MILA 004 DIR	1986	P	OL	3.636	M	C.C 4.ME	SELM	ZC	M	36°44'28,13''	14°30'42,68''	0	Si	No
3802	MOFFA 001	1986	E	NP	861	R	SERRA CAPRIOLA	AGIP	FG	T	41°42'01,00''	02°48'27,50'' E	2350	Si	Si
3878	MONTE CANTIERE 010	1986	E	MG	132	M	MONTE CANTIERE	SIAM	MO	T	44°15'25,00''	01°49'40,00'' W	2296	No	No
3879	MONTE CANTIERE 011	1986	E	NP	95	M	MONTE CANTIERE	SIAM	MO	T	44°16'18,00''	01°47'12,00'' W	2296	No	No
3880	MONTE CANTIERE 012	1986	E	IG	143	M	MONTE CANTIERE	SIAM	MO	T	44°16'14,00''	01°47'20,00'' W	2296	No	No
3927	MONTE MAGGIO 001	1986	E	NP	1.000	R	MONTE CANEPINO	SORI	MC	T	43°20'47,50''	01°11'32,00'' E	2520	Si	Si
3972	MONTEFINO 001	1986	E	NP	2.008	R	MONTEFINO	SNIA	TE	T	42°31'43,65''	01°24'45,33'' E	2274	Si	Si
3984	MONTEGRANARO 001 DIR	1986	E	NP	1.923	R	MONTEGRANARO	FINA	AP	T	43°11'20,38''	01°08'14,98'' E	2379	No	No
4080	MUSELLARO 001	1986	E	NP	2.480	R	PRETORO	AGIP	PE	T	42°11'47,50''	01°29'50,00'' E	2575	Si	Si
4107	NARCISO 002	1986	E	OL	867	R	C.R 65.AG	AGIP	ZC	M	37°53'10,32''	12°23'54,27''	2215	Si	Si
4108	NARCISO 003	1986	E	NP	1.700	R	C.R 65.AG	AGIP	ZC	M	37°53'07,62''	12°23'33,51''	2338	Si	Si
4112	NEGRINI 001	1986	E	NP	1.265	C	NEGRINI	AGIP	FE	T	44°35'51,00''	00°35'35,50'' W	2412	Si	Si
4130	NILDE 006 DIR	1986	S	OL	1.520	M	C.C 2.AS	AGIP	ZC	M	37°31'37,28''	11°53'20,30''	2327	Si	No
4131	NILDE OVEST 001	1986	E	NP	2.229	M	C.C 2.AS	AGIP	ZC	M	37°35'44,03''	11°55'03,79''	2397	Si	No
4133	NIOBE 001	1986	E	NP	2.115	M	C.C 2.AS	AGIP	ZC	M	37°40'05,87''	12°08'45,72''	2355	Si	No
4135	NOBILE 001	1986	E	NP	2.321	R	CALTAGIRONE	SARCIS	RG	T	37°00'16,00''	02°15'56,00'' E	0	No	No
4137	NOEMI 001	1986	E	NP	2.473	R	C.R 65.AG	AGIP	ZC	M	37°49'39,32''	12°14'14,01''	2387	Si	Si
4145	NOTO 003	1986	E	GA	2.888	R	ROSOLINI	SARCIS	SR	T	36°49'53,00''	02°34'11,00'' E	0	No	No
4167	OFFANENGO 001	1986	E	NP	1.205	C	OFFANENGO	AGIP	CR	T	45°23'09,30''	02°42'44,00'' W	2293	Si	Si
4212	OSIMO 001	1986	E	NP	1.144	R	S. LORENZO	FINA	AN	T	43°29'41,86''	01°06'18,52'' E	2380	Si	Si
4213	OSIMO 001 A	1986	E	GA	545	R	S. LORENZO	FINA	AN	T	43°29'41,86''	01°06'18,52'' E	2380	Si	Si
4257	PALINO 021	1986	A	GA	1.615	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°09'20,00''	03°08'05,00'' E	2454	No	No
4259	PALINO 023	1986	A	NP	1.600	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°07'02,00''	03°07'27,00'' E	2447	No	No
4311	PAVONARA 001	1986	E	NP	984	C	PAVONARA	AGIP	FE	T	44°52'52,15''	00°46'17,91'' W	2255	Si	Si
4402	PIANO PERRELLO 001	1986	E	NP	1.683	R	MASSERIA GROTTAVECCHIA	SNIA	FG	T	41°45'21,47''	02°39'39,18'' E	2294	No	No
4415	PIETRAROSSA 001	1986	E	NP	3.586	R	PIETRANICO	AGIP	PE	T	42°24'57,25''	01°24'11,00'' E	2340	Si	Si
4424	PILONE 001	1986	E	IO	600	R	PONTECORVO	COPAREX	FR	T	41°29'24,30''	01°07'45,20'' E	2278	Si	Si
4465	PISTICCI 029 DIR	1986	S	OL	2.151	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°24'38,51''	04°02'52,56'' E	2400	No	No
4466	PISTICCI 030 DIR	1986	S	GA	2.206	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°24'38,00''	04°02'22,50'' E	2369	No	No
4467	PISTICCI 030 DIR A	1986	S	OL	2.128	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°24'38,00''	04°02'22,50'' E	2369	No	No
4532	POGGETTO 001	1986	E	GA	902	C	POGGETTO	AGIP	BO	T	44°43'42,28''	01°06'18,80'' W	2365	Si	Si
4563	POLLENZA 001	1986	E	NP	1.500	R	TOLENTINO	ELF	MC	T	43°17'12,35''	00°55'33,70'' E	2312	Si	Si
4579	PONTE 001 DIR	1986	E	NP	3.011	R	PUNTA DELLA PENNA	SORI	CH	T	42°08'00,00''	02°14'32,00'' E	2429	Si	Si
4595	PONTE DIRILLO 010 X	1986	S	OL	3.200	R	GELA	AGIP	CL	T	37°02'37,00''	01°53'48,47'' E	0	No	No
4811	PORTO S.ELPIDIO OVEST 001 DIR	1986	E	NP	2.989	M	PORTO CIVITANOVA	SPI	AP	T	43°16'08,00''	01°17'19,00'' E	2366	No	No
4850	PRATI BAVIERA 002	1986	E	NP	1.481	R	CASTEL COLONNA	COPAREX	AN	T	43°42'14,50''	00°41'24,50'' E	2268	Si	Si
4857	PREZIOSO 003	1986	E	OL	5.063	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'31,05''	14°02'42,31''	2455	No	No
4874	PUGLIA 001	1986	E	NP	7.070	R	MINERVINO	AGIP	BA	T	41°03'26,00''	03°45'13,50'' E	2401	Si	Si
4875	PUMENENGO 001	1986	E	NP	1.133	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°29'33,00''	02°36'03,00'' W	2299	Si	No
4885	QUARA 001 DIR	1986	E	NP	3.230	R	RAMISETO	AGIP	RE	T	44°21'54,80''	01°56'19,50'' W	2271	Si	Si
4893	RACHELE 001	1986	E	NP	1.640	R	A.R 52.ME	AGIP	ZA	M	45°16'07,03''	12°53'21,93''	2424	Si	Si
4962	RAGUSA 059 DIR	1986	S	OL	1.757	M	RAGUSA	AGIP	RG	T	36°54'03,60''	02°16'09,10'' E	0	No	No
5241	RIPALTA 049 DIR	1986	T	GA	1.557	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'45,70''	02°44'50,00'' W	2342	Si	No
5242	RIPALTA 050 DIR	1986	T	GA	1.558	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'45,70''	02°44'50,00'' W	2342	Si	No
5243	RIPALTA 051 DIR	1986	T	GA	1.559	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'45,70''	02°44'50,00'' W	2343	Si	No
5244	RIPALTA 052 DIR	1986	T	GA	1.559	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'45,70''	02°44'50,00'' W	2343	Si	No
5245	RIPALTA 053 DIR	1986	T	GA	1.558	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'45,70''	02°44'50,00'' W	2344	Si	No
5246	RIPALTA 054 DIR	1986	T	GA	1.560	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'45,70''	02°44'50,00'' W	2344	Si	No
5318	RIPI 064	1986	S	OL	373	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'05,00''	00°59'22,00'' E	0	No	No
5341	ROCCA CAVALLO 001	1986	E	GA	3.395	R	TROINA II	SARCIS	EN	T	37°46'28,00''	02°16'47,00'' E	0	No	No
5351	ROLASSA 001	1986	E	NP	705	C	ROLASSA	AGIP	AT	T	44°55'53,00''	04°12'24,00'' W	2319	Si	Si
5400	ROSPO MARE 210	1986	S	OL	1.570	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'44,68''	14°56'47,62''	2318	No	No
5401	ROSPO MARE 211 DIR	1986	S	OL	1.344	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'44,68''	14°56'47,62''	2372	No	No
5402	ROSPO MARE 212 DIR	1986	S	OL	1.345	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'44,68''	14°56'47,62''	2373	No	No
5490	S.ALESSANDRO 001	1986	E	NP	3.737	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'53,00''	02°13'49,00'' W	2259	Si	No
5491	S.ALESSANDRO 001 DIR A	1986	E	IG	3.499	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'53,00''	02°13'49,00'' W	2259	Si	No
5569	S.ERMELINDA 001	1986	E	NP	1.006	C	S. ERMELINDA	AGIP	FE	T	44°37'18,90''	00°33'38,70'' W	2291	Si	Si
5706	S.PIETRO 001 DIR	1986	E	MG	1.453	R	OFFAGNA	AGIP	AN	T	43°28'15,50''	00°59'36,50'' E	2273	No	No
5735	S.POTITO 002 DIR	1986	E	NP	2.145	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°25'11,00''	00°30'21,00'' W	2621	No	No
5736	S.POTITO 003 DIR	1986	E	GA	2.106	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°25'11,00''	00°30'21,00'' W	2621	No	No
5737	S.POTITO 004 DIR	1986	E	IS	2.117	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°25'11,00''	00°30'21,00'' W	2606	No	No
5738	S.POTITO 004 DIR A	1986	E	GA	2.203	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°25'11,00''	00°30'21,00'' W	2606	No	No
5741	S.POTITO 007 DIR	1986	E	GA	2.073	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°25'11,00''	00°30'21,00'' W	2617	No	No
5742	S.PROCOLO 001	1986	E	NP	2.614	R	S. PROCOLO	SORI	AP	T	43°06'57,00''	01°10'19,00'' E	2395	Si	Si
5892	SABBIONCELLO 041 DIR	1986	T	GA	1.169	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'39,17''	00°32'42,13'' W	2328	No	No
5893	SABBIONCELLO 042 DIR	1986	T	GA	1.178	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'39,17''	00°32'42,13'' W	2325	No	No
5894	SABBIONCELLO 043 DIR	1986	T	GA	1.161	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'39,17''	00°32'42,13'' W	2325	No	No
5895	SABBIONCELLO 044 DIR	1986	T	GA	1.168	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'39,17''	00°32'42,13'' W	2317	No	No
5896	SABBIONCELLO 045 DIR	1986	T	GA	1.164	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'39,17''	00°32'42,13'' W	2317	No	No
5897	SABBIONCELLO 046	1986	T	GA	1.149	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'37,87''	00°32'44,35'' W	2331	No	No
5898	SABBIONCELLO 047 DIR	1986	T	GA	1.138	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'37,87''	00°32'44,35'' W	2331	No	No
5899	SABBIONCELLO 048 DIR	1986	T	GA	1.156	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'37,87''	00°32'44,35'' W	2332	No	No
5900	SABBIONCELLO 049 DIR	1986	T	GA	1.156	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'37,87''	00°32'44,35'' W	2329	No	No
5901	SABBIONCELLO 050 DIR	1986	T	NP	1.167	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'37,87''	00°32'44,35'' W	2329	No	No
5911	SALACARO 001	1986	E	GA	2.245	R	MASSERIA SANTORO	SELM	MT	T	40°35'47,40''	03°45'51,00'' E	2256	No	No
5986	SAVINI 001	1986	E	GA	1.600	R	ROSETO DEGLI ABRUZZI	COPAREX	TE	T	42°41'10,18''	01°33'03,21'' E	2292	Si	Si
6001	SCHIORSI 001	1986	E	NP	1.201	C	SCHIORSI	AGIP	FE	T	44°42'49,10''	00°30'01,90'' W	2270	Si	Si
6046	SELVATORTA 001	1986	E	NP	1.220	R	CAMERATA PICENA	TOTAL MINERARIA	AN	T	43°34'47,18''	00°49'20,03'' E	2336	Si	Si
6151	SETTALA 014 DIR	1986	S	GA	1.243	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'03,50''	03°02'28,00'' W	2465	No	No
6167	SETTEFARINE 001	1986	E	NP	4.715	R	CALTAGIRONE	SARCIS	CL	T	37°07'19,00''	01°48'11,00'' E	0	Si	No
6185	SINARCA 002 DIR	1986	E	NP	1.500	M	MAFALDA	PETREX	CB	T	41°55'54,00''	02°22'01,00'' E	2281	No	No
6310	SUVIANA 001	1986	E	NP	7.810	R	SUVIANA	SELM	FI	T	44°04'48,20''	01°12'23,50'' W	2444	Si	Si
6316	TANIA 001	1986	E	NP	3.361	R	C.R 96.AG	AGIP	ZC	M	38°01'54,68''	12°11'04,45''	2370	Si	Si
6317	TARZO 001	1986	E	NP	1.869	R	TARZO	SNIA	TV	T	45°55'14,10''	00°12'30,90'' W	2353	No	No
6353	TIMPA ROSSA 001	1986	E	NP	1.722	R	FIUME AGRI	SNIA	MT	T	40°20'15,57''	04°09'24,84'' E	2354	Si	Si
6388	TOLOMEI 001 DIR	1986	E	IG	1.517	R	EMPOLI	AGIP	FI	T	43°43'36,00''	01°34'36,00'' W	2422	Si	No
6392	TOMBOLO 003	1986	E	GA	1.827	R	PISA	AGIP	PI	T	43°37'50,00''	02°04'54,00'' W	2367	No	No
6414	TORRENTE CIGNO 002	1986	E	GA	1.328	R	TORRENTE CIGNO	SNIA	CB	T	41°50'39,50''	02°37'00,70'' E	2295	No	No
6472	TORRENTE TONA 023	1986	S	GA	1.504	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°44'33,30''	02°37'15,52'' E	2385	No	No
6473	TORRENTE TONA 024	1986	S	IO	1.520	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°44'47,70''	02°36'23,00'' E	2519	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
6474	TORRENTE TONA 024 DIR A	1986	S	OL	1.558	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°44'47,70''	02°36'23,00'' E	2519	No	No
6475	TORRENTE TONA 025 DIR	1986	S	OL	1.474	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°43'55,50''	02°35'46,20'' E	2551	No	No
6506	TRAETTA 001	1986	E	GA	2.043	R	MASSERIA GROTTAVECCHIA	SNIA	CB	T	41°42'41,77''	02°38'48,18'' E	2246	No	No
6566	TRE CANCELLI 001 DIR	1986	E	NP	1.123	R	APRILIA	AGIP	LT	T	41°27'19,60''	00°17'17,15'' E	2411	Sì	Sì
6683	URAGO D'OGLIO 001	1986	E	NP	1.000	R	CHIARI	AGIP	BS	T	45°30'37,30''	02°34'50,80'' W	2300	Sì	No
6704	VALGERA 001	1986	E	NP	734	C	VALGERA	AGIP	AT	T	44°55'41,30''	04°13'24,40'' W	2324	Sì	Sì
6708	VALLE DANE 001	1986	E	GA	1.264	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°31'25,00''	00°28'11,30'' W	2277	No	No
6782	VALLONE 001	1986	E	NP	1.600	M	MONTE ANTICO	AGIP	CB	T	41°58'33,00''	02°24'48,00'' E	2341	Sì	Sì
6787	VARISANA 001	1986	E	GA	1.893	M	MONTE MORRONE	SORI	MT	T	40°27'21,00''	04°02'44,50'' E	2371	No	No
6806	VEGA 010 DIR	1986	S	OL	2.632	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2262	No	No
6810	VEGA 013 DIR	1986	S	OL	2.658	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2282	No	No
6811	VEGA 014 DIR	1986	S	OL	2.664	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2321	No	No
6812	VEGA 015 DIR	1986	S	OL	2.593	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2374	No	No
6813	VEGA 016 DIR	1986	S	OL	2.662	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2322	No	No
6814	VEGA 017 DIR	1986	S	OL	2.624	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2323	No	No
6826	VENERE 001	1986	E	NP	2.932	R	C.R103.CN	PETREX	ZC	M	37°21'57,99''	13°03'57,67''	2269	Sì	Sì
6896	VILLAFORTUNA 002	1986	E	IS	5.417	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°28'59,50''	03°43'40,50'' W	2493	No	No
6923	VISTOLI 001	1986	E	IG	2.407	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°29'10,00''	00°27'58,50'' W	2469	No	No
6924	VISTOLI 001 DIR A	1986	E	NP	1.998	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°29'10,00''	00°27'58,50'' W	2469	No	No
148	ALIA II 001	1985	ST	NP	100	R	ALIA II	SICILIA CANADA PETR.	PA	T	37°45'40,00''	01°11'00,00'' E	0	No	No
294	ANNALISA 002	1985	E	GA	3.624	R	A.R 64.AG	AGIP	ZA	M	44°09'43,28''	13°06'57,32''	2172	No	No
306	ANTARES 003 DIR	1985	S	GA	2.681	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'21,85''	12°27'13,37''	2345	No	No
314	ANTARES 010 DIR	1985	S	NP	2.417	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'21,85''	12°27'13,37''	2368	No	No
316	ANTARES 011 DIR	1985	S	NP	2.472	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'21,85''	12°27'13,37''	2386	No	No
369	ARETUSA 001	1985	E	II	3.741	R	C.R100.HO	LASMO	ZC	M	36°29'39,53''	14°56'56,92''	2245	Sì	Sì
373	ARIANNA 002	1985	S	GA	4.280	M	A.C 4.AS	AGIP	ZA	M	44°18'20,35''	12°37'41,35''	2208	No	No
375	ARIANNA 003 DIR	1985	S	GA	3.390	M	A.C 4.AS	AGIP	ZA	M	44°18'20,35''	12°37'41,35''	2209	No	No
377	ARIANNA 004 DIR	1985	S	GA	3.872	M	A.C 4.AS	AGIP	ZA	M	44°18'20,35''	12°37'41,35''	2210	No	No
393	ARMIDA 004	1985	S	GA	3.298	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°28'46,70''	12°27'12,30''	2301	No	No
396	ARMIDA 005 DIR	1985	S	GA	3.360	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°28'46,70''	12°27'12,30''	2302	No	No
398	ARMIDA 006 DIR	1985	S	GA	3.792	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°28'46,70''	12°27'12,30''	2303	No	No
399	ARMIDA 007 DIR	1985	S	GA	3.803	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°28'46,70''	12°27'12,30''	2304	No	No
400	ARMIDA 008 DIR	1985	S	GA	3.297	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°28'46,70''	12°27'12,30''	2308	No	No
414	ASCOLI SATRIANO 008	1985	A	NP	2.095	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°15'06,50''	03°03'04,00'' E	2207	No	No
766	BERTOLANI 001 DIR	1985	E	GA	1.301	M	ARCETO	AGIP	RE	T	44°36'23,00''	01°41'10,00'' W	2189	Sì	No
785	BIMMISCA 001	1985	E	NP	3.169	R	ROSOLINI	SARCIS	SR	T	36°48'34,00''	02°37'38,00'' E	0	Sì	No
830	BONACCIA 003	1985	A	GA	1.100	R	B.R148.MI	TOTAL MINERARIA	ZB	M	43°35'43,97''	14°20'19,25''	2263	No	No
831	BONACCIA 004	1985	A	GA	1.123	R	B.R148.MI	TOTAL MINERARIA	ZB	M	43°35'04,25''	14°24'20,11''	2264	No	No
916	BREZZA 001	1985	E	NP	1.000	R	B.R142.MI	TOTAL MINERARIA	ZB	M	43°36'46,45''	13°37'31,43''	2265	Sì	Sì
926	BRONTE 007 DIR	1985	S	GA	1.876	M	BRONTE - S.NICOLA	AGIP	CT	T	37°48'02,44''	02°22'48,90'' E	0	No	No
1079	CALVINO 001	1985	E	NP	2.502	R	RIPACANDIDA	AGIP	PZ	T	40°57'51,00''	03°23'50,00'' E	2188	Sì	Sì
1310	CASSIANO 001 DIR	1985	E	GA	812	R	CASTEL COLONNA	COPAREX	AN	T	43°38'22,00''	00°47'42,00'' E	2230	No	No
1313	CASSIBILE 001	1985	E	NP	1.511	R	CASSIBILE	MONTEDISON	SR	T	36°58'51,00''	02°44'04,00'' E	0	Sì	No
1495	CAVONE 014	1985	S	NP	3.400	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'30,00''	01°29'01,50'' W	2233	No	No
1496	CAVONE 015	1985	S	OL	3.250	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'45,50''	01°31'08,00'' W	2297	No	No
1542	CELLINO 029	1985	T	GA	635	R	CELLINO	SELM	TE	T	42°35'53,67''	01°25'03,94'' E	2221	No	No
1549	CELOZZI 001	1985	E	NP	2.200	M	MELANICO	AGIP	FG	T	41°38'58,00''	02°41'59,00'' E	2276	No	No
1623	CERVIA MARE 019 DIR	1985	S	GA	3.764	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'17,42''	12°38'44,30''	2211	No	No
1624	CERVIA MARE 020 DIR	1985	S	GA	4.221	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'17,42''	12°38'44,30''	2224	No	No
1625	CERVIA MARE 021 DIR	1985	S	GA	3.805	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'17,42''	12°38'44,30''	2225	No	No
1626	CERVIA MARE 022 DIR	1985	S	GA	4.191	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'17,42''	12°38'44,30''	2226	No	No
1627	CERVIA MARE 023 DIR	1985	S	GA	4.025	M	A.C 4.AS	AGIP	ZA	M	44°18'18,57''	12°37'38,90''	2212	No	No
1628	CERVIA MARE 024 DIR	1985	S	GA	3.366	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'17,42''	12°38'44,30''	2227	No	No
1630	CERVIA MARE 026	1985	S	GA	3.883	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°16'22,97''	12°39'54,37''	2234	No	No
1650	CESARNA 001	1985	E	NP	1.219	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°25'54,00''	02°29'40,00'' W	2247	No	No
1651	CESARNA 001 DIR A	1985	E	NP	1.076	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°25'54,00''	02°29'40,00'' W	2247	No	No
1697	CHIOGGIA MARE 001	1985	E	GA	1.777	M	A.C 22.EA	AGIP	ZA	M	45°14'50,31''	12°26'23,19''	2144	No	No
1789	CLARA EST 006	1985	A	GA	1.182	M	B.C 13.AS	AGIP	ZB	M	43°47'39,11''	13°59'53,70''	2169	No	No
1790	CLARA EST 007	1985	A	GA	1.174	M	B.C 13.AS	AGIP	ZB	M	43°48'57,37''	14°01'50,57''	2170	No	No
1832	COLABELLA 001	1985	E	OG	1.470	R	SERRA SPAVENTO	SELM	PZ	T	41°03'20,70''	03°17'31,90'' E	2186	No	No
1856	COLLE TAVO 002 DIR	1985	S	NP	2.494	M	COLLE TAVO	AGIP	PE	T	42°25'17,00''	01°27'45,00'' E	2257	Sì	Sì
1878	COLLEROSSI 001 DIR	1985	E	NP	2.045	R	BOSCO LE FRATTE	AGIP	CH	T	42°01'16,00''	02°08'16,00'' E	2228	Sì	Sì
1911	CONEGLIANO 012 DIR	1985	S	GA	1.570	M	COLLALTO	SELM	TV	T	45°51'21,60''	00°14'35,80'' W	2203	No	No
1916	CONEGLIANO 016	1985	S	GA	1.574	M	COLLALTO	SELM	TV	T	45°51'21,60''	00°14'35,80'' W	2202	No	No
1917	CONEGLIANO 018 DIR	1985	S	GA	1.496	M	COLLALTO	SELM	TV	T	45°54'03,00''	00°13'12,00'' W	2242	No	No
1920	CONEGLIANO 021 DIR	1985	S	GA	1.668	M	COLLALTO	SELM	TV	T	45°52'05,39''	00°14'25,24'' W	2241	No	No
1921	CONEGLIANO 022 DIR	1985	S	GA	1.611	M	COLLALTO	SELM	TV	T	45°51'43,32''	00°14'48,62'' W	2219	No	No
2288	D'AGNONE 001	1985	E	NP	3.350	M	TORRENTE VULGANO	AGIP	FG	T	41°26'42,00''	02°49'35,50'' E	2261	No	No
2295	DARIA 001	1985	E	GA	3.061	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°03'57,24''	13°15'10,47''	2286	No	No
2378	DOROTEA 001	1985	E	GA	1.681	R	A.R 53.AG	AGIP	ZA	M	45°09'37,91''	12°42'01,00''	2287	No	No
2424	ELEONORA 002	1985	S	GA	2.560	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°50'21,80''	14°09'21,81''	2337	No	No
2433	ELEONORA 010 DIR	1985	S	NP	2.168	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°50'21,80''	14°09'21,81''	2357	No	No
2581	FIUME BASENTO 003	1985	A	GA	1.604	M	FIUME BASENTO	SNIA	MT	T	40°23'00,27''	04°12'34,10'' E	2126	Sì	Sì
2582	FIUME BASENTO 004	1985	A	GA	2.198	M	FIUME BASENTO	SNIA	MT	T	40°21'56,11''	04°07'10,92'' E	2184	Sì	Sì
2592	FIUME FOGLIA 001	1985	E	NP	1.645	R	FIUME FOGLIA	SNIA	PS	T	43°54'19,68''	00°22'05,45'' E	2177	Sì	Sì
2607	FLORA 001	1985	E	NP	3.485	R	F.R 5.AG	AGIP	ZF	M	39°43'32,33''	16°35'05,58''	2191	Sì	Sì
2628	FONTESPINA MARE 003	1985	E	NP	795	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°19'50,61''	13°44'19,09''	2176	No	No
2785	GAIA 002	1985	E	GA	2.095	M	A.C 14.AS	AGIP	ZA	M	44°54'54,03''	12°44'59,24''	2137	No	No
2989	GIOVANNA 002	1985	E	GA	2.400	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'13,83''	14°28'00,65''	2148	No	No
2990	GIOVANNA 003 DIR	1985	E	GA	2.395	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'13,34''	14°26'02,74''	2213	No	No
2991	GIOVANNA 004	1985	E	GA	2.212	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°46'25,37''	14°27'36,56''	2235	No	No
2992	GIOVANNA 005	1985	E	NP	2.310	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°45'25,10''	14°26'49,92''	2326	No	No
3213	LAMALUNGA 001	1985	E	NP	1.170	R	METAPONTO	AGIP	MT	T	40°29'00,00''	04°06'40,00'' E	2236	Sì	Sì
3233	LAURETTA 001	1985	E	NP	1.569	R	CAMPOMARINO	SNIA	CB	T	41°56'13,50''	02°37'19,24'' E	2123	Sì	Sì
3327	LIZZANO 003	1985	E	GA	198	R	LIZZANO	CH4	MO	T	44°10'47,00''	01°33'28,00'' W	2182	Sì	No
3388	LUNA 022	1985	E	GA	1.850	R	F.R 7.AG	AGIP	ZF	M	39°05'35,46''	17°13'17,41''	2214	No	No
3389	LUNA 023 X	1985	A	GA	2.000	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°03'29,38''	17°11'54,39''	2192	No	No
3478	MANFRIA 001	1985	E	NP	4.559	R	AGRIGENTO	SARCIS	CL	T	37°07'00,00''	01°39'50,40'' E	0	No	No
3507	MARIELLA 001	1985	E	NP	2.135	R	B.R164.LF	SORI	ZB	M	42°46'40,06''	13°58'36,11''	2267	Sì	Sì
3683	MILA 008 DIR	1985	S	NP	3.545	M	C.C 4.ME	SELM	ZC	M	36°44'09,43''	14°29'23,54''	2146	Sì	No
3684	MILA 009	1985	S	NP	3.633	M	C.C 4.ME	SELM	ZC	M	36°44'09,43''	14°29'23,54''	2160	Sì	No
3686	MILENA 001 S	1985	ST	NP	100	R	MILENA	SICILIA CANADA PETR.	CL	T	37°26'45,00''	01°30'20,00'' E	0	No	No
3876	MONTE CANTIERE 008	1985	E	NP	63	M	MONTE CANTIERE	SIAM	MO	T	44°15'25,00''	01°49'39,00'' W	2181	No	No
3877	MONTE CANTIERE 009	1985	E	NP	80	M	MONTE CANTIERE	SIAM	MO	T	44°15'29,00''	01°49'38,00'' W	2181	No	No
3948	MONTE URANO 001	1985	E	GA	3.483	M	MONTE URANO	SELM	AP	T	43°11'17,50''	01°13'15,60'' E	2197	No	No
3975	MONTEGALLO 001	1985	E	NP	1.685	R	OFFAGNA	AGIP	AN	T	43°31'23,00''	01°01'55,00'' E	2252	Sì	Sì
4105	NARCISO 001 DIR	1985	E	OL	2.135	R	C.R 65.AG	AGIP	ZC	M	37°53'50,01''	12°24'11,36''	2175	Sì	Sì

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4106	NARCISO 001 DIR A	1985	E	NP	1.250	R	C.R 65.AG	AGIP	ZC	M	37°53'50,01''	12°24'11,36''	2175	Sì	Sì
4115	NERINA 001	1985	E	NP	1.935	M	C.C 2.AS	AGIP	ZC	M	37°33'13,27''	12°04'18,79''	2216	Sì	No
4117	NERVESA 001	1985	E	IG	3.754	M	NERVESA	AGIP	TV	T	45°47'55,50''	00°12'11,50'' W	2250	Sì	No
4118	NERVESA 001 DIR A	1985	E	GA	1.996	M	NERVESA	AGIP	TV	T	45°47'55,50''	00°12'11,50'' W	2250	Sì	No
4129	NILDE 005	1985	E	NP	1.630	M	C.C 2.AS	AGIP	ZC	M	37°30'28,68''	11°52'33,52''	2251	Sì	No
4181	ORATA MARE 001	1985	E	NP	2.598	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°13'40,26''	13°46'06,27''	2124	No	No
4219	PACE 001	1985	E	NP	1.912	R	ORIOLO	AGIP	CS	T	40°04'36,00''	04°06'46,00'' E	2275	Sì	Sì
4255	PALINO 019	1985	A	OL	2.416	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°10'53,00''	03°03'08,00'' E	2190	No	No
4312	PECORARO 001	1985	E	IG	1.806	R	MONTE CALVELLO	AGIP	FG	T	41°16'22,00''	03°03'37,00'' E	2260	No	No
4331	PERGUSA 001	1985	ST	NP	100	R	PERGUSA	SICILIA CANADA PETR.	CT	T	37°30'35,00''	01°49'55,00'' E	0	No	No
4401	PIANO LUPO 002	1985	E	OL	2.308	R	NISCENI	AGIP	CT	T	37°03'58,50''	02°00'59,00'' E	0	No	No
4464	PISTICCI 028 DIR	1985	S	OL	2.175	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°24'15,00''	04°02'30,50'' E	2217	No	No
4695	PORTO CORSINI MARE EST 054	1985	A	GA	1.625	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'00,56''	12°34'01,55''	2173	No	No
4696	PORTO CORSINI MARE EST 055	1985	A	GA	1.640	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'11,00''	12°35'45,80''	2240	No	No
4697	PORTO CORSINI MARE EST 056	1985	A	GA	1.620	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°22'53,15''	12°33'02,85''	2174	No	No
4736	PORTO CORSINI MARE OVEST 019	1985	A	NP	2.330	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°29'23,36''	12°22'12,29''	2193	No	No
4870	PRIORATO 001	1985	E	GA	1.002	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°52'22,00''	02°16'34,50'' W	2171	Sì	No
4871	PRIORATO 002 DIR	1985	E	GA	870	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°52'22,00''	02°16'34,50'' W	2167	Sì	No
5100	REGGENTE 006	1985	E	GA	1.802	M	REGGENTE	WESTATES	FG	T	41°25'36,20''	02°54'36,90'' E	2220	No	No
5316	RIPI 062	1985	S	OL	415	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'17,00''	00°59'29,00'' E	2229	No	No
5317	RIPI 063	1985	S	OL	420	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°36'06,00''	00°59'22,00'' E	2229	No	No
5325	RIVALTA 001 DIR	1985	E	GA	2.681	M	RIVALTA	AGIP	RE	T	44°39'01,00''	01°51'34,00'' W	2238	No	No
5372	ROSANNA 001	1985	E	GA	2.015	M	A.C 14.AS	AGIP	ZA	M	44°52'36,63''	12°49'46,03''	2285	No	No
5397	ROSPO MARE 007	1985	A	OL	1.496	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°09'08,39''	14°56'35,85''	2200	No	No
5398	ROSPO MARE 008	1985	A	OL	1.500	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°10'49,67''	15°01'31,81''	2201	No	No
5524	S.BENEDETTO 005 DIR	1985	S	GA	3.359	M	S. BENEDETTO DEL TRONTO	AGIP	AP	T	42°54'55,20''	01°25'11,20'' E	2253	No	No
5540	S.CATERINA 002 APP	1985	P	GA	1.635	M	S. CATERINA TORTORELLA	WESTATES	FG	T	41°27'07,40''	02°56'34,90'' E	1311	No	No
5610	S.GIOVANNI 001	1985	E	OL	4.546	C	S. GIOVANNI	AGIP	RE	T	44°51'39,10''	01°36'58,10'' W	2168	Sì	Sì
5656	S.MARIA 006	1985	S	NP	2.483	M	S. MARIA IMBARO	AGIP	CH	T	42°12'51,50''	02°01'33,50'' E	2136	No	No
5657	S.MARIA 007	1985	E	NP	2.695	M	S. MARIA IMBARO	AGIP	CH	T	42°12'56,50''	01°58'20,70'' E	2206	No	No
5658	S.MARIA 008	1985	E	NP	2.715	M	S. MARIA IMBARO	AGIP	CH	T	42°12'21,00''	02°03'16,00'' E	2258	No	No
5669	S.MARIA NUOVA 001	1985	E	GA	1.306	R	CAMERATA PICENA	TOTAL MINERARIA	AN	T	43°29'22,94''	00°50'42,17'' E	2266	No	No
5783	S.SALVO 037 DIR	1985	T	GA	1.140	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'13,03''	02°16'07,96'' E	2149	No	No
5840	S.STEFANO MARE 101	1985	E	GA	1.955	M	B.C 1.LF	ELF	ZB	M	42°13'40,93''	14°36'26,91''	2187	No	No
5965	SANTI ANGELI 001	1985	E	NP	1.771	R	MONTEBELLUNA	SELM	TV	T	45°49'19,00''	00°20'08,20'' W	2185	Sì	Sì
6061	SERESOLE 001	1985	E	NP	1.488	R	CHIARI	AGIP	CR	T	45°28'06,50''	02°51'41,00'' W	2272	Sì	No
6138	SESTOLA 001	1985	E	NP	2.832	R	MONTESE	SPI	MO	T	44°14'48,60''	01°40'15,30'' W	2231	Sì	Sì
6168	SETTEFINESTRE 001	1985	E	GA	1.240	R	OFFAGNA	AGIP	MC	T	43°25'42,50''	01°00'31,50'' E	2205	No	No
6236	SPIGOLA MARE 001	1985	E	NP	3.301	R	C.R 92.LF	ELF	ZC	M	36°16'13,60''	15°03'40,82''	2139	Sì	Sì
6292	STAFFORA 001 DIR	1985	E	NP	2.952	R	FORTUNAGO	AGIP	PV	T	44°56'07,50''	03°25'33,50'' W	2162	Sì	Sì
6352	TIDONE 001	1985	E	NP	2.380	R	ROMAGNESE	COPAREX	PC	T	44°54'32,02''	03°05'37,71'' W	2254	Sì	Sì
6391	TOMBOLO 002 DIR	1985	E	GA	2.340	R	PISA	AGIP	PI	T	43°38'41,00''	02°05'52,00'' W	2194	No	No
6418	TORRENTE MANNARA 001	1985	E	OG	1.728	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°46'14,32''	02°36'49,00'' W	2163	Sì	No
6419	TORRENTE MANNARA 002	1985	E	NP	1.497	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	FG	T	41°48'05,51''	02°40'44,94'' E	2179	Sì	No
6420	TORRENTE MANNARA 003	1985	E	GA	1.593	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°46'09,02''	02°37'14,53'' E	2165	Sì	No
6421	TORRENTE MANNARA 004	1985	E	GA	1.308	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°46'14,84''	02°36'48,81'' E	2180	Sì	No
6422	TORRENTE MANNARA 005	1985	E	GA	1.472	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°46'00,58''	02°36'37,48'' E	2196	Sì	No
6423	TORRENTE MANNARA 006	1985	E	IG	1.405	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°46'14,91''	02°37'35,32'' E	2198	Sì	No
6424	TORRENTE MANNARA 006 DIR	1985	E	GA	1.455	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°46'14,91''	02°37'35,32'' E	2198	Sì	No
6425	TORRENTE MANNARA 007	1985	E	GA	1.599	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°46'13,84''	02°36'22,25'' E	2183	Sì	No
6426	TORRENTE MANNARA 009	1985	E	NP	1.440	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°46'14,38''	02°35'58,03'' E	2199	Sì	No
6427	TORRENTE MANNARA 010	1985	E	GA	1.478	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°46'26,80''	02°36'57,70'' E	2204	Sì	No
6436	TORRENTE SACCIONE 005	1985	E	GA	1.239	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°48'18,64''	02°38'35,65'' E	2127	Sì	No
6437	TORRENTE SACCIONE 006	1985	E	NP	1.493	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°48'12,40''	02°39'06,10'' E	2152	Sì	No
6438	TORRENTE SACCIONE 007	1985	E	GA	1.202	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°47'44,80''	02°38'40,60'' E	2159	Sì	No
6439	TORRENTE SACCIONE 008	1985	E	NP	1.380	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°48'30,90''	02°38'56,80'' E	2164	Sì	No
6465	TORRENTE TONA 017	1985	A	OL	1.702	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°43'56,00''	02°35'46,50'' E	2150	No	No
6466	TORRENTE TONA 018	1985	A	GA	1.625	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°44'29,00''	02°36'33,00'' E	2283	No	No
6468	TORRENTE TONA 020 DIR	1985	A	NP	1.736	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°44'36,00''	02°35'06,50'' E	2288	No	No
6469	TORRENTE TONA 020 DIR A	1985	A	OL	1.652	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°44'36,00''	02°35'06,50'' E	2288	No	No
6471	TORRENTE TONA 022	1985	A	OL	1.648	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°44'38,16''	02°35'41,57'' E	2333	No	No
6684	URSITTO 001	1985	E	NP	3.820	R	CALTAGIRONE	SARCIS	CL	T	37°10'48,00''	01°55'07,00'' E	0	Sì	No
6802	VEGA 007 DIR	1985	S	OL	2.629	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2218	No	No
6804	VEGA 009 DIR	1985	S	OL	2.829	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2195	No	No
6807	VEGA 011 DIR	1985	S	OL	2.643	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2232	No	No
6808	VEGA 012 DIR	1985	S	OL	2.864	M	C.C 6.EO	SELM	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2155	No	No
6829	VERA 001	1985	E	NP	1.911	R	C.R 93.RI	AGIP	ZC	M	36°33'57,68''	15°02'55,43''	2237	Sì	Sì
6872	VIGATTO 010 DIR	1985	S	NP	994	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°43'04,80''	02°09'07,00'' W	2239	Sì	Sì
6914	VILLANUOVA 001	1985	E	NP	1.000	R	S. VETTORE	SELM	AN	T	43°27'07,30''	00°46'14,44'' E	2166	Sì	Sì
6918	VILLAROSA II 001	1985	ST	NP	100	R	VILLAROSA II	SICILIA CANADA PETR.	CL	T	37°35'25,00''	01°38'20,00'' E	0	Sì	No
6945	VOIRAGNI 001	1985	E	NP	1.222	R	MASSERIA CHIRO	SNIA	FG	T	41°40'35,98''	02°45'20,09'' E	2223	Sì	Sì
293	ANNALISA 001	1984	E	GA	4.213	R	A.R 64.AG	AGIP	ZA	M	44°10'10,59''	13°06'39,25''	2038	No	No
351	ARABELLA 002	1984	E	NP	2.037	M	A.C 13.AS	AGIP	ZA	M	44°02'35,36''	13°12'38,14''	2161	Sì	No
353	ARAGOSTA MARE 001	1984	E	NP	1.113	R	B.R166.LF	ELF	ZB	M	43°38'49,36''	14°00'57,84''	2042	Sì	Sì
360	ARCHIMEDES 001	1984	E	NP	5.034	R	C.R 15.FG	GULF	ZC	M	36°38'06,05''	14°38'24,09''	2032	Sì	Sì
415	ASCOLI SATRIANO 009	1984	A	GA	2.205	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°15'34,50''	03°01'46,00'' E	2147	No	No
441	AZALEA 004	1984	E	IG	2.520	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°09'48,35''	12°43'39,97''	2129	No	No
473	BALDINA 002	1984	E	GA	1.502	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'49,00''	12°16'50,00''	2071	No	No
667	BARBARA SUD 002	1984	E	NP	1.541	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°00'29,55''	13°50'00,27''	2050	No	No
668	BARBARA SUD 004	1984	E	NP	1.520	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'40,16''	13°50'28,38''	2058	No	No
670	BARBARELLA 001	1984	E	GA	1.676	R	B.R202.RI	SORI	ZB	M	43°59'54,39''	13°48'09,87''	2128	No	No
682	BASENTELLO 001	1984	E	NP	891	R	BASENTELLO	ITALMIN	MT	T	40°36'47,94''	03°58'29,03'' E	2053	Sì	Sì
848	BONINCONTRO 001	1984	E	OL	2.320	R	S. BARTOLO	PETREX	RG	T	37°00'06,00''	02°04'50,19'' E	0	No	No
883	BOSCHETTI 001 DIR	1984	E	NP	1.059	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°22'39,50''	00°40'58,00'' W	2140	Sì	No
888	BOSCO 001	1984	E	MO	2.983	R	VILLABARCO	COPAREX	RG	T	36°52'58,00''	02°20'38,00'' E	0	No	No
1046	CALDARELLA 001	1984	E	NP	1.191	M	CASTEL DI LAMA	SNIA	AP	T	42°56'10,45''	01°12'32,82'' E	2103	No	No
1060	CALIPSO 001	1984	E	GA	1.573	M	B.C 14.AS	AGIP	ZB	M	43°50'00,39''	13°51'09,87''	2131	No	No
1068	CALPURNIA 002	1984	E	GA	1.237	R	B.R171.AG	AGIP	ZB	M	43°53'35,12''	14°09'38,20''	1964	No	No
1091	CAMPANA 001	1984	E	NP	3.190	R	CAMPANA	SNIA	CZ	T	39°18'10,49''	04°29'19,58'' E	2074	Sì	Sì
1200	CAPECCE 001	1984	E	IG	1.380	M	MONTE ANTICO	AGIP	CB	T	41°58'35,94''	02°27'11,54'' E	2116	Sì	Sì
1351	CASTELLARO 001	1984	E	GA	861	R	CASTEL COLONNA	COPAREX	AN	T	43°38'49,18''	00°49'02,68'' E	2068	No	No
1494	CAVONE 013	1984	S	OL	3.230	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'34,80''	01°27'21,20'' W	2067	No	No
1510	CECILIA 001	1984	E	GA	1.327	M	B.C 13.AS	AGIP	ZB	M	43°48'20,45''	14°14'04,52''	2130	No	No
1578	CERRO 001	1984	E	NP	5.167	M	GAGGIANO	AGIP	PV	T	45°16'38,00''	03°22'55,50'' W	2107	No	No
1788	CLARA EST 005	1984	E	GA	1.530	M	B.C 13.AS	AGIP	ZB	M	43°45'12,57''	14°05'11,13''	2145	No	No
1797	CLARA NORD 001	1984	E	GA	1.665	M	B.C 13.AS	AGIP	ZB	M	43°56'10,40''	13°58'33,49''	2078	No	No
1807	CLARA OVEST 003	1984	E	GA	2.035	M	B.C 14.AS	AGIP	ZB	M	43°50'01,99''	13°41'28,55''	2072	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
1904	CONEGLIANO 005	1984	S	GA	1.648	M	COLLALTO	MONTEDISON	TV	T	45°51'05,39''	00°16'56,86'' W	2054	No	No
1906	CONEGLIANO 007 DIR	1984	S	GA	1.499	M	COLLALTO	MONTEDISON	TV	T	45°51'27,60''	00°15'50,90'' W	2062	No	No
1907	CONEGLIANO 008	1984	S	GA	1.505	M	COLLALTO	MONTEDISON	TV	T	45°50'34,40''	00°16'03,50'' W	2154	No	No
1908	CONEGLIANO 009	1984	S	GA	1.570	M	COLLALTO	MONTEDISON	TV	T	45°51'24,30''	00°15'05,80'' W	2153	No	No
1909	CONEGLIANO 010	1984	S	GA	1.475	M	COLLALTO	MONTEDISON	TV	T	45°52'42,90''	00°13'31,40'' W	2063	No	No
1912	CONEGLIANO 013 DIR	1984	S	GA	1.568	M	COLLALTO	MONTEDISON	TV	T	45°52'16,20''	00°13'52,40'' W	2122	No	No
2206	COTINONE 001	1984	E	NP	432	R	SERRA CAPRIOLA	AGIP	FG	T	41°44'23,50''	02°53'09,00'' E	2041	Sì	No
2286	DACIA 001	1984	E	GA	1.720	R	A.R 53.AG	AGIP	ZA	M	45°00'54,00''	12°53'17,38''	2056	No	No
2333	DELIA 002	1984	E	GA	1.384	R	A.R 53.AG	AGIP	ZA	M	45°09'20,33''	12°51'51,51''	2057	No	No
2365	DONATA 001	1984	E	GA	3.579	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°57'34,26''	14°14'06,60''	2029	No	No
2366	DONATA 002	1984	E	NP	1.565	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°58'50,03''	14°12'58,77''	2079	No	No
2488	EVA 001	1984	E	NP	3.533	R	C.R 91.ME	MONTEDISON	ZC	M	36°26'47,91''	14°40'24,45''	2059	Sì	Sì
2516	FARNESE 001 DIR	1984	E	NP	1.983	R	CECCANO	AGIP	FR	T	41°31'55,00''	01°04'57,00'' E	2083	Sì	Sì
2580	FIUME BASENTO 002	1984	E	GA	1.481	M	FIUME BASENTO	SNIA	MT	T	40°26'43,10''	04°06'30,60'' E	2086	Sì	Sì
2593	FIUME SALINE 001	1984	E	NP	3.736	R	FIUME SALINE	ELF	PE	T	42°27'25,04''	01°35'16,71'' E	2066	Sì	Sì
2602	FIUMETTO 001	1984	E	GA	3.373	R	TROINA II	SARCIS	EN	T	37°44'38,60''	02°13'31,31'' E	0	No	No
2630	FONTEVIVA 001	1984	E	NP	3.468	R	VASTOGIRARDI	ELF	IS	T	41°42'00,71''	01°42'04,84'' E	2020	Sì	Sì
2780	GAGLIANO 101	1984	E	NP	5.577	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°41'47,70''	02°02'38,00'' E	0	No	No
2791	GALASSO 001	1984	E	GA	1.365	M	MASSERIA RAMPA	SORI	CB	T	41°59'02,00''	02°27'46,00'' E	2031	Sì	Sì
2797	GALLARE 005 DIR	1984	S	GA	1.930	R	VALLI DI COMACCHIO	AGIP	FE	T	44°45'09,50''	00°23'44,00'' W	2077	Sì	Sì
2812	GARGANO 001 APP	1984	P	NP	4.853	R	MONTE CALVO	CONOCO	FG	T	41°50'46,00''	03°15'27,00'' E	1837	Sì	Sì
2956	GHIARA 001 DIR	1984	E	GA	2.497	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°53'05,50''	02°15'46,50'' W	2112	Sì	No
3023	GIULIANA 001	1984	E	NP	1.999	R	D.R 58.RI	SORI	ZD	M	41°27'12,03''	16°55'35,38''	2113	Sì	Sì
3101	GROTTOLE 038 DIR	1984	S	GA	600	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°34'30,60''	03°55'10,70'' E	2114	No	No
3154	IRMINIO 002	1984	E	NP	2.934	R	DONNALUCATA	ANSCHUTZ	RG	T	36°48'11,00''	02°10'22,00'' E	0	No	No
3155	IRMINIO 002 DIR	1984	E	NP	2.876	R	DONNALUCATA	ANSCHUTZ	RG	T	36°48'11,00''	02°10'22,00'' E	0	No	No
3326	LIZZANO 002	1984	E	NP	565	R	LIZZANO	CH4	MO	T	44°11'18,00''	01°34'54,00'' W	0	No	No
3488	MARA 001	1984	E	NP	2.909	R	E.R 40.AG	AGIP	ZE	M	41°08'21,72''	13°41'40,49''	2138	Sì	Sì
3591	MASSERIA SANTORO 001	1984	E	GA	2.316	R	MASSERIA SANTORO	MONTEDISON	MT	T	40°37'09,70''	03°44'26,80'' E	2178	No	No
3605	MASSERIA VIGNOLA 001	1984	E	NP	1.382	R	MASSERIA VIGNOLA	MONTEDISON	MT	T	40°36'26,40''	03°50'17,60'' E	2065	Sì	Sì
3682	MILA 007	1984	S	NP	3.641	M	C.C 4.ME	MONTEDISON	ZC	M	36°44'09,43''	14°29'23,54''	2061	Sì	No
3811	MOLINO 001	1984	E	GA	2.754	M	MASSERIA MEZZANELLE	WESTATES	FG	T	41°28'49,50''	02°50'21,30'' E	2081	No	No
3864	MONTE BOSSO 001	1984	E	NP	3.603	R	MONTE BOSSO	SPI	PR	T	44°38'06,34''	02°18'23,89'' W	2055	Sì	Sì
3872	MONTE CANTIERE 004	1984	E	NP	44	M	MONTE CANTIERE	SIAM	MO	T	44°15'23,00''	01°49'39,00'' W	2044	No	No
3873	MONTE CANTIERE 005	1984	E	IG	52	M	MONTE CANTIERE	SIAM	MO	T	44°15'20,00''	01°49'40,00'' W	2044	No	No
3874	MONTE CANTIERE 006	1984	E	NP	55	M	MONTE CANTIERE	SIAM	MO	T	44°15'39,00''	01°50'03,00'' W	2044	No	No
3875	MONTE CANTIERE 007	1984	E	NP	50	M	MONTE CANTIERE	SIAM	MO	T	44°16'10,00''	01°47'10,00'' W	2044	No	No
3947	MONTE TAVERNA 002	1984	E	GA	4.558	R	MONTE TAVERNA	AGIP	FG	T	41°18'03,00''	02°52'42,00'' E	2156	No	No
3969	MONTEFANO 001 DIR	1984	E	GA	1.400	R	FILOTTRANO	AGIP	MC	T	43°23'58,00''	00°59'47,00'' E	2090	Sì	Sì
4113	NELLA 001	1984	E	NP	1.674	M	C.C 2.AS	AGIP	ZC	M	37°31'23,13''	11°56'56,63''	2088	Sì	No
4128	NILDE 004 DIR	1984	E	OL	1.702	M	C.C 2.AS	AGIP	ZC	M	37°31'12,84''	11°54'19,51''	2157	Sì	No
4193	ORSINO 001	1984	E	OL	1.628	R	GENZANO DI LUCANIA	AGIP	PZ	T	40°42'30,50''	03°40'33,50'' E	2106	No	No
4235	PALIANO 001 DIR	1984	E	NP	931	R	ALATRI	AGIP	FR	T	41°48'54,00''	00°38'32,00'' E	2117	Sì	Sì
4273	PALMA 003	1984	E	NP	3.464	R	C.R 47.CO	CONOCO	ZC	M	36°59'58,60''	13°45'37,50''	2125	Sì	Sì
4274	PALME 001	1984	E	NP	3.799	R	PEDASO	AGIP	AP	T	43°08'00,50''	01°20'45,00'' E	2040	Sì	Sì
4405	PICCHIO 001	1984	E	NP	1.910	R	F.R 14.AG	AGIP	ZF	M	41°00'48,48''	17°31'27,71''	2091	Sì	Sì
4417	PIEVE S.STEFANO 001	1984	E	NP	4.936	R	PIEVE S.STEFANO	AGIP	AR	T	43°39'17,00''	00°26'11,00'' W	2051	Sì	Sì
4425	PINA 001	1984	E	NP	2.321	R	C.R 36.AO	AGIP	ZC	M	37°19'16,26''	13°08'02,29''	2082	Sì	Sì
4616	PORPORANO 001	1984	E	GA	2.798	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°45'12,50''	02°06'27,50'' W	2134	Sì	Sì
4683	PORTO CORSINI MARE EST 042 DIR	1984	S	GA	1.387	M	FASCIA PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°25'22,00''	12°31'14,67''	2092	No	No
4684	PORTO CORSINI MARE EST 043 DIR	1984	S	GA	3.488	M	FASCIA PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°25'22,00''	12°31'14,67''	2093	No	No
4685	PORTO CORSINI MARE EST 044 DIR	1984	S	GA	1.577	M	FASCIA PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°25'22,00''	12°31'14,67''	2108	No	No
4686	PORTO CORSINI MARE EST 045 DIR	1984	S	GA	1.379	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°25'22,00''	12°31'14,67''	2109	No	No
4688	PORTO CORSINI MARE EST 047 DIR	1984	S	GA	3.457	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°25'22,00''	12°31'14,67''	2095	No	No
4689	PORTO CORSINI MARE EST 048 DIR	1984	S	GA	3.559	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°25'22,00''	12°31'14,67''	2096	No	No
4691	PORTO CORSINI MARE EST 050 DIR	1984	S	GA	1.390	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°25'22,00''	12°31'14,67''	2097	No	No
4692	PORTO CORSINI MARE EST 051 DIR	1984	S	GA	3.548	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°25'22,00''	12°31'14,67''	2098	No	No
4693	PORTO CORSINI MARE EST 052 DIR	1984	S	GA	1.378	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°25'22,00''	12°31'14,67''	2099	No	No
4694	PORTO CORSINI MARE EST 053 DIR	1984	S	GA	1.386	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°25'22,00''	12°31'14,67''	2100	No	No
4783	PORTO GARIBALDI 028 DIR	1984	E	GA	4.643	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°28'23,00''	12°32'31,42''	2118	No	No
4856	PREZIOSO 002	1984	E	OL	5.260	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	36°59'56,26''	14°04'07,55''	2119	No	No
4988	RAMACCA 001	1984	E	NP	3.661	R	CATANIA	SARCIS	CT	T	37°26'52,90''	02°14'40,00'' E	0	Sì	No
5234	RIPALTA 042 PROFONDO	1984	E	GA	2.600	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'51,40''	02°45'51,90'' W	2035	Sì	No
5315	RIPI 061	1984	S	OL	548	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'05,00''	00°59'45,00'' E	2229	No	No
5375	ROSARIA MARE 001	1984	E	NP	2.000	R	D.R 56.CL	CLUIFF OIL	ZD	M	40°53'40,33''	17°46'21,49''	2033	Sì	Sì
5480	RUBIANO 001	1984	E	IG	1.174	R	CASTEL COLONNA	COPAREX	AN	T	43°40'13,00''	00°47'14,00'' E	2075	No	No
5512	S.BARBATO 001	1984	E	NP	2.260	R	SERRA SPAVENTO	MONTEDISON	PZ	T	41°01'31,80''	03°18'28,40'' E	2064	No	No
5566	S.DONATO 001	1984	E	NP	4.763	R	PERUGIA	SNIA	PG	T	43°13'54,37''	00°10'51,78'' W	2115	Sì	Sì
5668	S.MARIA MARE 012 DIR	1984	S	OL	2.578	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°13'03,00''	13°46'57,63''	2027	No	No
5734	S.POTITO 001	1984	E	GA	2.395	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°25'11,00''	00°30'21,00'' W	2142	No	No
5769	S.SALVO 024 DIR	1984	T	GA	1.081	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'08,41''	02°15'31,41'' E	2030	No	No
5770	S.SALVO 025 DIR	1984	T	GA	1.122	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'08,41''	02°15'31,41'' E	2048	No	No
5771	S.SALVO 026 DIR	1984	T	GA	1.111	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'08,41''	02°15'31,41'' E	2048	No	No
5772	S.SALVO 027	1984	T	GA	1.141	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'08,41''	02°15'31,41'' E	2049	No	No
5773	S.SALVO 028 DIR	1984	T	GA	1.139	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'10,67''	02°15'31,21'' E	2049	No	No
5774	S.SALVO 029	1984	T	IS	197	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'10,67''	02°15'31,21'' E	2084	No	No
5775	S.SALVO 029 DIR	1984	T	GA	1.154	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'08,41''	02°15'31,41'' E	2084	No	No
5776	S.SALVO 030 DIR	1984	T	GA	1.171	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'15,01''	02°16'09,43'' E	2087	No	No
5777	S.SALVO 031 DIR	1984	T	GA	1.160	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'15,01''	02°16'09,43'' E	2104	No	No
5778	S.SALVO 032	1984	T	GA	1.163	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'15,01''	02°16'09,43'' E	2132	No	No
5779	S.SALVO 033 DIR	1984	T	GA	1.148	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'13,03''	02°16'07,96'' E	2120	No	No
5780	S.SALVO 034 DIR	1984	T	GA	1.168	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'13,03''	02°16'07,96'' E	2133	No	No
5781	S.SALVO 035 DIR	1984	T	GA	1.151	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'13,03''	02°16'07,96'' E	2141	No	No
5782	S.SALVO 036 DIR	1984	T	GA	1.134	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'13,03''	02°16'07,96'' E	2141	No	No
5826	S.SAVINO 001	1984	E	GA	1.813	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°29'51,00''	00°27'09,00'' W	2105	No	No
5884	SABBIONCELLO 033 DIR	1984	T	GA	1.149	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'40,81''	00°32'40,30'' W	1998	No	No
5885	SABBIONCELLO 034 DIR	1984	T	GA	1.160	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'40,73''	00°32'40,39'' W	1998	No	No
5886	SABBIONCELLO 035 DIR	1984	T	GA	1.166	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'40,66''	00°32'40,47'' W	1999	No	No
5887	SABBIONCELLO 036 DIR	1984	T	GA	1.148	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°48'08,45''	00°33'19,24'' W	2045	No	No
5888	SABBIONCELLO 037 DIR	1984	T	GA	1.145	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°48'08,40''	00°33'18,78'' W	2045	No	No
5889	SABBIONCELLO 038 DIR	1984	T	GA	1.137	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°48'08,40''	00°33'18,98'' W	2046	No	No
5890	SABBIONCELLO 039 DIR	1984	T	GA	1.141	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°48'08,37''	00°33'18,85'' W	2046	No	No
5891	SABBIONCELLO 040 DIR	1984	T	GA	1.139	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°48'08,34''	00°33'18,71'' W	2047	No	No
5940	SAMANTA 001	1984	E	NP	2.550	R	C.R 33.AO	AGIP	ZC	M	37°23'33,55''	11°51'03,02''	2080	Sì	Sì
5973	SARAGO MARE 003 DIR	1984	S	OL	1.772	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°17'17,72''	13°47'19,93''	2019	No	No
6115	SERRA DEL RIPOSO 007	1984	A	GA	2.511	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°08'20,00''	03°08'16,00'' E	2143	No	No
6184	SINARCA 001 DIR	1984	E	GA	3.417	M	MAFALDA	PETREX	CB	T	41°55'51,90''	02°21'55,50'' E	2023	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
6351	THURIO 001	1984	E	NP	2.366	R	SIBARI	AGIP	CS	T	39°42'22,50''	03°59'44,00'' E	2121	Sì	Sì
6390	TOMBOLO 001	1984	E	GA	3.004	R	PISA	AGIP	PI	T	43°38'41,00''	02°05'52,00'' W	2052	No	No
6433	TORRENTE SACCIONE 002	1984	E	GA	1.600	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°47'54,00''	02°38'25,00'' E	2069	Sì	No
6434	TORRENTE SACCIONE 003	1984	E	NP	1.727	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°48'03,30''	02°38'02,00'' E	2070	Sì	No
6435	TORRENTE SACCIONE 004	1984	A	GA	1.600	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°48'00,04''	02°38'44,96'' E	2101	Sì	No
6441	TORRENTE SALSOLA 001	1984	E	NP	1.206	R	TORRENTE SALSOLA	SNIA	FG	T	41°33'00,32''	02°54'58,16'' E	2102	No	No
6467	TORRENTE TONA 019 DIR	1984	A	NP	1.503	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°44'07,00''	02°34'34,50'' E	2135	No	No
6470	TORRENTE TONA 021	1984	A	OL	1.635	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°44'07,00''	02°34'34,50'' E	2151	No	No
6711	VALLE PELILLO 001	1984	E	NP	2.400	R	CHIETI	SORI	PE	T	42°25'13,50''	01°38'20,00'' E	2085	Sì	Sì
6799	VEGA 004 DIR	1984	S	OL	2.696	R	C.R 80.SE	MONTEDISON	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2043	No	No
6800	VEGA 005 DIR	1984	S	OL	2.696	M	C.C 5.ME	MONTEDISON	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2060	No	No
6801	VEGA 006 DIR	1984	S	NP	2.848	M	C.C 6.EO	IDR.CAN.SIC.	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2073	No	No
6803	VEGA 008 DIR	1984	S	OL	2.698	M	C.C 6.EO	IDR.CAN.SIC.	ZC	M	36°32'21,00''	14°37'39,00''	2110	No	No
6893	VILLAFORTUNA 001	1984	E	OL	6.179	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°29'03,00''	03°43'03,50'' W	2158	No	No
6952	VOLTANA 001	1984	E	NP	1.850	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°31'01,00''	00°30'00,50'' W	2111	No	No
6953	VOLTANA 001 DIR A	1984	E	NP	1.683	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°31'01,00''	00°30'00,50'' W	2111	No	No
16	ACQUANOVA 001	1983	ST	NP	102	R	CATANIA	SARCIS	CT	T	37°32'36,00''	02°12'18,30'' E	0	No	No
20	ADA 003 DIR	1983	S	GA	1.649	M	A.C 9.AG	AGIP	ZA	M	45°10'57,40''	12°35'29,20''	1913	No	No
21	ADA 004 DIR	1983	S	GA	1.503	M	A.C 9.AG	AGIP	ZA	M	45°10'57,98''	12°35'28,35''	1911	No	No
100	ALBANITO 001	1983	E	NP	1.941	R	MONTE CALVELLO	AGIP	FG	T	41°20'25,50''	03°02'06,00'' E	1939	Sì	Sì
357	ARCE 003	1983	S	OL	452	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'06,60''	01°00'14,00'' E	1891	No	No
358	ARCE 004	1983	S	OL	530	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°34'58,50''	01°00'03,00'' E	1915	No	No
392	ARMIDA 003 X	1983	E	GA	4.497	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°28'55,15''	12°27'00,86''	1963	No	No
438	AZALEA 002 DIR	1983	E	GA	2.781	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°10'15,84''	12°42'51,82''	1889	No	No
471	BALDINA 001	1983	E	GA	2.796	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°24'43,00''	12°17'06,00''	1979	No	No
472	BALDINA 001 DIR A	1983	E	GA	2.100	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°24'43,00''	12°17'06,00''	1979	No	No
648	BARBARA NORD 005	1983	S	GA	1.407	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'27,62''	13°44'29,48''	2009	No	No
649	BARBARA NORD 006 DIR	1983	S	GA	1.428	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'27,62''	13°44'29,48''	2010	No	No
650	BARBARA NORD 007 DIR	1983	S	GA	1.408	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'27,62''	13°44'29,48''	2012	Sì	No
651	BARBARA NORD 008 DIR	1983	S	GA	1.391	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'27,62''	13°44'29,48''	2012	No	No
652	BARBARA NORD 009 DIR	1983	S	GA	1.378	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'27,62''	13°44'29,48''	2013	No	No
653	BARBARA NORD 010 DIR	1983	S	GA	1.385	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'27,62''	13°44'29,48''	2013	No	No
654	BARBARA NORD 011 DIR	1983	S	GA	1.344	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'27,62''	13°44'29,48''	2015	No	No
655	BARBARA NORD 012 DIR	1983	S	GA	1.435	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'27,62''	13°44'29,48''	2015	No	No
656	BARBARA NORD 013 DIR	1983	S	GA	1.391	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'27,62''	13°44'29,48''	2016	No	No
666	BARBARA SUD 001	1983	E	GA	1.500	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°01'26,56''	13°48'38,00''	2006	No	No
687	BASIL 003 DIR	1983	S	GA	1.732	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°07'51,54''	13°00'04,40''	2021	No	No
688	BASIL 004 DIR	1983	S	GA	1.757	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°07'51,54''	13°00'04,40''	2022	No	No
689	BASIL 004 DIR A	1983	S	GA	1.732	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°07'51,54''	13°00'04,40''	2022	No	No
691	BASIL 005 DIR	1983	S	GA	1.792	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°07'51,54''	13°00'04,40''	2024	No	No
692	BASIL 006 DIR	1983	S	GA	2.684	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°07'51,54''	13°00'04,40''	2025	No	No
693	BASIL 006 DIR A	1983	S	GA	1.736	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°07'51,54''	13°00'04,40''	2025	No	No
695	BASIL 007 DIR	1983	S	GA	2.635	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°07'51,54''	13°00'04,40''	2028	No	No
698	BASIL 008 DIR	1983	S	GA	2.642	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°07'51,54''	13°00'04,40''	2026	No	No
905	BRENDA 001	1983	E	GA	2.530	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°06'44,51''	13°03'17,33''	1892	No	No
906	BRENDA 001 DIR BIS	1983	E	GA	2.766	M	A.C 12.AG	AGIP	ZA	M	44°06'44,51''	13°03'17,33''	1924	No	No
1067	CALPURNIA 001	1983	E	GA	1.263	R	B.R171.AG	AGIP	ZB	M	43°54'11,13''	14°09'08,44''	1964	No	No
1244	CARRUBO 001	1983	E	NP	3.619	R	ROSOLINI	SARCIS	RG	T	36°46'02,43''	02°30'40,10'' E	0	Sì	No
1283	CASCINE CAPRI 001	1983	E	NP	1.951	C	CASCINE CAPRI	AGIP	CR	T	45°24'17,00''	02°51'33,50'' W	1931	Sì	Sì
1477	CAVIAGA 060 BIS	1983	E	NP	1.475	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'45,65''	02°52'03,00'' W	2008	No	No
1491	CAVONE 010	1983	S	OL	3.201	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'54,00''	01°32'28,50'' W	2005	No	No
1553	CEPRANO 003	1983	S	OL	300	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'00,80''	01°02'19,60'' E	1914	No	No
1566	CERMIGNANO 002	1983	E	NP	2.092	R	CERMIGNANO	SNIA	TE	T	42°32'58,11''	01°21'03,76'' E	1838	Sì	Sì
1595	CERTALDO 004	1983	E	GA	2.654	R	EMPOLI	AGIP	FI	T	43°42'57,00''	01°33'19,00'' W	2014	Sì	No
1622	CERVIA MARE 018 X	1983	E	GA	3.033	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°15'57,62''	12°40'41,27''	2036	No	No
1682	CHIEUTI 003 APP	1983	P	GA	538	M	CASTELLACCIO	MONTEDISON	FG	T	41°45'45,30''	02°44'14,70'' E	1976	Sì	No
1747	CIGNONE 003	1983	E	NP	2.489	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°15'27,50''	02°32'18,00'' W	1932	No	No
1787	CLARA EST 004	1983	E	GA	1.376	M	B.C 13.AS	AGIP	ZB	M	43°47'14,93''	14°04'00,01''	2007	No	No
1843	COLLE FELICE 001	1983	E	NP	3.704	R	CHIETI	SORI	CH	T	42°23'22,00''	01°44'45,00'' E	1962	Sì	Sì
1903	CONEGLIANO 004	1983	S	GA	1.531	M	COLLALTO	MONTEDISON	TV	T	45°51'04,00''	00°15'44,00'' W	1972	No	No
1905	CONEGLIANO 006	1983	S	GA	1.543	M	COLLALTO	MONTEDISON	TV	T	45°53'17,80''	00°13'20,30'' W	2039	No	No
1938	CONTRADA ULMO 001	1983	E	MO	2.814	R	CALTAGIRONE	SARCIS	CL	T	37°06'41,00''	01°58'54,00'' E	0	Sì	No
2174	COSTA MOLINA 002	1983	E	OL	4.141	R	ARMENTO	AGIP	PZ	T	40°19'29,00''	03°32'14,00'' E	1917	No	No
2207	COZZA MARE 001 DIR	1983	E	NP	1.390	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°08'14,45''	13°50'11,44''	1909	No	No
2233	CRETAGNA 001	1983	E	GA	1.871	M	CRETAGNA	SNIA	MT	T	40°28'52,08''	03°58'48,42'' E	1973	Sì	Sì
2331	DELIA 001	1983	E	GA	1.374	R	A.R 53.AG	AGIP	ZA	M	45°08'38,69''	12°52'46,41''	1980	No	No
2341	DEMMA 001	1983	E	GA	2.510	R	TORRENTE SALANDRELLA	AGIP	MT	T	40°29'50,50''	03°54'03,00'' E	1877	No	No
2598	FIUME TENNA 001 DIR	1983	A	OL	2.849	M	FIUME TENNA	ELF	AP	T	43°12'40,20''	01°19'39,64'' E	1315	No	No
2599	FIUME TENNA 002 DIR	1983	S	OL	2.685	M	FIUME TENNA	ELF	AP	T	43°13'41,07''	01°18'59,02'' E	1886	No	No
2624	FONTEMAGGIORE 002 DIR	1983	E	NP	3.054	R	PERANO	AGIP	CH	T	42°03'59,14''	01°56'11,82'' E	1902	Sì	Sì
2629	FONTEVECCHIA 001	1983	E	GA	1.400	R	FILOTTRANO	AGIP	MC	T	43°14'26,00''	01°05'31,00'' E	1925	No	No
2728	GAGGIANO 002	1983	E	NP	4.959	M	GAGGIANO	AGIP	MI	T	45°22'17,40''	03°24'07,90'' W	1984	No	No
2729	GAGGIANO 004 DIR	1983	E	OL	4.853	M	GAGGIANO	AGIP	MI	T	45°22'17,40''	03°24'07,90'' W	2018	No	No
2912	GELA 086 X	1983	E	OL	3.600	R	GELA	AGIP	CL	T	37°06'45,00''	01°51'06,70'' E	0	No	No
2961	GIANNA 002	1983	E	OL	3.010	M	B.C 11.AS	AGIP	ZB	M	43°27'09,84''	13°59'01,48''	2017	No	No
3063	GROTTAMMARE 002 DIR	1983	S	GA	3.863	M	TORRENTE MENOCCHIA	ELF	AP	T	43°01'48,50''	01°18'40,50'' E	1921	No	No
3211	LAIKA 001	1983	E	NP	2.860	R	D.R 36.AG	AGIP	ZD	M	39°31'08,63''	17°08'21,58''	1940	Sì	Sì
3248	LAVINIA 004 X	1983	E	GA	1.561	M	D.C 3.AG	AGIP	ZD	M	39°20'35,06''	17°09'32,88''	1923	No	No
3279	LEONFORTE 001	1983	E	MG	3.154	R	MONTE ALTESINA	COPAREX	EN	T	37°38'50,00''	01°53'55,00'' E	0	Sì	No
3301	LINA 001	1983	E	GA	1.891	R	D.R 50.AG	AGIP	ZD	M	39°40'32,22''	16°34'08,17''	2037	Sì	No
3387	LUNA 020 X	1983	E	GA	1.976	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°05'11,81''	17°12'22,31''	1922	No	No
3467	MALOSSA A INIEZIONE	1983	I	GA	1.371	C	MALOSSA	AGIP	BG	T	45°29'09,00''	02°53'27,50'' W	1981	Sì	Sì
3469	MALPAGA 001	1983	E	NP	6.704	R	CARPENEDOLO	AGIP	BS	T	45°22'29,00''	02°09'11,00'' W	1134	Sì	No
3491	MARCEDUSA 001	1983	E	NP	1.652	R	ROCCA BERNARDA	AGIP	CZ	T	39°01'42,50''	04°26'41,50'' E	1935	Sì	Sì
3523	MARTELLI 001	1983	E	NP	2.869	R	CRECCHIO	SORI	CH	T	42°14'27,00''	01°59'03,00'' E	1906	Sì	Sì
3597	MASSERIA SPAVENTO 002	1983	E	GA	1.522	M	MASSERIA SPAVENTO	MONTEDISON	PZ	T	41°04'36,50''	03°14'40,80'' E	1959	Sì	No
3598	MASSERIA SPAVENTO 003	1983	E	GA	1.592	M	MASSERIA SPAVENTO	MONTEDISON	PZ	T	41°04'01,00''	03°15'24,00'' E	1960	Sì	No
3689	MIMOSA 001	1983	E	NP	3.827	R	E.R 39.AG	AGIP	ZE	M	42°16'23,13''	10°05'29,60''	1961	Sì	Sì
3768	MINERBIO 075 DIR	1983	T	GA	1.244	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'22,30''	00°57'23,20'' W	1861	Sì	No
3769	MINERBIO 076 DIR	1983	T	GA	1.256	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'22,30''	00°57'23,20'' W	1861	Sì	No
3789	MISANO 001	1983	E	NP	1.594	R	TAVULLIA	AGIP	FO	T	43°57'24,50''	00°11'50,50'' E	1903	Sì	Sì
3870	MONTE CANTIERE 002	1983	E	NP	194	M	MONTE CANTIERE	LA SORGENTE	MO	T	44°16'55,00''	01°50'32,00'' W	1989	No	No
3871	MONTE CANTIERE 003	1983	E	GA	200	M	MONTE CANTIERE	LA SORGENTE	MO	T	44°16'57,00''	01°50'32,00'' W	1989	No	No
3931	MONTE ODORISIO 001	1983	E	OL	3.053	R	POLLUTRI	AGIP	CH	T	42°06'54,00''	02°11'53,50'' E	2089	Sì	No
3944	MONTE SEGGIO 001	1983	E	NP	3.520	R	TROINA II	SARCIS	EN	T	37°41'33,20''	02°18'50,19'' E	0	Sì	No
4060	MORETTA 001	1983	E	NP	3.091	C	MORETTA	AGIP	CN	T	44°45'08,00''	04°53'58,00'' W	1893	Sì	Sì
4067	MORMORA MARE 003	1983	E	NP	2.450	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°17'06,70''	13°50'06,20''	1864	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4069	MOROTTI 001	1983	E	GA	1.000	R	LORETO	AGIP	MC	T	43°22'08,50''	01°13'59,50'' E	1938	Sì	Sì
4074	MOZIA 001	1983	E	NP	2.502	R	MARSALA	SARCIS	TP	T	37°53'17,65''	00°01'49,00'' E	0	Sì	No
4078	MUSACCHIO 001	1983	E	NP	2.886	R	GENZANO DI LUCANIA	AGIP	PZ	T	40°51'19,00''	03°33'13,50'' E	1983	Sì	Sì
4098	NAILA 001	1983	E	OL	2.062	M	C.C 2.AS	AGIP	ZC	M	37°33'09,10''	11°59'01,28''	1930	Sì	No
4099	NANDA 001	1983	E	NP	2.740	R	C.R 20.AV	AGIP	ZC	M	37°28'19,57''	12°21'37,85''	2001	Sì	Sì
4111	NAUSICA 001	1983	E	NP	2.261	M	C.C 2.AS	AGIP	ZC	M	37°36'03,32''	12°02'18,33''	2000	Sì	No
4191	ORNELLA 001	1983	E	NP	2.921	C	ORNELLA	AGIP	ZA	M	44°52'41,67''	12°38'04,07''	0	Sì	No
4230	PALAZZETTO 001	1983	E	GA	3.109	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°41'46,00''	02°07'57,00'' W	1882	Sì	Sì
4339	PERLA 007 X	1983	E	NP	4.332	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	36°57'00,96''	14°10'50,43''	1941	No	No
4356	PESCOPENNATARO 002	1983	E	NP	2.742	R	PIZZOFERRATO	ELF	IS	T	41°52'32,93''	01°51'02,13'' E	1885	Sì	Sì
4364	PEZZA 001	1983	ST	NP	100	R	AGRIGENTO	SARCIS	AG	T	37°07'41,00''	01°26'40,00'' E	0	No	No
4546	POGGIO SALMECI 001	1983	ST	NP	101	R	POZZALLO	FIAT-RIMI	RG	T	36°44'43,00''	02°27'51,00'' E	0	No	No
4629	PORTO CORSINI 010 DIR	1983	S	NP	2.066	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°29'59,00''	00°11'08,50'' W	1896	No	No
4630	PORTO CORSINI 010 DIR A	1983	S	IS	2.059	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°29'59,00''	00°11'08,50'' W	1896	No	No
4631	PORTO CORSINI 011 DIR	1983	S	GA	2.067	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°29'59,00''	00°11'08,50'' W	0	No	No
4674	PORTO CORSINI MARE EST 033 DIR	1983	S	GA	3.651	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'17,94''	12°32'47,54''	1949	No	No
4676	PORTO CORSINI MARE EST 035 DIR	1983	S	GA	3.433	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'17,94''	12°32'47,54''	1951	No	No
4677	PORTO CORSINI MARE EST 036	1983	S	GA	3.430	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'17,94''	12°32'47,54''	1952	No	No
4687	PORTO CORSINI MARE EST 046	1983	S	IS	310	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°25'22,00''	12°31'14,67''	2094	No	No
4690	PORTO CORSINI MARE EST 049	1983	S	IS	306	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°25'22,00''	12°31'14,67''	2094	No	No
4855	PREZIOSO 001	1983	E	OL	5.338	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	37°00'12,64''	14°02'39,20''	1946	No	No
4956	RAGUSA 056 DIR	1983	S	OL	2.175	M	RAGUSA	AGIP	RG	T	36°53'50,50''	02°16'50,00'' E	0	No	No
4959	RAGUSA 058	1983	S	NP	2.047	M	RAGUSA	AGIP	RG	T	36°53'54,50''	02°15'43,50'' E	0	No	No
4960	RAGUSA 058 DIR APP	1983	S	OL	1.920	M	RAGUSA	AGIP	RG	T	36°53'54,50''	02°15'43,50'' E	0	No	No
5235	RIPALTA 043 DIR	1983	T	GA	1.554	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'44,50''	02°44'49,50'' W	1942	Sì	No
5236	RIPALTA 044 DIR	1983	T	GA	1.554	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'44,50''	02°44'49,50'' W	1942	Sì	No
5237	RIPALTA 045 DIR	1983	T	GA	1.550	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'44,50''	02°44'49,50'' W	1943	Sì	No
5238	RIPALTA 046 DIR	1983	T	GA	1.553	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'44,50''	02°44'49,50'' W	1982	Sì	No
5239	RIPALTA 047 DIR	1983	T	GA	1.548	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'44,50''	02°44'49,50'' W	1987	Sì	No
5240	RIPALTA 048	1983	T	GA	1.540	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'44,50''	02°44'49,50'' W	1988	Sì	No
5255	RIPATRANSONE 001	1983	E	NP	4.936	M	RIPATRANSONE	MONTEDISON	AP	T	43°00'26,00''	01°18'45,00'' E	2034	Sì	Sì
5307	RIPI 054	1983	S	OL	261	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'14,10''	00°59'23,20'' E	1858	No	No
5310	RIPI 056	1983	S	OL	425	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'12,80''	00°59'28,80'' E	1858	No	No
5311	RIPI 057	1983	S	OL	430	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'18,50''	00°59'23,10'' E	1863	No	No
5312	RIPI 058	1983	S	OL	430	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'20,20''	00°59'25,00'' E	1863	No	No
5313	RIPI 059	1983	S	OL	500	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'07,40''	00°59'27,00'' E	1890	No	No
5314	RIPI 060	1983	S	OL	430	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'10,00''	00°59'35,00'' E	1863	No	No
5636	S.GIUSTO 001 DIR	1983	E	NP	1.957	R	MONTE CALVELLO	AGIP	FG	T	41°22'36,00''	02°59'51,00'' E	1953	Sì	Sì
5870	SABBIONCELLO 021 DIR	1983	T	GA	1.161	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'58,00''	00°33'20,00'' W	1991	No	No
5871	SABBIONCELLO 022 DIR	1983	T	GA	1.209	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'58,00''	00°33'20,00'' W	1991	No	No
5872	SABBIONCELLO 023 DIR	1983	T	NP	1.223	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'58,00''	00°33'20,00'' W	1992	No	No
5873	SABBIONCELLO 023 DIR A	1983	T	GA	1.193	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'58,00''	00°33'20,00'' W	1992	No	No
5874	SABBIONCELLO 024 DIR	1983	T	GA	1.182	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'58,00''	00°33'20,00'' W	1993	No	No
5875	SABBIONCELLO 025 DIR	1983	T	GA	1.265	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'58,00''	00°33'20,00'' W	1993	No	No
5876	SABBIONCELLO 026	1983	T	GA	1.169	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'57,00''	00°33'17,00'' W	1994	No	No
5877	SABBIONCELLO 026 DIR A	1983	T	GA	1.164	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'57,00''	00°33'17,00'' W	1994	No	No
5878	SABBIONCELLO 027 DIR	1983	T	GA	1.256	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'57,00''	00°33'17,00'' W	1995	No	No
5879	SABBIONCELLO 028 DIR	1983	T	GA	1.232	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'57,00''	00°33'17,00'' W	1995	No	No
5880	SABBIONCELLO 029 DIR	1983	T	GA	1.167	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'57,00''	00°33'17,00'' W	1996	No	No
5881	SABBIONCELLO 030 DIR	1983	T	GA	1.222	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'57,00''	00°33'17,00'' W	1996	No	No
5882	SABBIONCELLO 031 DIR	1983	T	GA	1.183	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'40,81''	00°32'40,30'' W	1997	No	No
5883	SABBIONCELLO 032 DIR	1983	T	GA	1.199	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'40,81''	00°32'40,30'' W	1997	No	No
5975	SARAGO MARE 004 DIR	1983	S	OL	1.923	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°17'17,72''	13°47'19,93''	1937	No	No
5976	SARAGO MARE 005 DIR	1983	S	OL	1.763	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°17'17,72''	13°47'19,93''	1905	No	No
5977	SARAGO MARE 006 DIR	1983	S	OL	2.037	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°17'17,72''	13°47'19,93''	1873	No	No
5978	SARETTO 001	1983	ST	NP	86	R	SICULIANA	MONTEDISON	AG	T	37°22'19,00''	00°54'36,00'' E	0	No	No
6057	SEREGNA 006 DIR	1983	E	NP	4.104	M	PESSANO	AGIP	MI	T	45°32'31,70''	03°06'19,90'' W	1985	No	No
6058	SEREGNA 006 DIR A	1983	E	IS	4.118	M	PESSANO	AGIP	MI	T	45°32'31,70''	03°06'19,90'' W	1986	No	No
6120	SERRA DELLA TRAVE 001	1983	E	NP	5.079	R	ORIOLO	ELF	CS	T	40°02'48,31''	04°03'53,17'' E	1910	Sì	Sì
6131	SERRA SPAVENTO 004	1983	E	GA	1.476	M	MASSERIA SPAVENTO	MONTEDISON	FG	T	41°05'25,00''	03°13'53,00'' E	1978	Sì	No
6181	SIMETO 001	1983	E	NP	980	R	CATANIA	SARCIS	CT	T	37°25'36,48''	02°32'35,58'' E	0	Sì	No
6226	SPADA MARE 001	1983	E	NP	3.654	R	C.R 87.CO	CONOCO	ZC	M	36°35'00,50''	14°49'37,70''	1887	Sì	Sì
6315	TAMERICI 001 DIR	1983	E	NP	3.227	R	PERANO	AGIP	CH	T	42°01'39,00''	02°02'04,00'' E	2004	Sì	Sì
6432	TORRENTE SACCIONE 001	1983	E	GA	1.741	R	TORRENTE SACCIONE	SNIA	CB	T	41°48'24,73''	02°38'11,12'' E	2011	Sì	No
6461	TORRENTE TONA 014	1983	S	OL	1.480	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°44'05,00''	02°34'53,00'' E	1969	No	No
6462	TORRENTE TONA 015	1983	S	OL	1.508	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°44'28,00''	02°35'27,00'' E	2003	No	No
6464	TORRENTE TONA 016	1983	S	OL	1.485	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°44'07,50''	02°36'19,50'' E	1974	No	No
6559	TRAVASONA 001	1983	E	GA	1.102	C	TRAVASONA	AGIP	FE	T	44°35'56,50''	00°33'46,50'' W	0	Sì	No
6560	TRAVASONA 002	1983	E	NP	1.350	C	TRAVASONA	AGIP	FE	T	44°36'16,00''	00°34'29,00'' W	0	Sì	No
6665	TROIA 003	1983	E	NP	3.313	R	TROIA	SNIA	FG	T	41°22'28,78''	02°54'07,01'' E	1916	Sì	Sì
6666	TROIA 004	1983	E	NP	1.930	R	TROIA	SNIA	FG	T	41°22'14,70''	02°51'56,90'' E	1958	Sì	Sì
6667	TROIA 004 DIR	1983	E	GA	1.374	R	TROIA	SNIA	FG	T	41°22'14,70''	02°51'56,90'' E	1958	Sì	Sì
6699	VAL TESINO 001	1983	E	NP	2.202	R	VALTESINO	SNIA	AP	T	42°53'33,25''	01°17'16,00'' E	1929	Sì	Sì
6762	VALLECUPA 048 DIR	1983	S	OL	649	R	PIETRANICO	AGIP	PE	T	42°17'01,18''	01°29'42,35'' E	1927	Sì	Sì
6763	VALLECUPA 049 DIR	1983	S	OL	698	R	PIETRANICO	AGIP	PE	T	42°16'59,28''	01°29'45,59'' E	1928	Sì	Sì
6764	VALLECUPA 050	1983	S	OL	649	R	PIETRANICO	AGIP	PE	T	42°16'59,28''	01°29'45,15'' E	1928	Sì	Sì
6765	VALLECUPA 051 DIR	1983	S	OL	637	R	PIETRANICO	AGIP	PE	T	42°16'59,28''	01°29'45,49'' E	1965	Sì	Sì
6797	VEGA 002	1983	E	OL	2.800	R	C.R 76.SE	MONTEDISON	ZC	M	36°33'56,00''	14°33'42,00''	1901	No	No
6911	VILLALFONSINA SUD 001	1983	E	NP	2.141	R	VILLALFONSINA	PETREX	CH	T	42°09'15,00''	02°06'43,60'' E	2002	Sì	Sì
6933	VITTORIA OVEST 001	1983	E	NP	2.422	R	S. BARTOLO	PETREX	RG	T	36°56'45,00''	02°02'29,00'' E	0	Sì	No
6958	VONGOLA MARE 001	1983	E	GA	1.299	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°15'11,71''	13°48'42,78''	1880	No	No
112	ALFIANELLO 002	1982	E	NP	3.600	M	SAN GERVASIO	AGIP	BS	T	45°17'04,00''	02°18'14,00'' W	1770	No	No
113	ALFINO 001	1982	E	NP	1.510	C	ALFINO	AGIP	RA	T	44°33'23,00''	00°26'30,50'' W	1865	Sì	Sì
114	ALFINO 001 DIR	1982	E	GA	1.154	C	ALFINO	AGIP	RA	T	44°33'23,00''	00°26'30,50'' W	1865	Sì	Sì
302	ANTARES 001	1982	E	GA	2.719	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'40,70''	12°26'38,80''	1870	No	No
305	ANTARES 002	1982	E	GA	3.001	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'17,80''	12°27'21,13''	1871	No	No
384	ARLECCHINO 001	1982	E	NP	1.658	R	A.R 54.MI	TOTAL MINERARIA	ZA	M	45°12'54,88''	12°33'24,84''	1783	Sì	Sì
430	ATRI 001	1982	E	NP	3.750	R	FIUME VOMANO	ELF	TE	T	42°36'18,43''	01°31'54,88'' E	1810	Sì	Sì
432	AURA 001	1982	E	NP	1.505	R	A.R 58.ME	AGIP	ZA	M	44°05'56,00''	13°23'59,91''	1872	Sì	Sì
474	BALENA MARE 001	1982	E	NP	2.013	R	B.R162.CP	COPAREX	ZB	M	43°53'51,71''	13°05'56,17''	1728	Sì	Sì
646	BARBARA NORD 003	1982	E	GA	1.500	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°04'34,10''	13°46'10,03''	1918	No	No
647	BARBARA NORD 004	1982	E	GA	1.500	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°03'59,82''	13°45'01,55''	1919	No	No
671	BARBAROSSA 001	1982	E	NP	2.020	R	B.R151.MI	TOTAL MINERARIA	ZB	M	43°41'53,70''	13°23'30,10''	1808	Sì	Sì
755	BELVEDERE 001	1982	E	NP	7.267	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°29'27,00''	02°37'06,00'' W	0	Sì	No
767	BETTINA 001	1982	E	GA	2.491	R	A.R 48.AG	AGIP	ZA	M	44°06'21,33''	12°52'40,65''	1866	No	No
784	BIGNARDI 001 DIR BIS	1982	E	NP	3.386	C	BIGNARDI	AGIP	MO	T	44°51'42,00''	01°20'55,00'' W	1944	Sì	Sì
829	BONACCIA 002	1982	E	GA	1.675	R	B.R148.MI	TOTAL MINERARIA	ZB	M	43°33'54,66''	14°25'16,22''	1807	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
980	BUDRIO 006 DIR	1982	E	NP	2.566	C	BUDRIO	AGIP	BO	T	44°28'52,00''	00°44'17,00'' W	1811	Si	Si
1056	CALEPPIO 003 DIR	1982	S	GA	1.743	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'17,50''	03°05'24,00'' W	1743	No	No
1058	CALEPPIO 004 DIR BIS	1982	S	GA	1.743	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'17,50''	03°05'24,00'' W	1747	No	No
1094	CAMPAZZO 001	1982	E	NP	2.180	M	CIGNONE	AGIP	BS	T	45°18'21,50''	02°23'27,00'' W	1812	No	No
1175	CANOPO 002	1982	E	NP	2.640	R	A.R 40.AA	AGIP	ZA	M	44°04'08,46''	12°41'55,25''	1878	Si	Si
1210	CAPO NEGRO 001	1982	E	NP	2.130	R	CASSIBILE	MONTEDISON	SR	T	36°56'32,47''	02°43'18,76'' E	0	Si	No
1541	CELLINO 028 DIR	1982	S	GA	1.123	R	CELLINO	MONTEDISON	TE	T	42°34'17,30''	01°24'58,00'' E	1904	Si	No
1715	CICCONE 001 APP	1982	P	NP	2.673	R	GUARDIA LOMBARDI	AGIP	AV	T	40°55'47,00''	02°42'19,50'' E	1602	Si	No
1716	CICERALE 001 DIR	1982	E	NP	3.274	R	AGROPOLI	AGIP	SA	T	40°20'51,00''	02°40'02,00'' E	1854	Si	Si
1744	CIGNO MARE 001	1982	E	NP	1.486	R	D.R 47.GM	MONTEDISON	ZD	M	41°51'54,28''	16°46'01,90''	1806	Si	Si
1855	COLLE TAVO 001	1982	E	OL	3.346	R	PICCIANO	AGIP	PE	T	42°25'17,00''	01°27'45,00'' E	1875	Si	Si
1885	COLONNELLA 001 DIR	1982	E	NP	3.592	R	POGGIO MORELLO	ELF	AP	T	42°53'31,80''	01°25'46,00'' E	1700	Si	Si
1901	CONEGLIANO 002	1982	S	GA	1.640	M	COLLALTO	MONTEDISON	TV	T	45°52'16,21''	00°13'52,43'' W	1857	No	No
1902	CONEGLIANO 003	1982	S	GA	1.601	M	COLLALTO	MONTEDISON	TV	T	45°52'45,00''	00°13'50,00'' W	1936	No	No
1937	CONTRADA TRIGLIA 001	1982	E	NP	2.416	R	MARSALA	SARCIS	TP	T	37°40'44,90''	00°04'51,89'' E	0	Si	No
2239	CROCE DEL VENTO 002	1982	E	GA	1.052	M	CROCE DEL VENTO	MONTEDISON	AN	T	43°30'50,40''	00°42'32,20'' E	1781	Si	Si
2240	CROCE VOLPARE 001	1982	E	NP	1.370	R	PONTECORVO	COPAREX	FR	T	41°28'22,15''	01°06'37,00'' E	1773	Si	Si
2290	DALILA 001	1982	E	NP	2.105	R	B.R135.AG	AGIP	ZB	M	43°25'24,86''	13°41'16,78''	1785	Si	Si
2357	DIMORA 004	1982	E	NP	2.334	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°22'19,50''	04°05'18,50'' E	1867	No	No
2423	ELEONORA 001	1982	E	GA	3.500	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°50'20,88''	14°09'27,17''	1853	No	No
2439	ELISA 001	1982	E	OL	2.193	M	B.C 6.AS	AGIP	ZB	M	43°14'23,91''	14°05'41,09''	1868	Si	No
2458	EMMA OVEST 003 DIR	1982	S	GA	2.009	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°48'28,00''	14°22'45,60''	1797	No	No
2459	EMMA OVEST 004 DIR	1982	S	GA	1.979	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°48'28,00''	14°22'45,60''	1802	No	No
2461	EMMA OVEST 006 DIR	1982	S	GA	2.042	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°48'28,00''	14°22'45,60''	1798	No	No
2463	EMMA OVEST 008 DIR	1982	S	GA	1.980	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°48'28,00''	14°22'45,60''	1799	No	No
2464	EMMA OVEST 009 DIR	1982	S	GA	2.086	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°48'28,00''	14°22'45,60''	1794	No	No
2484	ESTER 001	1982	E	NP	860	R	B.R 43.AA	AGIP	ZB	M	43°00'09,87''	13°58'42,41''	1745	Si	Si
2487	EURIDICE 001	1982	E	NP	1.506	R	B.R 48.IR	AGIP	ZB	M	42°04'24,81''	14°48'06,43''	1809	Si	Si
2577	FIORENZA 001	1982	E	GA	3.181	R	F.R 6.AG	AGIP	ZF	M	39°15'33,20''	17°12'54,66''	1787	Si	Si
2608	FLORIANA 001	1982	E	NP	2.625	R	F.R 8.AG	AGIP	ZF	M	38°43'56,32''	16°50'03,07''	1788	Si	Si
2623	FONTEMAGGIORE 001 DIR	1982	E	IS	2.226	R	PERANO	AGIP	CH	T	42°03'59,00''	01°56'12,00'' E	1926	Si	Si
2688	FRAINE 001	1982	E	NP	3.784	R	FRAINE	MONTEDISON	CB	T	41°52'17,00''	02°07'31,00'' E	1971	Si	Si
2689	FRANCA 001	1982	E	GA	2.357	R	F.R 5.AG	AGIP	ZF	M	39°42'49,59''	16°40'15,09''	1723	Si	Si
2726	GAGGIANO 001	1982	E	OL	5.009	M	GAGGIANO	AGIP	MI	T	45°21'36,00''	03°23'47,00'' W	1869	No	No
2811	GARGANO 001	1982	E	NP	4.428	R	MONTE CALVO	CONOCO	FG	T	41°50'46,00''	03°15'27,00'' E	1837	Si	Si
2967	GIAURONE 001	1982	E	OL	3.465	M	GIAURONE	SARCIS	CL	T	37°08'33,40''	01°51'58,00'' E	0	No	No
3060	GRIFONE 001	1982	E	NP	3.160	R	F.R 12.PH	AGIP	ZF	M	41°37'30,51''	17°42'51,92''	1829	Si	Si
3125	HERA LACINIA 013 DIR	1982	S	GA	1.749	M	CAPO COLONNE	AGIP	CZ	T	39°00'41,00''	04°43'30,00'' E	1818	No	No
3126	HERA LACINIA 014	1982	E	GA	1.876	M	D.C 4.AG	AGIP	ZD	M	39°03'31,50''	17°09'54,19''	1852	No	No
3153	IRMINIO 001	1982	E	OL	2.954	R	DONNALUCATA	ANSCHUTZ	RG	T	36°47'58,00''	02°09'54,00'' E	0	No	No
3162	ISABELLA 001	1982	E	GA	1.642	R	A.R 56.IR	AGIP	ZA	M	44°57'09,91''	12°57'17,96''	1841	Si	Si
3292	LIALA 001 DIR	1982	E	NP	2.151	M	D.C 2.AG	AGIP	CZ	T	38°58'06,00''	04°42'23,50'' E	1758	No	No
3328	LOCANTORE 001	1982	E	GA	1.947	R	TORRENTE SALANDRELLA	AGIP	MT	T	40°31'10,00''	03°54'11,00'' E	1883	No	No
3340	LOREDANA 001	1982	E	NP	4.213	R	D.R 51.AG	AGIP	ZD	M	38°01'43,31''	16°10'28,40''	1900	Si	Si
3341	LORENA 001	1982	E	NP	1.800	R	D.R 50.AG	AGIP	ZD	M	39°43'46,49''	16°33'09,13''	1827	Si	No
3502	MARGHERITA MARE 001	1982	E	NP	3.497	R	E.R 36.AG	AGIP	ZE	M	40°22'04,45''	14°50'17,12''	1879	Si	Si
3525	MARTINENGO 001	1982	E	NP	6.904	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°33'36,50''	02°43'28,50'' W	1970	Si	No
3596	MASSERIA SPAVENTO 001	1982	E	GA	1.682	M	MASSERIA SPAVENTO	MONTEDISON	PZ	T	41°04'17,50''	03°15'03,00'' E	1859	Si	No
3644	MENFI 001	1982	E	NP	1.681	R	MENFI	ANSCHUTZ	AG	T	37°36'13,80''	00°28'58,70'' E	0	Si	No
3647	MERLINO 002 DIR	1982	S	NP	1.879	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°25'26,50''	03°02'26,50'' W	1814	No	No
3648	MERLINO 002 DIR BIS	1982	S	NP	1.879	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°25'26,50''	03°02'26,50'' W	1815	No	No
3649	MERLINO 003 DIR	1982	S	GA	1.734	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°25'26,50''	03°02'26,50'' W	1796	No	No
3651	MERLO 001	1982	E	NP	2.307	R	F.R 4.AG	AGIP	ZF	M	40°16'53,18''	18°48'53,22''	1908	Si	Si
3652	MERLUZZO MARE 001	1982	E	NP	2.907	R	C.R 94.IR	ELF	ZC	M	36°39'23,25''	14°27'49,80''	1790	Si	Si
3660	MEZZANELLE 003	1982	E	GA	1.518	M	MASSERIA MEZZANELLE	WESTATES	FG	T	41°28'55,00''	02°53'42,00'' E	1721	No	No
3688	MILVA 001	1982	E	NP	3.984	R	A.R 57.ME	MONTEDISON	ZA	M	44°33'53,30''	12°33'36,40''	0	Si	No
3747	MINERBIO 054 DIR	1982	T	GA	1.253	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'10,50''	00°57'06,50'' W	1842	Si	No
3748	MINERBIO 055 DIR	1982	T	GA	1.268	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'10,50''	00°57'06,50'' W	1849	Si	No
3749	MINERBIO 056 DIR	1982	T	GA	1.229	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'10,50''	00°57'06,50'' W	1850	Si	No
3750	MINERBIO 057 DIR	1982	T	GA	1.256	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'10,50''	00°57'06,50'' W	1850	Si	No
3751	MINERBIO 058 DIR	1982	T	GA	1.235	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'10,50''	00°57'06,50'' W	1851	Si	No
3752	MINERBIO 059	1982	T	GA	1.240	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'10,50''	00°57'06,50'' W	1851	Si	No
3753	MINERBIO 060 DIR	1982	T	GA	1.260	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'55,00''	00°57'14,00'' W	1843	Si	No
3754	MINERBIO 061 DIR	1982	T	GA	1.247	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'55,00''	00°57'14,00'' W	1843	Si	No
3755	MINERBIO 062 DIR	1982	T	GA	1.252	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'55,00''	00°57'14,00'' W	1844	Si	No
3756	MINERBIO 063 DIR	1982	T	GA	1.237	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'55,00''	00°57'14,00'' W	1844	Si	No
3757	MINERBIO 064 DIR	1982	T	GA	1.244	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'05,80''	00°57'08,00'' W	1845	Si	No
3758	MINERBIO 065 DIR	1982	T	GA	1.247	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'55,00''	00°57'14,00'' W	1845	Si	No
3759	MINERBIO 066 DIR	1982	T	GA	1.251	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'55,00''	00°57'14,00'' W	1846	Si	No
3760	MINERBIO 067 DIR	1982	T	GA	1.239	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'28,50''	00°58'11,00'' W	1846	Si	No
3761	MINERBIO 068 DIR	1982	T	GA	1.257	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'28,50''	00°58'11,00'' W	1847	Si	No
3762	MINERBIO 069 DIR	1982	T	GA	1.244	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'28,50''	00°58'11,00'' W	1847	Si	No
3763	MINERBIO 070 DIR	1982	T	GA	1.250	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'29,50''	00°57'46,50'' W	1848	Si	No
3764	MINERBIO 071 DIR	1982	T	GA	1.259	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'30,80''	00°57'52,50'' W	1848	Si	No
3765	MINERBIO 072 DIR	1982	T	GA	1.263	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'22,30''	00°57'23,20'' W	1856	Si	No
3766	MINERBIO 073 DIR	1982	T	GA	1.250	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'22,30''	00°57'23,20'' W	1856	Si	No
3767	MINERBIO 074 DIR	1982	T	GA	1.251	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'22,30''	00°57'23,20'' W	1861	Si	No
3794	MIZAR 002	1982	E	NP	1.962	R	B.R 53.AA	AGIP	ZB	M	43°18'18,93''	14°37'48,49''	1835	Si	Si
3869	MONTE CANTIERE 001	1982	E	NP	182	M	MONTE CANTIERE	LA SORGENTE	MO	T	44°16'58,00''	01°50'22,00'' W	1824	No	No
4066	MORMORA MARE 002	1982	E	NP	2.473	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°14'41,74''	13°52'33,48''	1681	No	No
4070	MORRO D'ORO 001	1982	E	NP	4.332	R	CASTILENTI	AGIP	TE	T	42°40'28,00''	01°28'51,00'' E	1752	Si	Si
4079	MUSCILLO 001	1982	E	NP	1.296	R	GENZANO DI LUCANIA	AGIP	PZ	T	40°50'26,00''	03°38'28,00'' E	1876	Si	Si
4081	MUSONE 001 DIR	1982	E	NP	1.535	R	LORETO	AGIP	AN	T	43°27'12,50''	01°09'22,00'' E	1727	Si	Si
4082	MUSONE 002 DIR	1982	E	NP	1.323	R	LORETO	AGIP	AN	T	43°26'02,50''	01°08'22,00'' E	1751	Si	Si
4126	NILDE 003	1982	E	OL	1.733	M	C.C 2.AS	AGIP	ZC	M	37°33'10,43''	11°55'19,40''	1749	Si	No
4127	NILDE 003 BIS	1982	E	OL	2.784	M	C.C 2.AS	AGIP	ZC	M	37°33'10,43''	11°55'19,40''	1786	Si	No
4175	OLTOLINA 002	1982	E	NP	2.100	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°14'02,00''	02°37'43,50'' W	1817	No	No
4217	OVANENGO 001	1982	E	GA	2.250	M	OVANENGO	AGIP	BS	T	45°22'42,00''	02°31'22,00'' W	1792	No	No
4228	PALATA 001	1982	E	NP	2.873	R	FIUME BIFERNO	SNIA	CB	T	41°53'28,10''	02°20'35,40'' E	1825	Si	Si
4281	PANCRAZIO SUD 001	1982	E	NP	3.644	R	C.R 7.AS	AGIP	ZC	M	36°49'39,13''	14°21'41,35''	1840	Si	Si
4336	PERLA 004 DIR	1982	S	OL	2.496	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	36°57'12,81''	14°12'58,44''	1831	No	No
4338	PERLA 006 DIR	1982	S	OL	2.526	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	36°57'12,81''	14°12'58,44''	1832	No	No
4358	PESSA 002	1982	E	GA	2.101	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°16'36,50''	02°33'21,00'' W	1816	No	No
4359	PESSA 003 DIR	1982	E	GA	2.129	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°16'30,50''	02°34'36,50'' W	1888	No	No
4400	PIANO LUPO 001 DIR	1982	E	OL	2.189	R	NISCENI	ANSCHUTZ	CT	T	37°05'53,00''	02°02'00,75'' E	0	No	No
4408	PIERA 001	1982	E	NP	1.230	R	C.R 6.AS	AGIP	ZC	M	37°01'17,80''	12°22'58,60''	1839	Si	Si
4611	PONTEVICO 001 DIR	1982	E	NP	2.720	M	CIGNONE	AGIP	BS	T	45°16'55,50''	02°23'07,50'' W	1828	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4626	PORTO CORSINI 008 DIR	1982	E	GA	2.308	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°29'59,00''	00°11'08,50'' W	1898	No	No
4670	PORTO CORSINI MARE EST 029 DIR	1982	E	GA	3.442	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'17,34''	12°32'47,54''	1950	No	No
4671	PORTO CORSINI MARE EST 030	1982	E	GA	2.120	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'23,30''	12°32'29,10''	1948	No	No
4672	PORTO CORSINI MARE EST 031 DIR	1982	S	GA	1.637	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'17,94''	12°32'47,54''	1967	No	No
4673	PORTO CORSINI MARE EST 032 DIR	1982	S	GA	1.629	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'17,94''	12°32'47,54''	1968	No	No
4675	PORTO CORSINI MARE EST 034 DIR	1982	S	GA	3.506	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'17,94''	12°32'47,54''	1136	No	No
4678	PORTO CORSINI MARE EST 037 DIR	1982	S	GA	3.636	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'17,94''	12°32'47,54''	1954	No	No
4679	PORTO CORSINI MARE EST 038 DIR	1982	S	GA	3.477	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'17,94''	12°32'47,54''	1955	No	No
4680	PORTO CORSINI MARE EST 039 DIR	1982	S	GA	1.636	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'17,94''	12°32'47,54''	1956	No	No
4681	PORTO CORSINI MARE EST 040 DIR	1982	E	GA	1.630	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'17,94''	12°32'47,54''	1957	No	No
4682	PORTO CORSINI MARE EST 041 DIR	1982	S	GA	1.641	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'17,94''	12°32'47,54''	1966	No	No
4849	PRATI BAVIERA 001	1982	E	NP	1.379	R	CASTEL COLONNA	COPAREX	AN	T	43°41'44,00''	00°41'52,00'' E	1772	Sì	Sì
4883	QUADRELLI 002	1982	E	GA	1.848	R	QUADRELLI	AGIP	PC	T	44°51'32,50''	02°51'17,00'' W	1895	No	No
4958	RAGUSA 057 DIR	1982	S	OL	2.000	M	RAGUSA	AGIP	RG	T	36°54'28,00''	02°16'37,50'' E	0	No	No
5081	RAVIZZA 001	1982	E	OL	4.700	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°49'45,00''	01°40'35,00'' W	1934	Sì	No
5308	RIPI 055	1982	S	OL	375	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'20,20''	00°59'29,50'' E	1858	No	No
5309	RIPI 055 BIS	1982	S	NP	127	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'20,20''	00°59'29,50'' E	0	No	No
5371	ROSA 001	1982	E	NP	3.221	R	C.R 85.ME	MONTEDISON	ZC	M	36°51'38,00''	15°09'29,40''	1784	Sì	Sì
5394	ROSPO MARE 004	1982	S	OL	1.377	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'10,80''	14°58'10,10''	1562	No	No
5395	ROSPO MARE 005 DIR	1982	S	OL	1.392	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'10,83''	14°58'10,25''	1730	No	No
5396	ROSPO MARE 006 DIR	1982	S	OL	1.365	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'10,80''	14°58'10,10''	1722	No	No
5515	S.BARTOLO 002	1982	E	NP	2.695	R	S. BARTOLO	SIR	RG	T	36°51'59,20''	02°05'58,00'' E	0	No	No
5518	S.BARTOLOMEO 004	1982	E	NP	7.104	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°29'49,50''	02°47'39,50'' W	1975	Sì	No
5522	S.BENEDETTO 002 DIR	1982	E	NP	3.858	M	S. BENEDETTO DEL TRONTO	AGIP	AP	T	42°55'50,00''	01°24'28,00'' E	1789	No	No
5523	S.BENEDETTO 004 DIR	1982	E	NP	3.764	M	S. BENEDETTO DEL TRONTO	AGIP	AP	T	42°55'50,00''	01°24'28,00'' E	1862	No	No
5526	S.BERNARDINO 001	1982	E	OL	2.525	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°25'43,00''	04°00'08,50'' E	1750	No	No
5654	S.MARIA 004	1982	S	OL	2.292	M	S. MARIA IMBARO	AGIP	CH	T	42°12'41,00''	02°02'09,00'' E	1819	No	No
5655	S.MARIA 005	1982	S	OL	2.404	M	S. MARIA IMBARO	AGIP	CH	T	42°13'09,50''	02°00'35,50'' E	1907	No	No
5667	S.MARIA MARE 010 DIR	1982	S	OL	2.476	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°12'41,44''	13°46'48,35''	1746	No	No
5868	SABBIONCELLO 019 DIR	1982	T	GA	1.166	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'58,30''	00°33'20,50'' W	3138	No	No
5869	SABBIONCELLO 020 DIR	1982	T	GA	1.166	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'58,30''	00°33'20,50'' W	3138	No	No
5912	SALADINO 001 DIR	1982	E	NP	554	R	FANO	AGIP	PS	T	43°46'39,50''	00°38'11,50'' E	1765	Sì	Sì
5913	SALADINO 002 DIR	1982	E	NP	656	R	FANO	AGIP	PS	T	43°46'39,50''	00°38'11,50'' E	1805	Sì	Sì
5966	SANTUZZA 001	1982	E	NP	2.420	R	C.R 33.AO	AGIP	ZC	M	37°26'27,58''	11°52'48,11''	1884	Sì	Sì
6055	SEREGNA 004	1982	E	NP	4.507	M	PESSANO	AGIP	MI	T	45°32'03,00''	03°06'22,50'' W	1894	No	No
6056	SEREGNA 005	1982	E	OL	4.320	M	PESSANO	AGIP	MI	T	45°33'14,00''	03°05'56,00'' W	1493	No	No
6129	SERRA SPAVENTO 002	1982	E	GA	1.700	R	SERRA SPAVENTO	MONTEDISON	FG	T	41°05'37,95''	03°13'13,93'' E	1776	No	No
6130	SERRA SPAVENTO 003	1982	E	GA	1.619	R	SERRA SPAVENTO	MONTEDISON	FG	T	41°06'02,80''	03°13'09,80'' E	1780	No	No
6358	TIZIANA 002	1982	E	NP	3.705	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°22'27,09''	12°35'34,06''	1945	No	No
6403	TORREMAGGIORE 001	1982	E	NP	1.080	R	SERRA CAPRIOLA	AGIP	FG	T	41°40'59,50''	02°47'58,00'' E	1769	Sì	Sì
6477	TORRENTE VIBRATA 001	1982	E	NP	3.001	R	POGGIO MORELLO	ELF	TE	T	42°50'51,67''	01°27'35,21'' E	1791	Sì	Sì
6495	TORRETTA 001	1982	E	GA	2.398	R	FIUME TRONTO	SNIA	TE	T	42°50'08,00''	01°19'40,50'' E	1753	No	No
6556	TRANFAGLIA 001	1982	E	NP	3.357	R	GINESTRA DEGLI SCHIAVONI	COPAREX	BN	T	41°11'59,60''	02°28'59,60'' E	1777	Sì	Sì
6664	TROIA 002	1982	E	GA	1.918	R	TROIA	SNIA	FG	T	41°22'32,83''	02°51'26,67'' E	1701	Sì	Sì
6761	VALLECUPA 047 DIR	1982	S	OL	644	R	PIETRANICO	AGIP	PE	T	42°17'01,18''	01°29'42,35'' E	1927	Sì	Sì
6781	VALLO 001	1982	E	NP	2.748	R	C.R 83.CO	CONOCO	ZC	M	37°32'06,63''	12°13'38,51''	1836	Sì	Sì
6798	VEGA 003	1982	E	OL	2.772	R	C.R 80.SE	MONTEDISON	ZC	M	36°32'10,00''	14°38'28,00''	1897	No	No
6877	VILLA BARCO 001	1982	E	NP	2.534	R	VILLABARCO	ITALREP	RG	T	36°56'13,00''	02°20'11,00'' E	0	No	No
6977	ZORABINI 002	1982	E	GA	1.350	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°29'54,00''	00°14'43,00'' W	1899	No	No
14	ACCIARELLA 001	1981	E	NP	1.044	R	APRILIA	AGIP	LT	T	41°27'30,50''	00°19'55,50'' E	1689	Sì	Sì
278	ANNABELLA 001	1981	E	GA	3.976	R	A.R 50.AG	AGIP	ZA	M	44°13'59,03''	13°04'37,70''	1771	No	No
342	AQUILA 001	1981	E	OL	4.246	R	F.R 2.AG	AGIP	ZF	M	40°55'58,03''	18°20'41,62''	1632	No	No
362	ARCOBALENO 001	1981	E	NP	1.943	R	A.R 54.MI	TOTAL MINERARIA	ZA	M	45°16'06,96''	12°31'16,73''	1761	Sì	Sì
461	BAGNOLO IN PIANO 003	1981	E	OL	5.046	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'11,00''	01°44'49,00'' W	1833	Sì	No
645	BARBARA NORD 002	1981	E	GA	1.623	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°05'09,71''	13°44'20,91''	1653	No	No
783	BIGNARDI 001	1981	E	NP	3.336	C	BIGNARDI	AGIP	MO	T	44°51'42,00''	01°20'55,00'' W	1933	Sì	Sì
828	BONACCIA 001	1981	E	GA	1.500	R	B.R148.MI	TOTAL MINERARIA	ZB	M	43°34'48,30''	14°22'21,65''	1650	No	No
842	BONACCIA SUD 001	1981	E	NP	1.775	R	B.R148.MI	TOTAL MINERARIA	ZB	M	43°31'38,94''	14°28'15,38''	1762	No	No
846	BONAVENTURA 001	1981	E	NP	3.000	R	B.R140.MI	TOTAL MINERARIA	ZB	M	43°53'12,16''	13°01'01,70''	1774	Sì	Sì
850	BORA 001	1981	E	NP	2.500	R	B.R145.MI	TOTAL MINERARIA	ZB	M	43°06'55,75''	14°50'36,30''	1775	Sì	Sì
979	BUDRIO 006	1981	E	NP	3.600	C	BUDRIO	AGIP	BO	T	44°28'52,00''	00°44'17,00'' W	3352	Sì	Sì
1044	CALASCIBETTA 001	1981	E	GA	1.103	R	NISSORIA	COPAREX	EN	T	37°35'10,60''	01°50'59,30'' E	0	Sì	No
1055	CALEPPIO 002	1981	S	GA	1.935	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°25'17,50''	03°05'24,00'' W	1736	No	No
1057	CALEPPIO 004 DIR	1981	S	IS	1.839	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'12,00''	03°05'22,50'' W	1747	No	No
1118	CANCELLO 002	1981	E	NP	3.007	R	CANCELLO	SNIA	CE	T	41°02'22,19''	01°33'27,58'' E	1688	Sì	Sì
1243	CARRERA 001	1981	E	GA	1.334	M	FARAGOLA	AGIP	FG	T	41°15'46,92''	03°06'53,02'' E	1636	No	No
1476	CAVIAGA 060	1981	T	GA	1.691	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'45,50''	02°52'03,00'' W	1754	No	No
1492	CAVONE 011	1981	S	OL	3.360	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'54,00''	01°30'42,00'' W	1860	No	No
1493	CAVONE 012	1981	S	OL	3.210	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'42,00''	01°27'02,00'' W	1855	No	No
1746	CIGNONE 002	1981	E	GA	2.050	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°16'10,60''	02°29'26,00'' W	1734	No	No
1898	CONCORDIA 001	1981	E	NP	5.000	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'49,50''	01°24'11,00'' W	1779	No	No
1900	CONEGLIANO 001	1981	E	GA	1.700	M	COLLALTO	MONTEDISON	TV	T	45°52'04,00''	00°14'26,00'' W	1667	No	No
2173	COSTA MOLINA 001	1981	E	MO	4.089	R	ARMENTO	AGIP	PZ	T	40°19'55,00''	03°31'53,00'' E	1719	No	No
2236	CRISTINA 001	1981	E	NP	1.524	R	B.R149.AG	AGIP	ZB	M	42°01'35,94''	15°11'56,80''	1757	Sì	Sì
2287	DAFNE 001	1981	E	NP	1.640	R	B.R 43.AA	AGIP	ZB	M	43°00'11,54''	13°54'04,10''	1702	Sì	Sì
2438	ELGA 001	1981	E	NP	2.700	R	B.R142.MI	TOTAL MINERARIA	ZB	M	43°44'45,80''	13°33'14,04''	1759	Sì	Sì
2460	EMMA OVEST 005 DIR	1981	S	GA	1.978	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°48'28,50''	14°22'45,50''	1803	No	No
2462	EMMA OVEST 007 DIR	1981	S	GA	2.156	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°48'28,50''	14°22'45,50''	1793	No	No
2465	EMMA OVEST 010	1981	S	GA	2.162	M	B.C 10.AS	AGIP	ZB	M	42°48'28,50''	14°22'45,50''	1795	No	No
2483	ESMERALDA 001	1981	E	NP	3.837	R	B.R131.MI	TOTAL MINERARIA	ZB	M	42°53'36,26''	14°31'47,48''	1760	Sì	Sì
2493	FALCO 001	1981	E	GA	2.839	R	F.R 3.AG	AGIP	ZF	M	40°52'44,24''	18°35'39,39''	1703	No	No
2510	FARAGOLA 008	1981	S	GA	2.159	M	FARAGOLA	SNIA	FG	T	41°13'52,62''	03°07'49,12'' E	1654	No	No
2511	FARAGOLA 009	1981	S	GA	1.854	M	FARAGOLA	SNIA	FG	T	41°15'47,38''	03°04'47,14'' E	1655	No	No
2517	FARNETO 001	1981	E	NP	2.040	R	CANOSSA	SPI	PR	T	44°33'42,00''	02°06'09,00'' W	1588	Sì	Sì
2606	FLAVIA 001	1981	E	GA	2.212	R	B.R128.AG	AGIP	ZB	M	43°02'41,71''	13°53'16,07''	1740	Sì	No
2676	FORNACE 001	1981	E	NP	2.405	R	FORTUNAGO	AGIP	PV	T	44°56'29,00''	03°24'35,50'' W	1644	Sì	Sì
2682	FOSCA 001	1981	E	NP	2.398	R	F.R 9.AG	AGIP	ZF	M	38°26'20,63''	16°53'49,15''	1724	Sì	Sì
2712	FULVIA 001	1981	E	GA	1.270	R	B.R128.AG	AGIP	ZB	M	43°01'20,57''	13°53'50,26''	1739	Sì	No
2784	GAIA 001	1981	E	GA	1.950	R	A.R 15.AV	AGIP	ZA	M	44°54'20,08''	12°45'05,62''	1652	No	Sì
2959	GIADA 001	1981	E	NP	2.569	R	C.R 73.AG	AGIP	ZC	M	36°54'07,39''	14°14'47,85''	1731	Sì	Sì
3034	GRADELLA 001	1981	E	NP	2.367	C	GRADELLA	AGIP	CR	T	45°25'45,00''	02°55'04,50'' W	1686	Sì	Sì
3104	GRUGNALE 001 DIR	1981	E	NP	2.300	R	PERANO	AGIP	CH	T	42°06'45,00''	02°02'51,50'' E	1804	Sì	Sì
3124	HERA LACINIA 010 DIR	1981	E	GA	1.847	R	D.R 16.AG	AGIP	CZ	T	39°01'48,00''	04°43'24,00'' E	1585	No	No
3164	ISPANI 001	1981	E	NP	664	R	PALINURO	AGIP	SA	T	40°05'45,00''	03°06'12,00'' E	1673	Sì	Sì
3184	KATIA 001	1981	E	OL	2.408	R	B.R137.AG	AGIP	ZB	M	42°20'50,15''	14°46'00,22''	1720	No	No
3254	LEDA 001	1981	E	NP	2.767	R	D.R 18.AG	AGIP	ZD	M	38°52'42,26''	17°08'54,63''	1657	Sì	Sì
3331	LOCATE TRIULZI 001	1981	E	NP	2.200	C	LOCATE TRIULZI	AGIP	MI	T	45°21'02,50''	03°14'02,50'' W	1661	Sì	Sì

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
3346	LUANA 001	1981	E	NP	3.378	R	D.R 49.AG	AGIP	ZD	M	39°46'03,00''	16°29'54,27''	1658	Sì	Sì
3409	MACCHIONE 001	1981	E	NP	3.189	M	TERTIVERI	AGIP	FG	T	41°35'18,00''	02°45'09,00'' E	1820	No	No
3659	MEZZANELLE 002	1981	S	GA	1.671	M	MASSERIA MEZZANELLE	C.P.I.	FG	T	41°29'37,50''	02°52'39,50'' E	1695	No	No
3680	MILA 006	1981	E	NP	3.675	R	C.R 75.ME	MONTEDISON	ZC	M	36°44'09,43''	14°29'23,54''	1670	Sì	No
3681	MILA 006 DIR	1981	E	OL	3.589	R	C.R 75.ME	MONTEDISON	ZC	M	36°44'09,43''	14°29'23,54''	1671	Sì	No
3731	MINERBIO 039 DIR	1981	T	GA	1.234	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'12,50''	00°57'06,00'' W	1704	Sì	No
3732	MINERBIO 040 DIR	1981	T	GA	1.236	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'12,50''	00°57'06,00'' W	1705	Sì	No
3734	MINERBIO 042 DIR	1981	T	GA	1.247	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'24,13''	00°57'21,37'' W	1716	Sì	No
3735	MINERBIO 043 DIR	1981	T	GA	1.249	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'24,05''	00°57'21,45'' W	1717	Sì	No
3736	MINERBIO 044 DIR	1981	T	GA	1.260	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'24,00''	00°57'21,50'' W	1725	Sì	No
3737	MINERBIO 045 DIR	1981	T	GA	1.254	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'23,87''	00°57'21,63'' W	1726	Sì	No
3738	MINERBIO 046 DIR	1981	T	GA	1.271	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'42,00''	00°58'14,00'' W	1735	Sì	No
3739	MINERBIO 047 DIR	1981	T	GA	1.294	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'42,00''	00°58'14,00'' W	1732	Sì	No
3740	MINERBIO 048 DIR	1981	T	GA	1.270	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'42,00''	00°58'14,00'' W	1737	Sì	No
3741	MINERBIO 049 DIR	1981	T	GA	1.281	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'43,50''	00°58'12,70'' W	1741	Sì	No
3742	MINERBIO 049 DIR BIS	1981	T	GA	1.281	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'42,00''	00°58'14,00'' W	1742	Sì	No
3743	MINERBIO 050 DIR	1981	T	GA	1.284	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'43,50''	00°58'12,70'' W	1763	Sì	No
3744	MINERBIO 051 DIR	1981	T	GA	1.285	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'43,50''	00°58'12,70'' W	1755	Sì	No
3745	MINERBIO 052 DIR	1981	T	GA	1.288	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'43,50''	00°58'12,70'' W	1764	Sì	No
3746	MINERBIO 053 DIR	1981	T	GA	1.296	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'43,50''	00°58'12,70'' W	1756	Sì	No
3812	MOLTONE 001	1981	E	NP	3.207	R	MASSERIA FRISARA	AGIP	PZ	T	40°43'43,00''	03°33'00,00'' E	1826	Sì	Sì
3813	MONACILIONI 001	1981	E	NP	3.643	R	GAMBATESA	AGIP	CB	T	41°36'43,00''	02°23'11,50'' E	1715	Sì	Sì
4063	MORGIA 001 DIR	1981	E	NP	2.696	R	PERANO	AGIP	CH	T	42°03'49,00''	01°50'00,00'' E	1631	Sì	Sì
4141	NORMA 001	1981	E	OL	2.126	M	C.C 2.AS	AGIP	ZC	M	37°35'09,19''	12°03'42,21''	1696	Sì	No
4174	OLTOLINA 001	1981	E	GA	2.004	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°14'35,00''	02°36'25,50'' W	1718	No	No
4190	ORLANDO 002	1981	E	NP	2.285	R	C.R 5.AS	AGIP	ZC	M	37°13'02,54''	12°01'06,58''	1697	Sì	Sì
4194	ORSOGNA 001	1981	E	NP	3.340	R	CRECCHIO	SORI	CH	T	42°14'49,00''	01°51'16,00'' E	1649	Sì	Sì
4272	PALMA 002	1981	E	NP	3.810	R	C.R 47.CO	CONOCO	ZC	M	37°01'57,60''	13°40'51,10''	1706	Sì	Sì
4303	PARADISO 001	1981	E	NP	927	R	URBINO	SPI	PS	T	43°48'34,50''	00°03'22,00'' E	1601	Sì	Sì
4320	PENNINA 001	1981	E	GA	2.400	R	B.R 42.AV	AGIP	ZB	M	43°00'49,83''	14°09'38,99''	1685	No	No
4335	PERLA 003 DIR	1981	S	OL	2.672	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	36°57'12,81''	14°12'58,44''	1800	No	No
4337	PERLA 005 DIR	1981	S	OL	2.530	M	C.C 3.AG	AGIP	ZC	M	36°57'12,81''	14°12'58,44''	1830	No	No
4355	PESCOPENNATARO 001	1981	E	OL	3.028	R	PIZZOFERRATO	ELF	IS	T	41°52'36,59''	01°52'39,01'' E	1611	Sì	Sì
4357	PESSA 001	1981	E	GA	2.350	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°16'30,50''	02°34'36,50'' W	1707	No	No
4362	PETRELLI 001	1981	E	NP	2.272	R	MONTEGIORGIO	AGIP	MC	T	43°10'42,50''	01°02'36,00'' E	1782	Sì	Sì
4484	PLINIO SUD 001	1981	E	NP	4.332	R	C.R 7.AS	AGIP	ZC	M	36°53'36,44''	14°16'13,95''	1659	Sì	Sì
4627	PORTO CORSINI 009 DIR	1981	E	NP	1.559	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°30'18,50''	00°13'49,50'' W	1744	No	No
4628	PORTO CORSINI 009 DIR BIS	1981	E	NP	1.550	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°30'18,50''	00°13'49,50'' W	1748	No	No
4669	PORTO CORSINI MARE EST 028	1981	E	GA	3.846	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°25'45,83''	12°30'31,26''	1947	No	No
4839	PORTOCANNONE 028	1981	S	GA	1.618	M	COLLE DI LAURO	MONTEDISON	CB	T	41°52'03,00''	02°28'22,00'' E	1605	No	No
4840	PORTOCANNONE 029	1981	S	GA	891	M	COLLE DI LAURO	MONTEDISON	CB	T	41°53'17,00''	02°27'45,00'' E	1614	No	No
4998	RAPAGNANO 005 DIR	1981	E	NP	2.419	M	RAPAGNANO	AGIP	AP	T	43°08'57,00''	01°09'11,50'' E	1687	No	No
5152	RIMINI 001	1981	E	NP	901	R	VERRUCCHIO	AGIP	FO	T	44°02'09,50''	00°08'14,00'' E	1646	Sì	Sì
5158	RIO CIANO 001	1981	E	NP	4.202	R	SERRAMAZZONI	AGIP	MO	T	44°24'30,00''	01°24'52,00'' W	1672	Sì	Sì
5227	RIPALTA 035 DIR	1981	T	GA	1.558	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'41,78''	02°45'03,16'' W	1711	Sì	No
5228	RIPALTA 036 DIR	1981	T	GA	1.565	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'41,76''	02°45'07,30'' W	1712	Sì	No
5229	RIPALTA 037 DIR	1981	T	GA	1.564	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'41,76''	02°45'07,30'' W	1713	Sì	No
5230	RIPALTA 038 DIR	1981	T	GA	1.569	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'41,76''	02°45'07,50'' W	1714	Sì	No
5305	RIPI 052	1981	S	NP	452	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'18,00''	00°59'43,00'' E	1668	No	No
5306	RIPI 053	1981	S	OL	653	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'10,00''	00°59'43,70'' E	1801	No	No
5511	S.BARBARA 001 DIR	1981	E	NP	1.737	R	CHIETI	SORI	CH	T	42°20'13,50''	01°43'21,00'' E	1635	Sì	Sì
5527	S.BIAGIO PEDASO 001	1981	E	NP	4.302	R	PEDASO	AGIP	AP	T	43°07'19,00''	01°22'21,50'' E	1645	Sì	Sì
5581	S.GIACOMO 001	1981	E	OL	3.700	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'19,10''	01°24'24,00'' W	1767	No	No
5591	S.GIORGIO MARE 007	1981	S	MO	2.149	M	B.C 2.LF	ELF	ZB	M	43°10'40,65''	13°56'38,50''	1665	No	No
5666	S.MARIA MARE 009 DIR	1981	S	OL	2.553	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°12'03,40''	13°46'48,71''	1615	No	No
5688	S.NICOLA 001	1981	E	GA	2.796	M	MAFALDA	SIR	CB	T	41°54'46,60''	02°17'50,50'' E	1651	No	No
5841	S.STINO 001	1981	E	NP	1.801	C	S. STINO	AGIP	TV	T	45°42'25,00''	00°13'29,00'' W	1690	Sì	Sì
5902	SABRINA 001	1981	E	NP	1.444	R	B.R127.AG	AGIP	ZB	M	42°08'28,30''	15°04'58,78''	1609	Sì	Sì
5967	SARA 001	1981	E	GA	1.502	R	A.R 53.AG	AGIP	ZA	M	45°11'37,40''	12°53'56,66''	1708	No	No
5971	SARAGO MARE 002	1981	S	OL	2.004	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°17'17,83''	13°47'18,91''	1558	No	No
5972	SARAGO MARE 003	1981	S	NP	2.477	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°15'35,65''	13°47'33,40''	1583	No	No
5974	SARAGO MARE 004	1981	S	NP	2.495	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°20'02,97''	13°46'15,89''	1600	No	No
5980	SARSINA 001	1981	E	NP	5.772	R	SARSINA	AGIP	FO	T	44°03'34,00''	00°25'54,00'' W	1766	Sì	Sì
6054	SEREGNA 003	1981	E	IS	5.030	M	PESSANO	AGIP	MI	T	45°32'41,50''	03°05'41,50'' W	1834	No	No
6128	SERRA SPAVENTO 001	1981	E	GA	1.852	R	SERRA SPAVENTO	MONTEDISON	FG	T	41°05'52,00''	03°12'48,00'' E	1587	No	No
6146	SETTALA 008	1981	S	GA	1.286	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'51,50''	02°03'08,20'' W	1624	No	No
6147	SETTALA 009 DIR	1981	S	GA	1.286	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'51,38''	03°02'08,15'' W	1625	No	No
6182	SIMONA 001	1981	E	NP	1.500	R	B.R150.AG	AGIP	ZB	M	42°06'27,59''	15°08'11,25''	1768	Sì	Sì
6189	SIRIO 001	1981	E	NP	2.564	R	C.R 77.ME	MONTEDISON	ZC	M	37°25'48,60''	12°21'16,40''	1698	Sì	Sì
6201	SOMMARIVA DEL BOSCO 001	1981	E	NP	3.809	C	SOMMARIVA DEL BOSCO	AGIP	CN	T	44°47'02,00''	04°40'02,50'' W	1738	Sì	Sì
6296	STELLA 001	1981	E	NP	3.000	R	B.R159.CO	CONOCO	ZB	M	42°19'53,18''	15°27'56,43''	1729	Sì	Sì
6357	TIZIANA 001	1981	E	NP	5.001	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°22'33,50''	12°35'54,82''	1709	No	No
6496	TORRI 001	1981	E	NP	2.201	C	TORRI	AGIP	RA	T	44°29'25,00''	00°21'32,00'' W	1733	Sì	Sì
6497	TORRI 001 DIR	1981	E	NP	2.000	C	TORRI	AGIP	RA	T	44°29'25,00''	00°21'32,00'' W	1733	Sì	Sì
6505	TRACHINO MARE 001	1981	E	NP	4.221	R	B.R138.IR	SIR	ZB	M	43°35'25,35''	13°43'28,05''	1660	Sì	Sì
6700	VALENTINA 001	1981	E	GA	2.210	R	A.R 18.IR	AGIP	ZA	M	44°52'32,67''	12°53'56,20''	1662	No	No
6796	VEGA 001	1981	E	OL	4.287	R	C.R 76.SE	MONTEDISON	ZC	M	36°32'51,85''	14°34'36,09''	1595	No	No
6912	VILLAMAGNA 001	1981	E	NP	1.627	R	VILLAMAGNA	MONTEDISON	CH	T	42°20'03,00''	01°47'07,00'' E	1699	Sì	Sì
7021	VOLTURINO 001	1981	E	NP	2.903	R	VOLTURINO PERMESSO	SNIA	FG	T	41°39'41,95''	02°40'35,99'' E	1682	Sì	No
6976	ZORABINI 001	1981	E	GA	1.350	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°30'19,00''	00°15'03,00'' W	1710	No	No
156	ALTAVILLA 001	1980	E	NP	3.266	R	ALTAVILLA	SNIA	TE	T	42°38'52,51''	01°14'41,21'' E	1582	Sì	Sì
182	AMELIA 013 DIR	1980	S	GA	3.765	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'17,90''	12°39'39,80''	1573	No	No
221	AMIRA 001	1980	E	NP	2.597	R	A.R 52.ME	AGIP	ZA	M	45°19'29,40''	12°54'25,73''	1656	Sì	Sì
341	APRAMO 001	1980	E	NP	1.359	R	NOCELLETO	SNIA	CE	T	41°03'42,40''	01°42'54,32'' E	1596	Sì	Sì
493	BARBARA 004 DIR	1980	S	GA	1.440	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'47,94''	13°48'12,60''	1663	No	No
494	BARBARA 005 DIR	1980	S	GA	1.461	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'47,94''	13°48'12,60''	1674	No	No
495	BARBARA 006 DIR	1980	S	GA	1.435	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'47,94''	13°48'12,60''	1691	No	No
497	BARBARA 007 DIR	1980	S	GA	1.427	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'47,94''	13°48'12,60''	1692	No	No
499	BARBARA 008 DIR	1980	S	GA	1.425	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'47,94''	13°48'12,60''	1693	No	No
501	BARBARA 009 DIR	1980	S	GA	1.452	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°02'47,94''	13°48'12,60''	1694	No	No
644	BARBARA NORD 001	1980	E	GA	1.606	M	A.C 7.AS	AGIP	ZA	M	44°06'09,70''	13°46'25,65''	1647	No	No
718	BELICE 001	1980	ST	NP	102	R	MENFI	ANSCHUTZ	AG	T	37°34'46,50''	00°30'48,20'' E	0	No	No
796	BOHEME 001	1980	E	NP	1.666	R	B.R 1.AS	AGIP	ZB	M	43°59'49,96''	13°17'27,42''	1496	Sì	Sì
972	BUCCHIANICO 001	1980	E	NP	1.600	R	CHIETI	SORI	CH	T	42°17'11,50''	01°43'03,50'' E	1634	Sì	Sì
1112	CANALDENTE 001	1980	E	GA	2.223	R	PIETRAPERTOSA	AGIP	MT	T	40°36'53,00''	03°44'42,00'' E	1456	No	No
1402	CATANZARO 001	1980	E	NP	1.421	R	MAIDA	AGIP	CZ	T	38°50'16,50''	04°10'47,00'' E	1489	Sì	Sì
1484	CAVONE 003 DIR	1980	S	OL	3.260	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'38,00''	01°29'09,00'' W	1629	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
1487	CAVONE 006	1980	S	NP	3.250	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°53'15,00''	01°29'05,50'' W	1637	No	No
1488	CAVONE 007 DIR	1980	S	OL	3.101	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'38,00''	01°29'09,00'' W	1630	No	No
1489	CAVONE 008 DIR	1980	S	OL	3.061	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'38,00''	01°29'09,00'' W	1638	No	No
1490	CAVONE 009	1980	S	OL	3.234	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°53'06,00''	01°31'21,00'' W	1664	No	No
1575	CERRETO 001	1980	E	NP	2.249	R	FANO	AGIP	PS	T	43°45'44,00''	00°36'35,00'' E	1591	Si	Si
1745	CIGNONE 001	1980	E	GA	2.253	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°16'23,50''	02°27'13,80'' W	1576	No	No
1931	CONTERICO 001	1980	E	GA	1.723	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°25'57,50''	03°01'53,00'' W	1593	No	No
2141	CORTEMAGGIORE 101 DIR	1980	T	GA	1.635	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'49,50''	02°29'29,50'' W	1640	No	No
2142	CORTEMAGGIORE 102 DIR	1980	T	GA	1.623	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'49,50''	02°29'42,00'' W	1639	No	No
2143	CORTEMAGGIORE 103 DIR	1980	T	OL	1.984	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'38,50''	02°26'45,00'' W	1648	No	No
2244	CUGNI DI FASSIO 001	1980	ST	NP	105	R	CASSIBILE	MONTEDISON	SR	T	36°57'11,00''	02°41'39,00'' E	0	No	No
2364	DONALD 002	1980	E	OL	1.607	R	B.R 11.AS	AGIP	ZB	M	43°16'36,74''	14°05'51,75''	1561	No	No
2416	EDGAR 002	1980	E	NP	2.100	R	B.R 15.AS	AGIP	ZB	M	42°56'41,29''	14°52'36,60''	1607	Si	Si
2579	FIUME BASENTO 001	1980	E	NP	1.684	M	FIUME BASENTO	SNIA	MT	T	40°19'37,03''	04°18'25,89'' E	1564	Si	Si
2806	GANDINI 001	1980	E	GA	1.900	C	GANDINI	AGIP	CR	T	45°24'44,00''	02°52'26,50'' W	1577	Si	Si
2960	GIANNA 001	1980	E	OL	2.406	R	B.R 8.AS	AGIP	ZB	M	43°26'23,17''	13°59'18,85''	1479	No	No
2973	GINA 001	1980	E	NP	1.256	R	B.R126.IR	AGIP	ZB	M	42°07'19,39''	14°49'20,93''	1557	Si	Si
3022	GIULIA 001	1980	E	GA	2.806	R	A.R 48.AG	AGIP	ZA	M	44°07'49,10''	12°45'12,84''	1494	No	No
3026	GLORIA 001	1980	E	NP	2.380	R	B.R 9.AS	AGIP	ZB	M	43°21'06,27''	14°06'44,36''	1566	Si	Si
3182	JOLLY 001	1980	E	NP	997	R	D.R 48.SE	UNION TEXAS ITALIA	ZD	M	41°24'17,25''	16°43'27,22''	1584	Si	Si
3230	LAURA 001	1980	E	GA	4.093	R	D.R 50.AG	AGIP	ZD	M	39°44'15,62''	16°33'17,00''	1480	Si	No
3247	LAVINIA 003	1980	S	GA	1.742	R	D.R 15.AG	AGIP	ZD	M	39°20'51,27''	17°10'40,51''	1598	No	No
3260	LENNE 001 DIR	1980	E	NP	2.549	R	GENZANO DI LUCANIA	AGIP	PZ	T	40°41'53,00''	03°36'56,00'' E	1613	Si	Si
3322	LISANZA 001	1980	E	NP	3.282	R	OSMATE	AGIP	VA	T	45°44'38,50''	03°50'24,50'' W	1592	Si	Si
3323	LISCATE 001	1980	E	NP	1.376	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°29'01,90''	03°01'50,90'' W	1604	Si	No
3325	LIVIA 001	1980	E	NP	2.275	R	D.R 12.AG	AGIP	ZD	M	40°16'02,04''	16°47'07,82''	1586	Si	Si
3481	MANILA 001	1980	E	NP	3.110	R	B.R124.AG	AGIP	ZB	M	43°22'33,70''	13°48'15,20''	1603	Si	Si
3592	MASSERIA SARACINO 001	1980	E	NP	1.726	R	PORTOCANNONE	MONTEDISON	CB	T	41°51'22,00''	02°33'20,00'' E	1575	Si	Si
3679	MILA 005	1980	E	OL	3.675	R	C.R 75.ME	MONTEDISON	ZC	M	36°44'14,00''	14°30'11,00''	1484	Si	No
3733	MINERBIO 041 DIR	1980	T	GA	1.235	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'11,00''	00°57'08,00'' W	1641	Si	No
3803	MOGLIANO 001	1980	E	NP	3.239	R	SERVIGLIANO	AGIP	MC	T	43°10'03,00''	01°02'29,00'' E	1610	Si	Si
3884	MONTE CAOLINA 001	1980	ST	NP	67	R	COZZO MARINO	COPAREX	PA	T	37°47'49,23''	01°48'51,79'' E	0	No	No
3946	MONTE TAVERNA 001	1980	E	OL	4.510	R	MONTE TAVERNA	SNIA	FG	T	41°17'24,03''	02°53'15,14'' E	1495	No	No
3950	MONTE VECCHIO 001	1980	E	NP	1.121	R	MONTE VECCHIO	MONTEDISON	CH	T	42°03'18,00''	02°15'52,00'' E	1581	Si	Si
4299	PANIZZA 001	1980	E	NP	4.903	R	SAVIGNANO IRPINO	AGIP	FG	T	41°16'37,00''	02°45'17,00'' E	1560	Si	Si
4309	PATRIZIA 001	1980	E	NP	1.648	R	B.R 16.AS	AGIP	ZB	M	42°51'28,91''	14°40'43,24''	1594	Si	Si
4363	PETRITOLI 001	1980	E	NP	2.947	R	GROTTAZZOLINA	ELF	AP	T	43°04'17,20''	01°10'29,50'' E	1473	Si	Si
4403	PIANO STELLA 001	1980	ST	NP	102	R	NISCENI	ANSCHUTZ	RG	T	37°04'00,00''	02°02'48,19'' E	0	No	No
4429	PIROPO 002	1980	E	OL	3.695	R	B.R 42.AV	AGIP	ZB	M	42°57'38,61''	14°05'41,12''	1580	No	No
4485	POBBIANO 001	1980	E	MG	6.042	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°28'53,00''	03°06'09,50'' W	1567	No	No
4882	QUADRELLI 001	1980	E	GA	2.721	R	QUADRELLI	AGIP	PC	T	44°51'18,00''	02°51'26,00'' W	1486	No	No
5303	RIPI 050	1980	S	OL	477	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'12,00''	00°59'30,00'' E	1622	No	No
5304	RIPI 051	1980	S	OL	475	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'07,50''	00°59'33,00'' E	1623	No	No
5377	ROSELLA 001	1980	E	NP	2.455	R	B.R 7.AS	AGIP	ZB	M	43°30'21,50''	13°51'38,16''	1597	Si	Si
5516	S.BARTOLOMEO 001	1980	E	NP	5.277	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°29'34,00''	02°47'38,00'' W	1579	Si	No
5517	S.BARTOLOMEO 002	1980	E	OL	6.145	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°29'23,00''	02°47'42,00'' W	1642	Si	No
5521	S.BENEDETTO 001 DIR	1980	E	GA	3.519	M	S. BENEDETTO DEL TRONTO	AGIP	AP	T	42°54'55,20''	01°25'11,20'' E	1501	No	No
5550	S.CIPRIANO 001	1980	E	NP	2.150	C	S. CIPRIANO	AGIP	MI	T	45°19'36,50''	02°52'08,90'' W	1643	Si	Si
5551	S.CIPRIANO 001 DIR	1980	E	NP	2.164	C	S. CIPRIANO	AGIP	MI	T	45°19'36,50''	02°52'08,90'' W	1643	Si	No
5590	S.GIORGIO MARE 006	1980	S	GA	1.725	M	B.C 2.LF	ELF	ZB	M	43°12'20,19''	13°55'13,74''	1599	No	No
5635	S.GIUSEPPE 1CP	1980	ST	NP	97	R	NISSORIA	COPAREX	EN	T	37°35'39,73''	01°51'46,58'' E	0	No	No
5653	S.MARIA 003	1980	E	OL	2.337	R	PERANO	AGIP	CH	T	42°12'30,00''	02°01'25,00'' E	1500	Si	No
5704	S.PASQUALE 001	1980	E	NP	1.823	R	CASTILENTI	AGIP	TE	T	42°41'06,00''	01°23'42,50'' E	1612	Si	Si
5827	S.SEBASTIANO 001	1980	E	IS	3.290	R	S. SEBASTIANO	AGIP	AL	T	44°45'30,50''	03°19'18,50'' W	1778	Si	Si
5988	SCALA COELI 001	1980	E	NP	3.200	R	SCALA COELI	SNIA	CS	T	39°29'49,06''	04°27'04,10'' E	1589	Si	Si
6053	SEREGNA 002	1980	E	OL	5.490	M	PESSANO	AGIP	MI	T	45°33'09,00''	03°05'15,00'' W	1568	No	No
6140	SETTALA 002 DIR	1980	S	GA	1.275	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'03,00''	03°02'45,50'' W	1616	No	No
6141	SETTALA 003 DIR	1980	S	GA	1.307	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'03,00''	03°02'45,50'' W	1617	No	No
6142	SETTALA 004 DIR	1980	S	GA	1.279	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'03,00''	03°02'45,50'' W	1618	No	No
6143	SETTALA 005 DIR	1980	S	GA	1.278	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'03,00''	03°02'45,50'' W	1619	No	No
6144	SETTALA 006 DIR	1980	S	GA	1.286	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'03,00''	03°02'45,50'' W	1620	No	No
6145	SETTALA 007 DIR	1980	S	GA	1.282	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'03,00''	03°02'45,50'' W	1621	No	No
6148	SETTALA 010 DIR	1980	S	GA	1.287	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'49,80''	03°02'04,60'' W	1626	No	No
6149	SETTALA 011 DIR	1980	S	GA	1.292	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'49,30''	03°02'04,40'' W	1627	No	No
6150	SETTALA 012 DIR	1980	S	GA	1.301	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'49,30''	03°02'04,40'' W	1628	No	No
6187	SINELLO 001	1980	E	NP	1.620	R	VILLALFONSINA	ELF	CH	T	42°11'19,72''	02°11'30,42'' E	1559	Si	Si
6206	SONIA 001	1980	E	NP	2.121	R	B.R129.HB	HAMILTON	ZB	M	42°20'45,53''	14°54'15,86''	1590	Si	Si
6287	SQUALO CENTRALE 003 DIR	1980	S	GA	2.381	M	B.C 9.AS	AGIP	ZB	M	42°42'53,96''	14°14'40,21''	1675	No	No
6288	SQUALO CENTRALE 004 DIR	1980	S	GA	2.388	M	B.C 9.AS	AGIP	ZB	M	42°42'53,96''	14°14'40,21''	1676	No	No
6289	SQUALO CENTRALE 005 DIR	1980	S	GA	2.393	M	B.C 9.AS	AGIP	ZB	M	42°42'53,96''	14°14'40,21''	1683	No	No
6290	SQUALO CENTRALE 006 DIR	1980	S	GA	2.380	M	B.C 9.AS	AGIP	ZB	M	42°42'53,96''	14°14'40,21''	1677	No	No
6291	SQUALO CENTRALE 007 DIR	1980	S	GA	2.393	M	B.C 9.AS	AGIP	ZB	M	42°42'53,96''	14°14'20,21''	1684	No	No
6293	STAGLIOZZO 001 DIR	1980	E	NP	1.874	R	S. FELE	AGIP	PZ	T	40°48'14,00''	03°18'53,00'' E	1458	Si	Si
6295	STEFANIA 001	1980	E	NP	1.944	R	B.R 18.AS	AGIP	ZB	M	42°47'53,68''	14°37'15,80''	1608	Si	Si
6397	TORRE CANNONE 001	1980	E	NP	2.218	R	CROTONE	AGIP	CZ	T	38°56'59,00''	04°42'10,00'' E	1565	Si	Si
6413	TORRENTE CIGNO 001	1980	E	NP	1.383	R	TORRENTE CIGNO	SNIA	CB	T	41°58'20,94''	02°29'16,54'' E	2280	Si	No
6608	TRENNO 001	1980	E	NP	4.500	R	LAINATE	AGIP	MI	T	45°29'19,70''	03°22'07,20'' W	1578	Si	Si
6609	TRENNO 002 DIR	1980	E	NP	2.538	R	LAINATE	AGIP	MI	T	45°29'15,70''	03°22'07,20'' W	1606	Si	Si
6660	TRIOLO 001	1980	E	NP	1.414	R	TORRENTE STAINA	ITALREP	FG	T	41°34'03,60''	02°51'06,20'' E	1563	Si	Si
6702	VALENTINO 001	1980	ST	NP	109	R	MONTE ALTESINA	COPAREX	EN	T	37°49'04,87''	01°53'55,00'' E	0	No	No
6703	VALERIA 001	1980	E	NP	2.200	R	B.R 10.AS	AGIP	ZB	M	43°16'23,80''	14°16'37,51''	1497	Si	Si
6831	VERDITOLO 001	1980	E	NP	2.995	M	MONTE VERDITOLO	AGIP	FG	T	41°19'26,50''	02°53'33,00'' E	1633	Si	No
19	ADA 002 DIR	1979	E	GA	1.857	R	A.R 1.AG	AGIP	ZA	M	45°10'58,32''	12°35'29,65''	1423	No	No
155	ALMA 001	1979	E	NP	3.235	R	A.R 49.MG	AGIP	ZA	M	44°18'38,50''	12°54'35,10''	1421	Si	Si
161	AMANDA 001 BIS	1979	E	NP	7.305	R	A.R 45.IR	AGIP	ZA	M	45°24'47,06''	13°00'38,09''	1445	Si	Si
179	AMELIA 010 DIR	1979	S	GA	3.752	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'18,66''	12°39'37,61''	1570	No	No
180	AMELIA 011 DIR	1979	S	GA	3.761	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'18,66''	12°39'37,61''	1571	No	No
181	AMELIA 012 DIR	1979	S	GA	3.753	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'18,66''	12°39'37,61''	1572	No	No
183	AMELIA 014 DIR	1979	S	GA	3.750	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'18,66''	12°39'37,61''	1574	No	No
227	ANDREINA 001	1979	E	GA	1.919	R	A.R 5.AG	AGIP	ZA	M	44°24'01,05''	13°17'52,74''	1442	No	No
228	ANDRIACE 001	1979	E	NP	2.408	R	ANDRIACE	SNIA	MT	T	40°19'49,50''	04°12'21,00'' E	1472	Si	Si
299	ANNAMARIA 001	1979	E	GA	1.924	R	A.R 7.AG	AGIP	ZA	M	44°20'47,70''	13°22'56,07''	1453	No	No
319	ANTINEA 001	1979	E	NP	3.907	R	A.R 47.AG	AGIP	ZA	M	44°05'48,55''	12°42'29,25''	1492	Si	Si
350	ARABELLA 001	1979	E	GA	2.000	R	A.R 10.AS	AGIP	ZA	M	44°03'02,20''	13°11'27,60''	1454	No	No
424	ASTRA 001	1979	E	NP	1.959	R	A.R 51.SE	SEAGULL EXPL.	ZA	M	44°07'13,75''	13°36'43,28''	1502	Si	Si
658	BARBARA NORD OVEST 002	1979	E	GA	1.952	R	A.R 11.AS	AGIP	ZA	M	44°05'43,13''	13°39'23,73''	1455	No	No
686	BASIL 002	1979	E	GA	2.891	R	A.R 9.AG	AGIP	ZA	M	44°07'40,99''	13°00'19,57''	1443	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
849	BONITO 001 DIR	1979	E	NP	3.008	R	AVELLINO	SORI	AV	T	41°04'25,00''	02°34'11,00'' E	1431	Sì	Sì
1173	CANONICA D'ADDA 001	1979	E	NP	7.110	M	CANONICA	AGIP	BG	T	45°33'43,00''	02°54'53,50'' W	1487	No	No
1232	CARLO 002	1979	E	MG	1.300	R	B.R 5.AS	AGIP	ZB	M	43°43'09,00''	14°12'41,00''	1474	Sì	Sì
1486	CAVONE 005	1979	S	OL	4.240	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°53'20,00''	01°32'01,00'' W	1459	No	No
1714	CICCONE 001	1979	E	IS	928	R	GUARDIA LOMBARDI	AGIP	AV	T	40°55'47,00''	02°42'19,50'' E	0	No	No
1786	CLARA EST 003	1979	E	GA	1.500	R	B.R 2.AS	AGIP	ZB	M	43°48'23,95''	14°01'54,58''	1424	No	No
1806	CLARA OVEST 002	1979	E	GA	2.218	R	B.R 3.AS	AGIP	ZB	M	43°49'48,00''	13°42'42,00''	1475	No	No
2137	CORTEMAGGIORE 097 DIR	1979	T	GA	1.634	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'44,20''	02°28'42,00'' W	1399	No	No
2235	CREVALCORE 001 DIR	1979	E	NP	2.736	C	CREVALCORE	AGIP	BO	T	44°42'23,00''	01°18'40,00'' W	1488	Sì	Sì
2321	DAVID 003	1979	S	GA	2.161	M	B.C 4.AS	AGIP	ZB	M	43°05'43,00''	14°00'59,00''	1476	No	No
2324	DAVID 006 DIR	1979	S	OL	2.222	M	B.C 4.AS	AGIP	ZB	M	43°05'43,00''	14°00'59,00''	1491	No	No
2373	DONNA CATERINA 001	1979	E	NP	2.091	R	MASSERIA FRISARA	AGIP	PZ	T	40°45'40,50''	03°35'31,00'' E	1436	Sì	Sì
2422	ELENA 001	1979	E	MG	2.350	R	B.R 14.AS	AGIP	ZB	M	43°02'24,05''	14°12'37,15''	1405	No	No
2521	FEDERICA 001	1979	E	NP	3.712	R	F.R 7.AG	AGIP	ZF	M	39°05'29,31''	17°18'15,08''	1417	Sì	Sì
2693	FRANCIACORTA 001 DIR	1979	E	NP	3.329	R	ISEO	AGIP	BS	T	45°36'06,50''	02°27'36,50'' W	1457	Sì	Sì
2706	FRATELLO NORD 002 DIR	1979	S	GA	2.453	M	B.C 5.AS	AGIP	ZB	M	42°38'53,67''	14°10'12,68''	1483	No	No
3221	LANZANO 001	1979	E	NP	2.696	C	LANZANO	AGIP	MI	T	45°23'27,00''	03°04'38,00'' W	1420	Sì	Sì
3222	LARA 001	1979	E	NP	3.194	R	D.R 15.AG	AGIP	ZD	M	39°12'48,47''	17°10'15,20''	1426	Sì	Sì
3386	LUNA 019	1979	S	NP	2.263	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°07'01,36''	17°09'31,41''	1433	No	No
3430	MAGLIANO 004	1979	S	GA	2.004	M	MAGLIANO	SNIA	FG	T	41°20'06,49''	02°52'21,86'' E	1470	Sì	No
3457	MALOSSA 005	1979	S	IS	2.506	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°30'28,00''	02°51'48,50'' W	1460	Sì	No
3466	MALOSSA 015	1979	S	OL	5.497	C	MALOSSA	AGIP	BG	T	45°29'53,50''	02°54'15,50'' W	1446	Sì	Sì
3621	MEDESANO 005	1979	S	GA	144	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°46'02,80''	02°17'53,00'' W	1498	Sì	No
3622	MEDESANO 006	1979	S	NP	146	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°46'15,50''	02°18'05,00'' W	1499	Sì	No
3676	MILA 003	1979	E	NP	3.675	R	C.R 75.ME	MONTEDISON	ZC	M	36°44'31,00''	14°30'25,33''	1439	Sì	No
3677	MILA 004	1979	E	OL	3.686	R	C.R 75.ME	MONTEDISON	ZC	M	36°44'28,13''	14°30'42,68''	1669	Sì	No
3729	MINERBIO 037 DIR	1979	T	GA	1.265	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'42,00''	00°58'14,00'' W	1481	Sì	No
3730	MINERBIO 038 DIR	1979	T	GA	1.267	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'42,00''	00°58'14,00'' W	1482	Sì	No
3821	MONICA 001	1979	E	NP	1.470	R	B.R136.MI	C.P.I.	ZB	M	42°11'47,46''	14°50'12,81''	1425	Sì	Sì
4065	MORMORA MARE 001	1979	S	OL	2.300	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°15'59,23''	13°50'38,45''	1397	No	No
4132	NINFEA 001	1979	E	NP	2.487	R	C.R 65.AG	AGIP	ZC	M	37°48'16,30''	12°18'53,06''	1407	Sì	Sì
4300	PANTANIELLO 001	1979	E	GA	1.860	M	MONTE MORRONE	SORI	MT	T	40°26'57,00''	04°04'13,50'' E	1429	No	No
4334	PERLA 002	1979	E	OL	2.808	R	C.R 19.ME	AGIP	ZC	M	36°57'12,24''	14°12'06,86''	1437	No	No
4406	PICENO 001	1979	E	GA	780	R	FILOTTRANO	AGIP	MC	T	43°21'10,50''	01°09'17,50'' E	1379	No	No
4667	PORTO CORSINI MARE EST 026	1979	S	GA	3.811	M	FASCIA PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°24'55,65''	12°32'06,02''	1427	No	No
4668	PORTO CORSINI MARE EST 027	1979	S	GA	3.850	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'58,51''	12°33'08,76''	1490	No	No
5093	REDEFOSCO 001	1979	E	GA	1.607	R	FILOTTRANO	AGIP	MC	T	43°22'12,50''	01°08'58,00'' E	1414	No	No
5225	RIPALTA 034 DIR	1979	T	GA	1.560	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'40,70''	02°44'42,11'' W	1461	Sì	No
5231	RIPALTA 039 DIR	1979	T	GA	1.574	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'40,76''	02°44'42,11'' W	1462	Sì	No
5232	RIPALTA 040 DIR	1979	T	GA	1.561	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'40,62''	02°44'42,11'' W	1463	Sì	No
5233	RIPALTA 041 DIR	1979	T	GA	1.566	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'40,54''	02°44'42,11'' W	1464	Sì	No
5301	RIPI 048	1979	S	OL	380	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'25,00''	00°59'35,00'' E	1467	No	No
5302	RIPI 049	1979	S	OL	423	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'10,00''	00°59'55,00'' E	1468	No	No
5366	ROMBO MARE 001	1979	E	NP	4.125	R	B.R125.LF	ELF	ZB	M	42°22'51,24''	14°34'10,23''	1428	Sì	Sì
5393	ROSPO MARE 003	1979	S	OL	1.510	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°11'47,60''	14°58'37,73''	1422	No	No
5514	S.BARTOLO 001	1979	E	OL	2.899	R	S. BARTOLO	SIR	RG	T	36°48'57,00''	02°03'51,00'' E	0	No	No
5530	S.BOVIO 001 DIR	1979	E	NP	1.834	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°27'54,00''	03°08'17,00'' W	1416	Sì	No
5567	S.ELPIDIO 001	1979	E	NP	3.969	R	PORTO S.ELPIDIO	MONTEDISON	AP	T	43°15'42,00''	01°14'37,00'' E	1471	Sì	Sì
5571	S.FELICE SUL PANARO 001	1979	E	NP	2.948	C	S. FELICE SUL PANARO	AGIP	MO	T	44°50'33,50''	01°16'45,00'' W	1447	Sì	Sì
5665	S.MARIA MARE 008 DIR	1979	S	OL	2.537	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°13'00,94''	13°46'58,42''	1398	No	No
5970	SARAGO MARE 001	1979	S	OL	2.611	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°19'12,94''	13°47'08,20''	1413	No	No
6225	SPADA 001	1979	E	NP	4.280	C	SPADA	AGIP	FE	T	44°46'02,00''	01°08'45,00'' W	0	Sì	No
6286	SQUALO CENTRALE 002 DIR	1979	S	GA	2.395	M	B.C 9.AS	AGIP	ZB	M	42°42'54,00''	14°14'04,50''	1666	No	No
6303	STRELA 001	1979	E	NP	1.608	R	BEDONIA	MIN.S.MARCO	PR	T	44°30'33,00''	02°45'53,00'' W	0	No	No
6493	TORRENTE VULGANO 015	1979	S	GA	2.595	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°26'23,20''	02°48'46,60'' E	1395	No	No
6604	TREDICICCHIO 001	1979	E	GA	1.880	M	MONTE MORRONE	SORI	MT	T	40°27'50,00''	04°00'32,00'' E	1430	No	No
6879	VILLA DEGNA 001	1979	E	NP	6.907	R	PICCIANO	AGIP	TE	T	42°30'01,50''	01°25'43,00'' E	1449	Sì	Sì
32	AGNADELLO 001	1978	E	GA	2.360	C	AGNADELLO	AGIP	CR	T	45°26'49,00''	02°56'25,05'' W	1370	Sì	Sì
103	ALBERTINA 001	1978	E	NP	1.800	R	A.R 46.IR	SIR	ZA	M	44°51'48,49''	13°01'05,88''	1404	Sì	Sì
106	ALESSANDRA 001	1978	E	NP	6.087	R	A.R 42.AG	AGIP	ZA	M	44°02'06,21''	13°53'38,32''	1350	Sì	Sì
160	AMANDA 001	1978	E	NP	1.816	R	A.R 45.IR	SIR	ZA	M	45°24'45,50''	13°01'34,50''	1444	Sì	Sì
168	AMEDEA 001	1978	E	NP	4.455	R	A.R 43.AG	AGIP	ZA	M	44°10'11,80''	12°53'48,70''	1322	Sì	Sì
275	ANGUILLA 001	1978	E	NP	1.620	C	ANGUILLA	AGIP	ZA	M	44°17'19,12''	12°32'10,36''	1380	Sì	Sì
322	ANTONELLA 003 DIR	1978	S	GA	4.577	M	A.C 5.AV	AGIP	ZA	M	44°12'49,63''	12°46'36,72''	1351	No	No
323	ANTONELLA 004 DIR	1978	S	GA	4.404	M	A.C 5.AV	AGIP	ZA	M	44°12'49,63''	12°46'36,72''	1352	No	No
328	ANTONELLA 008 DIR	1978	S	GA	4.786	M	A.C 6.AS	AGIP	ZA	M	44°12'49,63''	12°46'36,72''	1452	No	No
329	ANTONELLA 009 DIR	1978	S	GA	4.766	M	A.C 6.AS	AGIP	ZA	M	44°12'49,63''	12°46'36,72''	1451	No	No
412	ASCOLI SATRIANO 006	1978	S	GA	1.990	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°13'21,00''	03°03'09,00'' E	1409	No	No
413	ASCOLI SATRIANO 007	1978	S	GA	2.025	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°14'07,00''	03°03'09,00'' E	1410	No	No
433	AURELIA 001	1978	E	NP	1.331	R	A.R 44.AG	AGIP	ZA	M	44°13'24,33''	12°38'02,21''	1383	Sì	Sì
890	BOTRICELLO 001	1978	E	NP	1.539	R	ROCCA BERNARDA	AGIP	CZ	T	38°57'38,05''	04°28'38,30'' E	1408	Sì	Sì
981	BURAGO 001	1978	E	NP	786	M	PESSANO	AGIP	MI	T	45°35'40,00''	03°05'43,05'' W	1394	No	No
1054	CALEPPIO 001	1978	E	GA	2.670	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'07,00''	03°04'48,00'' W	1332	No	No
1233	CARLOTTA 001	1978	E	NP	536	R	B.R122.CG	NORCEN INTERN.	ZB	M	43°31'12,83''	13°43'30,20''	1333	Sì	Sì
1483	CAVONE 002	1978	S	OL	4.096	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'57,00''	01°30'29,05'' W	1378	No	No
1485	CAVONE 004	1978	S	OL	3.255	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'42,05''	01°27'47,00'' W	1393	No	No
1565	CERMIGNANO 001	1978	E	IS	177	R	CERMIGNANO	SNIA	TE	T	42°33'08,00''	01°20'46,00'' E	1469	Sì	No
1673	CHIARI 001	1978	E	NP	6.840	R	CHIARI	AGIP	BS	T	45°32'10,20''	02°30'13,00'' W	1403	Sì	Sì
2138	CORTEMAGGIORE 098	1978	T	GA	1.724	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'44,81''	02°28'48,15'' W	1400	No	No
2139	CORTEMAGGIORE 099	1978	T	GA	1.792	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'46,00''	02°28'13,05'' W	1401	No	No
2140	CORTEMAGGIORE 100	1978	T	GA	1.709	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'57,00''	02°28'48,05'' W	1402	No	No
2238	CROCE DEL VENTO 001	1978	E	GA	1.206	R	BARBARA	MONTEDISON	AN	T	43°31'27,50''	00°40'32,00'' E	1308	Sì	Sì
2322	DAVID 004 DIR	1978	S	GA	2.131	M	B.C 4.AS	AGIP	ZB	M	43°05'42,08''	14°00'59,06''	1477	No	No
2323	DAVID 005 DIR	1978	S	GA	2.086	M	B.C 4.AS	AGIP	ZB	M	43°05'42,08''	14°00'59,06''	1478	No	No
2332	DELIA 001 S	1978	ST	NP	102	R	CAMPOBELLO DI MAZARA	BUTTES ITAL.PETR.	TP	T	37°43'07,00''	00°18'02,50'' E	0	No	No
2457	EMMA OVEST 002	1978	E	GA	2.300	R	B.R 17.AS	AGIP	ZB	M	42°48'38,67''	14°22'27,73''	1340	No	No
2597	FIUME TENNA 001	1978	S	OL	2.740	M	FIUME TENNA	ELF	AP	T	43°12'40,20''	01°19'39,64'' E	1315	No	No
2600	FIUME TRONTO 001	1978	E	GA	2.503	R	FIUME TRONTO	SNIA	AP	T	42°56'29,37''	01°13'21,11'' E	1389	No	No
2601	FIUME VOMANO 001	1978	E	NP	1.530	R	FIUME VOMANO	ELF	TE	T	42°38'45,00''	01°32'35,50'' E	1335	Sì	Sì
2702	FRATELLO EST 004	1978	S	GA	2.803	M	B.C 5.AS	AGIP	ZB	M	42°36'35,18''	14°10'07,23''	1336	No	No
2703	FRATELLO EST 005 DIR	1978	S	GA	2.690	M	B.C 5.AS	AGIP	ZB	M	42°36'35,94''	14°10'06,64''	1337	No	No
2704	FRATELLO EST 006 DIR	1978	S	GA	2.444	M	B.C 5.AS	AGIP	ZB	M	42°36'35,94''	14°10'07,83''	1338	No	No
2707	FRATELLO OVEST 001	1978	S	NP	2.600	M	B.C 5.AS	AGIP	ZB	M	42°38'42,00''	14°07'43,30''	1339	No	No
2974	GINESTRE 001	1978	E	NP	2.723	R	FIUME TRIGNO	SIR	CB	T	42°00'20,00''	02°19'54,00'' E	1327	Sì	Sì
2988	GIOVANNA 001	1978	E	NP	2.200	R	B.R 17.AS	AGIP	ZB	M	42°45'23,88''	14°27'47,96''	1324	No	No
3013	GIRIO 001	1978	E	NP	1.246	R	LORETO	AGIP	MC	T	42°23'53,30''	01°11'52,50'' W	1432	Sì	Sì
3206	LACCHIARELLA 002	1978	E	NP	5.107	R	BASIGLIO	AGIP	MI	T	45°18'11,00''	03°19'16,00'' W	1355	Sì	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
3253	LEA 001	1978	E	NP	1.268	R	D.R 32.AG	AGIP	ZD	M	39°38'14,00''	16°40'11,80''	1309	Sì	Sì
3256	LEILA 001 DIR	1978	E	NP	2.215	R	D.R 36.AG	AGIP	CZ	T	39°23'57,30''	04°41'38,00'' E	1366	Sì	Sì
3257	LELLA 001	1978	E	NP	1.423	R	D.R 35.AG	AGIP	ZD	M	39°29'53,41''	17°00'27,65''	1323	Sì	Sì
3278	LEONE 001	1978	E	NP	2.682	R	C.R 47.CO	CONOCO	ZC	M	37°12'17,70''	13°32'23,30''	1369	Sì	Sì
3300	LILLI 001	1978	E	NP	2.803	R	D.R 16.AG	AGIP	ZD	M	39°09'33,95''	17°11'20,90''	1411	Sì	Sì
3305	LINDA 003 DIR	1978	S	GA	1.794	M	D.C 1.AG	AGIP	CZ	T	39°01'22,05''	04°45'03,00'' E	1299	No	No
3307	LINDA 004 DIR	1978	S	GA	1.878	M	D.C 1.AG	AGIP	CZ	T	39°01'22,05''	04°45'03,00'' E	1310	No	No
3362	LUISA 001	1978	E	NP	2.577	R	D.R 40.AG	AGIP	ZD	M	38°28'11,34''	16°37'20,35''	1341	Sì	Sì
3425	MAGENTA 001 DIR	1978	E	NP	3.498	R	LAINATE	AGIP	MI	T	45°30'02,05''	03°32'34,00'' W	1371	Sì	Sì
3427	MAGLIANO 001	1978	E	GA	3.164	M	MAGLIANO	SNIA	FG	T	41°19'57,00''	02°52'28,00'' E	1303	Sì	No
3428	MAGLIANO 002	1978	S	NP	2.149	M	MAGLIANO	SNIA	FG	T	41°19'54,23''	02°52'14,96'' E	1317	Sì	No
3429	MAGLIANO 003	1978	S	GA	2.173	M	MAGLIANO	SNIA	FG	T	41°19'46,00''	02°52'39,00'' E	1334	Sì	No
3464	MALOSSA 013	1978	S	OL	5.651	C	MALOSSA	AGIP	BG	T	45°30'09,50''	02°53'46,50'' W	1321	Sì	Sì
3465	MALOSSA 014	1978	S	OL	5.421	C	MALOSSA	AGIP	BG	T	45°29'43,50''	02°54'01,00'' W	1330	Sì	Sì
3514	MARISA 001	1978	E	NP	1.615	R	E.R 17.AG	AGIP	ZE	M	38°51'13,50''	16°07'13,20''	1384	Sì	Sì
3520	MARRARA 001	1978	E	NP	3.500	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°43'07,05''	00°52'22,00'' W	1392	Sì	No
3522	MARTA 001	1978	E	NP	2.300	R	E.R 18.AG	AGIP	ZE	M	38°49'58,33''	16°09'21,52''	1385	Sì	Sì
3530	MARZANO 001	1978	E	NP	1.877	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°26'07,00''	03°00'11,00'' W	1356	No	No
3618	MEDESANO 002	1978	S	GA	500	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°45'45,00''	02°17'24,05'' W	1318	Sì	No
3619	MEDESANO 003	1978	S	NP	500	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°46'20,00''	02°19'34,05'' W	1319	Sì	No
3620	MEDESANO 004	1978	S	NP	500	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°45'25,00''	02°19'25,05'' W	1320	Sì	No
3637	MELANICO 001	1978	E	GA	2.081	R	TORRENTE STAINA	ITALREP	CB	T	41°41'46,80''	02°39'46,70'' E	1465	No	No
3646	MERLINO 001	1978	E	GA	2.364	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°25'15,00''	03°01'44,00'' W	1343	No	No
3658	MEZZANELLE 001	1978	E	GA	1.561	M	LUCERA	C.P.I.	FG	T	41°29'11,80''	02°53'47,50'' E	1312	No	No
3673	MILA 001	1978	E	OL	3.639	R	C.R 75.ME	MONTEDISON	ZC	M	36°44'19,00''	14°30'25,00''	1354	Sì	No
3674	MILA 002	1978	E	IS	518	R	C.R 75.ME	MONTEDISON	ZC	M	36°44'22,00''	14°28'40,00''	0	Sì	No
3675	MILA 002 BIS	1978	E	OL	3.880	R	C.R 75.ME	MONTEDISON	ZC	M	36°44'22,00''	14°28'40,00''	1388	Sì	No
3983	MONTEGIORGIO 001 DIR	1978	E	NP	4.748	R	MONTEGIORGIO	AGIP	AP	T	43°10'07,50''	01°08'53,50'' E	1328	Sì	Sì
4053	MONZA 001	1978	E	NP	4.939	M	PESSANO	AGIP	MI	T	45°34'31,00''	03°08'21,05'' W	1391	No	No
4072	MORTARA 001	1978	E	NP	5.914	R	VIGEVANO	AGIP	PV	T	45°16'52,00''	03°44'19,05'' W	1313	No	No
4089	NADA 001	1978	E	NP	3.364	R	C.R 65.AG	AGIP	ZC	M	37°49'15,66''	12°21'09,90''	1386	Sì	Sì
4134	NIVES 001	1978	E	NP	2.438	R	C.R 1.AS	AGIP	ZC	M	37°29'36,40''	11°57'49,31''	1387	No	No
4149	NOVELLA 001	1978	E	NP	1.970	R	C.R 1.AS	AGIP	ZC	M	37°27'56,45''	12°05'44,56''	1406	No	No
4310	PATTY EST 001	1978	E	NP	3.820	R	C.R 37.AO	AGIP	ZC	M	36°59'43,17''	13°58'15,91''	1326	Sì	Sì
4556	POGGIOFIORITO 007	1978	S	NP	1.306	M	FILETTO	AGIP	CH	T	42°13'30,00''	01°44'28,50'' E	1418	No	No
4557	POGGIOFIORITO 009 DIR	1978	S	GA	1.307	M	FILETTO	AGIP	CH	T	42°14'04,00''	01°46'15,00'' E	1419	No	No
4665	PORTO CORSINI MARE EST 025 BIS	1978	S	GA	4.996	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'05,85''	12°34'33,16''	1300	No	No
4853	PREMENUGO 001	1978	E	GA	2.207	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°28'26,00''	03°03'30,00'' W	1331	No	No
5104	REGGENTE 010	1978	S	GA	1.620	M	REGGENTE	C.P.I.	FG	T	41°25'34,99''	02°54'35,50'' E	1314	No	No
5127	REMO NORD 001	1978	E	NP	5.038	R	C.R 43.AS	AGIP	ZC	M	35°33'09,27''	12°35'40,02''	1377	Sì	Sì
5392	ROSPO MARE 002	1978	S	OL	2.498	M	B.C 8.LF	ELF	ZB	M	42°12'08,89''	14°54'04,85''	1367	No	No
5474	ROVERBELLA 001	1978	E	NP	1.735	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'07,05''	03°06'01,00'' W	1381	No	No
5475	ROVERBELLA 001 DIR	1978	E	NP	1.705	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'07,05''	03°06'01,00'' W	1382	No	No
5476	ROVESTI 001	1978	E	NP	3.347	R	F.R 1.AG	AGIP	ZF	M	41°06'52,63''	17°52'59,61''	1412	Sì	Sì
5695	S.OMERO 001	1978	E	NP	1.800	R	POGGIO MORELLO	ELF	TE	T	42°46'55,00''	01°21'03,00'' E	1302	Sì	Sì
5907	SAGGIO 001	1978	E	NP	1.325	R	CASTILENTI	AGIP	TE	T	42°39'15,00''	01°25'33,00'' E	1415	Sì	Sì
6005	SCOGLITTI 001	1978	ST	NP	106	R	S. BARTOLO	SIR	RG	T	36°53'05,00''	01°59'53,50'' E	0	No	No
6280	SPINO D'ADDA 001	1978	E	NP	2.210	C	SPINO D'ADDA	AGIP	CR	T	45°24'37,00''	02°57'41,00'' W	1372	Sì	Sì
6302	STRANGOLAGALLI 002	1978	S	NP	148	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°34'35,00''	01°00'24,00'' E	1485	No	No
6308	STROMBONE 002 DIR	1978	E	OL	2.246	R	MONTE STROMBONE	AGIP	PZ	T	40°43'06,00''	03°36'01,00'' E	1342	Sì	Sì
6323	TAVULLIA 001	1978	E	NP	5.130	R	TAVULLIA	AGIP	FO	T	43°57'14,00''	00°08'10,00'' E	1357	Sì	Sì
6440	TORRENTE SALANDRELLA 001	1978	E	NP	3.148	R	TORRENTE SALANDRELLA	SNIA	MT	T	40°28'58,40''	03°51'30,95'' E	1396	Sì	Sì
6489	TORRENTE VULGANO 011	1978	S	GA	2.510	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°25'53,92''	02°50'10,14'' E	1293	No	No
6490	TORRENTE VULGANO 012	1978	S	NP	2.956	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°24'47,00''	02°51'02,00'' E	1304	No	No
6491	TORRENTE VULGANO 013	1978	S	GA	2.508	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°25'50,00''	02°49'50,00'' E	1305	No	No
6492	TORRENTE VULGANO 014	1978	S	GA	2.667	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°26'30,70''	02°48'25,21'' E	1316	No	No
6778	VALLI DI COMACCHIO NORD OVEST 002	1978	E	NP	1.710	R	VALLI DI COMACCHIO	AGIP	FE	T	44°42'35,00''	00°29'01,00'' W	0	Sì	No
6785	VAREDO 001	1978	E	NP	1.102	C	VAREDO	AGIP	MI	T	45°36'04,05''	03°17'07,00'' W	1390	Sì	Sì
6828	VENTURA 001	1978	E	NP	2.916	R	C.R 61.CX	CONOCO	ZC	M	37°30'16,40''	11°50'08,40''	1368	Sì	Sì
110	ALFA 001	1977	E	NP	2.728	R	C.R 23.CO	CONOCO	ZC	M	37°26'52,59''	12°15'06,64''	1307	Sì	Sì
235	ANEMONE 004 DIR	1977	S	NP	2.425	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°12'43,50''	12°42'20,50''	1283	No	No
237	ANEMONE 004 DIR BIS	1977	S	GA	2.988	M	A.C 8.ME	AGIP	ZA	M	44°12'43,50''	12°42'20,50''	1284	No	No
321	ANTONELLA 002	1977	S	GA	4.320	M	A.C 5.AV	AGIP	ZA	M	44°12'49,63''	12°46'36,72''	1272	No	No
324	ANTONELLA 005	1977	S	GA	4.634	M	A.C 5.AV	AGIP	ZA	M	44°12'49,63''	12°46'36,72''	1273	No	No
325	ANTONELLA 006	1977	S	GA	4.782	M	A.C 5.AV	AGIP	ZA	M	44°12'49,63''	12°46'36,72''	1450	No	No
327	ANTONELLA 007	1977	S	GA	4.643	M	A.C 6.AS	AGIP	ZA	M	44°12'49,63''	12°46'36,72''	1353	No	No
440	AZALEA 003	1977	E	NP	4.585	M	A.C 24.EA	AGIP	ZA	M	44°09'26,26''	12°43'22,78''	1522	No	No
760	BENEVENTO SUD 001	1977	E	NP	4.502	R	BENEVENTO	AGIP	BN	T	41°12'39,50''	02°23'17,00'' E	1278	Sì	Sì
917	BRIGNANO 001	1977	E	NP	6.503	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°33'17,00''	02°47'46,50'' W	1539	Sì	No
1093	CAMPANITO 001	1977	ST	NP	100	R	MONTE ROMITO	MGI	ME	T	37°54'11,00''	01°56'51,00'' E	0	No	No
1106	CAMPOMARINO 001	1977	E	NP	1.644	R	PORTOCANNONE	MONTEDISON	CB	T	41°57'38,00''	02°33'53,00'' E	1204	Sì	Sì
1221	CARAMANICO 001	1977	E	NP	5.075	R	CARAMANICO	ELF	PE	T	42°12'19,73''	01°35'49,25'' E	1203	Sì	Sì
1367	CASTELPAGANO 002 DIR	1977	S	NP	4.226	M	COLLE SANNITA	AGIP	BN	T	41°22'50,25''	02°24'00,27'' E	1279	Sì	No
1410	CAVALLETTO 004	1977	E	GA	1.650	R	MONTELLO	ELF	TV	T	45°49'50,35''	00°17'00,95'' W	1259	Sì	Sì
1888	COMACCHIO MARE 002	1977	E	NP	3.783	M	A.C 31.EA	AGIP	ZA	M	44°40'00,00''	12°18'07,90''	1679	No	No
2171	CORVINA MARE 001	1977	E	NP	3.100	R	C.R 60.AU	ELF	ZC	M	37°20'10,90''	11°55'58,40''	1285	Sì	Sì
2701	FRATELLO EST 002	1977	S	GA	3.085	M	B.C 5.AS	AGIP	ZB	M	42°34'34,25''	14°10'22,63''	1199	No	No
2705	FRATELLO NORD 001	1977	S	GA	4.641	M	B.C 5.AS	AGIP	ZB	M	42°38'53,37''	14°10'12,09''	1275	No	No
2944	GELSO 001	1977	ST	NP	100	R	AIDONE	MGI	RG	T	37°42'59,00''	01°55'37,00'' E	0	No	No
3096	GROTTOLE 033	1977	T	GA	1.220	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°32'51,50''	03°54'34,50'' E	1294	No	No
3097	GROTTOLE 034	1977	T	GA	1.224	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°32'51,50''	03°54'34,50'' E	1295	No	No
3098	GROTTOLE 035	1977	T	GA	1.216	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°35'51,50''	03°54'34,50'' E	1296	No	No
3099	GROTTOLE 036	1977	T	GA	1.221	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°32'34,00''	03°54'43,00'' E	1297	No	No
3100	GROTTOLE 037	1977	T	GA	1.222	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°32'34,00''	03°54'43,00'' E	1298	No	No
3122	HERA LACINIA 008 DIR	1977	S	GA	1.806	R	D.R 17.AG	AGIP	CZ	T	39°00'41,00''	04°43'30,00'' E	1276	No	No
3123	HERA LACINIA 009 DIR	1977	S	NP	1.841	R	D.R 17.AG	AGIP	CZ	T	39°00'41,00''	04°43'30,00'' E	1262	No	No
3294	LICIA 001	1977	E	NP	2.480	R	D.R 31.AG	AGIP	ZD	M	39°39'56,27''	16°34'52,72''	1288	Sì	Sì
3303	LINDA 001 DIR	1977	S	GA	1.892	R	D.R 17.AG	AGIP	CZ	T	39°01'22,50''	04°45'03,00'' E	1202	No	No
3304	LINDA 002 DIR	1977	S	GA	1.786	M	D.C 1.AG	AGIP	CZ	T	39°01'22,50''	04°45'03,00'' E	1292	No	No
3332	LOLA 001	1977	E	NP	1.089	R	D.R 27.IR	AGIP	ZD	M	39°53'29,10''	16°52'14,20''	1226	Sì	Sì
3460	MALOSSA 009	1977	S	OL	5.558	C	MALOSSA	AGIP	BG	T	45°30'08,50''	02°54'19,50'' W	1509	Sì	Sì
3461	MALOSSA 010	1977	S	OL	5.830	C	MALOSSA	AGIP	BG	T	45°30'08,50''	02°53'11,00'' W	1510	Sì	Sì
3462	MALOSSA 011	1977	S	OL	5.450	C	MALOSSA	AGIP	BG	T	45°30'05,00''	02°53'54,00'' W	1511	Sì	Sì
3463	MALOSSA 012	1977	S	OL	5.621	C	MALOSSA	AGIP	BG	T	45°30'17,00''	02°53'39,00'' W	1512	Sì	Sì
3932	MONTE ORSINO 001	1977	ST	NP	100	R	CAMPOREALE	DOLLY EXPL.	TP	T	37°50'07,00''	00°31'21,00'' E	0	No	No
4152	NOVI LIGURE 002	1977	E	NP	1.700	C	NOVI LIGURE	AGIP	AL	T	44°45'50,00''	03°38'13,00'' W	1513	Sì	Sì
4153	NOVI LIGURE 002 DIR BIS	1977	E	NP	782	C	NOVI LIGURE	AGIP	AL	T	44°45'50,00''	03°38'13,00'' W	1514	Sì	Sì

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4160	NUCCIA 001	1977	E	NP	2.475	R	C.R 20.AV	AGIP	ZC	M	37°38'43,36''	12°20'54,14''	1289	Si	Si
4172	OLGA 001	1977	E	NP	2.559	R	C.R 21.AV	AGIP	ZC	M	37°14'08,91''	12°53'12,45''	1290	Si	Si
4179	ONDA 001	1977	E	NP	1.914	R	C.R 18.ME	AGIP	ZC	M	37°33'25,00''	12°49'10,00''	1325	Si	Si
4279	PAMELA 001	1977	E	NP	560	R	C.R 36.AO	AGIP	ZC	M	37°15'57,46''	13°12'50,99''	1200	Si	Si
4280	PAMELA 001 BIS	1977	E	NP	3.003	R	C.R 36.AO	AGIP	ZC	M	37°15'56,70''	13°13'11,42''	1287	Si	Si
4458	PISTICCI 025	1977	T	GA	869	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°24'06,00''	04°04'28,50'' E	1373	No	No
4460	PISTICCI 026	1977	T	GA	869	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°24'06,00''	04°04'28,50'' E	1374	No	No
4462	PISTICCI 027	1977	T	GA	897	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°23'54,00''	04°04'31,00'' E	1375	No	No
4664	PORTO CORSINI MARE EST 025	1977	S	NP	3.135	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°22'44,70''	12°34'45,24''	1227	No	No
4666	PORTO CORSINI MARE EST 025 DIR	1977	S	NP	3.268	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°22'44,70''	12°34'45,24''	1228	No	No
5097	REGGENTE 003	1977	E	GA	1.972	M	LUCERA	C.P.I.	FG	T	41°26'10,52''	02°54'14,66'' E	1266	No	No
5098	REGGENTE 004	1977	E	GA	1.848	R	GIARDINETTO	C.P.I.	FG	T	41°25'00,72''	02°55'29,43'' E	1268	No	No
5099	REGGENTE 005	1977	E	NP	2.067	R	GIARDINETTO	C.P.I.	FG	T	41°24'05,43''	02°56'23,59'' E	1269	No	No
5101	REGGENTE 007	1977	S	GA	1.914	R	GIARDINETTO	C.P.I.	FG	T	41°25'19,00''	02°54'29,00'' E	1306	No	No
5102	REGGENTE 008	1977	S	GA	1.840	R	GIARDINETTO	C.P.I.	FG	T	41°25'41,85''	02°54'19,14'' E	1286	No	No
5103	REGGENTE 009	1977	S	GA	1.815	R	GIARDINETTO	C.P.I.	FG	T	41°25'24,31''	02°55'06,56'' E	1291	No	No
5539	S.CATERINA 002	1977	S	GA	1.565	M	S. CATERINA TORTORELLA	C.P.I.	FG	T	41°27'07,00''	02°56'35,00'' E	1311	No	No
5568	S.ELPIDIO MARE 001 DIR	1977	S	NP	3.054	M	B.C 7.LF	ELF	AP	T	43°13'36,00''	01°19'07,50'' E	1301	No	No
5609	S.GIOVANNELLO 001	1977	ST	NP	100	R	VILLAPRIOLO	DOLLY EXPL.	CT	T	37°36'52,00''	01°43'03,00'' E	0	No	No
5663	S.MARIA MARE 005 DIR	1977	S	OL	2.544	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°11'58,89''	13°47'10,11''	1196	No	No
5664	S.MARIA MARE 006 DIR	1977	S	OL	2.498	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°13'11,60''	13°46'55,64''	1192	No	No
6011	SEGGIO 001	1977	ST	NP	100	R	CESARO'	DOLLY EXPL.	EN	T	37°42'07,00''	02°18'14,00'' E	0	No	No
6099	SERGNANO 037 DIR	1977	T	GA	1.402	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'25,10''	02°45'40,00'' W	1550	Si	No
6100	SERGNANO 038 DIR	1977	T	GA	1.408	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'25,10''	02°45'40,00'' W	1551	Si	No
6102	SERGNANO 040 DIR	1977	T	GA	1.632	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'40,00''	02°45'38,75'' W	1553	Si	No
6103	SERGNANO 041 DIR	1977	T	GA	1.389	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'39,00''	02°45'38,25'' W	1554	Si	No
6104	SERGNANO 042 DIR	1977	T	GA	1.388	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'39,50''	02°45'38,50'' W	1555	Si	No
6105	SERGNANO 043 DIR	1977	T	GA	1.353	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'38,50''	02°45'38,00'' W	1556	Si	No
6139	SETTALA 001	1977	E	GA	1.794	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'05,00''	03°02'57,00'' W	1543	No	No
6193	SOFIA 001	1977	E	NP	2.450	R	C.R 33.AO	AMOCO	ZC	M	37°26'22,00''	11°49'45,00''	1358	Si	Si
6483	TORRENTE VULGANO 006	1977	S	GA	3.330	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°25'58,90''	02°49'55,20'' E	1195	No	No
6484	TORRENTE VULGANO 007	1977	S	GA	2.898	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°24'49,46''	02°50'41,22'' E	1260	No	No
6485	TORRENTE VULGANO 008	1977	S	GA	2.544	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°26'12,40''	02°49'38,60'' E	1261	No	No
6486	TORRENTE VULGANO 009	1977	S	GA	2.812	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°25'57,05''	02°49'33,06'' E	1280	No	No
6487	TORRENTE VULGANO 010	1977	S	NP	2.795	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°26'18,26''	02°50'03,71'' E	1281	No	No
6488	TORRENTE VULGANO 010 DIR	1977	S	GA	2.449	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°26'18,26''	02°50'03,71'' E	1282	No	No
6663	TROIA 001	1977	E	NP	3.438	R	TROIA	SNIA	FG	T	41°22'27,00''	02°53'02,00'' E	1061	Si	Si
6920	VILLAVERLA 001	1977	E	NP	4.235	R	VICENZA	AGIP	VI	T	45°40'23,00''	00°54'22,00'' W	1329	Si	Si
107	ALESSIA 001 DIR	1976	S	NP	4.439	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°25'44,00''	12°32'14,00''	1271	No	No
252	ANEMONE NORD OVEST 001	1976	S	NP	3.867	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°14'02,80''	12°41'19,30''	1179	No	No
253	ANEMONE NORD OVEST 001 BIS	1976	S	NP	2.583	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°14'02,80''	12°41'19,30''	1179	No	No
421	ASSUNTA 001	1976	E	NP	4.747	C	ASSUNTA	AGIP	ZA	M	45°26'19,50''	12°33'18,90''	1680	Si	Si
709	BATTUDA 001	1976	E	NP	5.438	M	GAGGIANO	AGIP	PV	T	45°16'01,50''	03°22'57,50'' W	1531	No	No
759	BENEVENTO 003	1976	E	OL	3.723	R	BENEVENTO	AGIP	BN	T	41°19'19,50''	02°24'41,50'' E	1183	Si	Si
881	BORGOSATOLLO 001	1976	E	NP	2.760	C	BORGOSATOLLO	AGIP	BS	T	45°28'10,00''	02°12'09,00'' W	1536	Si	Si
901	BRANZINO 001	1976	E	NP	2.022	R	B.R 87.SE	SEAGULL EXPL.	ZB	M	42°06'42,30''	15°15'37,20''	1187	Si	Si
1117	CANCELLO 001	1976	E	NP	3.312	R	CANCELLO	SIR	CE	T	41°02'36,00''	01°32'23,00'' E	1264	Si	Si
1757	CIRCELLO 001	1976	E	NP	3.885	R	BENEVENTO	AGIP	BN	T	41°20'40,00''	02°21'21,50'' E	1160	Si	Si
2446	EMILIO 004	1976	S	NP	3.450	M	B.C 3.AS	AGIP	ZB	M	42°55'36,00''	14°14'12,50''	1274	No	No
2482	ESINO 002	1976	E	NP	1.736	R	JESI	SNIA	AN	T	43°32'11,00''	00°57'41,00'' E	1263	Si	Si
2953	GEROLA 001	1976	E	NP	3.754	R	ERBA	AGIP	BG	T	45°46'30,50''	03°00'40,00'' W	1270	Si	Si
3120	HERA LACINIA 003	1976	S	GA	1.780	R	D.R 17.AG	AGIP	CZ	T	39°01'24,10''	04°44'39,50'' E	1177	No	No
3121	HERA LACINIA 006	1976	E	NP	2.604	R	CROTONE	AGIP	CZ	T	39°00'56,40''	04°42'34,00'' E	1197	No	No
3246	LAVINIA 002	1976	S	GA	1.837	R	D.R 15.AG	AGIP	ZD	M	39°20'05,11''	17°10'00,63''	1176	No	No
3342	LORENZA 001	1976	E	NP	2.122	R	D.R 17.AG	AGIP	ZD	M	38°59'56,37''	17°11'49,95''	1189	No	No
3344	LORETTA 001	1976	E	NP	3.083	R	D.R 45.AG	AGIP	ZD	M	38°10'05,90''	16°13'49,22''	1198	Si	Si
3356	LUCIANA 001	1976	E	NP	1.059	R	D.R 41.AG	AGIP	ZD	M	38°26'16,31''	16°38'52,61''	1190	Si	Si
3456	MALOSSA 004	1976	S	OL	6.197	C	MALOSSA	AGIP	MI	T	45°31'16,50''	02°54'19,50'' W	1506	Si	Si
3458	MALOSSA 007	1976	S	OL	5.700	C	MALOSSA	AGIP	MI	T	45°30'33,00''	02°54'12,00'' W	1507	Si	Si
3459	MALOSSA 008	1976	S	NP	5.927	C	MALOSSA	AGIP	BG	T	45°30'22,50''	02°52'45,00'' W	1508	Si	Si
3569	MARZENO 039	1976	S	NP	604	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°12'02,00''	00°32'52,50'' W	1162	Si	Si
3608	MATILDE 001	1976	E	NP	3.709	R	E.R 3.AG	AGIP	ZE	M	42°05'42,88''	11°37'36,50''	1178	Si	Si
3778	MIRABELLO 001	1976	E	NP	4.212	R	CERCEPICCOLA	AGIP	CB	T	41°29'10,50''	02°14'18,00'' E	1194	Si	Si
3974	MONTEFREDDO 002	1976	E	NP	5.019	R	MONTEFREDDO	SNIA	FO	T	44°02'26,10''	00°42'03,20'' W	1182	Si	Si
4125	NILDE 002	1976	E	OL	2.143	R	C.R 1.AS	AGIP	ZC	M	37°31'14,00''	11°53'31,00''	1201	Si	No
4186	ORIONE EST 001	1976	E	NP	2.211	R	C.R 3.AS	AGIP	ZC	M	37°24'45,89''	12°59'16,00''	1188	Si	Si
4332	PERICLINO 001	1976	E	NP	2.200	R	B.R 42.AV	AGIP	ZB	M	42°58'29,60''	14°06'29,60''	1186	No	No
4333	PERLA 001	1976	E	NP	4.124	R	C.R 19.ME	AGIP	ZC	M	36°57'12,72''	14°13'02,12''	1193	No	No
4421	PILADE EST 001	1976	E	NP	3.400	R	C.R 12.AS	AGIP	ZC	M	36°20'40,17''	15°08'52,96''	1180	Si	Si
4428	PIROPO 001	1976	E	NP	3.710	R	B.R 42.AV	AGIP	ZB	M	42°58'05,90''	14°05'35,40''	1174	No	No
4838	PORTOCANNONE 027	1976	S	GA	821	M	COLLE DI LAURO	MONTEDISON	CB	T	41°53'10,40''	02°27'47,30'' E	1277	No	No
4981	RALLIO 002 C	1976	S	OL	477	M	RALLIO	CHIURA	PC	T	44°52'34,00''	02°52'14,00'' W	0	No	No
5096	REGGENTE 002	1976	E	GA	1.943	R	GIARDINETTO	C.P.I.	FG	T	41°25'22,80''	02°55'06,80'' E	1267	No	No
5126	REGOLO 001	1976	E	NP	2.601	R	B.R 43.AA	AGIP	ZB	M	43°00'42,50''	13°59'20,60''	1175	Si	Si
5300	RIPI 045	1976	S	OL	616	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'11,00''	00°59'28,40'' E	1265	No	No
5662	S.MARIA MARE 004 DIR	1976	S	OL	2.593	M	B.C 7.LF	ELF	ZB	M	43°11'59,50''	13°47'09,90''	1170	No	No
5707	S.PIETRO AL NATISONE 001	1976	E	NP	1.397	R	NATISONE	ADRIATICA RIC.MIN.	UD	T	46°07'51,90''	01°01'51,00'' E	1163	Si	No
5835	S.STEFANO MARE 005	1976	S	NP	1.840	M	B.C 1.LF	ELF	ZB	M	42°14'10,00''	14°36'46,00''	1168	No	No
6052	SEREGNA 001	1976	E	GA	4.811	M	PESSANO	AGIP	MI	T	45°33'31,50''	03°05'11,00'' W	1533	No	No
6094	SERGNANO 032 DIR	1976	T	GA	1.400	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'28,60''	02°45'29,60'' W	1545	Si	No
6095	SERGNANO 033 DIR	1976	T	GA	1.648	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'25,70''	02°45'39,30'' W	1546	Si	No
6096	SERGNANO 034 DIR	1976	T	GA	1.386	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'27,40''	02°45'40,00'' W	1547	Si	No
6097	SERGNANO 035 DIR	1976	T	GA	1.381	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'26,30''	02°45'40,00'' W	1548	Si	No
6098	SERGNANO 036	1976	T	GA	1.737	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'25,70''	02°45'40,00'' W	1549	Si	No
6101	SERGNANO 039 DIR	1976	T	GA	1.398	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'40,50''	02°45'39,00'' W	1552	Si	No
6285	SQUALO CENTRALE 001	1976	E	GA	2.600	R	B.R 34.MC	AGIP	ZB	M	42°42'56,60''	14°14'47,50''	1172	No	No
6481	TORRENTE VULGANO 004	1976	S	GA	3.550	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°25'41,60''	02°50'08,10'' E	1165	No	No
6482	TORRENTE VULGANO 005	1976	S	NP	2.912	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°25'14,00''	02°49'23,00'' E	1184	No	No
6928	VITRAVO 001	1976	E	NP	3.182	R	STRONGOLI	AGIP	CZ	T	39°13'42,80''	04°34'15,50'' E	1185	Si	Si
30	AGAVE 001	1975	S	NP	4.700	R	A.R 35.ME	AGIP	ZA	M	44°11'42,53''	12°44'25,50''	1152	No	No
233	ANEMONE 003 DIR	1975	S	GA	3.881	R	A.R 35.ME	AGIP	ZA	M	44°12'44,14''	12°42'19,48''	1105	No	No
437	AZALEA 001	1975	S	GA	3.641	R	A.R 35.ME	AGIP	ZA	M	44°10'16,23''	12°42'52,33''	1119	No	No
763	BERILLO 001	1975	E	NP	2.500	R	A.R 37.AV	AGIP	ZA	M	44°16'36,14''	12°35'42,88''	1151	Si	Si
1227	CARASSAI 002 DIR	1975	S	GA	4.539	M	MONTE CASTELLANO	AGIP	AP	T	43°00'51,50''	01°18'08,00'' E	1143	No	No
1383	CASTIGLIONE D'ADDA 001	1975	E	NP	2.161	C	CASTIGLIONE D'ADDA	AGIP	MI	T	45°13'51,00''	02°45'18,00'' W	1541	Si	Si
1409	CAVALLETTO 003	1975	E	NP	1.673	R	VALDOBBIADENE	ELF	TV	T	45°49'16,60''	00°18'35,00'' W	1161	Si	Si
1926	CONRAD SUD OVEST 001	1975	E	NP	2.683	R	B.R 8.AS	AGIP	ZB	M	43°18'25,95''	13°54'48,81''	1141	Si	Si

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
1945	CORINNA 001	1975	E	NP	3.276	R	B.R 93.SE	SEAGULL EXPL.	ZB	M	43°58'10,95''	13°58'42,26''	1142	Sì	Sì
2508	FARAGOLA 006	1975	E	NP	1.466	M	FARAGOLA	SNIA	FG	T	41°13'44,50''	03°07'08,50'' E	1149	No	No
2509	FARAGOLA 007	1975	E	NP	1.269	M	FARAGOLA	SNIA	FG	T	41°13'32,00''	03°07'38,00'' E	1150	No	No
2574	FINO 002	1975	S	GA	1.716	R	CELLINO	MONTEDISON	TE	T	42°33'26,40''	01°24'53,70'' E	1127	Sì	No
2795	GALLARE 003	1975	S	GA	2.537	R	VALLI DI COMACCHIO	AGIP	FE	T	44°45'09,30''	00°23'07,00'' W	1517	Sì	Sì
2796	GALLARE 004 DIR	1975	S	GA	1.947	R	VALLI DI COMACCHIO	AGIP	FE	T	44°45'09,30''	00°23'07,00'' W	1518	Sì	Sì
2813	GARGANO MARE 001	1975	E	NP	2.205	R	B.R109.MI	C.P.I.	ZB	M	42°09'13,00''	16°43'12,00''	1155	Sì	Sì
3118	HERA LACINIA 001	1975	E	GA	2.700	R	CROTONE	AGIP	CZ	T	39°01'24,10''	04°44'39,50'' E	1122	No	No
3119	HERA LACINIA 002 DIR	1975	E	GA	1.777	R	D.R 17.AG	AGIP	CZ	T	39°01'24,10''	04°44'39,50'' E	1144	No	No
3245	LAVINIA 001	1975	E	GA	2.969	R	D.R 15.AG	AGIP	ZD	M	39°20'59,24''	17°10'39,02''	1130	No	No
3289	LETIZIA 001	1975	E	NP	3.865	R	D.R 12.AG	AGIP	ZD	M	40°03'21,43''	16°42'20,68''	1106	Sì	Sì
3371	LUNA 006	1975	S	GA	1.859	R	D.R 16.AG	AGIP	ZD	M	39°02'30,17''	17°12'36,94''	1131	No	No
3454	MALOSSA 002	1975	S	OL	6.471	C	MALOSSA	AGIP	BG	T	45°29'09,00''	02°53'28,00'' W	1504	Sì	Sì
3504	MARIA 001	1975	E	NP	2.034	R	E.R 1.AG	AGIP	ZE	M	43°10'24,62''	09°57'28,04''	1137	Sì	Sì
3524	MARTINA 001	1975	E	NP	3.296	R	E.R 2.AG	AGIP	ZE	M	42°28'42,78''	10°07'00,99''	1138	Sì	Sì
3617	MEDESANO 001	1975	E	GA	334	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°46'23,50''	02°18'14,00'' W	1678	Sì	No
3923	MONTE GIBERTO 001	1975	E	NP	3.801	R	GROTTAZZOLINA	ELF	AP	T	43°05'22,54''	01°11'52,00'' E	1117	Sì	Sì
4110	NASELLO MARE 001	1975	E	OL	1.606	R	B.R 41.LF	ELF	ZB	M	42°15'51,80''	14°57'16,40''	1173	No	No
4140	NORA NORD 001	1975	E	NP	3.869	R	C.R 1.AS	AGIP	ZC	M	37°33'47,53''	12°07'45,65''	1120	Sì	No
4271	PALMA 001	1975	E	NP	4.165	R	C.R 47.CO	CONOCO	ZC	M	37°00'02,70''	13°43'58,20''	1145	Sì	Sì
5095	REGGENTE 001	1975	E	GA	1.869	R	GIARDINETTO	C.P.I.	FG	T	41°25'43,80''	02°54'18,70'' E	1156	No	No
5186	RIO ZOLA 001	1975	E	NP	3.334	C	RIO ZOLA	AGIP	PR	T	44°43'38,00''	02°01'27,00'' W	1544	Sì	Sì
5350	RODIGO 001	1975	E	NP	5.312	C	RODIGO	AGIP	MN	T	45°13'44,00''	01°48'21,50'' W	1534	Sì	No
5391	ROSPO MARE 001	1975	E	OL	1.517	R	B.R 28.BS	ELF	ZB	M	42°13'07,78''	14°57'06,10''	1171	No	No
5537	S.CATERINA 001	1975	E	GA	1.615	R	FOGGIA	C.P.I.	FG	T	41°27'12,70''	02°55'40,90'' E	1157	No	No
5576	S.FILIPPO 1(MC)	1975	E	NP	3.404	M	MACERATA	ELF	MC	T	43°15'52,00''	01°09'04,00'' E	1107	Sì	No
5589	S.GIORGIO MARE 005	1975	S	GA	1.997	M	B.C 2.LF	ELF	ZB	M	43°13'02,27''	13°54'45,83''	1169	No	No
5672	S.MARIA TERRA 003	1975	E	OL	2.858	R	CAPO D'ARCO	ELF	AP	T	43°13'03,00''	01°19'52,00'' E	1164	No	No
5834	S.STEFANO MARE 004	1975	S	GA	1.744	M	B.C 1.LF	ELF	ZB	M	42°12'24,40''	14°40'31,50''	1167	No	No
6006	SCORPENA MARE 001	1975	E	NP	1.563	R	B.R 83.WE	ELF	ZB	M	43°52'19,56''	14°10'17,08''	1118	Sì	Sì
6051	SENIGALLIA 003	1975	E	NP	2.305	R	SENIGALLIA	SNIA	AN	T	43°43'09,00''	00°35'12,00'' E	1153	Sì	Sì
6478	TORRENTE VULGANO 001	1975	E	GA	3.341	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°25'07,40''	02°50'30,90'' E	1146	No	No
6479	TORRENTE VULGANO 002	1975	S	GA	2.824	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°25'25,80''	02°50'12,90'' E	1147	No	No
6480	TORRENTE VULGANO 003	1975	S	GA	3.006	M	TORRENTE VULGANO	SNIA	FG	T	41°25'22,13''	02°49'44,10'' E	1148	No	No
6661	TRIONTO 001	1975	E	NP	4.659	R	CAPO TRIONTO	PETROGEO	CS	T	39°36'10,50''	04°16'11,00'' E	1158	Sì	Sì
6672	TURBIGO 001	1975	E	NP	6.642	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	MI	T	45°31'27,50''	03°41'07,00'' W	1535	No	No
6934	VITTORIO VENETO 001	1975	E	NP	2.445	R	MONTELLO	ELF	TV	T	45°56'55,30''	00°08'12,20'' W	0	Sì	No
12	ACCETTURA 005	1974	S	GA	1.875	M	GARAGUSO	MONTEDISON	MT	T	40°32'48,00''	03°48'26,00'' E	1108	No	No
229	ANDROMEDA 001	1974	E	NP	3.450	R	A.R 28.ME	GLOBAL MAR.	ZA	M	44°11'05,00''	13°06'15,00''	1140	Sì	Sì
232	ANEMONE 002	1974	E	NP	3.461	R	A.R 35.ME	AGIP	ZA	M	44°13'27,40''	12°41'31,40''	1067	No	No
256	ANGELA 003 DIR	1974	S	GA	4.420	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'32,80''	12°20'42,65''	1528	No	No
257	ANGELA 004 DIR	1974	S	GA	4.335	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'31,90''	12°20'42,00''	1529	No	No
758	BENEVENTO 002	1974	E	OL	3.939	R	BENEVENTO	AGIP	BN	T	41°20'18,80''	02°24'03,50'' E	1048	Sì	Sì
1174	CANOPO 001	1974	E	NP	3.446	R	A.R 40.AA	AGIP	ZA	M	44°03'23,20''	12°42'15,60''	1062	Sì	Sì
1176	CANOSA 001 AX	1974	E	NP	4.003	R	CANOSA DI PUGLIA	GULF	BA	T	41°15'19,40''	03°40'34,30'' E	1128	Sì	Sì
1177	CANOSA 001 X	1974	E	NP	2.041	R	CANOSA DI PUGLIA	GULF	BA	T	41°15'18,00''	03°40'37,00'' E	0	Sì	No
1230	CARLA 001	1974	E	NP	3.840	R	C.R 35.AO	AMOCO	ZC	M	37°15'33,51''	12°38'53,36''	1121	Sì	Sì
1407	CAVALLETTO 001	1974	E	GA	3.230	R	MONTELLO	ELF	TV	T	45°48'52,20''	00°17'47,40'' W	1109	Sì	Sì
1408	CAVALLETTO 002	1974	E	NP	1.660	R	VALDOBBIADENE	ELF	TV	T	45°48'24,30''	00°18'27,00'' W	1110	Sì	Sì
1558	CERCEPICCOLA 001	1974	E	NP	3.122	R	CERCEPICCOLA	AGIP	CB	T	41°28'14,00''	02°18'17,50'' E	1068	Sì	Sì
1886	COLOSSEO 001	1974	E	NP	1.734	R	B.R 7.AS	AGIP	ZB	M	43°34'56,40''	13°52'19,50''	1049	Sì	Sì
2505	FARAGOLA 003	1974	E	GA	1.510	M	FARAGOLA	SNIA	FG	T	41°13'51,50''	03°07'30,00'' E	1043	No	No
2506	FARAGOLA 004	1974	E	NP	1.454	M	FARAGOLA	SNIA	FG	T	41°13'43,30''	03°08'04,00'' E	1058	No	No
2507	FARAGOLA 005	1974	E	NP	1.460	M	FARAGOLA	SNIA	FG	T	41°13'23,50''	03°08'10,50'' E	1059	No	No
3372	LUNA 007	1974	S	GA	2.322	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	1132	No	No
3373	LUNA 008	1974	S	NP	2.575	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	1133	No	No
3374	LUNA 008 BIS	1974	S	GA	2.295	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	1053	No	No
3375	LUNA 009	1974	S	GA	2.040	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	1054	No	No
3376	LUNA 010 DIR	1974	S	GA	2.512	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	1060	No	No
3377	LUNA 011	1974	S	GA	2.713	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	1135	No	No
3378	LUNA 011 BIS	1974	S	GA	2.413	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	1055	No	No
3379	LUNA 012	1974	S	GA	2.187	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	1071	No	No
3380	LUNA 013	1974	S	GA	1.946	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	1063	No	No
3381	LUNA 014	1974	S	GA	2.231	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	1072	No	No
3382	LUNA 015	1974	S	GA	2.069	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	1064	No	No
3383	LUNA 016	1974	S	GA	1.914	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	1102	No	No
3384	LUNA 017	1974	S	GA	1.958	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	1073	No	No
3385	LUNA 018	1974	S	GA	2.256	M	D.C 1.AG	AGIP	ZD	M	39°06'59,00''	17°10'54,09''	1103	No	No
3455	MALOSSA 003	1974	E	OL	6.173	C	MALOSSA	AGIP	BG	T	45°29'57,50''	02°53'17,00'' W	1505	Sì	Sì
3492	MARCELLA 001	1974	E	NP	2.456	R	E.R 8.AG	AGIP	ZE	M	38°55'46,50''	09°05'16,67''	1057	Sì	Sì
3690	MINA 001	1974	E	NP	3.478	R	E.R 7.AG	AGIP	ZE	M	40°31'58,60''	14°47'19,85''	1056	Sì	Sì
4189	ORLANDO 001	1974	E	NP	3.889	R	C.R 5.AS	AGIP	ZC	M	37°13'00,37''	11°59'31,50''	1051	Sì	Sì
4211	OSCAR OVEST 001	1974	E	NP	2.340	R	C.R 2.AS	AGIP	ZC	M	37°28'50,00''	12°31'37,00''	1069	Sì	Sì
4276	PALMORI 002	1974	E	NP	1.150	R	FOGGIA	C.P.I.	FG	T	41°30'19,00''	02°55'06,00'' E	1029	No	No
4277	PALMORI 003	1974	E	NP	1.360	M	LUCERA	C.P.I.	FG	T	41°30'54,00''	02°53'58,00'' E	1035	No	No
4350	PESARO MARE 004	1974	E	NP	4.271	R	PESARO MARE	MONTEDISON	ZB	M	43°53'17,00''	13°17'53,00''	1123	Sì	Sì
4554	POGGIOFIORITO 005	1974	E	NP	1.370	M	FILETTO	AGIP	CH	T	42°15'06,00''	01°46'27,50'' E	1065	No	No
4555	POGGIOFIORITO 006	1974	E	NP	1.766	M	FILETTO	AGIP	CH	T	42°15'32,50''	01°51'21,50'' E	1066	Sì	Sì
5138	RICCIO SUD 001	1974	E	NP	4.984	R	C.R 42.AS	AGIP	ZC	M	35°29'41,85''	12°17'54,10''	1104	Sì	Sì
5147	RIGEL 001 BIS	1974	E	NP	2.335	R	B.R 54.AA	AGIP	ZB	M	43°01'26,00''	14°41'23,50''	1050	Sì	Sì
5298	RIPI 043	1974	S	OL	402	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'16,00''	00°59'28,00'' E	1125	No	No
5299	RIPI 044	1974	S	OL	468	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'28,00''	00°59'03,00'' E	1126	No	No
5481	RUBICONE 001	1974	E	NP	5.550	C	RUBICONE	AGIP	FO	T	44°09'33,50''	00°00'16,50'' W	1530	Sì	Sì
5538	S.CATERINA 001 S	1974	ST	NP	100	R	PACHINO	SIR	SR	T	36°54'29,00''	02°35'35,00'' E	0	No	No
5661	S.MARIA MARE 002	1974	E	OL	3.138	R	PORTO RECANATI MARE	ELF	ZB	M	43°13'12,50''	13°46'56,90''	1111	No	No
6447	TORRENTE TESINO 002	1974	E	NP	4.210	R	TORRENTE TESINO	ELF	AP	T	43°00'34,00''	01°18'57,50'' E	1112	Sì	Sì
149	ALICE 001	1973	E	NP	4.000	R	A.R 95.EA	AGIP	ZA	M	44°11'19,10''	12°39'52,59''	1523	No	No
230	ANEMONE 001	1973	E	GA	4.752	R	A.R 35.ME	AGIP	ZA	M	44°12'43,25''	12°42'19,41''	1033	No	No
254	ANGELA 001	1973	E	GA	4.516	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'32,62''	12°20'40,89''	1526	No	No
255	ANGELA 002 DIR	1973	E	GA	4.687	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'32,08''	12°20'42,93''	1527	No	No
271	ANGELINA 001	1973	E	GA	3.977	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'45,00''	12°18'58,00''	1519	No	No
389	ARMIDA 001	1973	E	GA	5.125	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°28'31,20''	12°27'13,50''	1524	No	No
391	ARMIDA 002	1973	E	NP	3.934	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°27'14,00''	12°28'18,10''	1525	No	No
427	ATENA 001	1973	E	NP	4.850	M	FASCIA CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°14'54,11''	12°43'06,40''	1023	No	No
429	ATREO 001	1973	E	NP	5.087	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°26'39,31''	12°19'11,13''	1520	No	No
492	BARBARA 003	1973	E	GA	1.565	R	A.R 11.AS	AGIP	ZA	M	44°02'48,80''	13°48'21,50''	986	No	No
757	BENEVENTO 001	1973	E	NP	3.112	R	BENEVENTO	AGIP	BN	T	41°20'14,50''	02°23'53,00'' E	998	Sì	Sì

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
1151	CANDELA 033	1973	S	GA	1.600	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°12'47,00''	03°00'35,50'' E	984	No	No
1152	CANDELA 034	1973	S	GA	1.404	M	CANDELA	AGIP	FG	T	41°14'05,50''	02°57'47,50'' E	987	No	No
1365	CASTELNOVO 001	1973	E	NP	6.513	C	CASTELNOVO	AGIP	RE	T	44°49'09,00''	01°50'41,50'' W	1538	Sì	Sì
1482	CAVONE 001	1973	E	OL	5.507	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'35,00''	01°32'35,00'' W	1139	No	No
1611	CERVIA MARE 008 DIR	1973	S	GA	3.261	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'38,10''	12°38'21,48''	990	No	No
1612	CERVIA MARE 009 BIS	1973	S	GA	3.348	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'37,50''	12°38'20,00''	991	No	No
1619	CERVIA MARE 015 DIR	1973	S	GA	3.806	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'38,10''	12°38'21,48''	992	No	No
1620	CERVIA MARE 016 DIR	1973	S	GA	3.812	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'37,50''	12°38'20,00''	988	No	No
1621	CERVIA MARE 017 DIR	1973	S	GA	3.814	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'38,10''	12°38'21,48''	989	No	No
2504	FARAGOLA 002	1973	E	NP	1.855	M	FARAGOLA	SNIA	FG	T	41°13'02,40''	03°07'27,27'' E	985	No	No
2512	FARAR 001	1973	E	NP	2.603	R	A.R 18.IR	SIR	ZA	M	44°50'22,00''	12°51'03,00''	1000	No	No
2591	FIUME CRATI 003	1973	E	NP	3.714	R	FIUME CRATI	SNIA	CS	T	39°40'44,60''	03°58'16,80'' E	1028	Sì	Sì
2794	GALLARE 002	1973	E	NP	2.693	R	VALLI DI COMACCHIO	AGIP	FE	T	44°45'13,50''	00°24'41,50'' W	1516	Sì	Sì
3062	GROTTAMMARE 001	1973	E	GA	4.476	R	GROTTAMMARE	ELF	AP	T	43°01'50,00''	01°18'36,00'' E	1114	No	No
3183	JUDITH 001	1973	E	NP	1.870	R	B.R 81.IC	CIGOL	ZB	M	43°59'19,00''	13°46'16,00''	1124	Sì	Sì
3255	LEGNARO 001 DIR	1973	E	NP	4.989	C	LEGNARO	AGIP	PD	T	45°20'19,30''	00°28'55,70'' W	1532	Sì	Sì
3297	LIDO 001	1973	E	NP	1.333	C	LIDO	AGIP	ZA	M	45°22'47,60''	12°20'34,30''	0	Sì	No
3298	LIETA 001	1973	E	NP	590	R	D.R 14.AG	AGIP	ZD	M	39°46'38,00''	17°53'34,00''	1021	Sì	Sì
3299	LILIANA 001	1973	E	NP	3.039	R	D.R 18.AG	AGIP	ZD	M	38°53'29,00''	17°00'00,00''	1022	Sì	Sì
3347	LUCATA 001 X	1973	E	NP	4.410	R	C.R 15.FG	GULF	ZC	M	36°38'00,00''	14°39'56,40''	1129	Sì	Sì
3453	MALOSSA 001	1973	E	GA	5.545	C	MALOSSA	AGIP	BG	T	45°30'22,00''	02°53'37,00'' W	1503	Sì	Sì
4124	NILDE 001 BIS	1973	E	NP	3.497	R	C.R 1.AS	AGIP	ZC	M	37°32'33,80''	11°54'56,60''	1019	Sì	No
4301	PAOLA EST 001	1973	E	NP	5.010	R	C.R 6.AS	AGIP	ZC	M	37°00'21,08''	12°31'27,39''	1052	Sì	Sì
4313	PELLICANO OVEST 001	1973	E	NP	4.524	R	C.R 7.AS	AGIP	ZC	M	36°47'27,62''	14°19'02,48''	1047	Sì	Sì
4537	POGGIO 002	1973	E	NP	1.475	R	POGGIO	SPI	PR	T	44°40'01,00''	02°17'23,00'' W	1036	Sì	Sì
4565	POLPO 001	1973	E	NP	5.074	R	C.R 8.AS	AGIP	ZC	M	36°37'23,87''	15°15'56,94''	1020	Sì	Sì
5552	S.CLAUDIO 001	1973	E	NP	4.127	R	CAPO D'ARCO	ELF	AP	T	43°11'14,00''	01°11'30,00'' E	1115	Sì	Sì
5588	S.GIORGIO MARE 004	1973	S	GA	1.968	M	B.C 2.LF	ELF	ZB	M	43°12'36,00''	13°55'03,00''	1113	No	No
5644	S.LUCIA 001	1973	E	NP	3.434	M	MACERATA	ELF	MC	T	43°19'05,00''	01°03'23,00'' E	1116	Sì	Sì
5928	SALI VERCELLESE 001	1973	E	NP	5.806	C	SALI VERCELLESE	AGIP	VC	T	45°18'08,70''	04°06'41,00'' W	1540	Sì	Sì
6710	VALLE LEPRI 001	1973	E	NP	3.936	R	VALLI DI COMACCHIO	AGIP	FE	T	44°42'20,30''	00°20'17,50'' W	1542	Sì	Sì
6784	VARANO 001	1973	E	NP	3.417	R	VALLI DI COMACCHIO	AGIP	FE	T	44°47'41,00''	00°19'49,00'' W	1537	Sì	Sì
6951	VOLPEDO 004	1973	E	NP	5.625	R	VOLPEDO	MONTEDISON	AL	T	44°53'54,00''	03°27'46,00'' W	1154	Sì	Sì
18	ADA 001	1972	E	NP	5.198	R	A.R 1.AG	AGIP	ZA	M	45°10'56,00''	12°35'36,00''	993	No	No
28	AGATA 001	1972	E	NP	3.902	R	A.R 15.AV	AGIP	ZA	M	44°56'28,30''	12°49'00,40''	954	No	Sì
49	AGOSTINO 014	1972	S	GA	3.699	M	A.C 25.EA	AGIP	ZA	M	44°33'13,60''	12°28'18,80''	969	No	No
50	AGOSTINO 015	1972	S	GA	3.982	M	A.C 25.EA	AGIP	ZA	M	44°33'15,58''	12°28'18,81''	938	No	No
51	AGOSTINO 016	1972	S	GA	3.626	M	A.C 25.EA	AGIP	ZA	M	44°33'13,58''	12°28'18,81''	950	No	No
52	AGOSTINO 017	1972	S	GA	3.890	M	A.C 25.EA	AGIP	ZA	M	44°33'13,58''	12°28'18,81''	961	No	No
53	AGOSTINO 018	1972	S	GA	3.911	M	A.C 25.EA	AGIP	ZA	M	44°33'13,60''	12°28'18,80''	937	No	No
54	AGOSTINO 019	1972	S	GA	3.803	M	A.C 25.EA	AGIP	ZA	M	44°33'13,58''	12°28'18,81''	945	No	No
55	AGOSTINO 020	1972	S	GA	3.755	M	A.C 25.EA	AGIP	ZA	M	44°33'13,58''	12°28'18,81''	963	No	No
56	AGOSTINO 021	1972	S	GA	3.835	M	A.C 25.EA	AGIP	ZA	M	44°33'15,58''	12°28'18,81''	940	No	No
57	AGOSTINO 022	1972	S	GA	3.755	M	A.C 25.EA	AGIP	ZA	M	44°33'15,58''	12°28'18,81''	941	No	No
58	AGOSTINO 023	1972	S	GA	3.848	M	A.C 25.EA	AGIP	ZA	M	44°33'13,58''	12°28'18,81''	962	No	No
220	AMETISTA 001	1972	E	NP	2.856	R	A.R 17.AV	AGIP	ZA	M	44°46'43,00''	12°40'09,00''	953	Sì	No
335	ANTONIO 001	1972	E	GA	4.726	R	A.R 8.AS	AGIP	ZA	M	44°13'22,20''	12°45'18,96''	979	No	No
420	ASPASIA 001	1972	E	NP	5.085	M	A.C 28.EA	AGIP	ZA	M	44°14'48,30''	12°25'20,00''	0	No	No
460	BAGNOLO IN PIANO 002	1972	E	NP	5.733	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'33,00''	01°43'57,50'' W	1920	Sì	No
490	BARBARA 002	1972	E	NP	347	R	A.R 11.AS	AGIP	ZA	M	44°03'59,00''	13°48'05,00''	957	No	No
491	BARBARA 002 BIS	1972	E	GA	1.700	R	A.R 11.AS	AGIP	ZA	M	44°04'02,00''	13°47'58,00''	957	No	No
669	BARBARA SUD OVEST 001	1972	E	NP	1.686	R	A.R 11.AS	AGIP	ZA	M	44°02'08,60''	13°46'35,20''	960	No	No
1099	CAMPOBASSO 001	1972	E	NP	5.860	R	CAMPOBASSO	AGIP	CB	T	41°29'04,00''	02°05'27,50'' E	971	Sì	Sì
1105	CAMPOMAGGIORE 003	1972	E	NP	1.802	R	CAMPOMAGGIORE	AGIP	MT	T	40°36'11,00''	03°45'38,00'' E	965	Sì	Sì
1226	CARASSAI 001	1972	E	GA	4.600	R	CARASSAI	MONTEDISON	AP	T	43°01'39,00''	01°18'07,70'' E	774	No	No
1231	CARLO 001	1972	E	NP	2.066	R	B.R 5.AS	AGIP	ZB	M	43°42'34,20''	14°13'22,60''	974	Sì	Sì
1609	CERVIA MARE 006 BIS	1972	E	GA	3.852	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°16'48,00''	12°39'10,00''	983	No	No
1610	CERVIA MARE 007 DIR	1972	S	GA	3.353	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'37,50''	12°38'20,00''	972	No	No
1613	CERVIA MARE 009 DIR	1972	S	NP	3.486	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'37,50''	12°38'20,00''	978	No	No
1614	CERVIA MARE 010 DIR	1972	S	GA	3.361	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'37,50''	12°38'20,00''	968	No	No
1615	CERVIA MARE 011 DIR	1972	S	GA	3.847	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'37,50''	12°38'20,00''	964	No	No
1616	CERVIA MARE 012 DIR	1972	S	GA	4.291	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'37,50''	12°38'20,00''	936	No	No
1617	CERVIA MARE 013 DIR	1972	S	GA	3.856	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'37,50''	12°38'20,00''	958	No	No
1618	CERVIA MARE 014 DIR	1972	S	GA	3.848	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'37,50''	12°38'20,00''	946	No	No
1785	CLARA EST 002	1972	E	NP	2.800	R	B.R 2.AS	AGIP	ZB	M	43°47'16,80''	14°03'00,20''	973	No	No
1925	CONRAD 001	1972	E	NP	3.250	R	B.R 8.AS	AGIP	ZB	M	43°23'17,50''	13°55'25,00''	947	Sì	Sì
2294	DANTE 001	1972	E	NP	1.654	R	B.R 13.AS	AGIP	ZB	M	43°06'51,50''	14°19'24,50''	995	Sì	Sì
2351	DICOMANO 001	1972	E	NP	3.178	R	DICOMANO	SNIA	FI	T	43°53'53,50''	00°47'50,50'' W	970	Sì	Sì
2374	DORA 001	1972	E	GA	1.865	R	B.R 11.AS	AGIP	ZB	M	43°11'05,60''	14°04'44,50''	939	Sì	No
2391	DOSSO DEGLI ANGELI 011 DIR	1972	S	GA	3.887	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°36'22,80''	00°12'48,40'' W	0	No	No
2398	DOSSO DEGLI ANGELI 018 DIR	1972	S	GA	3.851	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°36'24,30''	00°12'46,10'' W	0	No	No
2399	DOSSO DEGLI ANGELI 019 DIR	1972	S	GA	3.941	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°36'23,90''	00°12'46,90'' W	0	No	No
2400	DOSSO DEGLI ANGELI 020 DIR	1972	S	GA	4.115	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°36'23,30''	00°12'47,70'' W	0	No	No
2415	EDGAR 001	1972	E	NP	2.276	R	B.R 15.AS	AGIP	ZB	M	42°55'58,20''	14°52'26,00''	982	Sì	Sì
2441	ELIZABETH 001	1972	E	NP	1.583	R	B.R 28.BS	BRITISH PETR.	ZB	M	42°01'45,00''	14°57'30,00''	1074	Sì	Sì
2471	ENIGMA 001	1972	E	NP	2.228	R	B.R 18.AS	AGIP	ZB	M	42°44'55,50''	14°38'16,00''	977	Sì	Sì
2700	FRATELLO EST 001	1972	E	GA	3.500	R	B.R 20.AS	AGIP	ZB	M	42°36'46,00''	14°10'16,00''	948	No	No
2793	GALLARE 001	1972	E	GA	4.956	R	VALLI DI COMACCHIO	AGIP	FE	T	44°45'09,40''	00°23'44,50'' W	1515	Sì	Sì
2810	GARAGUSO 002	1972	S	NP	2.071	M	GARAGUSO	MONTEDISON	MT	T	40°34'26,10''	03°46'34,00'' E	942	No	No
2963	GIARDINETTO 001	1972	E	GA	1.087	R	GIARDINETTO	MIN.TEXAS ITALIANA	FG	T	41°13'48,00''	03°11'04,00'' E	981	Sì	Sì
3137	IMAGO 001	1972	E	NP	822	R	D.R 10.AS	AGIP	ZD	M	41°05'58,00''	17°24'46,40''	994	Sì	Sì
3224	LARINO 002	1972	E	NP	2.715	M	LARINO	SEAGULL EXPL.	CB	T	41°52'12,00''	02°28'30,30'' E	1038	Sì	Sì
3357	LUCILLA 001	1972	E	NP	2.976	R	D.R 17.AG	AGIP	ZD	M	38°58'51,50''	17°14'09,70''	952	No	No
3359	LUCREZIA 001	1972	E	NP	2.208	R	D.R 15.AG	AGIP	ZD	M	39°15'35,20''	17°09'31,00''	949	Sì	Sì
3368	LUNA 003 BIS	1972	E	NP	2.302	R	D.R 16.AG	AGIP	ZD	M	39°06'06,79''	17°09'01,90''	917	No	No
3369	LUNA 004	1972	E	GA	2.006	R	D.R 16.AG	AGIP	ZD	M	39°04'22,50''	17°11'20,70''	951	No	No
3370	LUNA 005	1972	E	GA	2.274	R	D.R 16.AG	AGIP	ZD	M	39°07'23,10''	17°10'05,30''	918	No	No
3436	MALACHITE 001	1972	E	NP	2.488	R	B.R 32.AV	AGIP	ZB	M	43°57'18,02''	13°34'47,30''	975	Sì	Sì
3661	MEZZANO 001 DIR	1972	E	NP	4.044	R	VALLI DI COMACCHIO	AGIP	FE	T	44°40'14,70''	00°21'35,30'' W	0	No	No
3793	MIZAR 001	1972	E	NP	4.000	R	B.R 53.AA	AGIP	ZB	M	43°19'03,00''	14°39'08,00''	956	Sì	Sì
3798	MODI 001 X	1972	E	NP	3.722	R	ROCCA S.CASCIANO	GULF	FO	T	44°07'19,50''	00°41'29,00'' W	1034	Sì	Sì
3823	MONSANO 001	1972	E	NP	1.607	R	MONSANO	SEAGULL EXPL.	AN	T	43°37'40,30''	00°53'59,20'' E	1042	Sì	Sì
3895	MONTE CIGLIANO 001	1972	E	NP	2.497	R	MONTE CIGLIANO	AGIP	FG	T	41°22'23,00''	02°51'31,00'' E	944	Sì	Sì
3951	MONTE VERRUTOLI 001	1972	E	NP	1.845	R	MONTE VERRUTOLI	SIR	MT	T	40°38'50,40''	03°45'29,00'' E	899	Sì	Sì
4123	NILDE 001	1972	E	NP	323	R	C.R 1.AS	AGIP	ZC	M	37°32'32,30''	11°54'57,20''	997	Sì	No
4275	PALMORI 001	1972	E	GA	1.228	R	FOGGIA	MIN.TEXAS ITALIANA	FG	T	41°31'01,00''	02°55'07,00'' E	980	No	No
4353	PESCARA 003	1972	E	NP	3.203	R	PESCARA	AGIP	PE	T	42°24'01,00''	01°39'23,00'' E	943	Sì	Sì

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4398	PIANENGO 001 DIR	1972	E	NP	2.293	C	PIANENGO	AGIP	CR	T	45°23'49,70''	02°45'19,60'' W	3341	Si	Si
4552	POGGIOFIORITO 003	1972	E	NP	1.300	R	POGGIOFIORITO	AGIP	CH	T	42°14'04,50''	01°45'51,00'' E	996	No	No
4553	POGGIOFIORITO 004	1972	E	NP	2.097	R	POGGIOFIORITO	AGIP	CH	T	42°14'15,00''	01°49'45,00'' E	959	Si	Si
4619	PORTO CORSINI 001 PROFONDO	1972	E	NP	5.485	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°30'21,70''	00°13'48,50'' W	0	No	No
5529	S.BIASE 001	1972	E	NP	4.089	R	S. BIASE	AGIP	CB	T	41°44'43,50''	02°09'34,00'' E	966	Si	Si
5996	SCANZANO 002	1972	E	NP	915	X	TORRENTE CAVONE	AGIP	MT	T	40°16'48,00''	04°17'35,00'' E	0	Si	No
6050	SENIGALLIA 002	1972	E	NP	2.642	R	SENIGALLIA	SNIA	AN	T	43°40'31,00''	00°36'32,00'' E	976	Si	Si
6190	SIROCCA 001	1972	E	NP	4.343	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°39'48,50''	00°21'37,00'' W	0	No	No
6279	SPINELLO MARE 001	1972	E	NP	5.889	R	B.R 33.AV	AGIP	ZB	M	42°39'40,00''	14°34'58,00''	935	Si	Si
6282	SQUALO 001	1972	E	NP	305	R	B.R 34.MC	AGIP	ZB	M	42°47'15,40''	13°58'15,50''	896	Si	No
6283	SQUALO 001 BIS	1972	E	NP	2.569	R	B.R 34.MC	AGIP	ZB	M	42°47'12,60''	13°58'17,70''	955	Si	Si
6399	TORRE FIORENTINA 001	1972	E	NP	2.493	R	MONTEDORO	SIR	FG	T	41°35'26,00''	02°47'12,00'' E	1039	Si	Si
6647	TRIGLIA MARE 001	1972	E	NP	1.845	R	A.R 12.LF	ELF	ZA	M	45°18'11,43''	12°46'51,23''	1181	Si	Si
6712	VALLE SALIMBENE 001	1972	E	NP	6.011	R	BARBIANELLO	AGIP	PV	T	45°09'30,00''	03°13'41,00'' W	3471	Si	Si
36	AGOSTINO 002	1971	S	GA	3.686	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'22,56''	12°29'45,50''	874	No	No
37	AGOSTINO 003	1971	S	GA	3.936	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'22,56''	12°29'45,50''	863	No	No
38	AGOSTINO 004	1971	S	GA	3.797	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'22,56''	12°29'45,50''	858	No	No
39	AGOSTINO 005	1971	S	GA	3.734	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'22,56''	12°29'45,50''	867	No	No
40	AGOSTINO 006	1971	S	GA	3.739	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'22,56''	12°29'45,50''	906	No	No
41	AGOSTINO 007	1971	S	GA	3.736	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'22,56''	12°29'45,50''	868	No	No
42	AGOSTINO 008	1971	S	GA	3.730	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'22,56''	12°29'45,50''	859	No	No
43	AGOSTINO 009	1971	S	GA	3.765	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'22,56''	12°29'45,50''	860	No	No
44	AGOSTINO 010	1971	S	GA	3.763	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'22,56''	12°29'45,50''	879	No	No
45	AGOSTINO 011	1971	S	GA	3.879	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'22,56''	12°29'45,50''	861	No	No
47	AGOSTINO 012	1971	S	GA	3.857	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'22,56''	12°29'45,50''	878	No	No
48	AGOSTINO 013	1971	S	GA	3.923	M	A.C 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'22,56''	12°29'45,50''	851	No	No
59	AGOSTINO 024	1971	S	GA	3.902	M	A.C 25.EA	AGIP	ZA	M	44°33'15,58''	12°28'18,81''	885	No	No
60	AGOSTINO 025	1971	S	GA	3.935	M	A.C 25.EA	AGIP	ZA	M	44°33'15,58''	12°28'18,81''	888	No	No
163	AMBRA 001	1971	E	NP	2.500	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°21'23,50''	12°29'21,50''	0	No	No
172	AMELIA 003	1971	S	GA	3.875	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'18,60''	12°39'39,85''	856	No	No
173	AMELIA 004	1971	S	GA	3.902	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'18,60''	12°39'39,85''	857	No	No
174	AMELIA 005	1971	S	GA	3.798	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'18,60''	12°39'39,85''	864	No	No
175	AMELIA 006	1971	S	GA	3.920	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'18,60''	12°39'39,85''	865	No	No
176	AMELIA 007	1971	S	GA	3.930	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'18,60''	12°39'39,85''	862	No	No
177	AMELIA 008	1971	S	GA	3.757	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'18,60''	12°39'39,85''	869	No	No
178	AMELIA 009	1971	S	GA	4.125	M	A.C 2.AS	AGIP	ZA	M	44°24'18,60''	12°39'39,85''	866	No	No
320	ANTONELLA 001	1971	E	GA	5.815	R	A.R 36.AV	AGIP	ZA	M	44°12'44,00''	12°46'31,00''	892	No	No
349	AQUINO 001	1971	E	NP	2.568	R	AQUINO	PETROGEO	FR	T	41°28'42,00''	01°14'28,00'' E	1037	Si	Si
489	BARBARA 001	1971	E	GA	1.977	R	A.R 11.AS	AGIP	ZA	M	44°02'30,40''	13°49'13,90''	876	No	No
657	BARBARA NORD OVEST 001	1971	E	NP	1.827	R	A.R 11.AS	AGIP	ZA	M	44°06'24,00''	13°39'19,00''	893	No	No
713	BEA 001	1971	E	NP	3.451	R	A.R 9.AG	AGIP	ZA	M	44°06'23,90''	13°01'23,30''	903	No	No
874	BORECA 001	1971	E	NP	3.134	R	VALLI DI COMACCHIO	AGIP	FE	T	44°45'35,00''	00°27'22,40'' W	3602	Si	Si
454	BR-48-IR I DIR	1971	E	NP	1.922	R	B.R 48.IR	SIR	ZB	M	42°04'06,00''	14°46'46,00''	889	Si	No
904	BRE' 001	1971	E	NP	5.975	C	BRE'	AGIP	PR	T	44°59'38,50''	02°22'00,60'' W	3289	Si	Si
915	BRENNO 001	1971	E	NP	861	R	MONTE TORDIMONTE	PETROGEO	VA	T	45°50'36,00''	03°33'48,00'' W	920	Si	Si
924	BRONTE 005	1971	S	GA	1.598	M	BRONTE	AGIP	CT	T	37°47'46,00''	02°21'57,00'' E	0	No	No
925	BRONTE 006	1971	S	GA	1.601	M	BRONTE	AGIP	CT	T	37°47'20,50''	02°22'08,00'' E	0	No	No
969	BRUNO 001	1971	E	NP	2.981	R	A.R 10.AS	AGIP	ZA	M	44°02'32,50''	13°05'43,00''	894	No	No
1111	CAMURANA 002	1971	E	NP	3.505	R	CAMURANA	SPI	MO	T	44°49'18,00''	01°16'11,50'' W	1159	Si	Si
1149	CANDELA 031	1971	S	GA	1.160	M	PIANO DELLE ROSE	SNIA	FG	T	41°14'27,80''	02°57'21,40'' E	846	No	No
1150	CANDELA 032	1971	S	GA	1.569	M	LE GATTAROLE	SNIA	FG	T	41°13'11,50''	03°00'26,70'' E	872	No	No
1366	CASTELPAGANO 001	1971	E	GA	4.322	R	CASTELPAGANO	MONTEDISON	BN	T	41°22'50,00''	02°24'00,00'' E	848	No	No
1540	CELLINO 027 DIR	1971	S	GA	1.650	M	CASTEL VOMANO	MONTEDISON	TE	T	42°34'16,90''	01°24'52,00'' E	847	Si	No
1783	CIVITACAMPOMARANO 001	1971	E	NP	3.312	R	CIVITACAMPO MARANO	AGIP	CB	T	41°48'07,00''	02°17'25,00'' E	870	Si	Si
1805	CLARA OVEST 001	1971	E	NP	2.156	R	B.R 3.AS	AGIP	ZB	M	43°49'30,00''	13°43'33,00''	883	No	No
1933	CONTESSA 001	1971	E	NP	2.382	R	B.R 9.AS	AGIP	ZB	M	43°20'04,00''	14°01'17,00''	897	Si	Si
2128	CORTEMAGGIORE 088	1971	T	GA	1.607	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'50,50''	02°29'41,00'' W	0	No	No
2129	CORTEMAGGIORE 089 DIR	1971	T	GA	1.600	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'50,00''	02°29'41,30'' W	0	No	No
2130	CORTEMAGGIORE 090 DIR	1971	T	GA	1.597	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'49,50''	02°29'41,60'' W	0	No	No
2131	CORTEMAGGIORE 091 DIR	1971	T	GA	1.608	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'49,50''	02°29'41,90'' W	0	No	No
2132	CORTEMAGGIORE 092 DIR	1971	T	GA	1.598	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'45,50''	02°28'39,20'' W	0	No	No
2133	CORTEMAGGIORE 093 DIR	1971	T	GA	1.603	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'44,70''	02°28'39,50'' W	0	No	No
2134	CORTEMAGGIORE 094 DIR	1971	T	GA	1.608	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'46,00''	02°28'38,80'' W	0	No	No
2320	DAVID 002	1971	E	GA	2.422	R	B.R 12.AS	AGIP	ZB	M	43°07'27,50''	13°59'54,50''	873	No	No
2390	DOSSO DEGLI ANGELI 010 DIR	1971	S	GA	3.504	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°36'06,30''	00°12'26,00'' W	0	No	No
2392	DOSSO DEGLI ANGELI 012 DIR	1971	S	GA	3.555	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°36'00,00''	00°12'23,30'' W	0	No	No
2393	DOSSO DEGLI ANGELI 013 DIR	1971	S	GA	3.865	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°36'00,60''	00°12'23,70'' W	0	No	No
2394	DOSSO DEGLI ANGELI 014 DIR	1971	S	GA	4.264	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'32,50''	00°12'17,00'' W	0	No	No
2395	DOSSO DEGLI ANGELI 015 DIR	1971	S	GA	3.648	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'38,00''	00°12'19,00'' W	0	No	No
2397	DOSSO DEGLI ANGELI 017 DIR	1971	S	GA	3.488	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'35,60''	00°12'18,10'' W	0	No	No
2445	EMILIO 003	1971	E	GA	3.236	R	B.R 14.AS	AGIP	ZB	M	42°56'14,00''	14°14'05,00''	877	No	No
2456	EMMA OVEST 001	1971	E	NP	2.966	R	B.R 17.AS	AGIP	ZB	M	42°49'00,00''	14°21'49,50''	890	No	No
2480	ERNESTO NORD 001	1971	E	NP	6.173	R	B.R 19.AS	AGIP	ZB	M	42°42'44,00''	15°07'18,70''	854	Si	Si
2485	ETERNO 001	1971	E	NP	2.446	R	B.R 22.AS	AGIP	ZB	M	42°29'45,70''	15°07'05,30''	882	Si	Si
2555	FERRARA 001	1971	E	NP	4.743	R	DUCENTOLA	AGIP	FE	T	44°48'27,20''	00°44'45,00'' W	0	Si	No
2590	FIUME CRATI 002	1971	E	NP	1.927	R	FIUME CRATI	SNIA	CS	T	39°41'00,00''	04°02'05,70'' E	881	Si	Si
2699	FRATELLO 001	1971	E	NP	4.351	R	B.R 20.AS	AGIP	ZB	M	42°29'41,50''	14°13'01,00''	875	Si	Si
3355	LUCIA 001	1971	E	NP	3.336	R	D.R 13.AG	AGIP	ZD	M	39°57'32,17''	16°45'20,28''	855	Si	Si
3365	LUNA 001	1971	E	GA	4.288	R	D.R 16.AG	AGIP	ZD	M	39°07'23,29''	17°11'27,13''	886	No	No
3366	LUNA 002	1971	E	GA	1.950	R	D.R 16.AG	AGIP	ZD	M	39°06'05,71''	17°10'54,28''	891	No	No
3367	LUNA 003	1971	E	NP	280	R	D.R 16.AG	AGIP	ZD	M	39°06'06,79''	17°09'01,86''	0	No	No
3889	MONTE CASSIANO 001	1971	E	NP	3.352	M	MACERATA	ELF	MC	T	43°22'35,00''	00°56'12,00'' E	925	Si	Si
3929	MONTE MORRONE 001	1971	E	GA	1.209	M	MONTE MORRONE	SORI	MT	T	40°27'24,00''	04°04'07,00'' E	880	No	No
4254	PALINO 018	1971	S	GA	1.627	M	MASSERIA S.GENNARO	AGIP	FG	T	41°10'53,90''	03°00'53,20'' E	871	No	No
4302	PAPANICE 001	1971	E	NP	911	R	PAPANICE	IDR.ABRUZZO	CZ	T	39°02'27,30''	04°29'12,70'' E	887	Si	Si
4413	PIETRALUNGA 003	1971	S	GA	1.642	M	FONTANA VECCHIA	SNIA	FG	T	41°08'42,00''	03°04'40,30'' E	845	No	No
4548	POGGIOFIORITO 001	1971	E	GA	1.851	R	POGGIOFIORITO	AGIP	CH	T	42°14'40,50''	01°46'21,00'' E	850	No	No
4551	POGGIOFIORITO 002	1971	E	NP	1.600	R	POGGIOFIORITO	AGIP	CH	T	42°13'52,00''	01°47'42,00'' E	902	No	No
4613	PONTREMOLI 001	1971	E	NP	3.520	R	PONTREMOLI	MONTEDISON	MS	T	44°22'00,00''	02°35'18,00'' W	1078	Si	Si
4891	RABBITO 001	1971	E	NP	4.974	R	CALTANISSETTA	SARCIS	CL	T	37°06'04,00''	01°43'10,00'' E	0	Si	No
5143	RICCIONE MARE 006	1971	E	GA	2.522	R	RICCIONE	MONTEDISON	ZA	M	44°06'22,00''	12°51'22,40''	747	Si	Si
5146	RICCIONE MARE 012	1971	E	NP	2.259	R	RICCIONE	MONTEDISON	ZA	M	44°03'06,00''	12°46'17,40''	853	Si	Si
5296	RIPI 041	1971	S	OL	177	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'20,00''	00°59'28,00'' E	1040	No	No
5297	RIPI 042	1971	S	OL	290	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°35'25,00''	00°59'30,00'' E	1041	No	No
5324	RITA 001	1971	E	NP	3.590	R	A.R 20.SA	SAROM	ZA	M	44°37'47,00''	12°36'59,70''	852	Si	Si
5558	S.COSTANZO 001	1971	E	GA	700	R	S. COSTANZO	IDR.ABRUZZO	PS	T	43°47'16,00''	00°37'30,00'' E	849	Si	Si
5690	S.NICOLA 002	1971	E	GA	2.829	R	S. NICOLA	RAVENNATE METANO	EN	T	37°47'36,50''	02°23'47,00'' E	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
5981	SARTIRANA 001	1971	E	NP	5.705	C	SARTIRANA	AGIP	PV	T	45°06'10,50''	03°47'40,70'' W	3254	Sì	Sì
6087	SERGNANO 025 DIR	1971	T	GA	1.351	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'26,90''	02°45'33,90'' W	0	Sì	No
6088	SERGNANO 026 DIR	1971	T	GA	1.353	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'27,50''	02°45'34,10'' W	0	Sì	No
6089	SERGNANO 027 DIR	1971	T	GA	1.354	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'27,60''	02°45'35,00'' W	0	Sì	No
6090	SERGNANO 028 DIR	1971	T	GA	1.371	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'37,70''	02°45'13,50'' W	0	Sì	No
6091	SERGNANO 029 DIR	1971	T	GA	1.374	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'38,10''	02°45'13,50'' W	0	Sì	No
6092	SERGNANO 030 DIR	1971	T	GA	1.370	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'38,80''	02°45'13,50'' W	0	Sì	No
6093	SERGNANO 031 DIR	1971	T	GA	1.365	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'39,40''	02°45'13,50'' W	0	Sì	No
6124	SERRA D'OLIVO 002	1971	E	NP	1.500	M	SERRA D'OLIVO	AGIP	MT	T	40°29'39,00''	03°50'41,00'' E	895	Sì	Sì
6307	STROMBONE 001	1971	E	NP	1.601	R	MONTE STROMBONE	MONTEDISON	PZ	T	40°43'08,70''	03°36'33,50'' E	884	Sì	Sì
6341	TERENZO 001	1971	E	NP	2.531	R	TERENZO	MONTEDISON	PR	T	44°36'25,00''	02°19'55,00'' W	933	Sì	Sì
6568	TRE MOTTE 001 DIR	1971	E	NP	5.376	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	FE	T	44°35'11,40''	00°17'31,10'' W	0	No	No
6569	TRE MOTTE 002 DIR	1971	E	GA	3.588	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	FE	T	44°35'11,40''	00°17'31,10'' W	0	No	No
6827	VENEZIA 001	1971	E	NP	950	C	VENEZIA	AGIP	ZA	M	45°26'25,90''	12°18'19,00''	3286	Sì	Sì
11	ACCETTURA 004	1970	S	GA	2.323	M	GARAGUSO	MONTEDISON	MT	T	40°32'24,60''	03°48'51,00'' E	932	No	No
99	ALBA 001	1970	E	NP	5.115	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°20'27,40''	12°29'48,50''	0	No	No
276	ANITA 001	1970	E	NP	5.827	M	A.C 28.EA	AGIP	ZA	M	44°17'06,50''	12°27'48,40''	0	No	No
372	ARIANNA 001	1970	E	GA	4.746	R	A.R 6.AS	AGIP	ZA	M	44°18'23,90''	12°37'34,40''	779	No	No
459	BAGNOLO IN PIANO 001	1970	E	NP	5.151	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'44,50''	01°44'35,50'' W	0	Sì	No
1006	CA' BELLAVISTA 138	1970	S	GA	725	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'21,00''	01°31'53,00'' W	0	No	No
1007	CA' BELLAVISTA 139	1970	S	GA	753	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'21,50''	01°32'06,00'' W	0	No	No
1101	CAMPOFILONE 001	1970	E	NP	1.651	R	GROTTAMMARE	ELF	AP	T	43°05'53,50''	01°21'43,00'' E	930	Sì	Sì
1104	CAMPOMAGGIORE 002	1970	E	NP	2.527	R	CAMPOMAGGIORE	AGIP	MT	T	40°36'31,00''	03°43'31,50'' E	810	Sì	Sì
1145	CANDELA 027	1970	S	GA	1.119	M	PIANO DELLE ROSE	SNIA	FG	T	41°14'30,00''	02°58'04,00'' E	791	No	No
1146	CANDELA 028	1970	S	GA	1.336	M	MONTE CELEZZA	AGIP	FG	T	41°13'17,80''	02°59'31,10'' E	802	No	No
1147	CANDELA 029	1970	S	GA	1.665	M	PIANO DELLE ROSE	SNIA	FG	T	41°13'34,00''	02°58'18,00'' E	843	No	No
1148	CANDELA 030	1970	S	GA	1.050	M	RADOGNA	SNIA	FG	T	41°15'14,60''	02°57'45,00'' E	842	No	No
1608	CERVIA MARE 006	1970	E	NP	3.290	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°16'46,00''	12°39'12,00''	805	Sì	No
2135	CORTEMAGGIORE 095 DIR	1970	T	GA	1.603	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'44,00''	02°28'39,80'' W	0	No	No
2136	CORTEMAGGIORE 096	1970	T	GA	1.606	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'43,70''	02°48'40,00'' W	0	No	No
2267	CUPELLO 022	1970	S	GA	1.278	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'48,00''	02°13'22,50'' E	769	No	No
2268	CUPELLO 023	1970	S	GA	1.298	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'48,00''	02°13'22,50'' E	775	No	No
2269	CUPELLO 024	1970	S	GA	1.277	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'30,50''	02°14'32,50'' E	786	No	No
2270	CUPELLO 025	1970	S	GA	1.270	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'36,00''	02°14'12,00'' E	799	No	No
2271	CUPELLO 026	1970	S	GA	1.243	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'36,00''	02°14'12,00'' E	790	No	No
2272	CUPELLO 027	1970	S	GA	1.304	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'36,00''	02°14'12,00'' E	800	No	No
2273	CUPELLO 028	1970	S	GA	1.347	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'24,00''	02°13'31,50'' E	796	No	No
2319	DAVID 001	1970	E	GA	4.019	R	B.R 12.AS	AGIP	ZB	M	43°05'29,90''	14°01'04,50''	808	No	No
2349	DIANA 002	1970	S	GA	3.480	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°26'26,20''	12°25'33,80''	0	No	No
2363	DONALD 001	1970	E	NP	3.829	R	B.R 11.AS	AGIP	ZB	M	43°16'22,60''	14°06'40,40''	789	No	No
2382	DOSSO DEGLI ANGELI 002 DIR	1970	E	GA	3.852	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'55,70''	00°12'24,30'' W	812	No	No
2383	DOSSO DEGLI ANGELI 003 DIR	1970	E	GA	5.017	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'37,00''	00°12'18,00'' W	0	No	No
2384	DOSSO DEGLI ANGELI 004 DIR	1970	S	GA	3.728	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°36'07,40''	00°12'26,70'' W	813	No	No
2385	DOSSO DEGLI ANGELI 005 DIR	1970	S	GA	3.472	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°36'03,30''	00°12'24,00'' W	814	No	No
2386	DOSSO DEGLI ANGELI 006 DIR	1970	S	GA	3.431	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°36'02,60''	00°12'23,90'' W	815	No	No
2387	DOSSO DEGLI ANGELI 007 DIR	1970	S	GA	3.711	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°36'04,60''	00°12'25,50'' W	816	No	No
2388	DOSSO DEGLI ANGELI 008 DIR	1970	S	GA	3.603	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°36'07,80''	00°12'26,90'' W	817	No	No
2389	DOSSO DEGLI ANGELI 009 DIR	1970	S	GA	3.570	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°36'06,90''	00°12'26,50'' W	0	No	No
2396	DOSSO DEGLI ANGELI 016 DIR	1970	S	GA	3.415	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°35'36,40''	00°12'18,60'' W	0	No	No
2419	EDMOND 001 TER	1970	E	NP	4.195	R	B.R 16.AS	AGIP	ZB	M	42°57'27,03''	14°37'29,50''	806	Sì	Sì
2481	ESINO 001	1970	E	NP	3.425	R	JESI	SNIA	AN	T	43°28'25,00''	00°48'45,00'' E	792	Sì	Sì
2494	FAMOSO 001	1970	E	NP	4.479	R	B.R 23.AS	AGIP	ZB	M	42°31'33,40''	15°23'10,80''	770	Sì	Sì
2501	FANO 007	1970	S	GA	726	M	GALANTARA	MONTEDISON	PS	T	43°48'22,50''	00°35'31,50'' E	931	Sì	Sì
2503	FARAGOLA 001	1970	E	GA	1.760	M	FARAGOLA	MONTEDISON	FG	T	41°10'42,00''	03°08'28,40'' E	801	Sì	Sì
2708	FRIGINTINI 001	1970	E	NP	2.762	R	FRIGINTINI	SEAGULL EXPL.	RG	T	36°56'13,00''	02°23'02,50'' E	0	No	No
2722	FUSIGNANO 001	1970	E	NP	5.664	C	FUSIGNANO	AGIP	RA	T	44°26'37,00''	00°28'18,00'' W	3372	Sì	Sì
3030	GONDOLA 001	1970	E	NP	413	R	D.R 3.AS	AGIP	ZD	M	41°37'30,00''	16°36'50,00''	0	No	No
3031	GONDOLA 001 BIS	1970	E	NP	3.348	R	D.R 3.AS	AGIP	ZD	M	41°37'30,00''	16°36'50,00''	840	Sì	Sì
3047	GRAZIA 001	1970	E	NP	2.050	R	D.R 5.AS	AGIP	ZD	M	41°32'23,00''	16°53'42,00''	809	Sì	Sì
3191	LA COCCETTA 005 DIR	1970	S	GA	1.269	M	COLLE PIETRA FRACIDA	AGIP	CH	T	42°00'48,00''	02°15'59,00'' E	787	No	No
3192	LA COCCETTA 006 DIR	1970	S	GA	1.330	M	COLLE PIETRA FRACIDA	AGIP	CH	T	41°59'48,00''	02°15'59,00'' E	782	No	No
3193	LA COCCETTA 008 DIR	1970	S	GA	1.241	M	COLLE PIETRA FRACIDA	AGIP	CH	T	41°59'42,50''	02°16'22,00'' E	788	No	No
3194	LA COCCETTA 009 DIR	1970	S	GA	1.355	M	COLLE PIETRA FRACIDA	AGIP	CH	T	42°00'08,00''	02°16'15,50'' E	797	No	No
3195	LA COCCETTA 010 DIR	1970	S	GA	1.242	M	COLLE PIETRA FRACIDA	AGIP	CH	T	42°00'08,00''	02°16'15,50'' E	803	No	No
3196	LA COCCETTA 011	1970	S	GA	1.354	M	COLLE PIETRA FRACIDA	AGIP	CH	T	42°00'08,00''	02°16'55,50'' E	798	No	No
3321	LIRI 001 X	1970	E	NP	1.607	R	ARCE	GULF	FR	T	41°32'57,00''	01°05'31,00'' E	811	Sì	Sì
3654	MESSER MARINO 001	1970	E	NP	3.603	R	CASTIGLIONE MESSER MARINO	AGIP	CH	T	41°55'51,00''	01°59'46,00'' E	773	Sì	Sì
3893	MONTE CHIANCONE 002	1970	E	NP	2.282	M	MONTE CHIANCONE	AGIP	FG	T	41°32'20,50''	02°44'37,00'' E	780	Sì	Sì
4054	MORAZZONE 001	1970	E	NP	1.297	R	MONTE TORDIMONTE	PETROGEO	VA	T	45°45'56,00''	03°37'59,00'' W	919	Sì	Sì
4058	MORELLO 001	1970	E	NP	4.739	R	CALTANISSETTA	SARCIS	EN	T	37°32'38,60''	01°43'54,50'' E	0	Sì	No
4139	NONANTOLA 001	1970	E	NP	5.809	M	RECOVATO	AGIP	BO	T	44°38'34,30''	01°21'38,00'' W	0	No	No
4625	PORTO CORSINI 007 DIR	1970	S	GA	2.112	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°30'19,10''	00°13'51,00'' W	0	No	No
4759	PORTO GARIBALDI 004 DIR	1970	S	GA	3.689	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°31'20,60''	12°30'38,60''	818	No	No
4760	PORTO GARIBALDI 005 DIR	1970	S	GA	3.643	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°31'20,60''	12°30'38,60''	844	No	No
4761	PORTO GARIBALDI 006 DIR	1970	S	GA	3.643	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°31'20,60''	12°30'38,60''	819	No	No
4762	PORTO GARIBALDI 007 DIR	1970	S	GA	3.636	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°31'20,60''	12°30'38,60''	820	No	No
4763	PORTO GARIBALDI 008 DIR	1970	S	GA	3.701	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°31'20,60''	12°30'38,60''	821	No	No
4764	PORTO GARIBALDI 009 DIR	1970	S	GA	3.665	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°31'20,60''	12°30'38,60''	822	No	No
4765	PORTO GARIBALDI 010 DIR	1970	S	GA	3.672	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°31'20,60''	12°30'38,60''	823	No	No
4766	PORTO GARIBALDI 011 DIR	1970	S	GA	3.643	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°31'20,60''	12°30'38,60''	824	No	No
4767	PORTO GARIBALDI 012 DIR	1970	S	GA	3.658	M	A.C 1.AG	AGIP	ZA	M	44°31'20,60''	12°30'38,60''	825	No	No
4768	PORTO GARIBALDI 013 DIR	1970	S	GA	3.660	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°31'20,60''	12°30'38,60''	826	No	No
4769	PORTO GARIBALDI 014 DIR	1970	S	GA	3.652	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°31'20,60''	12°30'38,60''	827	No	No
4772	PORTO GARIBALDI 018 DIR	1970	S	GA	3.639	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°29'10,50''	12°31'53,10''	830	No	No
4775	PORTO GARIBALDI 020 DIR	1970	S	GA	3.664	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°29'10,50''	12°31'53,10''	832	No	No
4776	PORTO GARIBALDI 021 DIR	1970	S	GA	3.659	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°29'10,50''	12°31'53,10''	833	No	No
4777	PORTO GARIBALDI 022 DIR	1970	S	GA	3.658	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°29'10,50''	12°31'53,10''	834	No	No
4778	PORTO GARIBALDI 023 DIR	1970	S	GA	3.628	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°29'10,50''	12°31'53,10''	835	No	No
4779	PORTO GARIBALDI 024 DIR	1970	S	GA	3.656	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°29'10,50''	12°31'53,10''	836	No	No
4780	PORTO GARIBALDI 025 DIR	1970	S	GA	3.656	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°29'10,50''	12°31'53,10''	837	No	No
4781	PORTO GARIBALDI 026 DIR	1970	S	GA	3.626	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°29'10,50''	12°31'53,10''	838	No	No
4782	PORTO GARIBALDI 027 DIR	1970	S	GA	3.692	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°29'10,50''	12°31'53,10''	839	No	No
4836	PORTOCANNONE 024	1970	S	GA	862	M	PIANE DI LARINO	SNIA	CB	T	41°52'12,00''	02°28'30,30'' E	784	No	No
4837	PORTOCANNONE 026	1970	S	GA	1.600	M	PIANE DI LARINO	SNIA	CB	T	41°50'53,20''	02°29'55,50'' E	793	No	No
4896	RADICOFANI 001	1970	E	NP	2.011	R	RADICOFANI	AGIP	SI	T	42°51'41,00''	00°39'50,00'' W	781	Sì	Sì
4897	RADICOSA 001	1970	E	NP	1.648	R	LOIANO	MONTEDISON	FI	T	44°10'48,00''	01°06'57,00'' W	783	Sì	Sì
5145	RICCIONE MARE 009	1970	E	NP	3.505	R	RICCIONE	MONTEDISON	ZA	M	44°11'15,00''	12°52'41,90''	785	Sì	Sì

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
5378	ROSELLO 001	1970	E	NP	2.971	R	ROSELLO	AGIP	CH	T	41°56'19,00''	01°55'36,00'' E	755	Sì	Sì
5765	S.SALVO 020 DIR	1970	S	GA	1.299	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'18,50''	02°16'48,50'' E	771	No	No
5766	S.SALVO 021 DIR	1970	S	GA	1.296	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'18,50''	02°16'48,50'' E	778	No	No
5767	S.SALVO 022 DIR	1970	S	GA	1.302	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'18,50''	02°16'48,50'' E	772	No	No
5768	S.SALVO 023	1970	S	NP	303	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'21,00''	02°16'09,00'' E	795	No	No
6049	SENIGALLIA 001	1970	E	NP	1.930	R	SENIGALLIA	SNIA	AN	T	43°39'53,00''	00°31'02,00'' E	807	Sì	Sì
6114	SERRA DEL RIPOSO 006	1970	S	GA	1.625	M	SERRA LA CACCIA	MONTEDISON	FG	T	41°09'02,00''	03°06'37,00'' E	841	No	No
6174	SIBARI 001	1970	E	NP	1.364	R	SIBARI	PERF.GEOMIN.	CS	T	39°49'10,00''	04°01'49,00'' E	776	Sì	Sì
6301	STRANGOLAGALLI 001	1970	E	NP	687	M	STRANGOLAGALLI	LUMAX OIL	FR	T	41°34'22,00''	01°00'26,00'' E	1032	No	No
6446	TORRENTE TESINO 001	1970	E	NP	4.233	R	TORRENTE TESINO	FINA	AP	T	43°04'26,00''	01°18'45,00'' E	757	Sì	Sì
6605	TREIA 001	1970	E	NP	2.776	R	POLLENZA	ELF	MC	T	43°19'57,00''	00°51'38,50'' E	926	Sì	Sì
6659	TRIGNO 011 DIR	1970	S	GA	1.315	M	MONTE PELOSO	AGIP	CB	T	41°59'48,00''	02°17'27,00'' E	794	No	No
6968	ZACCHEO 001	1970	E	NP	4.112	R	NOTARESCO	MONTEDISON	TE	T	42°42'02,60''	01°24'33,00'' E	777	Sì	Sì
91	AGOSTINO NORD OVEST 001	1969	E	NP	3.760	M	A.C 25.EA	AGIP	ZA	M	44°34'45,20''	12°26'58,60''	0	No	No
108	ALEX 001	1969	E	NP	3.848	R	A.R 4.AS	AGIP	ZA	M	44°25'02,20''	12°57'13,10''	736	Sì	Sì
685	BASIL 001 BIS	1969	E	NP	3.639	R	A.R 9.AG	AGIP	ZA	M	44°07'09,10''	13°01'47,10''	740	No	No
774	BICE 001	1969	E	NP	4.322	R	A.R 10.AS	AGIP	ZA	M	44°00'50,60''	13°18'56,20''	737	No	No
1004	CA' BELLAVISTA 136	1969	S	GA	520	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'10,50''	01°31'52,00'' W	0	No	No
1005	CA' BELLAVISTA 137	1969	S	NP	135	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'14,00''	01°32'03,50'' W	0	No	No
1103	CAMPOMAGGIORE 001	1969	E	GA	2.782	R	CAMPOMAGGIORE	AGIP	MT	T	40°35'50,00''	03°44'51,00'' E	752	Sì	Sì
1219	CAPRARA 001	1969	E	NP	3.969	R	PESCARA	AGIP	PE	T	42°25'17,00''	01°39'01,50'' E	751	Sì	Sì
1245	CARTOCETO 001	1969	E	NP	2.698	R	MONTEFELCINO	ELF	PS	T	43°46'02,00''	00°24'58,40'' E	929	Sì	Sì
1349	CASTELLANA 001 E	1969	E	NP	1.075	R	CASTELLANA	MONTEDISON	PA	T	37°44'59,20''	01°23'53,40'' E	0	Sì	No
1364	CASTELMAURO 002	1969	E	NP	3.753	R	CASTELMAURO	AGIP	CB	T	41°49'06,00''	02°15'01,50'' E	753	Sì	Sì
1403	CATIGNANO 001	1969	E	NP	898	R	CATIGNANO	MONTEDISON	PE	T	42°19'01,70''	01°32'27,03'' E	733	Sì	Sì
1536	CELLINO 023 BIS	1969	S	GA	1.469	M	CASTEL VOMANO	MONTEDISON	TE	T	42°36'09,00''	01°25'10,00'' E	743	Sì	No
1607	CERVIA MARE 005	1969	E	GA	3.675	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'27,00''	12°38'39,80''	905	No	No
1784	CLARA EST 001	1969	E	NP	4.145	R	B.R 2.AS	AGIP	ZB	M	43°48'29,30''	13°58'58,30''	738	No	No
1840	COLLE D'ARMI 001	1969	E	NP	2.156	R	COLLE D'ARMI	MONTEDISON	FG	T	41°37'56,70''	02°40'56,20'' E	732	Sì	Sì
1968	CORNELIA 001	1969	E	NP	3.998	R	B.R 1.AS	AGIP	ZB	M	43°52'28,60''	13°30'42,90''	741	Sì	Sì
2266	CUPELLO 021	1969	S	GA	1.504	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'08,00''	02°12'24,00'' E	759	No	No
2291	DANIEL 001	1969	E	NP	4.950	R	B.R 10.AS	AGIP	ZB	M	43°15'46,60''	14°21'24,80''	758	Sì	Sì
2348	DIANA 001	1969	E	GA	4.655	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°26'27,00''	12°25'34,10''	0	No	No
2381	DOSSO DEGLI ANGELI 001 DIR	1969	E	GA	4.261	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	RA	T	44°34'59,80''	00°14'37,00'' W	0	No	No
2417	EDMOND 001	1969	E	NP	173	R	B.R16.AS	AGIP	ZB	M	42°57'38,90''	14°37'49,40''	0	No	No
2418	EDMOND 001 A	1969	E	NP	915	R	B.R 16.AS	AGIP	ZB	M	42°57'43,70''	14°37'45,90''	0	Sì	No
2444	EMILIO 001	1969	E	NP	4.285	R	B.R 14.AS	AGIP	ZB	M	42°50'05,80''	14°09'15,10''	749	No	No
2454	EMMA 001	1969	E	NP	4.871	R	B.R 17.AS	AGIP	ZB	M	42°50'19,60''	14°26'21,50''	742	No	No
2589	FIUME CRATI 001	1969	E	NP	1.388	R	FIUME CRATI	SNIA	CS	T	39°40'19,00''	04°02'55,00'' E	901	Sì	Sì
2627	FONTESPINA MARE 002	1969	E	NP	1.246	R	PORTO RECANATI MARE	ELF	ZB	M	43°20'59,00''	13°43'35,40''	922	No	No
2775	GAGLIANO 030	1969	S	GA	2.737	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°44'38,50''	02°04'10,50'' E	0	No	No
2777	GAGLIANO 032	1969	S	GA	2.880	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°45'07,50''	02°06'11,00'' E	0	No	No
2778	GAGLIANO 033	1969	S	GA	3.085	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°44'44,50''	02°05'19,00'' E	0	No	No
2779	GAGLIANO 034	1969	S	OL	3.158	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°45'04,00''	02°05'14,50'' E	0	No	No
2809	GARAGUSO 001	1969	S	NP	2.273	M	GARAGUSO	MONTEDISON	MT	T	40°33'45,10''	03°46'05,70'' E	744	No	No
2911	GELA 085	1969	S	OL	3.647	R	GELA	AGIP	ZC	M	37°02'31,00''	14°14'53,40''	0	No	No
3190	LA COCCETTA 004	1969	S	GA	1.300	M	COLLE PIETRA FRACIDA	AGIP	CH	T	41°59'42,50''	02°16'22,00'' E	754	No	No
3296	LIDIA 001	1969	E	NP	3.764	M	A.C 31.EA	AGIP	ZA	M	44°34'55,30''	12°20'22,50''	0	No	No
3343	LORETO 001	1969	E	NP	2.820	R	CIVITANOVA MARCHE	ELF	AN	T	43°25'46,00''	01°29'22,00'' E	928	Sì	Sì
3814	MONCHIO DELLE CORTI 001	1969	E	NP	1.307	R	MONTE CAIO	MONTEDISON	PR	T	44°24'40,50''	02°18'55,50'' W	734	Sì	Sì
3892	MONTE CHIANCONE 001	1969	E	NP	2.596	M	MONTE CHIANCONE	AGIP	FG	T	41°33'50,00''	02°44'10,00'' E	750	Sì	Sì
3941	MONTE S.VITO 001	1969	E	NP	1.256	R	MONTE S.VITO	SPI	MT	T	40°37'05,35''	03°54'35,05'' E	735	Sì	Sì
3942	MONTE S.VITO 002	1969	E	NP	1.054	R	MONTE S.VITO	SPI	MT	T	40°36'49,00''	03°57'29,00'' E	900	Sì	Sì
3973	MONTEFREDDO 001	1969	E	NP	1.483	R	ROCCA S.CASCIANO	IDR.VAL LATINA	FO	T	44°02'25,00''	00°42'03,00'' W	934	Sì	Sì
4026	MONTESTILLO 017	1969	S	NP	2.480	M	CARIGNANO	AGIP	FG	T	41°28'15,50''	02°46'32,00'' E	765	No	No
4027	MONTESTILLO 017 BIS	1969	S	GA	2.155	M	CARIGNANO	AGIP	FG	T	41°28'15,50''	02°46'32,00'' E	766	No	No
4028	MONTESTILLO 018	1969	S	GA	2.377	M	CARIGNANO	AGIP	FG	T	41°27'55,00''	02°46'50,00'' E	767	No	No
4180	OPPIDO LUCANO 001	1969	E	NP	1.745	R	OPPIDO LUCANO	FINA	PZ	T	40°47'27,00''	03°33'12,00'' E	730	Sì	Sì
4317	PENNADOMO 002	1969	E	NP	1.901	R	PENNADOMO	AGIP	CH	T	42°00'58,00''	01°56'50,50'' E	762	Sì	Sì
4318	PENNADOMO 003	1969	E	GA	1.618	R	PENNADOMO	AGIP	CH	T	42°00'26,00''	01°55'10,00'' E	763	Sì	Sì
4319	PENNE 001	1969	E	NP	1.641	R	PENNE	MONTEDISON	PE	T	42°26'04,00''	01°24'27,00'' E	745	Sì	Sì
4349	PESARO MARE 003	1969	E	NP	1.501	R	PESARO MARE	MONTEDISON	ZB	M	43°54'32,00''	13°16'39,40''	746	Sì	Sì
4360	PETACCIATO 001	1969	E	NP	1.504	R	PETACCIATO	FINA	CB	T	42°00'24,70''	02°24'43,00'' E	731	Sì	Sì
4536	POGGIO 001	1969	E	NP	1.508	R	POGGIO	SPI	PR	T	44°40'27,00''	02°13'04,00'' W	739	Sì	Sì
4658	PORTO CORSINI MARE EST 019	1969	S	GA	2.286	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'16,30''	12°34'29,70''	911	No	No
4659	PORTO CORSINI MARE EST 020	1969	S	GA	2.274	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'16,30''	12°34'29,70''	912	No	No
4660	PORTO CORSINI MARE EST 022	1969	S	GA	2.586	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'16,30''	12°34'29,70''	913	No	No
4661	PORTO CORSINI MARE EST 023	1969	S	GA	2.527	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'16,30''	12°34'29,70''	914	No	No
4662	PORTO CORSINI MARE EST 024	1969	S	GA	2.291	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'16,30''	12°34'29,70''	915	No	No
4663	PORTO CORSINI MARE EST 024 DIR BIS	1969	S	GA	2.215	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'16,30''	12°34'29,70''	0	No	No
4722	PORTO CORSINI MARE OVEST 005 DIR	1969	S	GA	2.840	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'31,20''	12°22'27,00''	0	No	No
4723	PORTO CORSINI MARE OVEST 006 DIR	1969	S	GA	3.073	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'31,20''	12°22'27,00''	0	No	No
4724	PORTO CORSINI MARE OVEST 007 DIR	1969	S	GA	3.064	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'31,20''	12°22'27,00''	0	No	No
4725	PORTO CORSINI MARE OVEST 008 DIR	1969	S	GA	3.082	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'31,20''	12°22'27,00''	0	No	No
4726	PORTO CORSINI MARE OVEST 009 DIR	1969	S	GA	3.071	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'31,20''	12°22'27,00''	0	No	No
4727	PORTO CORSINI MARE OVEST 010 DIR	1969	S	GA	3.110	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'31,20''	12°22'27,00''	0	No	No
4728	PORTO CORSINI MARE OVEST 011 DIR	1969	S	GA	3.050	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'26,60''	12°22'48,00''	0	No	No
4729	PORTO CORSINI MARE OVEST 012 DIR	1969	E	GA	5.078	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'39,90''	12°21'35,70''	0	No	No
4730	PORTO CORSINI MARE OVEST 013 DIR	1969	S	GA	3.092	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'39,90''	12°21'35,70''	0	No	No
4731	PORTO CORSINI MARE OVEST 014 DIR	1969	S	GA	3.055	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'39,90''	12°21'35,70''	0	No	No
4732	PORTO CORSINI MARE OVEST 015 DIR	1969	S	GA	3.054	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'39,90''	12°21'35,70''	0	No	No
4733	PORTO CORSINI MARE OVEST 016 DIR	1969	S	GA	3.090	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'39,90''	12°21'35,70''	0	No	No
4734	PORTO CORSINI MARE OVEST 017 DIR	1969	S	GA	3.057	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'39,90''	12°21'35,70''	0	No	No
4735	PORTO CORSINI MARE OVEST 018	1969	S	GA	3.075	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'39,90''	12°21'35,70''	0	No	No
4770	PORTO GARIBALDI 016 DIR	1969	S	GA	3.714	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°29'10,50''	12°31'53,10''	828	No	No
4771	PORTO GARIBALDI 017 DIR	1969	S	GA	3.690	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°29'10,50''	12°31'53,10''	829	No	No
4773	PORTO GARIBALDI 019 DIR	1969	S	GA	3.666	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°29'10,50''	12°31'53,10''	0	No	No
4979	RALLIO 001 C	1969	E	NP	411	M	RALLIO	CHIURA	PC	T	44°52'28,00''	02°52'15,00'' W	0	No	No
5131	RENDINA 002	1969	E	NP	1.321	R	LAGO DI RENDINA	SNIA	PZ	T	41°06'15,40''	03°11'08,60'' E	804	Sì	Sì
5142	RICCIONE MARE 003	1969	E	GA	3.321	R	RICCIONE	MONTEDISON	ZA	M	44°07'27,00''	12°45'35,90''	916	Sì	Sì
5144	RICCIONE MARE 008	1969	E	NP	3.076	R	RICCIONE	MONTEDISON	ZA	M	44°06'25,00''	12°53'17,00''	748	Sì	Sì
5586	S.GIORGIO MARE 002	1969	E	NP	2.498	R	PORTO RECANATI MARE	ELF	ZB	M	43°14'13,00''	13°54'33,40''	923	No	No
5587	S.GIORGIO MARE 003	1969	E	GA	1.950	R	PORTO RECANATI MARE	ELF	ZB	M	43°11'50,00''	13°55'26,40''	924	No	No
5660	S.MARIA MARE 001	1969	E	NP	2.302	R	PORTO RECANATI MARE	ELF	ZB	M	43°12'01,00''	13°49'28,40''	921	No	No
5678	S.MATTEO 001	1969	E	NP	2.912	R	S. MATTEO	AMBASSADOR	RG	T	36°54'51,50''	02°22'43,00'' E	0	No	No
5679	S.MATTEO STRATIGRAFICO 001	1969	ST	NP	92	R	S. MATTEO	AMBASSADOR	RG	T	36°54'49,00''	02°23'04,50'' E	0	No	No
5764	S.SALVO 019	1969	S	GA	1.300	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'18,50''	02°16'48,50'' E	760	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
5844	S.TOMMASO 001	1969	E	NP	2.025	R	CAPO D'ARCO	ELF	AP	T	43°13'26,00''	01°19'32,00'' E	927	No	No
6499	TORRICELLA PELIGNA 002	1969	E	NP	2.472	R	PENNADOMO	AGIP	CH	T	42°00'36,00''	01°49'16,00'' E	761	Sì	Sì
6938	VIZZINI 001	1969	E	NP	5.507	R	VIZZINI	SARCIS	CT	T	37°08'45,00''	02°15'30,00'' E	0	Sì	No
8	ACCETTURA 001 BIS	1968	E	GA	2.640	R	ACCETTURA	AUSONIA MIN.	MT	T	40°32'48,00''	03°48'26,00'' E	687	No	No
9	ACCETTURA 002	1968	E	GA	2.652	R	ACCETTURA	AUSONIA MIN.	MT	T	40°32'58,70''	03°47'38,30'' E	693	No	No
10	ACCETTURA 003	1968	S	GA	2.089	R	ACCETTURA	AUSONIA MIN.	MT	T	40°33'19,40''	03°48'17,00'' E	691	No	No
27	AFRODITE 001	1968	E	NP	3.767	R	A.R 3.AS	AGIP	ZA	M	44°38'40,30''	12°29'10,40''	685	Sì	Sì
35	AGOSTINO 001	1968	E	GA	4.127	R	A.R 3.AS	AGIP	ZA	M	44°32'48,00''	12°29'05,30''	706	No	No
169	AMELIA 001	1968	E	GA	5.040	R	A.R 6.AS	AGIP	ZA	M	44°24'03,60''	12°40'19,70''	674	No	No
170	AMELIA 002	1968	E	NP	261	R	A.R 6.AS	AGIP	ZA	M	44°20'53,00''	12°43'59,80''	904	Sì	No
171	AMELIA 002 BIS	1968	E	NP	3.896	R	A.R 6.AS	AGIP	ZA	M	44°20'55,00''	12°43'59,00''	712	Sì	Sì
226	ANDREA 001	1968	E	NP	2.222	R	A.R 5.AG	AGIP	ZA	M	44°24'24,50''	13°12'38,00''	710	No	No
277	ANNA 001	1968	E	NP	2.657	R	A.R 7.AG	AGIP	ZA	M	44°14'32,50''	13°28'42,00''	711	No	No
684	BASIL 001	1968	E	NP	2.520	R	A.R 9.AG	AGIP	ZA	M	44°07'09,10''	13°01'47,00''	728	No	No
751	BELLISCALA 001	1968	E	MO	2.933	R	MUSOLINI	AMBASSADOR	SR	T	36°48'15,00''	02°32'38,50'' E	0	No	No
806	BOMBA 006	1968	S	NP	1.138	M	BOMBA	AGIP	CH	T	42°02'23,50''	01°53'32,00'' E	715	Sì	Sì
807	BOMBA 007	1968	S	GA	1.476	M	BOMBA	AGIP	CH	T	42°01'14,50''	01°54'34,00'' E	704	Sì	Sì
919	BRINDISI DI MONTAGNA 001	1968	E	NP	1.795	R	BRINDISI DI MONTAGNA	MONTEDISON	PZ	T	40°35'18,50''	03°27'53,20'' E	723	Sì	Sì
963	BRUGHERIO 025 DIR	1968	S	GA	1.195	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'43,40''	03°13'04,50'' W	0	Sì	No
964	BRUGHERIO 026 DIR	1968	S	GA	1.090	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'43,40''	03°13'04,50'' W	0	Sì	No
965	BRUGHERIO 027 DIR	1968	S	GA	1.088	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'42,70''	03°13'04,50'' W	0	Sì	No
1002	CA' BELLAVISTA 134	1968	S	GA	624	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'27,00''	01°31'52,00'' W	0	No	No
1003	CA' BELLAVISTA 135	1968	S	GA	503	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'10,50''	01°31'13,50'' W	0	No	No
1050	CALDERARI 001 S	1968	E	MG	4.019	R	CALTANISSETTA	SARCIS	EN	T	37°34'19,50''	01°56'59,00'' E	0	Sì	No
1140	CANDELA 022	1968	S	GA	1.909	M	MONTE CELEZZA	AGIP	FG	T	41°13'09,20''	02°58'56,70'' E	717	No	No
1141	CANDELA 023	1968	S	GA	1.257	M	SERRA GRANDE	SNIA	FG	T	41°14'47,20''	02°57'10,30'' E	718	No	No
1142	CANDELA 024	1968	S	GA	1.089	M	RADOGNA	SNIA	FG	T	41°15'03,20''	02°57'01,10'' E	719	No	No
1143	CANDELA 025	1968	S	GA	1.673	M	PIANO DELLE ROSE	SNIA	FG	T	41°14'21,10''	02°57'39,60'' E	720	No	No
1144	CANDELA 026	1968	S	GA	1.136	M	PIANO DELLE ROSE	SNIA	FG	T	41°13'47,80''	02°57'48,20'' E	721	No	No
1350	CASTELLANA 001 R	1968	ST	NP	102	R	CASTELLANA	MONTEDISON	PA	T	37°44'50,00''	01°23'30,00'' E	0	No	No
1359	CASTELLUCCIO DEI SAURI 001	1968	E	GA	1.100	M	CASTELLUCCIO DEI SAURI	AGIP	FG	T	41°13'17,00''	03°01'49,00'' E	695	No	No
1475	CAVIAGA 059	1968	E	NP	2.516	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'28,00''	02°55'50,00'' W	0	No	No
1513	CELENZA 002	1968	E	NP	4.911	R	CELENZA	AGIP	FG	T	41°27'11,00''	02°42'51,50'' E	707	Sì	Sì
1763	CIRO' 006	1968	S	NP	634	M	MANCHE DI CIMALIA	MONTEDISON	CZ	T	39°28'17,80''	04°33'17,20'' E	689	No	No
1765	CIRO' 008	1968	E	NP	610	R	CIRO'	MONTEDISON	CS	T	39°30'38,60''	04°28'35,60'' E	700	Sì	Sì
1770	CIRO' MARE 002	1968	E	GA	677	R	CIRO' MARE	IDR.ARIANO	CZ	T	39°28'56,40''	04°34'20,50'' E	696	No	No
1850	COLLE SCALELLA 003	1968	E	GA	1.401	R	COLLE SCALELLA	SORI	CB	T	42°00'54,00''	02°25'00,50'' E	690	Sì	Sì
1892	COMISO 004	1968	E	MG	2.213	M	COMISO II	PETROLI DELL'ISOLA	RG	T	37°00'40,40''	02°15'54,80'' E	0	No	No
1967	CORNEGLIANO 020	1968	E	NP	2.478	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°17'03,50''	03°01'55,00'' W	0	No	No
2232	CRETA 001	1968	E	MG	3.203	R	CALTANISSETTA	SARCIS	AG	T	37°39'20,00''	01°19'29,00'' E	0	No	No
2725	GABRIELLA MARE 001	1968	E	NP	2.417	R	ANCONA MARE	ELF	ZB	M	43°42'14,00''	13°20'56,40''	727	Sì	Sì
2772	GAGLIANO 027	1968	S	GA	2.819	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°44'16,00''	02°03'30,00'' E	0	No	No
2773	GAGLIANO 028	1968	S	NP	3.801	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°45'33,00''	02°03'59,00'' E	0	No	No
2774	GAGLIANO 029	1968	S	GA	2.989	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°43'52,00''	02°04'59,00'' E	0	No	No
2776	GAGLIANO 031	1968	S	GA	2.955	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°44'57,50''	02°04'48,00'' E	0	No	No
2819	GATTEO MARE 001 DIR	1968	E	NP	2.042	C	GATTEO MARE	AGIP	FO	T	44°10'57,50''	00°01'42,80'' W	3374	Sì	Sì
2910	GELA 084	1968	S	OL	3.384	R	GELA	AGIP	ZC	M	37°02'20,50''	14°15'27,90''	0	No	No
3147	IMOLA 010	1968	E	GA	2.198	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°24'07,30''	00°43'10,80'' W	3375	Sì	Sì
3223	LARINO 001	1968	E	NP	2.672	M	LARINO	ESTR.LAV.IDR.	CB	T	41°46'23,00''	02°29'04,60'' E	756	Sì	Sì
3281	LERCARA 001	1968	ST	NP	99	R	LERCARA	MONTEDISON	PA	T	37°43'40,00''	01°20'47,00'' E	0	No	No
3576	MASCHITO 002	1968	E	NP	3.469	R	MASCHITO	RIC.PETR.MERIDIONALI	PZ	T	40°52'38,00''	03°24'31,00'' E	705	Sì	Sì
3815	MONDRAGONE 001	1968	E	NP	2.002	R	MONDRAGONE	RIC.PERF.MIN.	CE	T	41°12'17,00''	01°21'44,00'' E	729	Sì	Sì
3887	MONTE CAPRARO 002 BIS	1968	E	GA	1.511	M	MASSERIA GIZZI	MIN.PETR.ITALIANA	CB	T	41°53'31,00''	02°27'17,00'' E	686	No	No
3937	MONTE RENNA 001	1968	ST	NP	100	R	DONNALUCATA	ANSCHUTZ	SR	T	36°50'24,00''	02°09'08,00'' E	0	No	No
4020	MONTESTILLO 011	1968	S	GA	2.562	M	CARIGNANO	AGIP	FG	T	41°26'57,00''	02°47'44,00'' E	683	No	No
4021	MONTESTILLO 012	1968	E	GA	2.366	M	CARIGNANO	AGIP	FG	T	41°28'53,00''	02°46'33,00'' E	684	No	No
4022	MONTESTILLO 013	1968	S	GA	2.530	M	CARIGNANO	AGIP	FG	T	41°27'15,50''	02°47'35,00'' E	673	No	No
4023	MONTESTILLO 014	1968	S	GA	2.520	M	CARIGNANO	AGIP	FG	T	41°27'07,50''	02°47'18,00'' E	703	No	No
4024	MONTESTILLO 015	1968	S	GA	2.495	M	CARIGNANO	AGIP	FG	T	41°27'12,00''	02°47'07,00'' E	709	No	No
4025	MONTESTILLO 016	1968	S	GA	2.408	M	CARIGNANO	AGIP	FG	T	41°28'32,50''	02°46'57,50'' E	764	No	No
4234	PALAZZUOLO 001	1968	E	NP	2.506	R	FIRENZUOLA	ITALSIGNAL	FI	T	44°07'11,00''	00°55'26,00'' W	708	Sì	Sì
4594	PONTE DIRILLO 009	1968	S	OL	3.040	R	GELA	AGIP	CL	T	37°02'47,90''	01°54'14,00'' E	0	No	No
4623	PORTO CORSINI 005 DIR	1968	E	GA	2.955	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°30'20,00''	00°13'49,50'' W	0	No	No
4624	PORTO CORSINI 006 DIR	1968	E	GA	2.789	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°30'20,70''	00°13'49,80'' W	0	No	No
4652	PORTO CORSINI MARE EST 013	1968	E	GA	3.318	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'38,70''	12°34'22,80''	535	No	No
4653	PORTO CORSINI MARE EST 014	1968	S	GA	3.310	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'14,60''	12°34'26,70''	907	No	No
4654	PORTO CORSINI MARE EST 015	1968	S	GA	2.317	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'38,02''	12°34'26,70''	697	No	No
4655	PORTO CORSINI MARE EST 016	1968	S	GA	2.339	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'38,01''	12°34'26,70''	908	No	No
4656	PORTO CORSINI MARE EST 017	1968	S	GA	2.500	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'38,02''	12°34'26,70''	909	No	No
4657	PORTO CORSINI MARE EST 018	1968	S	GA	2.277	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'15,00''	12°34'26,70''	910	No	No
4721	PORTO CORSINI MARE OVEST 004 DIR	1968	E	GA	3.613	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'39,90''	12°21'35,80''	0	No	No
4756	PORTO GARIBALDI 001	1968	E	GA	3.928	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°29'04,40''	12°31'35,80''	692	No	No
4757	PORTO GARIBALDI 002	1968	E	GA	4.374	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°28'29,00''	12°32'48,50''	713	No	No
4758	PORTO GARIBALDI 003	1968	E	GA	3.665	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°31'19,30''	12°30'41,20''	714	No	No
5065	RAVENNA MARE 008	1968	S	GA	1.718	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°25'03,50''	12°23'27,40''	0	No	No
5066	RAVENNA MARE 009 DIR	1968	S	GA	1.561	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°25'03,50''	12°23'27,40''	0	No	No
5067	RAVENNA MARE 010 DIR	1968	S	GA	1.600	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°25'03,50''	12°23'27,40''	0	No	No
5068	RAVENNA MARE 011 DIR	1968	S	GA	1.552	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°25'03,50''	12°23'27,40''	0	No	No
5069	RAVENNA MARE 012 DIR	1968	S	GA	1.556	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°25'03,50''	12°23'27,40''	0	No	No
5070	RAVENNA MARE 013 DIR	1968	S	GA	1.544	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°25'03,50''	12°23'27,40''	0	No	No
5071	RAVENNA MARE 014 DIR	1968	S	GA	1.558	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°25'03,50''	12°23'27,40''	0	No	No
5072	RAVENNA MARE 015 DIR	1968	S	GA	1.574	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°25'03,00''	12°23'27,00''	0	No	No
5078	RAVENNA MARE SUD 005	1968	S	GA	2.657	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,50''	12°21'27,00''	0	No	No
5079	RAVENNA MARE SUD 005 DIR	1968	S	GA	2.850	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'25,50''	12°21'27,00''	0	No	No
5130	RENDINA 001	1968	E	NP	2.250	R	LAGO DI RENDINA	SNIA	PZ	T	41°03'41,20''	03°15'06,40'' E	699	Sì	Sì
5132	RENNA 001	1968	ST	NP	100	R	ROSOLINI	AMBASSADOR	SR	T	36°52'51,00''	02°30'44,00'' E	0	No	No
5367	ROMENTINO 001	1968	E	NP	3.648	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°28'32,00''	03°42'26,00'' W	0	No	No
5504	S.ANTONIO 001	1968	E	NP	3.104	R	SILVI	PETROSUD	PE	T	42°29'49,50''	01°40'52,50'' E	671	Sì	No
5549	S.CHIRICO 004	1968	E	NP	2.358	R	TOLVE	AUSONIA MIN.	PZ	T	40°40'44,00''	03°37'17,00'' E	688	Sì	Sì
5585	S.GIORGIO MARE 001	1968	E	GA	1.774	R	PORTO RECANATI MARE	ELF	ZB	M	43°12'32,00''	13°54'52,40''	724	No	No
6083	SERGNANO 021	1968	S	GA	1.348	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'24,50''	02°45'32,00'' W	0	Sì	No
6084	SERGNANO 022 DIR	1968	S	GA	1.350	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'25,10''	02°45'32,70'' W	0	Sì	No
6085	SERGNANO 023 DIR	1968	S	GA	1.348	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'25,80''	02°45'32,90'' W	0	Sì	No
6086	SERGNANO 024 DIR	1968	S	GA	1.349	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'26,50''	02°45'33,00'' W	0	Sì	No
6127	SERRA S.MERCURIO 001	1968	E	NP	2.360	M	SERRA S. MERCURIO	AGIP	FG	T	41°09'40,00''	03°05'24,00'' E	694	No	No
6567	TRE FONTANE 001	1968	E	MG	3.502	R	CALTANISSETTA	SARCIS	EN	T	37°40'27,50''	02°03'36,00'' E	0	Sì	No
6777	VALLI DI COMACCHIO NORD OVEST 001	1968	E	NP	2.218	R	VALLI DI COMACCHIO	AGIP	FE	T	44°42'44,20''	00°28'39,20'' W	0	Sì	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
6927	VITO 001	1968	E	NP	3.476	R	GIOITTO	AGIP	EN	T	37°46'49,50''	02°16'06,00'' E	0	No	No
7	ACCETTURA 001	1967	E	NP	2.381	R	ACCETTURA	AUSONIA MIN.	MT	T	40°32'48,00''	03°48'26,00'' E	687	No	No
150	ALLEGHE 001	1967	E	NP	497	R	ALLEGHE	SNIA	BL	T	46°29'49,20''	00°31'36,47'' W	680	Sì	No
158	ALTIDONA 002	1967	E	NP	1.574	R	ALTIDONA	TALAMONTI	AP	T	43°06'01,00''	01°19'45,50'' E	2863	No	No
225	ANCONA MARE 001	1967	E	NP	2.304	R	ANCONA MARE	ITALIANA MINERARIA	ZB	M	43°46'34,00''	13°22'25,40''	631	Sì	Sì
426	ATELETA 002	1967	E	NP	2.911	R	ATELETA	AGIP	IS	T	41°52'00,00''	01°48'46,50'' E	634	Sì	Sì
485	BANDO 006	1967	E	NP	1.205	C	BANDO	SPI	FE	T	44°39'08,50''	00°34'12,00'' W	3348	Sì	Sì
803	BOMBA 002	1967	S	GA	1.510	R	PENNADOMO	IDR.MERIDIONALI	CH	T	42°01'22,50''	01°53'02,00'' E	558	Sì	Sì
804	BOMBA 003	1967	S	GA	1.351	R	PENNADOMO	IDR.MERIDIONALI	CH	T	42°01'02,00''	01°53'42,00'' E	609	Sì	Sì
805	BOMBA 004	1967	E	NP	1.610	R	PENNADOMO	IDR.MERIDIONALI	CH	T	41°59'39,00''	01°53'20,00'' E	3256	Sì	Sì
960	BRUGHERIO 022 DIR	1967	E	GA	1.548	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°32'44,00''	03°10'01,00'' W	0	Sì	No
961	BRUGHERIO 023 DIR	1967	E	NP	1.451	M	PESSANO	AGIP	MI	T	45°32'15,50''	03°08'56,50'' W	0	No	No
962	BRUGHERIO 024 DIR	1967	E	NP	1.441	M	PESSANO	AGIP	MI	T	45°32'15,50''	03°08'56,60'' W	0	No	No
1000	CA' BELLAVISTA 132	1967	S	GA	719	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'26,00''	01°32'17,00'' W	0	No	No
1001	CA' BELLAVISTA 133	1967	S	GA	607	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'24,00''	01°32'02,00'' W	0	No	No
1133	CANDELA 015	1967	S	GA	1.835	M	LE GATTAROLE	SNIA	FG	T	41°12'55,10''	02°59'45,50'' E	698	No	No
1134	CANDELA 016	1967	S	GA	2.130	M	LE GATTAROLE	SNIA	FG	T	41°12'08,90''	03°01'16,60'' E	577	No	No
1135	CANDELA 017	1967	S	GA	1.670	M	LE GATTAROLE	SNIA	FG	T	41°12'54,00''	03°00'55,00'' E	676	No	No
1136	CANDELA 018	1967	S	GA	1.785	M	LE GATTAROLE	SNIA	FG	T	41°12'19,10''	02°59'55,70'' E	677	No	No
1137	CANDELA 019	1967	S	GA	1.084	M	PIANO DELLE ROSE	SNIA	FG	T	41°14'49,50''	02°57'45,60'' E	678	No	No
1138	CANDELA 020	1967	S	GA	1.647	M	LE GATTAROLE	SNIA	FG	T	41°12'26,30''	03°00'34,80'' E	679	No	No
1139	CANDELA 021	1967	S	GA	1.570	M	MONTE CELEZZA	AGIP	FG	T	41°15'44,40''	03°00'24,60'' E	716	No	No
1225	CARAPELLE 004	1967	S	GA	1.841	M	TORRENTE CARAPELLE	IDR.CASTELGRANDE	FG	T	41°11'32,40''	03°04'29,80'' E	646	No	No
1246	CARUGATE 001	1967	E	NP	835	M	PESSANO	AGIP	MI	T	45°33'38,00''	03°07'24,50'' W	0	No	No
1474	CAVIAGA 058	1967	E	NP	2.457	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'34,50''	02°54'48,00'' W	0	No	No
1535	CELLINO 022	1967	S	GA	840	M	CASTEL VOMANO	PETROSUD	TE	T	42°34'16,90''	01°24'52,00'' E	681	Sì	No
1537	CELLINO 024	1967	S	GA	733	M	CASTEL VOMANO	PETROSUD	TE	T	42°34'34,30''	01°25'01,30'' E	621	Sì	No
1539	CELLINO 026	1967	S	GA	1.390	M	CASTEL VOMANO	PETROSUD	TE	T	42°36'42,20''	01°25'07,50'' E	556	Sì	No
1594	CERTALDO 003	1967	E	NP	1.668	R	CERTALDO	AGIP	PI	T	43°40'14,00''	01°34'47,00'' W	628	Sì	Sì
1849	COLLE SCALELLA 002	1967	E	GA	1.439	R	COLLE SCALELLA	SORI	CB	T	41°59'56,00''	02°26'26,50'' E	682	Sì	Sì
1887	COMACCHIO MARE 001	1967	E	GA	4.382	M	A.C 31.EA	AGIP	ZA	M	44°40'21,90''	12°18'57,10''	1521	No	No
1891	COMISO 003	1967	E	NP	2.320	M	COMISO II	PETROLI DELL'ISOLA	RG	T	36°59'08,00''	02°18'57,60'' E	0	No	No
1928	CONSANDOLO 001 S	1967	E	NP	1.004	C	CONSANDOLO	SPI	FE	T	44°38'34,00''	00°38'42,00'' W	0	Sì	No
1934	CONTRADA CARPENA 001	1967	E	NP	3.501	X	Non disponibile	AGIP	ME	T	37°50'12,40''	02°01'45,00'' E	0	Sì	No
2265	CUPELLO 020	1967	E	GA	1.546	M	COLLE STRAMPANATO	AGIP	CH	T	42°00'27,50''	02°11'00,00'' E	635	No	No
2561	FEUDO GRANDE 004	1967	E	MG	3.500	M	GAGLIANO	VULCANO	EN	T	37°42'18,50''	02°10'23,50'' E	0	No	No
2771	GAGLIANO 026	1967	S	GA	2.850	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°14'34,00''	02°05'54,50'' E	0	No	No
3134	IELSI 002	1967	S	NP	2.758	M	COLLI AUGUSTI	IDR.CASTELGRANDE	BN	T	41°22'20,00''	02°18'27,00'' E	640	Sì	Sì
3188	LA COCCETTA 002	1967	S	GA	1.351	M	COLLE PIETRA FRACIDA	AGIP	CH	T	41°59'56,50''	02°16'38,50'' E	553	No	No
3205	LA TORRE 001	1967	E	NP	575	R	LA TORRE	PETROPAR ITALIA	FG	T	41°09'12,00''	03°16'41,00'' E	637	Sì	Sì
3568	MARZENO 038	1967	E	NP	505	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°12'20,50''	00°38'18,00'' W	3383	Sì	Sì
3575	MASCHITO 001	1967	E	NP	2.187	R	MASCHITO	RIC.PETR.MERIDIONALI	PZ	T	40°53'59,00''	03°27'06,50'' E	636	Sì	Sì
3727	MINERBIO 035	1967	S	GA	1.486	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'23,20''	00°57'22,30'' W	0	Sì	No
3728	MINERBIO 036 DIR	1967	S	GA	1.511	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'23,20''	00°57'21,40'' W	0	Sì	No
3862	MONTE ANTICO 001	1967	E	GA	1.686	M	MONTE ANTICO	AGIP	CB	T	41°59'34,00''	02°25'14,00'' E	648	Sì	Sì
3886	MONTE CAPRARO 002	1967	S	NP	347	M	MASSERIA GIZZI	MIN.PETR.ITALIANA	CB	T	41°53'30,00''	02°27'17,00'' E	672	No	No
3939	MONTE ROTARO 002	1967	E	NP	2.497	R	MONTE ROTARO	RIC.PETR.MERIDIONALI	CB	T	41°40'40,00''	02°37'12,50'' E	641	Sì	Sì
3968	MONTEDORO 002	1967	E	NP	2.974	R	MONTEDORO	MIN.PETR.ITALIANA	FG	T	41°32'34,00''	02°47'06,50'' E	632	Sì	Sì
4018	MONTESTILLO 009	1967	S	GA	2.490	M	CARIGNANO	AGIP	FG	T	41°27'02,00''	02°47'10,00'' E	668	No	No
4019	MONTESTILLO 010	1967	S	GA	2.470	M	CARIGNANO	AGIP	FG	T	41°26'53,50''	02°47'14,50'' E	669	No	No
4120	NEVERA 001	1967	E	NP	1.600	R	ROTELLO	SORI	CB	T	41°44'49,50''	02°33'51,00'' E	642	Sì	Sì
4201	ORTEZZANO 001	1967	E	NP	2.154	R	ORTEZZANO	RIC.PETR.MERIDIONALI	AP	T	43°04'14,00''	01°09'40,00'' E	613	Sì	Sì
4250	PALINO 014	1967	S	GA	1.581	M	TUFARELLE	SNIA	FG	T	41°10'02,90''	03°03'43,90'' E	1044	No	No
4251	PALINO 015	1967	S	GA	1.642	M	TUFARELLE	SNIA	FG	T	41°11'06,70''	03°01'11,70'' E	594	No	No
4252	PALINO 016	1967	S	GA	1.622	M	TUFARELLE	SNIA	FG	T	41°09'43,80''	03°03'18,20'' E	675	No	No
4253	PALINO 017	1967	S	GA	1.681	M	MASSERIA S.GENNARO	SNIA	FG	T	41°09'16,20''	03°03'21,40'' E	722	No	No
4418	PIGNOLA 001	1967	E	NP	1.169	R	PIGNOLA	IDR.CASTELGRANDE	PZ	T	40°29'38,00''	03°15'01,00'' E	626	Sì	Sì
4591	PONTE DIRILLO 006	1967	S	OL	3.123	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'01,50''	01°53'19,50'' E	0	No	No
4592	PONTE DIRILLO 007 DIR	1967	S	OL	3.155	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'57,50''	01°53'41,00'' E	0	No	No
4593	PONTE DIRILLO 008	1967	S	OL	3.080	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'04,40''	01°53'58,00'' E	0	No	No
4651	PORTO CORSINI MARE EST 012	1967	E	GA	3.295	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'08,40''	12°34'42,90''	645	No	No
4720	PORTO CORSINI MARE OVEST 003	1967	E	GA	3.421	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'31,10''	12°22'27,10''	0	No	No
4830	PORTOCANNONE 014	1967	S	GA	1.560	M	PIANE DI LARINO	AUSONIA MIN.	CB	T	41°50'58,90''	02°29'31,50'' E	629	No	No
4831	PORTOCANNONE 015	1967	S	GA	1.051	M	PIANE DI LARINO	AUSONIA MIN.	CB	T	41°53'04,50''	02°27'56,70'' E	0	No	No
4832	PORTOCANNONE 016	1967	S	GA	730	M	PIANE DI LARINO	AUSONIA MIN.	CB	T	41°52'43,00''	02°28'21,30'' E	0	No	No
4833	PORTOCANNONE 017	1967	S	GA	388	M	PIANE DI LARINO	AUSONIA MIN.	CB	T	41°53'04,50''	02°27'56,00'' E	0	No	No
4834	PORTOCANNONE 018	1967	S	GA	530	M	PIANE DI LARINO	AUSONIA MIN.	CB	T	41°52'19,10''	02°28'45,80'' E	643	No	No
4835	PORTOCANNONE 019	1967	S	GA	400	M	PIANE DI LARINO	AUSONIA MIN.	CB	T	41°52'26,80''	02°28'24,80'' E	644	No	No
4876	PUNTA DELLA PENNA MARE 001	1967	E	NP	1.450	R	SANGRO MARE	ITALIANA MINERARIA	ZB	M	42°12'38,00''	14°43'29,40''	726	Sì	Sì
4992	RANDAZZO 002	1967	S	MG	3.646	R	S. NICOLA	AGIP	CT	T	37°51'32,00''	02°21'33,00'' E	0	Sì	No
4993	RANDAZZO 003	1967	S	MG	4.030	R	S. NICOLA	AGIP	CT	T	37°50'51,50''	02°20'39,50'' E	0	Sì	No
5055	RAVENNA 050	1967	S	GA	2.005	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'12,50''	00°17'20,00'' W	0	No	No
5056	RAVENNA 051	1967	S	GA	2.052	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'12,00''	00°17'19,70'' W	0	No	No
5222	RIPALTA 031 DIR	1967	S	GA	1.620	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'40,50''	02°45'09,00'' W	638	Sì	No
5223	RIPALTA 032 DIR	1967	S	GA	1.615	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'44,00''	02°45'16,00'' W	0	Sì	No
5224	RIPALTA 033	1967	S	GA	1.602	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'40,50''	02°45'10,00'' W	0	Sì	No
5831	S.STEFANO MARE 001	1967	E	GA	1.890	R	SANGRO MARE	ITALIANA MINERARIA	ZB	M	42°13'45,00''	14°35'38,40''	647	No	No
5832	S.STEFANO MARE 002	1967	E	NP	1.765	R	SANGRO MARE	ITALIANA MINERARIA	ZB	M	42°14'10,50''	14°32'18,00''	725	Sì	Sì
5833	S.STEFANO MARE 003	1967	E	GA	1.846	R	SANGRO MARE	ITALIANA MINERARIA	ZB	M	42°13'07,00''	14°36'39,40''	702	No	No
6080	SERGNANO 018 DIR	1967	S	GA	1.374	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'37,00''	02°45'36,00'' W	0	Sì	No
6081	SERGNANO 019	1967	S	GA	1.385	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'37,00''	02°45'37,50'' W	0	Sì	No
6082	SERGNANO 020 DIR	1967	S	GA	1.352	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'37,00''	02°45'38,50'' W	0	Sì	No
6113	SERRA DEL RIPOSO 005	1967	S	GA	1.576	M	SERRA LA CACCIA	MONTEDISON	FG	T	41°07'50,20''	03°07'28,00'' E	639	No	No
6123	SERRA D'OLIVO 001	1967	E	NP	2.496	M	SERRA D'OLIVO	IDR.MERIDIONALI	MT	T	40°28'20,00''	03°50'50,00'' E	624	Sì	Sì
6125	SERRA LA CROCE 001	1967	S	GA	1.835	M	SERRA LA CROCE	MONTEDISON	FG	T	41°10'15,00''	03°08'27,00'' E	653	No	No
6233	SPERLINGA 004	1967	E	NP	2.289	R	SPERLINGA	SOIS	EN	T	37°47'57,00''	01°54'20,00'' E	0	Sì	No
6309	STRONGOLI 001	1967	E	NP	1.035	R	STRONGOLI	IDR.CASTELGRANDE	CZ	T	39°11'17,80''	04°40'50,30'' E	547	Sì	Sì
6498	TORRICELLA PELIGNA 001	1967	E	NP	1.997	R	PENNADOMO	IDR.MERIDIONALI	CH	T	42°00'19,00''	01°49'22,00'' E	670	Sì	Sì
6775	VALLI DI COMACCHIO 002	1967	E	NP	3.073	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	FE	T	44°35'11,70''	00°17'32,00'' W	0	No	No
6776	VALLI DI COMACCHIO 003 DIR	1967	E	NP	2.936	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	FE	T	44°34'55,10''	00°18'22,00'' W	0	No	No
6888	VILLADORO 001 BIS	1967	E	NP	3.516	R	VILLADORO	CALAMONACI MIN.	EN	T	37°40'22,30''	01°54'00,00'' E	0	No	No
157	ALTIDONA 001	1966	E	NP	1.948	R	ALTIDONA	TALAMONTI	AP	T	43°07'04,50''	01°20'45,50'' E	622	Sì	Sì
355	ARCE 001	1966	E	NP	552	R	ARCE	LUMAX OIL	FR	T	41°35'04,50''	01°00'16,00'' E	559	No	No
356	ARCE 002	1966	E	NP	519	R	ARCE	LUMAX OIL	FR	T	41°35'16,50''	01°00'11,00'' E	560	No	No
802	BOMBA 001	1966	E	GA	1.340	R	PENNADOMO	IDR.MERIDIONALI	CH	T	42°01'46,50''	01°53'36,00'' E	557	Sì	Sì
1066	CALOPEZZATI 001	1966	E	NP	624	R	CIRO'	MONTEDISON	CS	T	39°33'58,00''	04°22'30,30'' E	527	Sì	Sì
1208	CAPO CIMITI 007	1966	E	NP	1.367	M	CAPO CIMITI	MONTEDISON	CZ	T	38°57'37,00''	04°41'42,30'' E	516	Sì	Sì

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
1220	CAPRIANO DEL COLLE 001	1966	E	NP	1.304	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°26'55,00''	02°18'38,50'' W	0	No	No
1239	CARPERA 001	1966	E	MG	3.501	R	CERAMI	MISO	ME	T	37°50'12,50''	02°01'45,00'' E	0	No	No
1260	CASALETTO 002	1966	E	NP	2.719	C	CASALETTO	AGIP	CR	T	45°19'30,50''	02°49'28,50'' W	3328	Sì	Sì
1264	CASALINI 002	1966	S	GA	2.508	R	CERAMI	MISO	EN	T	37°49'07,00''	01°54'37,00'' E	0	Sì	No
1340	CASTELFRANCO EMILIA 004	1966	E	NP	2.781	M	RECOVATO	AGIP	MO	T	44°37'41,50''	01°26'16,50'' W	0	No	No
1363	CASTELMAURO 001	1966	E	NP	812	R	CASTELMAURO	IDR.MERIDIONALI	CB	T	41°51'44,00''	02°12'49,00'' E	532	Sì	Sì
1473	CAVIAGA 057	1966	E	GA	2.291	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'18,00''	02°54'12,00'' W	0	No	No
1512	CELENZA 001	1966	E	NP	801	R	CELENZA	AGIP	FG	T	41°32'55,50''	02°41'55,00'' E	521	Sì	Sì
1574	CERNUSCO 007	1966	E	NP	1.023	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°31'56,00''	03°05'27,00'' W	0	Sì	No
1605	CERVIA MARE 003	1966	E	GA	2.794	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°16'28,70''	12°39'45,80''	513	No	No
1606	CERVIA MARE 004	1966	E	NP	3.382	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°16'15,70''	12°40'23,20''	552	No	No
1760	CIRO' 003	1966	E	GA	560	R	CIRO'	MONTEDISON	CZ	T	39°29'10,70''	04°32'10,00'' E	533	No	No
1761	CIRO' 004	1966	E	NP	885	R	CIRO'	MONTEDISON	CZ	T	39°29'12,70''	04°33'12,20'' E	543	No	No
1762	CIRO' 005	1966	E	NP	463	R	CIRO'	MONTEDISON	CZ	T	39°29'28,40''	04°31'08,20'' E	544	No	No
1764	CIRO' 007	1966	E	NP	497	R	CIRO'	MONTEDISON	CZ	T	39°23'36,00''	04°41'28,20'' E	545	Sì	No
1769	CIRO' MARE 001	1966	E	GA	880	R	CIRO' MARE	IDR.ARIANO	CS	T	39°29'04,60''	04°33'56,60'' E	514	No	No
1845	COLLE MARTELLO 002	1966	E	NP	1.337	R	COLLE MARTELLO	IDR.ARIANO	FG	T	41°48'57,20''	02°41'01,20'' E	518	Sì	Sì
1848	COLLE SCALELLA 001	1966	E	NP	1.531	R	COLLE SCALELLA	SORI	CB	T	41°59'26,00''	02°48'36,50'' E	508	Sì	Sì
2356	DIMORA 003 DIR	1966	E	NP	2.254	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°23'12,00''	04°06'37,00'' E	549	No	No
2626	FONTESPINA MARE 001	1966	E	NP	1.465	R	PORTO RECANATI MARE	ITALIANA MINERARIA	ZB	M	43°20'35,00''	13°42'14,00''	630	No	No
2767	GAGLIANO 022	1966	S	GA	2.995	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°44'59,00''	02°04'22,50'' E	0	No	No
2768	GAGLIANO 023	1966	S	GA	3.209	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°42'06,60''	02°03'27,00'' E	0	No	No
2769	GAGLIANO 024	1966	S	GA	2.963	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°44'08,00''	02°04'58,00'' E	0	No	No
2770	GAGLIANO 025	1966	S	GA	3.016	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°44'22,00''	02°05'25,50'' E	0	No	No
3133	IELSI 001 BIS	1966	E	OL	2.607	R	JELSI	IDR.CASTELGRANDE	BN	T	41°24'33,00''	02°18'07,00'' E	601	Sì	Sì
3189	LA COCCETTA 003	1966	S	GA	1.348	M	COLLE PIETRA FRACIDA	AGIP	CH	T	41°00'00,50''	02°15'34,00'' E	551	No	No
3207	LACEDONIA 001	1966	E	NP	733	R	LACEDONIA	IDR.MERIDIONALI	AV	T	41°02'24,50''	02°57'15,00'' E	539	Sì	Sì
3216	LAMBRATE 003 DIR	1966	S	NP	1.766	C	LAMBRATE	AGIP	MI	T	45°29'30,20''	03°12'01,00'' W	3336	Sì	Sì
3217	LAMBRATE 004 DIR	1966	S	NP	1.716	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°29'18,20''	03°11'32,50'' W	0	Sì	No
3335	LONGASTRINO 002	1966	E	GA	1.658	M	ALFONSINE	SPI	RA	T	44°34'55,00''	00°28'17,50'' W	0	No	No
3336	LONGASTRINO 003	1966	E	NP	1.200	R	LONGASTRINO	SPI	FE	T	44°36'31,50''	00°27'58,50'' W	3376	Sì	Sì
3337	LONGASTRINO 004	1966	E	NP	1.100	R	VALLE AMARA	SPI	RA	T	44°35'00,00''	00°28'48,00'' W	3376	Sì	Sì
3338	LONGASTRINO 005	1966	E	NP	1.150	R	VALLE AMARA	SPI	RA	T	44°34'39,00''	00°27'47,50'' W	3376	Sì	Sì
3339	LONGASTRINO 006	1966	E	NP	1.500	R	VALLE AMARA	SPI	RA	T	44°35'00,00''	00°28'48,00'' W	3376	Sì	Sì
3354	LUCERA 007	1966	E	NP	2.704	R	FOGGIA	AGIP	FG	T	41°24'50,50''	02°53'59,50'' E	523	Sì	Sì
3361	LUGO 002	1966	E	NP	4.130	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°26'13,50''	00°30'18,50'' W	0	No	No
3423	MAFALDA 001	1966	E	NP	2.670	M	MAFALDA	AGIP	CB	T	41°53'38,00''	02°19'21,00'' E	550	Sì	Sì
3490	MARANELLO 001	1966	E	NP	1.803	R	MARANELLO	AGIP	MO	T	44°30'39,50''	01°34'03,00'' W	0	Sì	No
3670	MIGLIARINO 003	1966	E	NP	1.758	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°46'20,50''	00°29'30,50'' W	0	No	No
3725	MINERBIO 033 DIR	1966	S	GA	1.594	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'41,20''	00°57'49,20'' W	0	Sì	No
3726	MINERBIO 034 DIR	1966	S	GA	1.461	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'18,00''	00°57'23,20'' W	0	Sì	No
3786	MIRTO 001	1966	E	NP	1.265	R	CIRO'	MONTEDISON	CS	T	39°34'58,00''	04°18'27,00'' E	534	Sì	Sì
3787	MIRTO 002	1966	E	NP	896	R	CIRO'	MONTEDISON	CS	T	39°36'31,00''	04°18'12,30'' E	528	Sì	Sì
3824	MONTAGUTO 001	1966	E	NP	801	R	MONTAGUTO	MIN.PETR.ITALIANA	FG	T	41°19'04,00''	02°46'10,00'' E	0	Sì	No
3843	MONTALVINO 001	1966	E	NP	2.401	R	MONTALVINO	IDR.CASTELGRANDE	FG	T	41°23'10,70''	02°50'03,30'' E	537	Sì	Sì
3917	MONTE FEDELE 002	1966	E	NP	2.820	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°16'52,10''	02°54'08,30'' E	582	Sì	Sì
4039	MONTE VENTO 001	1966	E	NP	476	R	MONTEVENTO	IDR.MERIDIONALI	FG	T	41°20'10,00''	02°42'07,50'' E	531	Sì	No
4009	MONTESOTTANO 002	1966	E	NP	2.455	R	MONTESOTTANO	SNIA	MT	T	40°21'00,40''	04°06'57,00'' E	578	Sì	Sì
4017	MONTESTILLO 008	1966	S	GA	2.611	M	CARIGNANO	SNIA	FG	T	41°27'26,70''	02°47'02,70'' E	580	No	No
4114	NERETO 001	1966	E	NP	2.465	R	NERETO	AUSONIA MIN.	TE	T	42°48'11,00''	01°20'16,00'' E	511	Sì	Sì
4116	NERIONE 001	1966	E	NP	4.000	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	36°49'22,50''	01°54'37,00'' E	0	No	No
4173	OLMI 001	1966	E	NP	802	R	OLMI	AGIP	CH	T	41°55'07,00''	02°03'17,00'' E	512	Sì	Sì
4192	ORSARA 001	1966	E	NP	1.592	R	ORSARA	SORI	FG	T	41°18'16,00''	02°48'57,50'' E	504	Sì	Sì
4249	PALINO 013	1966	E	OL	1.695	M	TUFARELLE	SNIA	FG	T	41°10'37,30''	03°02'10,20'' E	593	No	No
4399	PIANO CAVATO 001	1966	E	NP	1.752	M	PIANO CAVATO	AGIP	CB	T	41°45'52,00''	02°37'40,50'' E	536	Sì	Sì
4410	PIETRALUNGA 001	1966	E	GA	1.622	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°08'51,80''	03°05'22,50'' E	583	No	No
4412	PIETRALUNGA 002	1966	E	GA	1.638	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°07'26,00''	03°06'32,00'' E	584	No	No
4478	PIZZO BELLAFONTANA 001	1966	E	NP	3.608	R	MISTRETTA	SOMICEM	ME	T	37°56'36,00''	02°02'04,00'' E	0	Sì	No
4580	PONTE CASANOVA 001	1966	E	GA	2.527	R	CASANOVA	SORI	FG	T	41°27'20,50''	02°48'11,50'' E	540	No	No
4581	PONTE CASANOVA 002	1966	E	GA	2.428	R	CASANOVA	SORI	FG	T	41°28'18,00''	02°47'53,50'' E	541	No	No
4582	PONTE CASANOVA 002 DIR	1966	E	GA	2.332	R	CASANOVA	SORI	FG	T	41°28'17,90''	02°47'53,50'' E	554	No	No
4583	PONTE CASANOVA 003	1966	E	NP	2.922	R	CASANOVA	SORI	FG	T	41°29'13,00''	02°49'26,00'' E	611	Sì	Sì
4590	PONTE DIRILLO 005	1966	S	OL	3.082	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'21,00''	01°53'51,00'' E	0	No	No
4647	PORTO CORSINI MARE EST 008	1966	S	GA	2.351	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°23'49,90''	12°33'31,60''	485	No	No
4648	PORTO CORSINI MARE EST 009	1966	S	GA	2.343	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°22'45,20''	12°35'26,20''	486	No	No
4649	PORTO CORSINI MARE EST 010	1966	S	GA	3.022	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°23'18,60''	12°34'38,80''	509	No	No
4650	PORTO CORSINI MARE EST 011	1966	E	GA	2.320	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°24'36,20''	12°32'20,00''	510	No	No
4807	PORTO PALO 001	1966	E	NP	1.848	R	CAPO PASSERO	MONTEDISON	SR	T	36°40'17,50''	02°39'29,80'' E	0	Sì	No
4829	PORTOCANNONE 013	1966	S	NP	1.152	M	PIANE DI LARINO	AUSONIA MIN.	CB	T	41°50'53,00''	02°30'15,00'' E	495	No	No
4845	POTENZA 001	1966	E	NP	762	R	POTENZA	AGIP	PZ	T	40°36'52,00''	03°14'01,50'' E	522	Sì	Sì
4879	PUNTA MARINA 003	1966	E	GA	2.138	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°25'56,90''	12°21'15,90''	666	No	No
5052	RAVENNA 047 DIR	1966	S	GA	2.100	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'45,00''	00°16'11,00'' W	0	No	No
5054	RAVENNA 049	1966	S	GA	2.140	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'14,50''	00°16'59,00'' W	0	No	No
5073	RAVENNA MARE EST 001	1966	E	NP	2.200	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°21'03,00''	12°30'26,00''	0	No	No
5139	RICCIONE 001	1966	E	NP	1.390	R	RICCIONE	SPI	FO	T	44°00'41,50''	00°09'24,00'' E	546	Sì	Sì
5141	RICCIONE MARE 002	1966	E	NP	1.235	R	RICCIONE	AUSONIA MIN.	ZA	M	44°03'21,00''	12°46'14,40''	526	Sì	Sì
5149	RIGOSA 001	1966	E	NP	2.502	R	BOLOGNA	AGIP	BO	T	44°30'32,50''	01°13'46,00'' W	0	Sì	No
5150	RIGOSA 001 DIR	1966	E	NP	1.773	R	BOLOGNA	AGIP	BO	T	44°30'32,50''	01°13'46,00'' W	0	Sì	No
5370	RONCOPASCOLO 002	1966	E	NP	1.898	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°49'41,50''	02°10'36,50'' W	0	Sì	No
5385	ROSETO 006 DIR	1966	S	GA	2.509	M	TERTIVERI	MIN.PETR.ITALIANA	FG	T	41°26'36,00''	02°47'04,00'' E	524	No	No
5386	ROSETO 007	1966	S	GA	2.533	M	TERTIVERI	MIN.PETR.ITALIANA	FG	T	41°26'32,50''	02°47'31,50'' E	505	No	No
5387	ROSETO 008	1966	S	GA	2.540	M	TERTIVERI	MIN.PETR.ITALIANA	FG	T	41°26'44,00''	02°47'44,00'' E	530	No	No
5388	ROSETO 009	1966	S	NP	2.502	M	TERTIVERI	MIN.PETR.ITALIANA	FG	T	41°26'03,00''	02°47'19,50'' E	542	No	No
5487	S.AGATA 001	1966	E	NP	3.517	R	S. AGATA	AGIP	FG	T	41°11'05,50''	02°55'15,50'' E	507	Sì	Sì
5545	S.CESARIO 003	1966	E	NP	2.005	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°35'19,50''	01°26'37,50'' W	0	No	No
5556	S.COLOMBANO 004	1966	E	NP	4.173	R	BRONI	AGIP	MI	T	45°10'44,50''	02°59'12,00'' W	0	Sì	No
5676	S.MARTINO IN PENSILIS 001	1966	E	NP	1.688	R	PORTOCANNONE	AUSONIA MIN.	CB	T	41°52'08,00''	02°34'23,00'' E	520	Sì	Sì
6108	SERRA DEI BISI 001	1966	E	NP	2.780	R	SERRA DEI BISI	RIC.PETR.MERIDIONALI	FG	T	41°20'54,00''	02°51'13,00'' E	525	Sì	Sì
6112	SERRA DEL RIPOSO 004	1966	S	GA	1.624	M	SERRA DEL RIPOSO	MONTEDISON	FG	T	41°08'38,90''	03°06'36,80'' E	515	No	No
6278	SPINELLO 001	1966	E	NP	2.286	R	BAGNO DI ROMAGNA	IDR.VAL LATINA	FO	T	43°55'31,00''	00°27'02,50'' W	561	Sì	Sì
6322	TAVERNAZZA 001	1966	E	NP	2.058	R	TAVERNAZZA	RIC.PETR.MERIDIONALI	FG	T	41°24'15,50''	02°55'45,00'' E	538	Sì	Sì
6345	TERMOLI 004	1966	E	NP	1.769	M	MONTE COCCIA	MONTEDISON	CB	T	41°54'45,00''	02°28'09,00'' E	502	Sì	Sì
6346	TERMOLI MARE 001 DIR	1966	E	NP	1.591	R	TERMOLI MARE	MONTEDISON	FG	T	41°55'12,30''	02°50'35,30'' E	517	Sì	Sì
6350	TERRATELLE 001	1966	E	NP	1.570	R	TERRATELLE	FINA	CB	T	41°48'49,00''	02°35'56,00'' E	548	Sì	Sì
6460	TORRENTE TONA 013	1966	E	OL	1.636	M	PIANO CAVATO	AGIP	CB	T	41°44'22,50''	02°34'35,00'' E	519	No	No
6614	TRENZANO 005	1966	E	NP	1.470	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°28'10,00''	02°22'26,50'' W	0	No	No
6633	TRESIGALLO 013	1966	E	NP	1.501	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'53,50''	00°31'50,00'' W	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
6634	TRESIGALLO 013 DIR	1966	E	NP	1.645	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'53,50''	00°31'50,00'' W	0	No	No
6635	TRESIGALLO 014 DIR	1966	S	GA	1.493	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'41,00''	00°31'52,00'' W	0	No	No
6882	VILLA LITERNO 001	1966	E	NP	2.990	R	VILLA LITERNO	AGIP	CE	T	40°58'38,00''	01°35'55,50'' E	506	Sì	Sì
6887	VILLADORO 001	1966	ST	NP	210	R	VILLADORO	CALAMONACI MIN.	EN	T	37°43'06,50''	01°55'19,50'' E	0	No	No
6	ACATE 003	1965	E	MO	3.191	R	GELA	AGIP	CL	T	37°01'12,00''	01°51'51,00'' E	0	Sì	No
111	ALFIANELLO 001	1965	E	NP	3.711	M	SAN GERVASIO	AGIP	BS	T	45°17'15,00''	02°18'58,00'' W	0	No	No
337	ANZANO 001	1965	E	NP	796	R	ANZANO	SORI	FG	T	41°07'25,50''	02°49'39,00'' E	496	Sì	Sì
385	ARLUNO 001	1965	E	NP	1.877	R	LAINATE	AGIP	MI	T	45°29'52,00''	03°30'53,00'' W	0	Sì	No
425	ATELETA 001	1965	E	NP	1.807	R	ATELETA	AGIP	CH	T	41°53'26,00''	01°46'49,50'' E	466	Sì	Sì
712	BAURA 001	1965	E	NP	1.304	C	BAURA	AGIP	FE	T	44°52'01,50''	00°44'01,50'' W	3349	Sì	Sì
958	BRUGHERIO 020 DIR	1965	S	GA	1.186	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'43,00''	03°13'05,00'' W	0	Sì	No
959	BRUGHERIO 021 DIR	1965	S	GA	1.262	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'42,80''	03°13'05,00'' W	0	Sì	No
966	BRUGHERIO SUD 001	1965	E	NP	1.524	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°31'56,50''	03°11'20,00'' W	0	Sì	No
968	BRUGHERIO SUD 001 BIS DIR	1965	E	NP	1.260	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°31'56,50''	03°11'20,00'' W	0	Sì	No
967	BRUGHERIO SUD 001 DIR	1965	E	NP	1.237	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°31'56,50''	03°11'20,00'' W	0	Sì	No
999	CA' BELLAVISTA 131	1965	S	GA	692	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'12,00''	01°32'15,00'' W	0	No	No
1089	CAMMARATA 003	1965	S	OL	3.383	R	GELA	AGIP	CL	T	37°10'25,50''	01°50'11,00'' E	0	No	No
1129	CANDELA 011	1965	S	GA	1.984	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°20'08,00''	02°52'50,00'' E	576	Sì	No
1224	CARAPELLE 003	1965	S	GA	1.622	M	TORRENTE CARAPELLE	IDR.CASTELGRANDE	FG	T	41°10'28,80''	03°04'42,30'' E	472	No	No
1263	CASALINI 001	1965	E	GA	3.453	R	CERAMI	MISO	EN	T	37°48'55,50''	01°53'30,00'' E	0	Sì	No
1339	CASTELFRANCO EMILIA 003	1965	E	NP	2.272	C	CASTELFRANCO	AGIP	MO	T	44°36'09,00''	01°19'21,00'' W	3361	Sì	Sì
1557	CERCEMAGGIORE 002	1965	E	NP	3.233	R	CERCEMAGGIORE	IDR.ARIANO	CB	T	41°28'33,40''	02°18'04,00'' E	501	Sì	Sì
1592	CERTALDO 001	1965	E	GA	1.738	R	CERTALDO	AGIP	FI	T	43°42'39,50''	01°33'04,80'' W	487	Sì	Sì
1593	CERTALDO 002	1965	E	NP	1.860	R	CERTALDO	AGIP	FI	T	43°42'51,50''	01°33'35,00'' W	488	Sì	Sì
1604	CERVIA MARE 002	1965	E	NP	2.155	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°17'15,40''	12°38'03,50''	471	No	No
1659	CESENATICO MARE 003	1965	E	GA	2.155	M	A.C 28.EA	AGIP	ZA	M	44°14'56,70''	12°27'31,40''	0	No	No
1660	CESENATICO MARE 004	1965	S	NP	2.168	M	A.C 28.EA	AGIP	ZA	M	44°15'26,60''	12°26'13,60''	0	No	No
1661	CESENATICO MARE 004 DIR	1965	S	GA	2.304	M	A.C 28.EA	AGIP	ZA	M	44°15'26,60''	12°26'13,60''	0	No	No
1662	CESENATICO MARE 005	1965	E	NP	2.586	M	A.C 28.EA	AGIP	ZA	M	44°16'05,00''	12°25'13,40''	0	No	No
1663	CESENATICO MARE 005 DIR	1965	E	NP	2.364	M	A.C 28.EA	AGIP	ZA	M	44°16'05,00''	12°25'13,40''	0	No	No
1841	COLLE DELLE TANE 001	1965	E	NP	1.360	M	COLLE DELLE TANE	AGIP	CB	T	41°59'15,00''	02°15'57,50'' E	467	Sì	Sì
2762	GAGLIANO 017	1965	S	NP	3.372	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°42'54,00''	02°01'34,50'' E	0	No	No
2763	GAGLIANO 018	1965	S	GA	3.235	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°45'21,50''	02°07'43,00'' E	0	No	No
2764	GAGLIANO 019 DIR	1965	S	GA	3.166	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°43'18,00''	02°03'51,00'' E	0	No	No
2765	GAGLIANO 020	1965	S	GA	2.930	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°44'36,00''	02°04'40,50'' E	0	No	No
2766	GAGLIANO 021	1965	S	GA	2.919	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°44'49,50''	02°05'58,00'' E	0	No	No
2892	GELA 066 DIR	1965	S	OL	3.490	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'58,00''	01°50'07,00'' E	0	No	No
2901	GELA 075	1965	S	OL	3.460	M	C.C 1.AG	AGIP	CL	T	37°02'58,00''	01°49'24,00'' E	1013	No	No
2906	GELA 080 DIR	1965	S	OL	3.318	M	C.C 1.AG	AGIP	CL	T	37°02'43,00''	01°49'46,00'' E	1017	No	No
2907	GELA 081	1965	S	OL	3.337	R	GELA	AGIP	CL	T	37°05'13,00''	01°50'28,00'' E	0	No	No
2908	GELA 082	1965	S	OL	3.115	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'58,00''	01°49'04,00'' E	0	No	No
2909	GELA 083 DIR	1965	S	OL	3.643	M	C.C 1.AG	AGIP	CL	T	37°02'30,00''	01°50'11,00'' E	1018	No	No
3049	GRAZZANO VISCONTI 001	1965	E	NP	1.501	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'20,50''	02°46'31,50'' W	0	Sì	No
3208	LADISPOLI 001	1965	E	NP	1.025	R	LADISPOLI	AGIP	RM	T	42°05'19,00''	00°00'53,50'' W	474	Sì	Sì
3215	LAMBRATE 002 DIR	1965	S	GA	1.600	C	LAMBRATE	AGIP	MI	T	45°29'01,00''	03°11'58,00'' W	3336	Sì	Sì
3353	LUCERA 006	1965	E	NP	1.170	R	FOGGIA	AGIP	FG	T	41°29'24,00''	02°58'22,50'' E	443	Sì	Sì
3358	LUCITO 001	1965	E	NP	399	R	LUCITO	SORI	CB	T	41°40'26,00''	02°15'50,00'' E	497	Sì	No
3638	MELETI 001	1965	E	NP	2.021	C	MELETI	AGIP	MI	T	45°06'49,50''	02°36'56,90'' W	3302	Sì	Sì
3639	MELETI 001 DIR	1965	E	NP	1.971	C	MELETI	AGIP	MI	T	45°06'49,50''	02°36'56,90'' W	3302	Sì	Sì
3669	MIGLIARINO 002	1965	E	NP	1.494	C	MIGLIARINO	AGIP	FE	T	44°44'41,00''	00°32'23,50'' W	0	Sì	No
3863	MONTE BARCA 001	1965	E	MG	3.058	R	GIOTTO	AGIP	CT	T	37°46'09,50''	02°22'13,00'' E	0	Sì	No
3916	MONTE FEDELE 001	1965	E	NP	1.994	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°17'54,30''	02°54'29,80'' E	581	Sì	Sì
3938	MONTE ROTARO 001	1965	E	NP	2.496	R	MONTE ROTARO	RIC.PETR.MERIDIONALI	CB	T	41°38'50,30''	02°35'16,50'' E	473	Sì	Sì
4016	MONTESTILLO 007	1965	S	GA	2.359	M	CARIGNANO	SNIA	FG	T	41°29'24,30''	02°46'40,70'' E	579	No	No
4183	ORDONA 002	1965	E	NP	1.597	R	ORDONA	AGIP	FG	T	41°19'26,00''	03°06'06,00'' E	444	Sì	Sì
4241	PALINO 005	1965	S	GA	1.895	M	LE GATTAROLE	SNIA	FG	T	41°12'34,00''	02°58'50,00'' E	586	No	No
4244	PALINO 008	1965	S	GA	1.654	M	TUFARELLE	SNIA	FG	T	41°10'38,90''	03°02'58,40'' E	588	No	No
4245	PALINO 009	1965	S	GA	2.279	M	PIANO DELLE ROSE	SNIA	FG	T	41°13'19,40''	02°58'35,30'' E	589	No	No
4246	PALINO 010	1965	S	GA	1.705	M	TUFARELLE	SNIA	FG	T	41°11'18,60''	03°02'15,00'' E	590	No	No
4247	PALINO 011	1965	S	GA	1.649	M	TUFARELLE	SNIA	FG	T	41°09'48,60''	03°02'35,70'' E	591	No	No
4248	PALINO 012	1965	S	GA	1.754	M	TUFARELLE	SNIA	FG	T	41°11'41,50''	03°00'15,00'' E	592	No	No
4348	PESARO MARE 001	1965	E	NP	1.919	R	PESARO MARE	NORD PETROLI	ZB	M	43°51'20,00''	13°03'14,90''	476	Sì	Sì
4409	PIETRAGALLA 001	1965	E	NP	2.984	R	PIETRAGALLA	AGIP	PZ	T	40°50'13,00''	03°24'46,00'' E	500	Sì	Sì
4479	PIZZO CASTELLANO 001	1965	E	NP	1.625	R	MISTRETTA	SOMICEM	ME	T	37°57'23,50''	02°02'30,50'' E	0	Sì	No
4545	POGGIO RUSCO 006	1965	E	NP	1.463	R	TRECENTA	AGIP	MN	T	44°57'25,00''	01°17'05,00'' W	3612	Sì	Sì
4602	PONTEDERA 001	1965	E	NP	784	R	PONTEDERA	AGIP	PI	T	43°39'09,00''	01°46'23,50'' W	498	Sì	Sì
4643	PORTO CORSINI MARE EST 006	1965	S	GA	2.760	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°23'21,00''	12°34'08,40''	481	No	No
4644	PORTO CORSINI MARE EST 007	1965	S	GA	2.800	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°23'07,40''	12°34'55,20''	482	No	No
4645	PORTO CORSINI MARE EST 007 B	1965	S	GA	2.331	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°22'58,80''	12°35'23,80''	484	No	No
4646	PORTO CORSINI MARE EST 007 DIR A	1965	S	NP	2.131	M	PORTO CORSINI MARE	AGIP	ZA	M	44°23'23,30''	12°35'04,40''	483	No	No
4718	PORTO CORSINI MARE OVEST 001	1965	E	NP	3.506	M	A.C 26.EA	AGIP	ZA	M	44°30'01,50''	12°23'54,50''	0	No	No
4719	PORTO CORSINI MARE OVEST 002	1965	E	NP	3.010	M	A.C 29.EA	AGIP	ZA	M	44°29'25,40''	12°26'15,40''	0	No	No
4827	PORTOCANNONE 011	1965	S	GA	1.070	M	LARINO	AUSONIA MIN.	CB	T	41°52'43,00''	02°28'21,30'' E	493	No	No
4828	PORTOCANNONE 012	1965	S	GA	380	M	LARINO	AUSONIA MIN.	CB	T	41°52'46,00''	02°28'15,00'' E	494	No	No
4878	PUNTA MARINA 002	1965	E	GA	2.523	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°26'23,00''	12°19'43,40''	0	No	No
4991	RANDAZZO 001	1965	E	GA	3.566	R	S. NICOLA	RAVENNATE METANO	CT	T	37°51'26,00''	02°20'15,60'' E	0	Sì	No
5044	RAVENNA 040	1965	S	GA	1.900	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'54,50''	00°16'38,50'' W	0	No	No
5045	RAVENNA 041 DIR	1965	S	GA	1.997	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'54,50''	00°16'39,50'' W	0	No	No
5046	RAVENNA 042	1965	S	GA	1.925	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'15,00''	00°17'09,00'' W	0	No	No
5047	RAVENNA 043 DIR	1965	S	GA	1.953	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'15,00''	00°17'09,00'' W	0	No	No
5048	RAVENNA 044	1965	S	GA	1.974	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'45,00''	00°16'22,00'' W	0	No	No
5050	RAVENNA 045 DIR	1965	S	GA	1.863	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'49,50''	00°16'31,50'' W	0	No	No
5051	RAVENNA 046	1965	S	GA	2.030	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'43,50''	00°16'03,00'' W	0	No	No
5053	RAVENNA 048	1965	S	GA	2.081	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'18,50''	00°16'48,00'' W	0	No	No
5140	RICCIONE MARE 001	1965	E	NP	1.664	R	RICCIONE	NORD PETROLI	ZA	M	44°02'17,00''	12°45'47,40''	475	Sì	Sì
5328	RIVERGARO 001	1965	E	NP	2.012	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°55'07,00''	02°49'38,00'' W	0	Sì	No
5381	ROSETO 003	1965	S	NP	2.400	R	ROSETO	MIN.PETR.ITALIANA	FG	T	41°24'56,00''	02°47'37,00'' E	489	No	No
5383	ROSETO 005	1965	S	NP	2.803	R	ROSETO	MIN.PETR.ITALIANA	FG	T	41°25'47,50''	02°47'48,00'' E	447	No	No
5384	ROSETO 006	1965	S	NP	2.495	M	TERTIVERI	MIN.PETR.ITALIANA	FG	T	41°26'37,00''	02°47'04,00'' E	524	No	No
5441	ROTONDELLA 004	1965	E	NP	4.104	R	ROTONDELLA	AGIP	MT	T	40°08'48,00''	04°04'45,50'' E	503	Sì	Sì
5546	S.CHIRICO 001	1965	E	NP	1.912	R	TOLVE	ITALMINERARIA	PZ	T	40°42'52,00''	03°37'20,00'' E	450	Sì	Sì
5547	S.CHIRICO 002	1965	E	NP	1.650	R	TOLVE	ITALMINERARIA	PZ	T	40°41'45,40''	03°40'02,00'' E	449	Sì	Sì
5548	S.CHIRICO 003	1965	E	GA	1.950	R	TOLVE	ITALMINERARIA	PZ	T	40°42'40,00''	03°36'12,00'' E	477	Sì	Sì
5582	S.GIACOMO DEGLI SCHIAVONI 001	1965	E	NP	1.581	R	S. GIACOMO DEGLI SCHIAVONI	CHIETI	CB	T	41°57'35,60''	02°29'30,00'' E	448	Sì	Sì
5659	S.MARIA DEL BOSCO 001	1965	E	NP	3.388	R	RANDAZZO	RAVENNATE METANO	ME	T	37°55'51,00''	02°30'03,00'' E	0	Sì	No
5692	S.NICOLA 004	1965	S	GA	1.567	R	S. NICOLA	RAVENNATE METANO	EN	T	37°48'13,50''	02°21'20,00'' E	0	No	No
5728	S.PIETRO IN CASALE 021	1965	E	NP	1.095	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°43'37,50''	01°04'31,50'' W	3404	Sì	Sì

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
5729	S.PIETRO IN CASALE 022	1965	E	NP	1.100	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°43'23,00''	01°03'42,00'' W	3404	Sì	Sì
5730	S.PIETRO IN CASALE 022 DIR	1965	E	NP	1.309	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°43'23,00''	01°03'42,00'' W	0	No	No
6077	SERGNANO 015 DIR	1965	S	GA	1.345	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'37,00''	02°45'11,00'' W	0	Sì	No
6078	SERGNANO 016 DIR	1965	S	GA	1.344	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'37,00''	02°45'10,00'' W	0	Sì	No
6079	SERGNANO 017 DIR	1965	S	GA	1.379	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'37,00''	02°45'11,70'' W	0	Sì	No
6111	SERRA DEL RIPOSO 003	1965	S	GA	1.605	M	SERRA LA CACCIA	MONTEDISON	FG	T	41°09'07,30''	03°06'04,50'' E	446	No	No
6126	SERRA PIZZUTA 001	1965	E	NP	2.505	M	SERRA PIZZUTA	AGIP	MT	T	40°21'19,50''	04°05'23,00'' E	478	Sì	Sì
6232	SPERLINGA 003	1965	E	NP	3.835	R	SPERLINGA	SOIS	EN	T	37°45'48,00''	01°55'19,00'' E	0	Sì	No
6344	TERMOLI 003	1965	E	NP	1.870	M	MONTE COCCIA	MONTEDISON	CB	T	41°55'23,20''	02°30'44,50'' E	480	Sì	Sì
6456	TORRENTE TONA 009	1965	S	OL	1.650	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°44'35,00''	02°35'07,00'' E	491	No	No
6458	TORRENTE TONA 011	1965	S	OL	1.500	M	MASSERIA VERTICCHIO	AGIP	CB	T	41°43'58,00''	02°35'14,00'' E	492	No	No
6624	TRESIGALLO 007 DIR	1965	S	GA	1.619	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°48'45,50''	00°32'52,50'' W	0	No	No
6625	TRESIGALLO 008	1965	S	NP	1.507	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°49'23,60''	00°34'23,50'' W	0	No	No
6626	TRESIGALLO 008 DIR	1965	S	GA	1.484	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°49'23,60''	00°34'23,50'' W	0	No	No
6627	TRESIGALLO 009	1965	S	GA	1.487	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°38'17,50''	00°32'33,00'' W	0	No	No
6628	TRESIGALLO 010	1965	E	NP	1.350	R	DUCENTOLA	AGIP	FE	T	44°50'15,00''	00°36'31,00'' W	3616	Sì	Sì
6629	TRESIGALLO 010 DIR	1965	E	NP	1.423	R	DUCENTOLA	AGIP	FE	T	44°50'15,00''	00°36'31,00'' W	0	Sì	No
6630	TRESIGALLO 011	1965	E	NP	1.583	R	GRADIZZA	AGIP	FE	T	44°51'20,50''	00°39'12,50'' W	0	Sì	No
6631	TRESIGALLO 012	1965	S	NP	1.491	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'41,00''	00°31'52,50'' W	0	No	No
6632	TRESIGALLO 012 DIR	1965	S	GA	1.454	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'41,00''	00°31'52,50'' W	0	No	No
6639	TREVI 001	1965	E	NP	3.549	R	TREVI	AGIP	RM	T	41°53'02,00''	00°45'56,00'' E	499	Sì	Sì
6774	VALLI DI COMACCHIO 001	1965	E	NP	1.802	M	DOSSO DEGLI ANGELI	AGIP	FE	T	44°34'41,00''	00°18'16,00'' W	0	No	No
6932	VITTORIA 004	1965	E	NP	2.277	M	VITTORIA	RAVENNATE METANO	RG	T	37°01'01,00''	02°05'23,50'' E	0	Sì	No
487	BANZI 001	1964	E	NP	1.001	R	BANZI	IDR.CASTELGRANDE	PZ	T	40°50'28,50''	03°38'42,80'' E	413	Sì	Sì
754	BELMONTE 001	1964	E	NP	2.747	R	BELMONTE SANNIO	RIC.PETR.MERIDIONALI	IS	T	41°47'05,00''	01°59'45,00'' E	470	Sì	Sì
872	BORDOLANO 020	1964	E	NP	2.095	C	BORDOLANO	AGIP	CR	T	45°18'36,00''	02°32'48,00'' W	3326	Sì	Sì
878	BORGO D'ALE 001	1964	E	NP	1.935	C	BORGO D'ALE	AGIP	VC	T	45°23'48,50''	04°23'48,50'' W	3244	Sì	Sì
880	BORGO SEGEZIA 001	1964	E	NP	1.645	R	BORGO SEGEZIA	IDR.ARIANO	FG	T	41°22'30,80''	03°02'29,30'' E	463	Sì	Sì
954	BRUGHERIO 017 DIR	1964	S	GA	1.135	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'42,80''	03°13'07,00'' W	0	Sì	No
956	BRUGHERIO 018 DIR	1964	S	GA	1.204	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'42,80''	03°13'07,00'' W	0	Sì	No
957	BRUGHERIO 019 DIR	1964	S	GA	1.190	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'42,80''	03°13'07,00'' W	0	Sì	No
1077	CALVELLO 001	1964	E	NP	2.408	R	CALVELLO	MIN.PETR.ITALIANA	FG	T	41°19'21,50''	02°58'53,50'' E	396	Sì	Sì
1095	CAMPIDANO 001	1964	E	NP	1.700	R	CAMPIDANO	IDR.SARDEGNA	CA	T	39°22'22,25''	03°30'00,00'' W	3260	Sì	Sì
1120	CANDELA 002	1964	E	GA	3.215	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°11'39,00''	02°59'24,00'' E	460	No	No
1130	CANDELA 012	1964	E	NP	2.259	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°18'25,00''	02°55'27,00'' E	459	Sì	Sì
1131	CANDELA 013	1964	E	GA	2.259	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°13'22,00''	02°56'24,00'' E	458	No	No
1132	CANDELA 014	1964	E	GA	1.807	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°15'11,30''	02°57'18,20'' E	457	No	No
1198	CAORSO 002	1964	E	NP	1.807	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'16,00''	02°34'28,00'' W	404	No	No
1199	CAORSO 002 DIR	1964	E	NP	1.646	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'14,40''	02°34'24,90'' W	405	No	No
1223	CARAPELLE 002	1964	E	GA	1.628	M	TORRENTE CARAPELLE	IDR.CASTELGRANDE	FG	T	41°10'10,50''	03°05'25,70'' E	434	No	No
1362	CASTELLUZZO 002	1964	E	MM	3.690	R	GIOITTO	AGIP	CT	T	37°42'28,00''	02°21'14,00'' E	0	Sì	No
1384	CASTORANO 001	1964	E	NP	2.140	R	CASTORANO	MIN.PETR.ITALIANA	AP	T	42°59'58,00''	01°10'44,00'' E	412	Sì	Sì
1552	CEPRANO 002	1964	E	NP	627	R	CEPRANO	AGIP	FR	T	41°31'28,00''	01°12'06,00'' E	422	Sì	Sì
1560	CERDA 002	1964	E	NP	2.742	R	CERDA	SOIS	PA	T	37°52'49,50''	01°13'16,00'' E	0	Sì	No
1653	CESATE 001	1964	E	NP	982	R	LAINATE	AGIP	MI	T	45°35'00,00''	03°22'44,00'' W	3600	Sì	Sì
1658	CESENATICO MARE 002	1964	E	NP	2.220	M	A.C 28.EA	AGIP	ZA	M	44°13'35,10''	12°28'08,00''	0	No	No
1758	CIRO' 001	1964	E	NP	420	R	CIRO'	MONTEDISON	CS	T	39°28'59,30''	04°34'10,00'' E	456	No	No
1759	CIRO' 002	1964	E	NP	1.401	R	CIRO'	MONTEDISON	CS	T	39°28'40,20''	04°34'28,30'' E	436	No	No
1839	COLLE CORVINO 001	1964	E	NP	2.284	R	PICCIANO	AUSONIA MIN.	PE	T	42°27'55,50''	01°31'59,00'' E	411	Sì	Sì
1842	COLLE DI BRECCIA 001	1964	E	NP	2.206	R	COLLE DI BRECCIA	RIC.PETR.MERIDIONALI	CB	T	41°50'50,00''	02°26'56,00'' E	420	Sì	Sì
1846	COLLE RUGGERO 001	1964	E	NP	1.650	R	COLLE RUGGERO	AGIP	CB	T	41°45'05,00''	02°38'42,00'' E	399	Sì	Sì
1847	COLLE RUGGERO 002	1964	E	NP	1.564	R	COLLE RUGGERO	AGIP	CB	T	41°44'16,00''	02°38'17,00'' E	431	Sì	Sì
1890	COMISO 002	1964	E	OG	2.173	M	COMISO II	PETROLI DELL'ISOLA	RG	T	36°58'50,00''	02°15'20,00'' E	0	No	No
1966	CORNEGLIANO 019	1964	E	NP	1.840	C	CORNEGLIANO	AGIP	MI	T	45°16'33,00''	03°02'07,00'' W	3333	Sì	Sì
2032	CORSICO 001	1964	E	NP	2.854	R	LAINATE	AGIP	MI	T	45°24'58,50''	03°21'50,50'' W	3596	Sì	Sì
2228	CRESCENTINO 001	1964	E	NP	1.722	C	CRESCENTINO	AGIP	VC	T	45°13'25,00''	04°15'52,00'' W	3246	Sì	Sì
2284	CUSANO MILANINO 003	1964	S	NP	1.109	C	CUSANO MILANINO	AGIP	MI	T	45°33'19,50''	03°17'23,00'' W	3334	Sì	Sì
2552	FERRANDINA 023	1964	E	NP	1.317	M	COSTA TERMILE	AGIP	MT	T	40°26'35,50''	03°59'41,00'' E	427	Sì	Sì
2560	FEUDO GRANDE 003	1964	E	NP	3.374	M	GAGLIANO	VULCANO	EN	T	37°41'55,00''	02°11'47,00'' E	0	No	No
2669	FORESTA UMBRA 001	1964	E	NP	5.912	R	MONTE S.ANGELO	AGIP	FG	T	41°47'37,00''	03°35'17,00'' E	428	Sì	Sì
2672	FORLI' 002	1964	E	NP	2.297	R	LUGO	AGIP	FO	T	44°17'50,00''	00°22'57,50'' W	3591	Sì	Sì
2756	GAGLIANO 011	1964	S	GA	3.328	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°45'56,50''	02°05'44,50'' E	0	No	No
2760	GAGLIANO 015	1964	S	GA	3.246	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°42'55,00''	02°02'40,50'' E	0	No	No
2761	GAGLIANO 016	1964	S	NP	3.204	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°45'12,00''	02°06'51,50'' E	0	No	No
2805	GAMBETTOLA 001	1964	E	NP	2.974	C	GAMBETTOLA	AGIP	FO	T	44°08'34,00''	00°06'10,00'' W	3373	Sì	Sì
2905	GELA 079	1964	E	NP	3.560	R	GELA	AGIP	ZC	M	37°00'37,00''	14°15'39,40''	1016	No	No
3046	GRASSANO 002	1964	E	NP	1.177	R	GRASSANO	SNIA	MT	T	40°40'29,00''	03°49'07,00'' E	464	Sì	Sì
3117	GUGLIONESI 006	1964	E	NP	1.682	M	COLLE GUARDIOLA	AGIP	CB	T	41°54'38,00''	02°26'54,00'' E	403	Sì	Sì
3187	LA COCCETTA 001	1964	E	GA	1.450	R	LA COCCETTA	AGIP	CH	T	41°59'45,00''	02°15'54,50'' E	408	No	No
3214	LAMBRATE 001 DIR	1964	E	GA	1.484	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°29'18,00''	03°11'33,00'' W	0	Sì	No
3229	LATINA 002	1964	E	NP	798	R	LATINA	AGIP	RM	T	41°30'10,00''	00°09'07,50'' E	425	Sì	Sì
3258	LEMIZZONE 001	1964	E	NP	1.778	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°44'17,00''	01°42'19,00'' W	0	Sì	No
3259	LEMIZZONE 002	1964	E	NP	1.500	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°44'44,00''	01°42'43,00'' W	0	Sì	No
3288	LESMO 001	1964	E	NP	855	R	MISSAGLIA	AGIP	CO	T	45°40'09,00''	03°08'10,00'' W	0	Sì	No
3324	LISSONE 001	1964	E	NP	1.865	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°36'00,00''	03°14'13,00'' W	0	Sì	No
3489	MARAGONE 001	1964	E	NP	4.425	R	MISTRETTA	SOMICEM	ME	T	38°01'52,00''	02°01'50,00'' E	0	Sì	No
3565	MARZENO 035	1964	S	GA	615	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'08,50''	00°36'33,00'' W	3383	Sì	Sì
3566	MARZENO 036	1964	E	NP	694	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°13'43,50''	00°34'57,00'' W	3383	Sì	Sì
3567	MARZENO 037	1964	S	NP	532	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°15'03,00''	00°38'37,00'' W	3383	Sì	Sì
3587	MASSERIA RIGIRONE 001	1964	E	NP	2.335	R	PISTICCI	RIC.PETR.MERIDIONALI	MT	T	40°20'08,00''	04°00'40,00'' E	479	Sì	Sì
3609	MATINELLA 001	1964	E	NP	1.229	R	MATINELLA	AGIP	PZ	T	40°56'52,00''	03°30'42,50'' E	400	Sì	Sì
3779	MIRAGLIA 001	1964	E	GA	3.486	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°41'09,00''	02°15'59,00'' E	0	No	No
3800	MODICA 002	1964	E	MO	2.794	R	SCICLI	AGIP	RG	T	36°55'03,00''	02°21'54,00'' E	0	No	No
3885	MONTE CAPRARO 001	1964	E	GA	1.621	R	MONTE CAPRARO	MIN.PETR.ITALIANA	CB	T	41°53'34,00''	02°26'56,00'' E	440	No	No
3962	MONTECILFONE 004	1964	E	NP	2.202	M	COLLE GUARDIOLA	AGIP	CB	T	41°56'59,00''	02°23'06,50'' E	435	Sì	Sì
3967	MONTEDORO 001	1964	E	NP	1.405	R	MONTEDORO	MIN.PETR.ITALIANA	FG	T	41°33'20,00''	02°51'46,00'' E	414	Sì	Sì
3981	MONTEGIORDANO 002	1964	E	NP	2.159	R	ROTONDELLA	AGIP	CS	T	40°04'40,50''	04°07'37,00'' E	455	Sì	Sì
4014	MONTESTILLO 005	1964	E	GA	2.313	R	MONTESTILLO	SNIA	FG	T	41°27'52,00''	02°47'25,00'' E	453	No	No
4015	MONTESTILLO 006	1964	S	GA	2.498	R	MONTESTILLO	SNIA	FG	T	41°27'01,90''	02°47'26,20'' E	452	No	No
4147	NOVA SIRI SCALO 002	1964	E	NP	1.929	M	PIETRA DEL CONTE	AGIP	MT	T	40°08'29,00''	04°08'48,00'' E	419	Sì	Sì
4236	PALINO 001	1964	E	OL	2.022	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°10'46,00''	03°02'19,00'' E	386	No	No
4238	PALINO 002 APP	1964	P	GA	1.649	M	TUFARELLE	SNIA	FG	T	41°11'52,00''	03°01'46,00'' E	461	No	No
4240	PALINO 004	1964	S	GA	1.737	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°10'57,50''	03°00'20,00'' E	462	No	No
4242	PALINO 006	1964	S	GA	1.650	M	TUFARELLE	SNIA	FG	T	41°10'10,50''	03°03'09,60'' E	454	No	No
4243	PALINO 007	1964	S	GA	1.683	M	TUFARELLE	SNIA	FG	T	41°11'24,30''	03°01'19,20'' E	587	No	No
4296	PANDINO 013	1964	E	NP	2.074	C	PANDINO	AGIP	CR	T	45°23'56,00''	02°58'04,00'' W	3340	Sì	Sì
4307	PASTONELLO 001	1964	E	MG	3.480	M	S. MAURO	SOMIS	PA	T	37°50'35,00''	01°47'34,00'' E	0	Sì	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4316	PENNADOMO 001	1964	E	NP	2.190	R	PENNADOMO	IDR.MERIDIONALI	CH	T	42°03'09,00''	01°56'26,00'' E	451	Sì	Sì
4411	PIETRALUNGA 001	1964	E	NP	3.435	R	TROINA	MISO	EN	T	37°44'03,50''	02°14'27,00'' E	0	No	No
4414	PIETRAMALA 087 BIS	1964	E	GA	200	M	PIETRAMALA	IDR.NAZIONALI	FI	T	44°09'38,00''	01°06'14,00'' W	0	No	No
4432	PISIGNANO 001	1964	E	NP	2.698	C	PISIGNANO	AGIP	RA	T	44°14'37,00''	00°10'45,00'' W	3390	Sì	Sì
4564	POLLINA 001	1964	E	NP	2.135	R	MISTRETTA	SOMICEM	PA	T	37°57'31,50''	01°42'55,50'' E	0	Sì	No
4641	PORTO CORSINI MARE EST 004	1964	E	GA	2.484	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°25'11,00''	12°31'24,40''	402	No	No
4642	PORTO CORSINI MARE EST 005	1964	E	NP	1.600	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°23'26,50''	12°32'32,40''	468	No	No
4820	PORTOCANNONE 004	1964	E	NP	2.438	R	PORTOCANNONE	AUSONIA MIN.	CB	T	41°50'32,00''	02°29'05,00'' E	388	No	No
4821	PORTOCANNONE 005	1964	E	NP	1.526	R	PORTOCANNONE	AUSONIA MIN.	CB	T	41°52'12,00''	02°30'28,00'' E	389	No	No
4822	PORTOCANNONE 006	1964	E	GA	1.359	R	PORTOCANNONE	AUSONIA MIN.	CB	T	41°52'08,00''	02°27'46,00'' E	390	No	No
4823	PORTOCANNONE 007	1964	S	GA	1.427	R	PORTOCANNONE	AUSONIA MIN.	CB	T	41°51'20,00''	02°29'06,00'' E	432	No	No
4824	PORTOCANNONE 008	1964	S	GA	1.487	R	PORTOCANNONE	AUSONIA MIN.	CB	T	41°52'30,00''	02°27'55,00'' E	430	No	No
4825	PORTOCANNONE 009	1964	S	GA	1.345	R	PORTOCANNONE	AUSONIA MIN.	CB	T	41°53'06,00''	02°27'42,00'' E	426	No	No
4826	PORTOCANNONE 010	1964	S	GA	1.590	R	PORTOCANNONE	AUSONIA MIN.	CB	T	41°50'41,00''	02°29'43,00'' E	433	No	No
4847	POZZILLO 002	1964	E	OL	3.485	R	CALTANISSETTA	SOMIS	CL	T	37°10'35,00''	01°49'16,00'' E	0	No	No
4877	PUNTA MARINA 001	1964	E	NP	1.980	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°26'23,00''	12°19'43,40''	0	No	No
5075	RAVENNA MARE SUD 002	1964	E	NP	2.794	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'01,00''	12°22'27,20''	0	No	No
5076	RAVENNA MARE SUD 003 DIR	1964	E	NP	2.654	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'53,00''	12°19'04,00''	0	No	No
5077	RAVENNA MARE SUD 004	1964	S	NP	2.760	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'26,90''	12°21'57,10''	0	No	No
5153	RIMINI MARE 001	1964	E	NP	2.108	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°11'00,00''	12°41'48,40''	375	Sì	Sì
5379	ROSETO 001	1964	E	GA	2.475	R	ROSETO	MIN.PETR.ITALIANA	FG	T	41°26'14,00''	02°47'36,00'' E	406	No	No
5380	ROSETO 002	1964	S	NP	3.264	R	ROSETO	MIN.PETR.ITALIANA	FG	T	41°26'06,00''	02°46'54,00'' E	423	No	No
5382	ROSETO 004	1964	S	GA	3.025	R	ROSETO	MIN.PETR.ITALIANA	FG	T	41°26'49,00''	02°47'26,00'' E	441	No	No
5435	ROTELLO 006	1964	E	NP	1.610	R	ROTELLO	AGIP	CB	T	41°48'21,00''	02°32'55,50'' E	407	Sì	Sì
5436	ROTELLO 007	1964	E	NP	1.600	R	ROTELLO	AGIP	CB	T	41°47'57,50''	02°32'36,00'' E	429	Sì	Sì
5573	S.FERDINANDO 002	1964	E	NP	1.650	R	TORRENTE TONA	SORI	CB	T	41°48'08,00''	02°35'47,50'' E	410	Sì	Sì
5651	S.MARIA 001 BIS	1964	E	NP	2.520	R	S. MARIA	AGIP	CH	T	42°12'52,50''	02°00'16,50'' E	0	No	No
5652	S.MARIA 002	1964	E	NP	2.396	R	S. MARIA	AGIP	CH	T	42°12'35,50''	02°02'14,00'' E	437	Sì	Sì
5691	S.NICOLA 003	1964	S	GA	2.600	R	S. NICOLA	RAVENNATE METANO	EN	T	37°47'55,00''	02°22'12,50'' E	0	No	No
5937	SALUSSOLA 001	1964	E	NP	1.790	R	BALOCCO	AGIP	VC	T	45°28'08,00''	04°17'31,00'' W	438	Sì	Sì
6014	SEGRATE 002	1964	E	NP	1.498	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°29'18,50''	03°09'49,00'' W	439	Sì	No
6044	SELVA 048	1964	S	NP	180	M	SELVA	MIPETROL	MO	T	44°23'20,00''	01°38'36,00'' W	0	Sì	No
6110	SERRA DEL RIPOSO 002	1964	E	GA	1.937	M	SERRA DEL RIPOSO	MONTEDISON	FG	T	41°09'27,00''	03°06'49,80'' E	421	No	No
6179	SILVI 001	1964	E	NP	1.406	R	SILVI	RIC.PETR.MERIDIONALI	TE	T	42°38'28,00''	01°33'51,00'' E	409	Sì	Sì
6199	SOLIGNANO 005	1964	E	NP	858	R	MARANELLO	IDR.MODENESE	MO	T	44°31'23,00''	01°31'03,00'' W	0	Sì	No
6200	SOMAGLIA 001	1964	E	NP	1.440	C	SOMAGLIA	AGIP	MI	T	45°08'40,50''	02°48'21,00'' W	3311	Sì	Sì
6222	SORESINA 011	1964	E	NP	1.891	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°15'58,50''	02°37'29,00'' W	0	No	No
6227	SPARTIVENTO 001	1964	E	NP	1.177	R	ORDONA	AGIP	FG	T	41°21'05,00''	03°11'13,50'' E	415	Sì	Sì
6311	TABIANO 001	1964	E	NP	2.492	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'47,00''	02°24'19,00'' W	0	Sì	No
6321	TAVENNA 002	1964	E	NP	2.427	R	TAVENNA LENTELLA	MONTEDISON	CB	T	41°55'47,19''	02°20'00,16'' E	368	Sì	Sì
6396	TORRE 002	1964	E	MG	1.604	R	MAZZARINO	SILIPE	EN	T	37°23'34,00''	01°49'19,50'' E	0	Sì	No
6454	TORRENTE TONA 007	1964	S	OL	1.597	R	TORRENTE TONA	SORI	CB	T	41°44'38,00''	02°35'42,00'' E	376	Sì	Sì
6455	TORRENTE TONA 008	1964	S	GA	1.635	R	TORRENTE TONA	SORI	CB	T	41°45'05,00''	02°36'41,00'' E	398	Sì	Sì
6457	TORRENTE TONA 010	1964	S	GA	1.600	M	MASSERIA VERTICCHIO	SORI	CB	T	41°45'07,00''	02°35'46,00'' E	417	No	No
6459	TORRENTE TONA 012	1964	S	NP	2.000	M	MASSERIA VERTICCHIO	SORI	CB	T	41°43'16,00''	02°35'43,50'' E	424	No	No
6504	TORTORETO LIDO 001	1964	E	NP	2.350	R	TORTORETO LIDO	IDR.ARIANO	TE	T	42°47'43,30''	01°29'31,90'' E	387	Sì	Sì
6561	TRAVERSETOLO 001	1964	E	GA	1.808	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°39'51,00''	02°06'38,50'' W	0	No	No
6562	TRAVERSETOLO 002	1964	E	NP	1.352	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°39'08,50''	02°06'03,50'' W	0	No	No
6563	TRAVERSETOLO 003	1964	E	NP	1.990	C	TRAVERSETOLOALBINEA	AGIP	PR	T	44°39'54,00''	02°05'00,00'' W	3314	Sì	Sì
6564	TRAVERSETOLO 004	1964	E	NP	1.711	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°40'13,00''	02°07'33,00'' W	0	No	No
6623	TRESIGALLO 007	1964	S	NP	1.640	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°48'45,50''	00°32'52,50'' W	0	No	No
6677	TURRO 004	1964	E	NP	1.651	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°59'52,00''	02°46'03,00'' W	0	Sì	No
6686	URURI 002	1964	E	NP	1.563	R	URURI	MIN.PETR.ITALIANA	CB	T	41°48'52,50''	02°34'36,50'' E	397	Sì	Sì
6687	URURI 003	1964	E	NP	1.635	R	URURI	MIN.PETR.ITALIANA	CB	T	41°49'21,00''	02°33'06,00'' E	442	Sì	Sì
6689	VAILATE 001	1964	E	NP	1.798	C	VAILATE	AGIP	CR	T	45°26'42,50''	02°49'56,00'' W	3345	Sì	Sì
6794	VASTO MARE 001	1964	E	NP	1.655	R	MARINA DI VASTO	AGIP	ZB	M	42°07'40,40''	14°50'44,80''	418	Sì	Sì
6795	VASTO MARE 002	1964	E	NP	1.367	R	MARINA DI VASTO	AGIP	ZB	M	42°07'44,50''	14°53'56,90''	416	Sì	Sì
6875	VIGNALE 001	1964	E	NP	2.055	C	VIGNALE ALBINEA	AGIP	PR	T	44°38'34,50''	02°03'24,50'' W	3317	Sì	Sì
6906	VILLAFRANCA 001	1964	E	NP	1.135	R	SALIZZOLE	AGIP	VR	T	45°22'36,50''	01°34'35,50'' W	3488	Sì	Sì
6931	VITTORIA 003	1964	E	NP	2.517	M	VITTORIA	RAVENNATE METANO	RG	T	37°00'20,00''	02°00'27,50'' E	0	Sì	No
6974	ZIMMARA 002	1964	E	NP	2.459	R	ZIMMARA	PETROLI DELL'ISOLA	PA	T	37°44'18,00''	01°49'09,00'' E	0	Sì	No
5	ACATE 002	1963	E	NP	3.373	R	GELA	AGIP	CL	T	37°00'10,00''	01°53'06,00'' E	0	Sì	No
145	ALFONSINE 031	1963	E	NP	2.170	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°30'02,00''	00°23'39,00'' W	0	No	No
146	ALFONSINE 032 DIR	1963	E	NP	2.023	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°31'06,00''	00°25'20,00'' W	0	No	No
436	AVOLA 001	1963	E	MO	2.465	R	SIRACUSA	SIS	SR	T	36°58'15,80''	02°36'45,00'' E	0	Sì	No
458	BAGNACAVALLO 002	1963	E	NP	2.296	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°24'33,00''	00°29'33,00'' W	0	No	No
469	BAGNOLO MELLA 008	1963	S	GA	1.311	M	BAGNOLO MELLA	AGIP	BS	T	45°25'21,00''	02°18'50,00'' W	0	No	No
793	BOCCASUOLO 003	1963	E	NP	157	R	BOCCASUOLO	EMILIANA METANO	MO	T	44°17'29,00''	01°50'25,00'' W	0	No	No
794	BOCCASUOLO 004	1963	E	NP	30	R	BOCCASUOLO	EMILIANA METANO	MO	T	44°18'14,00''	01°51'04,00'' W	0	No	No
795	BOCCASUOLO 005	1963	E	NP	30	R	BOCCASUOLO	EMILIANA METANO	MO	T	44°18'33,00''	01°51'09,50'' W	0	No	No
798	BOLOGNA 002 DIR A	1963	E	NP	2.926	R	BOLOGNA	AGIP	BO	T	44°28'04,00''	01°06'20,00'' W	0	Sì	No
799	BOLOGNA 002 DIR B	1963	E	NP	2.467	R	BOLOGNA	AGIP	BO	T	44°28'03,80''	01°06'20,00'' W	0	Sì	No
800	BOLOGNA 002 DIR C	1963	E	NP	2.497	R	BOLOGNA	AGIP	BO	T	44°28'03,80''	01°06'20,00'' W	0	Sì	No
801	BOLOGNA 003	1963	E	NP	2.450	R	BOLOGNA	AGIP	BO	T	44°29'53,00''	01°10'13,00'' W	0	Sì	No
923	BRONTE 004	1963	S	NP	1.904	M	BRONTE	MISO	CT	T	37°46'53,50''	02°21'45,00'' E	0	No	No
953	BRUGHERIO 016	1963	S	GA	1.100	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'59,00''	03°13'18,00'' W	0	Sì	No
1121	CANDELA 003	1963	S	GA	1.068	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°11'53,00''	03°00'42,00'' E	377	No	No
1122	CANDELA 004	1963	S	GA	1.231	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°13'37,00''	02°59'05,00'' E	378	No	No
1123	CANDELA 005	1963	S	GA	1.183	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°12'35,00''	03°00'58,00'' E	379	No	No
1124	CANDELA 006	1963	S	GA	1.172	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°14'02,00''	02°58'42,00'' E	380	No	No
1125	CANDELA 007	1963	S	GA	1.122	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°13'18,60''	03°00'07,50'' E	381	No	No
1126	CANDELA 008	1963	S	GA	1.126	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°14'44,00''	02°58'35,00'' E	382	No	No
1127	CANDELA 009	1963	S	GA	1.140	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°13'21,00''	03°00'54,00'' E	383	No	No
1128	CANDELA 010	1963	S	GA	1.250	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°14'21,80''	02°59'36,40'' E	384	No	No
1197	CAORSO 001	1963	E	NP	2.134	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'57,00''	02°33'42,00'' W	0	No	No
1257	CASALBORE 002	1963	E	NP	3.476	R	CASALBORE	AGIP	AV	T	41°13'56,50''	02°32'50,50'' E	308	Sì	Sì
1266	CASALNUOVO 001	1963	E	NP	2.148	R	CERSOSIMO	IDR.CASTELGRANDE	PZ	T	40°00'59,00''	03°53'40,50'' E	355	Sì	Sì
1275	CASANOVA LONATI 001	1963	E	NP	3.002	R	BARBIANELLO	AGIP	PV	T	45°06'42,50''	03°14'31,50'' W	0	Sì	No
1295	CASIRATE 002	1963	E	NP	1.238	C	CASIRATE	AGIP	BG	T	45°28'56,00''	02°54'09,00'' W	3329	Sì	Sì
1554	CERAMI 001	1963	E	MG	3.431	R	CERAMI	MISO	EN	T	37°48'22,50''	02°04'12,00'' E	0	Sì	No
1603	CERVIA MARE 001	1963	E	NP	2.532	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°16'40,00''	12°37'09,40''	0	No	No
1655	CESENA 001	1963	E	NP	1.344	R	CESENA	SPI	FO	T	44°04'36,00''	00°15'36,00'' W	1025	Sì	Sì
1668	CHERO CARPANETO 003	1963	E	NP	1.970	C	CHERO CARPANETO	AGIP	PC	T	44°54'46,50''	02°35'50,00'' W	3293	Sì	Sì
1826	COCCAGLIO 001	1963	E	NP	1.908	R	CHIARI	AGIP	BS	T	45°33'15,00''	02°29'33,00'' W	3599	Sì	No
1828	CODEMONDO 001	1963	E	NP	1.580	R	ALBINEA	AGIP	RE	T	44°41'03,50''	01°53'45,00'' W	0	Sì	No
1844	COLLE MARTELLO 001	1963	E	NP	898	R	COLLE MARTELLO	IDR.ARIANO	FG	T	41°50'48,60''	02°39'53,40'' E	599	Sì	Sì
1894	COMISO S 002	1963	ST	NP	199	M	COMISO II	PETROLI DELL'ISOLA	RG	T	36°59'00,00''	02°11'40,00'' E	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
1939	CONTRASTO 001	1963	E	NP	3.419	R	CERAMI	MISO	ME	T	37°51'29,50''	01°56'42,50'' E	0	Si	No
2212	CREMONA NORD 002	1963	E	NP	3.050	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°10'28,00''	02°27'04,00'' W	3298	Si	Si
2231	CRESPELLANO 003	1963	E	NP	1.805	M	SPILAMBERTO	AGIP	BO	T	44°30'26,50''	01°19'55,00'' W	0	No	No
2264	CUPELLO 019	1963	E	GA	4.996	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'48,00''	02°13'22,50'' E	316	No	No
2355	DIMORA 002	1963	S	GA	2.215	R	PISTICCI	RIC.PETR.MERIDIONALI	MT	T	40°22'31,50''	04°06'37,00'' E	617	No	No
2478	ERACLEA SICILIA 001	1963	E	NP	2.019	R	ERACLEA SICILIA	MONTEDISON	AG	T	37°22'08,00''	00°52'46,00'' E	0	Si	No
2550	FERRANDINA 021	1963	E	NP	1.285	M	MONTE POCCHIANO	AGIP	MT	T	40°31'53,00''	03°59'25,00'' E	312	No	No
2551	FERRANDINA 022	1963	E	NP	1.461	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°30'21,50''	03°59'50,00'' E	313	Si	Si
2559	FEUDO GRANDE 002	1963	E	GA	3.531	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°42'05,00''	02°11'03,00'' E	0	No	No
2668	FORENZA 002	1963	E	NP	2.034	R	FORENZA	DELTA OVER.	PZ	T	40°51'06,30''	03°30'26,40'' E	343	Si	Si
2675	FORMIGINE 003	1963	E	NP	1.825	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°34'47,00''	01°32'59,00'' W	0	No	No
2680	FORTORE 003	1963	E	NP	1.802	R	FIUME FORTORE	ITALIANA RICERCHE	FG	T	41°42'08,80''	02°40'24,70'' E	370	Si	Si
2690	FRANCAVILLA SUL SINNI 001	1963	E	NP	1.737	C	S. ARCANGELO	AGIP	PZ	T	40°04'27,00''	03°42'54,00'' E	310	Si	Si
2711	FROSOLONE 002	1963	E	NP	3.993	R	CASTEL PETROSO	AGIP	IS	T	41°36'58,00''	01°56'04,00'' E	372	Si	Si
2721	FURCI 009	1963	E	NP	1.340	M	S. BARBATO	AGIP	CH	T	42°05'55,00''	02°10'00,00'' E	314	Si	Si
2755	GAGLIANO 010	1963	S	GA	3.268	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°44'36,00''	02°05'03,00'' E	0	No	No
2757	GAGLIANO 012	1963	S	GA	3.060	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°43'43,00''	02°05'52,50'' E	0	No	No
2758	GAGLIANO 013	1963	S	GA	3.064	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°43'53,00''	02°04'11,00'' E	0	No	No
2759	GAGLIANO 014	1963	S	GA	3.211	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°45'01,00''	02°05'45,00'' E	0	No	No
2899	GELA 073	1963	S	OL	3.743	R	GELA	AGIP	ZC	M	37°01'54,00''	14°16'11,60''	1011	No	No
2900	GELA 074	1963	S	NP	3.605	R	GELA	AGIP	ZC	M	37°01'54,00''	14°16'11,60''	1012	No	No
2902	GELA 076	1963	S	OL	3.385	R	GELA	AGIP	CL	T	37°05'23,00''	01°51'03,00'' E	0	No	No
2903	GELA 077	1963	S	OL	3.546	R	GELA	AGIP	ZC	M	37°01'54,00''	14°16'11,60''	1014	No	No
2904	GELA 078	1963	S	OL	3.555	R	GELA	AGIP	ZC	M	37°01'54,00''	14°16'11,60''	1015	No	No
2955	GHEDI 001	1963	E	NP	2.402	R	CARPENEDOLO	AGIP	BS	T	45°20'53,00''	02°08'52,00'' W	0	Si	No
3028	GOLFO 002	1963	E	NP	1.176	R	GOLFO	RIC.PETR.MERIDIONALI	MT	T	40°36'38,40''	03°52'20,20'' E	619	No	No
3029	GOLFO 003	1963	E	NP	930	R	GOLFO	RIC.PETR.MERIDIONALI	MT	T	40°35'37,00''	03°52'09,00'' E	620	No	No
3113	GUGLIONESI 002	1963	E	NP	2.150	R	MONTECILFONE	AGIP	CB	T	41°54'11,00''	02°25'14,00'' E	311	Si	Si
3115	GUGLIONESI 004	1963	S	GA	1.800	R	MONTECILFONE	AGIP	CB	T	41°54'04,00''	02°25'53,50'' E	338	Si	Si
3116	GUGLIONESI 005	1963	E	GA	1.802	R	MONTECILFONE	AGIP	CB	T	41°54'19,00''	02°26'25,00'' E	362	Si	Si
3132	IELSI 001	1963	E	NP	2.826	R	JELSI	IDR.CASTELGRANDE	BN	T	41°24'33,00''	02°18'07,60'' E	354	Si	Si
3228	LATINA 001	1963	E	NP	1.425	R	LATINA	AGIP	LT	T	41°30'55,50''	00°15'20,00'' E	337	Si	Si
3244	LAVELLO 006	1963	E	NP	924	R	LAVELLO	AGIP	PZ	T	41°03'39,00''	03°19'13,00'' E	0	Si	Si
3269	LENTELLA 007	1963	E	GA	1.697	M	LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	41°59'44,80''	02°13'39,60'' E	306	No	No
3273	LENTELLA 011	1963	E	NP	2.550	M	LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	41°59'05,00''	02°12'15,60'' E	330	No	No
3275	LENTELLA 014	1963	E	GA	1.600	M	LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	41°59'47,60''	02°14'24,50'' E	329	No	No
3351	LUCERA 004	1963	E	GA	1.498	R	FOGGIA	AGIP	FG	T	41°32'28,50''	02°52'02,50'' E	359	Si	Si
3352	LUCERA 005	1963	E	NP	1.297	R	FOGGIA	AGIP	FG	T	41°31'50,00''	02°54'20,00'' E	363	Si	Si
3419	MADDALENA 001	1963	E	NP	1.774	R	MADDALENA	CALAMONACI MIN.	SR	T	37°00'55,00''	02°51'37,00'' E	0	Si	No
3578	MASSERIA CANIUCCIO 001	1963	E	NP	2.339	R	PISTICCI	RIC.PETR.MERIDIONALI	MT	T	40°22'11,00''	04°03'24,00'' E	309	Si	Si
3632	MEDOLA 014	1963	S	GA	248	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°18'26,00''	01°51'00,00'' W	0	No	No
3640	MELFI 001	1963	E	NP	2.687	R	LAVELLO	AGIP	PZ	T	41°02'19,50''	03°09'52,00'' E	326	Si	Si
3723	MINERBIO 031	1963	S	GA	1.598	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'40,50''	00°58'18,00'' W	0	Si	No
3724	MINERBIO 032	1963	S	GA	1.450	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'18,50''	00°57'23,00'' W	0	Si	No
3792	MISTRETTA 001	1963	E	NP	3.466	R	MISTRETTA	SOMICEM	ME	T	37°55'56,00''	01°54'49,00'' E	0	Si	No
3839	MONTALBANO 021	1963	S	NP	1.615	R	FIUME RENO	SPI	FE	T	44°42'57,00''	00°52'04,00'' W	0	Si	No
3894	MONTE CIAPPIERE 001	1963	E	NP	3.396	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°43'54,50''	01°58'21,00'' E	0	Si	No
3921	MONTE FORCUSO 002	1963	E	NP	1.690	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	40°59'25,00''	02°45'22,00'' E	345	Si	Si
3928	MONTE MARCONE 001	1963	E	NP	2.202	R	MONTE MARCONE	SORI	CH	T	42°06'20,00''	02°00'46,00'' E	333	Si	Si
3936	MONTE PIETRA 001	1963	E	NP	3.619	R	MONTE PIETRA	SNIA	FO	T	43°53'16,00''	00°23'12,00'' W	391	Si	Si
3960	MONTECILFONE 002	1963	E	GA	2.370	M	CAPO DELLA SERRA	AGIP	CB	T	41°56'56,50''	02°21'34,00'' E	336	Si	Si
3961	MONTECILFONE 003	1963	S	OL	2.252	M	CAPO DELLA SERRA	AGIP	CB	T	41°56'31,50''	02°21'28,50'' E	357	Si	Si
3989	MONTEPAGANO 001	1963	E	NP	1.302	R	MONTE PAGANO	MIN.PETR.ITALIANA	TE	T	42°41'01,90''	01°31'19,00'' E	334	Si	Si
3990	MONTEPAGANO 002	1963	E	NP	2.216	R	MONTE PAGANO	MIN.PETR.ITALIANA	TE	T	42°40'11,00''	01°32'52,00'' E	347	Si	Si
4007	MONTESILVANO 001	1963	E	NP	1.496	R	MONTESILVANO	SORI	PE	T	42°27'44,00''	01°37'11,00'' E	317	Si	Si
4008	MONTESOTTANO 001	1963	E	NP	1.983	R	MONTESOTTANO	SNIA	MT	T	40°21'48,00''	04°08'08,00'' E	385	Si	Si
4040	MONTEVERDE 001	1963	E	NP	140	R	MONTEVERDE	MONTEDISON	AV	T	40°59'38,05''	02°59'51,30'' E	318	Si	Si
4182	ORDONA 001	1963	E	GA	1.267	R	ORDONA	AGIP	FG	T	41°15'25,00''	03°07'43,00'' E	361	No	No
4188	ORISTANO 002	1963	E	NP	1.700	R	ORISTANO	IDR.SARDEGNA	CA	T	39°59'10,60''	03°55'03,00'' W	3260	Si	Si
4237	PALINO 002	1963	E	GA	1.092	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°11'50,70''	03°01'46,00'' E	0	No	No
4239	PALINO 003	1963	S	GA	1.607	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°10'26,10''	03°03'43,90'' E	585	No	No
4340	PERNATE 001	1963	E	NP	2.052	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'28,50''	03°45'38,50'' W	0	No	No
4341	PERNATE NORD 001 DIR	1963	E	NP	1.505	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'28,40''	03°45'38,50'' W	0	No	No
4342	PERNATE SUD 001 DIR	1963	E	NP	1.542	M	VILLAFORTUNA-TRECATE	AGIP	NO	T	45°27'28,40''	03°45'38,50'' W	0	No	No
4427	PIOMBONE 001	1963	E	NP	2.197	C	PIOMBONE	AGIP	RA	T	44°27'35,50''	00°10'15,00'' W	3389	Si	Si
4544	POGGIO RUSCO 005	1963	E	NP	1.256	R	TRECENTA	AGIP	MN	T	44°56'44,00''	01°17'56,00'' W	3611	Si	Si
4573	POMARICO 007	1963	E	NP	1.053	M	CARLILLO	AGIP	MT	T	40°31'08,00''	04°02'22,00'' E	315	Si	Si
4610	PONTETIDONE 005	1963	E	NP	1.374	M	PONTETIDONE	AGIP	PC	T	45°03'33,50''	02°55'38,00'' W	0	No	No
4622	PORTO CORSINI 004	1963	E	NP	1.530	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°30'55,00''	00°15'35,00'' W	0	No	No
4640	PORTO CORSINI MARE EST 003	1963	S	GA	2.431	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°24'12,00''	12°31'13,90''	358	No	No
4817	PORTOCANNONE 001	1963	E	GA	1.743	R	PORTOCANNONE	AUSONIA MIN.	CB	T	41°52'26,00''	02°28'25,30'' E	346	No	No
4818	PORTOCANNONE 002	1963	E	GA	1.680	R	PORTOCANNONE	AUSONIA MIN.	CB	T	41°50'44,00''	02°30'10,00'' E	366	No	No
4819	PORTOCANNONE 003	1963	E	GA	1.634	R	PORTOCANNONE	AUSONIA MIN.	CB	T	41°51'27,00''	02°29'05,00'' E	367	No	No
4886	QUARGNENTO 001	1963	E	NP	1.354	C	QUARGNENTO	AGIP	AL	T	44°57'20,00''	03°58'07,00'' W	3251	Si	Si
5042	RAVENNA 038	1963	S	GA	2.165	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'00,50''	00°16'35,00'' W	0	No	No
5043	RAVENNA 039	1963	S	GA	2.045	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'36,00''	00°16'00,00'' W	0	No	No
5063	RAVENNA MARE 006	1963	S	GA	1.820	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°24'49,60''	12°22'44,60''	0	No	No
5064	RAVENNA MARE 007	1963	S	GA	1.800	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°24'41,40''	12°24'22,80''	0	No	No
5074	RAVENNA MARE SUD 001	1963	E	GA	3.102	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°23'41,80''	12°21'09,50''	665	No	No
5087	REALMONTE 001	1963	ST	NP	218	R	REALMONTE	CALAMONACI MIN.	AG	T	37°19'46,00''	00°58'46,00'' E	0	No	No
5136	RIBERA C 001	1963	ST	NP	147	R	RIBERA	CALAMONACI MIN.	AG	T	37°25'58,00''	00°48'19,00'' E	0	No	No
5148	RIGOLIZIA 001	1963	E	MO	2.520	R	SIRACUSA	SIS	SR	T	37°01'03,00''	02°28'48,00'' E	0	Si	No
5433	ROTELLO 004	1963	E	NP	2.485	R	ROTELLO	AGIP	CB	T	41°48'51,50''	02°30'48,00'' E	327	Si	Si
5434	ROTELLO 005	1963	E	GA	1.802	R	ROTELLO	AGIP	CB	T	41°48'27,50''	02°33'32,00'' E	360	Si	Si
5483	RUBIERA 002	1963	E	NP	1.474	R	MARANELLO	AGIP	MO	T	44°36'16,50''	01°39'40,00'' W	0	Si	No
5535	S.CATALDO 003	1963	S	OL	2.196	R	PISTICCI	RIC.PETR.MERIDIONALI	MT	T	40°23'04,50''	04°04'52,50'' E	615	No	No
5536	S.CATALDO 004	1963	S	NP	1.008	R	PISTICCI	RIC.PETR.MERIDIONALI	MT	T	40°23'39,00''	04°05'44,00'' E	341	No	No
5572	S.FERDINANDO 001	1963	E	NP	1.596	R	TORRENTE TONA	SORI	CB	T	41°49'55,50''	02°38'49,00'' E	0	Si	No
5578	S.GERMANO VERCELLESE 001	1963	E	NP	2.530	R	BALOCCO	AGIP	VC	T	45°21'03,00''	04°12'50,00'' W	3487	Si	Si
5642	S.LEUCIO 001	1963	E	NP	2.463	R	S. LEUCIO	SORI	CB	T	41°53'48,50''	02°22'39,50'' E	320	Si	Si
5650	S.MARIA 001	1963	E	NP	2.708	R	S. MARIA	MIN.PETR.ITALIANA	CH	T	42°12'52,50''	02°00'16,50'' E	323	Si	Si
5763	S.SALVO 018	1963	E	NP	1.490	M	COLLE STRAMPANATO	AGIP	CH	T	42°02'28,00''	02°15'57,00'' E	324	Si	Si
5829	S.SEVERO 001 BIS	1963	E	NP	1.594	R	S. MARCO IN LAMIS	AGIP	FG	T	41°41'50,00''	02°58'29,00'' E	304	Si	Si
5843	S.TEODORO CESARO' 001	1963	E	NP	3.617	R	MISTRETTA	SOMICEM	ME	T	37°51'18,00''	02°11'41,00'' E	0	Si	No
5915	SALANDRA 002	1963	E	NP	1.727	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°33'09,00''	03°49'27,50'' E	307	Si	Si
5948	SANNICANDRO 001	1963	E	NP	2.502	R	SANNICANDRO	AGIP	FG	T	41°48'33,00''	02°59'14,50'' E	303	Si	Si
5949	SANNICANDRO 002	1963	E	NP	2.269	R	SANNICANDRO	AGIP	FG	T	41°53'31,00''	02°47'49,00'' E	332	Si	Si

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
5964	SANTERNO 010	1963	E	NP	2.606	M	SANTERNO	AGIP	BO	T	44°19'37,00''	00°46'16,50'' W	0	No	No
6038	SELVA 023	1963	S	NP	1.420	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°34'17,00''	00°50'42,00'' W	0	Sì	No
6042	SELVA 046	1963	S	NP	150	M	SELVA	MIPETROL	MO	T	44°23'33,00''	01°38'20,00'' W	0	Sì	No
6043	SELVA 047	1963	S	NP	357	M	SELVA	MIPETROL	MO	T	44°23'40,00''	01°38'25,00'' W	0	Sì	No
6076	SERGNANO 014	1963	E	NP	1.480	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'50,00''	02°46'15,50'' W	0	Sì	No
6109	SERRA DEL RIPOSO 001	1963	E	OL	2.468	M	SERRA DEL RIPOSO	MONTEDISON	FG	T	41°08'44,30''	03°09'06,40'' E	298	No	No
6272	SPILAMBERTO 036	1963	E	NP	1.521	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°31'26,00''	01°25'35,00'' W	0	No	No
6298	STINGI 001	1963	E	NP	1.501	M	COLLE STINGI	AGIP	CB	T	42°00'35,00''	02°18'05,00'' E	374	Sì	Sì
6340	TERENZANO 001	1963	E	NP	702	C	TERENZANO	AGIP	UD	T	45°59'59,00''	00°46'40,00'' E	3285	Sì	Sì
6343	TERMOLI 002	1963	E	GA	2.084	R	TERMOLI	MONTEDISON	CB	T	41°55'50,41''	02°26'55,13'' E	369	Sì	Sì
6387	TOLLARA 001	1963	E	NP	2.055	C	TOLLARA	AGIP	PC	T	44°52'55,00''	02°43'34,00'' W	3313	Sì	Sì
6395	TORRE 001	1963	E	NP	2.475	R	MAZZARINO	SILIPE	EN	T	37°23'05,00''	01°48'51,00'' E	0	Sì	No
6448	TORRENTE TONA 001	1963	E	GA	1.953	R	TORRENTE TONA	SORI	CB	T	41°43'59,00''	02°37'33,00'' E	319	Sì	Sì
6449	TORRENTE TONA 002	1963	S	NP	1.704	R	TORRENTE TONA	SORI	CB	T	41°43'45,00''	02°37'02,00'' E	321	Sì	Sì
6450	TORRENTE TONA 003	1963	S	GA	1.738	R	TORRENTE TONA	SORI	CB	T	41°44'33,00''	02°37'19,00'' E	339	Sì	Sì
6451	TORRENTE TONA 004	1963	S	GA	1.521	R	TORRENTE TONA	SORI	CB	T	41°44'12,00''	02°36'42,00'' E	340	Sì	Sì
6452	TORRENTE TONA 005	1963	S	OL	1.549	R	TORRENTE TONA	SORI	CB	T	41°44'41,00''	02°36'37,00'' E	371	Sì	Sì
6453	TORRENTE TONA 006	1963	S	OL	1.610	R	TORRENTE TONA	SORI	CB	T	41°44'25,00''	02°36'07,00'' E	365	Sì	Sì
6500	TORRICELLA VERZATE 001	1963	E	NP	2.086	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°01'29,50''	03°17'02,00'' W	0	No	No
6670	TUFILLO 001	1963	E	NP	2.414	R	S. BUONO	MIN.PETR.ITALIANA	CH	T	41°54'00,50''	02°09'33,00'' E	305	Sì	Sì
6680	TURSI MONTE S.ARCANGELO 001	1963	E	NP	3.404	R	MONTE S.ARCANGELO	IDR.ARIANO	MT	T	40°15'15,80''	03°58'38,00'' E	595	Sì	Sì
6685	URURI 001	1963	E	NP	1.908	R	URURI	MIN.PETR.ITALIANA	CB	T	41°50'10,00''	02°34'29,00'' E	302	Sì	Sì
6786	VARIGNANA 001	1963	E	NP	2.637	R	BOLOGNA	AGIP	BO	T	44°23'17,00''	00°56'01,50'' W	3607	Sì	Sì
6839	VERRUCCHIO 001	1963	E	NP	1.426	R	VERRUCCHIO	GUIZZARDI	FO	T	43°58'27,00''	00°00'03,00'' W	356	Sì	Sì
6864	VIGATTO 002	1963	E	OL	1.389	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°42'50,50''	02°09'00,00'' W	0	Sì	No
6865	VIGATTO 003	1963	E	GA	1.008	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°43'03,00''	02°09'35,50'' W	0	Sì	No
6866	VIGATTO 004	1963	E	NP	990	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°42'30,50''	02°09'03,00'' W	0	Sì	No
6867	VIGATTO 005	1963	E	NP	1.334	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°42'24,00''	02°10'03,00'' W	0	Sì	No
6868	VIGATTO 006	1963	E	NP	902	C	VIGATTO	AGIP	PR	T	44°44'16,00''	02°10'25,00'' W	3315	Sì	Sì
6869	VIGATTO 007	1963	S	NP	1.008	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°42'56,50''	02°09'16,00'' W	0	Sì	No
6870	VIGATTO 008	1963	S	OL	1.720	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°42'53,00''	02°08'52,00'' W	0	Sì	No
6871	VIGATTO 009	1963	E	NP	796	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°43'29,00''	02°09'35,00'' W	0	Sì	No
6873	VIGHEFFIO 001	1963	E	NP	1.491	C	VIGHEFFIO FIDENZA	AGIP	PR	T	44°45'53,50''	02°10'22,00'' W	3316	Sì	Sì
6886	VILLADEATI 001	1963	E	NP	2.399	C	VILLADEATI	METANIFERA PIEMONTESE	AL	T	45°04'54,00''	04°18'06,00'' W	373	Sì	Sì
6909	VILLALFONSINA 003	1963	E	GA	1.601	M	COLLE FORCHE	AGIP	CH	T	42°10'20,00''	02°04'34,00'' E	344	Sì	Sì
6910	VILLALFONSINA 004	1963	E	NP	1.695	M	COLLE FORCHE	AGIP	CH	T	42°09'55,00''	02°05'02,00'' E	364	Sì	Sì
6967	VUSCO 004	1963	E	GA	1.900	M	LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	41°59'21,00''	02°10'35,80'' E	322	Sì	No
25	ADRANO 001	1962	E	NP	2.962	M	GAGLIANO	VULCANO	EN	T	37°38'58,00''	02°21'14,00'' E	0	Sì	No
31	AGIRA 001	1962	E	GA	2.980	M	GAGLIANO	VULCANO	EN	T	37°41'38,00''	02°01'40,00'' E	0	Sì	No
142	ALFONSINE 028	1962	E	GA	2.244	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°29'35,50''	00°24'38,00'' W	0	No	No
143	ALFONSINE 029 DIR	1962	S	GA	2.295	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°30'00,50''	00°25'20,50'' W	0	No	No
144	ALFONSINE 030 DIR	1962	S	NP	2.056	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°30'01,00''	00°25'21,00'' W	0	No	No
407	ASCOLI SATRIANO 001	1962	E	GA	2.016	R	ASCOLI SATRIANO	IDR.CASTELGRANDE	FG	T	41°14'45,20''	03°03'05,20'' E	350	No	No
408	ASCOLI SATRIANO 002	1962	S	OL	2.066	R	ASCOLI SATRIANO	IDR.CASTELGRANDE	FG	T	41°15'58,80''	03°01'44,30'' E	283	No	No
409	ASCOLI SATRIANO 003	1962	S	OL	2.289	R	ASCOLI SATRIANO	IDR.CASTELGRANDE	FG	T	41°14'19,00''	03°01'56,30'' E	283	No	No
410	ASCOLI SATRIANO 004	1962	S	GA	1.903	R	ASCOLI SATRIANO	IDR.CASTELGRANDE	FG	T	41°15'30,50''	03°03'07,90'' E	284	No	No
411	ASCOLI SATRIANO 005	1962	S	OL	2.094	R	ASCOLI SATRIANO	IDR.CASTELGRANDE	FG	T	41°13'22,70''	03°03'13,30'' E	284	No	No
683	BASENTO 001	1962	E	NP	2.323	R	TRICARICO	IDR.CHIARAVALLE	MT	T	40°37'43,00''	03°44'35,00'' E	562	Sì	Sì
723	BELLANTE 003	1962	E	NP	1.131	M	BELLANTE	PETROSUD	TE	T	42°42'52,70''	01°21'58,60'' E	288	Sì	Sì
724	BELLARIA 001	1962	E	NP	3.055	C	BELLARIA	AGIP	FO	T	44°08'53,00''	00°00'25,00'' W	3350	Sì	Sì
725	BELLARIA 002	1962	E	NP	2.245	C	BELLARIA	AGIP	FO	T	44°09'13,00''	00°02'22,00'' W	3350	Sì	Sì
726	BELLARIA MARE 001	1962	E	NP	2.495	R	A.R 95.EA	AGIP	ZA	M	44°09'12,00''	12°30'31,90''	0	Sì	No
777	BIDDUSA 002	1962	E	NP	2.007	R	BIDDUSA	SOIS	TP	T	37°36'41,50''	00°10'43,50'' E	0	Sì	No
791	BOCCASUOLO 001	1962	E	NP	178	R	BOCCASUOLO	EMILIANA METANO	MO	T	44°17'28,00''	01°50'21,50'' W	0	No	No
792	BOCCASUOLO 002	1962	E	NP	64	R	BOCCASUOLO	EMILIANA METANO	MO	T	44°18'33,00''	01°51'13,00'' W	0	No	No
998	CA' BELLAVISTA 130	1962	S	GA	702	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'21,00''	01°32'12,50'' W	0	No	No
1036	CA' ROVINE 001	1962	E	NP	536	R	CA' ROVINE	RAYAGNAN	BO	T	44°10'33,00''	01°16'48,50'' W	0	No	No
1078	CALVIGNANO 001	1962	E	NP	1.807	C	CALVIGNANO	AGIP	PV	T	44°59'34,50''	03°17'48,00'' W	3291	Sì	Sì
1092	CAMPANARO 001	1962	E	NP	1.601	R	CAMPANARO	SORI	MT	T	40°24'43,20''	04°06'25,10'' E	290	Sì	Sì
1119	CANDELA 001	1962	E	GA	2.720	M	CANDELA	SNIA	FG	T	41°12'46,00''	03°00'20,00'' E	325	No	No
1213	CAPOROTONDO 001	1962	E	NP	3.280	C	S. ARCANGELO	AGIP	MT	T	40°22'32,50''	03°53'15,00'' E	137	Sì	Sì
1222	CARAPELLE 001	1962	E	OL	2.277	R	ASCOLI SATRIANO	IDR.CASTELGRANDE	FG	T	41°14'03,00''	03°04'28,40'' E	353	No	No
1262	CASALGRANDE 002	1962	E	NP	1.487	M	ARCETO	AGIP	RE	T	44°36'04,50''	01°41'35,50'' W	0	Sì	No
1286	CASE BORRA 003	1962	E	NP	1.301	R	FIUME RENO	SPI	BO	T	44°37'06,00''	00°42'33,00'' W	1344	Sì	Sì
1296	CASOLA VALSENIO 001	1962	E	NP	202	R	CASOLA VALSENIO	SNIA	RA	T	44°13'19,00''	00°49'11,00'' W	1045	Sì	No
1327	CASTEGGIO 012	1962	S	GA	1.573	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°01'07,00''	03°18'50,00'' W	0	No	No
1336	CASTEL S.PIETRO 003	1962	E	NP	2.964	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°22'03,00''	00°52'58,00'' W	0	No	No
1338	CASTELFRANCO EMILIA 002	1962	E	NP	2.529	C	CASTELFRANCO	AGIP	MO	T	44°35'31,00''	01°20'00,00'' W	3361	Sì	Sì
1357	CASTELLUCCIO 001	1962	E	NP	2.178	R	ASCOLI SATRIANO	IDR.CASTELGRANDE	FG	T	41°17'25,00''	03°01'19,00'' E	282	No	No
1358	CASTELLUCCIO 002	1962	E	NP	1.551	M	CASTELLUCCIO	AGIP	MT	T	40°25'51,00''	04°06'00,50'' E	401	Sì	Sì
1382	CASTIGLIONE 003	1962	E	NP	1.427	M	CASTIGLIONE MESSER RAIMONDO	PETROSUD	TE	T	42°38'31,50''	01°24'43,80'' E	194	No	No
1507	CAVONE BERNALDA 002	1962	E	NP	1.700	R	BERNALDA	AGIP	MT	T	40°20'56,00''	04°10'26,00'' E	144	Sì	No
1531	CELLINO 018	1962	E	GA	1.473	M	CASTEL VOMANO	PETROSUD	TE	T	42°35'08,00''	01°25'13,90'' E	189	Sì	No
1538	CELLINO 025	1962	E	GA	968	M	CASTEL VOMANO	PETROSUD	TE	T	42°35'53,70''	01°25'03,90'' E	190	Sì	No
1556	CERCEMAGGIORE 001	1962	E	OL	3.137	R	CERCEMAGGIORE	IDR.ARIANO	CB	T	41°25'47,00''	02°18'15,00'' E	352	Sì	Sì
1656	CESENATICO 001	1962	E	NP	2.072	C	CESENATICO	AGIP	FO	T	44°11'25,00''	00°04'10,00'' W	3365	Sì	Sì
1657	CESENATICO MARE 001	1962	E	GA	2.458	C	CESENATICO MARE	AGIP	ZA	M	44°14'05,50''	12°28'27,40''	664	No	No
1691	CHIEUTI 012	1962	S	GA	571	M	CASTELLACCIO	MONTEDISON	FG	T	41°45'49,90''	02°44'41,80'' E	289	Sì	Sì
1771	CISERANO 001	1962	E	NP	1.524	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°35'17,00''	02°50'09,00'' W	0	Sì	No
1871	COLLECCHIO 009	1962	S	NP	330	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°45'21,00''	02°10'43,00'' W	3296	Sì	No
1872	COLLECCHIO 010	1962	S	GA	311	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°46'14,50''	02°13'10,50'' W	3296	Sì	No
1873	COLLECCHIO 011	1962	S	NP	352	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°46'44,00''	02°12'17,00'' W	3296	Sì	No
1874	COLLECCHIO 012	1962	S	GA	319	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°46'40,00''	02°13'11,50'' W	3297	Sì	No
1875	COLLECCHIO 013	1962	S	GA	301	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°46'01,50''	02°11'29,00'' W	3297	Sì	No
1876	COLLECCHIO 014	1962	S	NP	340	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°45'37,00''	02°13'06,50'' W	3297	Sì	No
1877	COLLECCHIO 015	1962	S	NP	256	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°46'23,00''	02°13'40,00'' W	3297	Sì	No
1879	COLOBRARO 001	1962	E	NP	3.108	R	ROTONDELLA	AGIP	MT	T	40°11'45,00''	03°58'20,50'' E	142	Sì	Sì
1940	CONTURSI 001	1962	E	NP	2.142	R	CONTURSI	AGIP	SA	T	40°37'59,00''	02°50'38,00'' E	328	Sì	Sì
1941	CONTURSI 001 APP	1962	E	NP	3.480	R	CONTURSI	AGIP	SA	T	40°37'59,00''	02°50'38,00'' E	286	Sì	No
2204	COTIGNOLA 026	1962	E	NP	2.352	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°21'25,50''	00°34'01,00'' W	0	No	No
2205	COTIGNOLA 027	1962	S	GA	1.345	R	LUGO	AGIP	RA	T	44°22'15,00''	00°28'57,00'' W	0	Sì	No
2230	CRESPELLANO 002	1962	E	NP	2.030	R	BOLOGNA	AGIP	BO	T	44°29'55,00''	01°18'16,00'' W	0	Sì	No
2243	CROTONE 001	1962	E	NP	2.507	R	CROTONE	SORI	CZ	T	39°07'01,00''	04°32'17,50'' E	291	Sì	Sì
2255	CUPELLO 010	1962	S	GA	1.521	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'39,50''	02°13'01,50'' E	659	No	No
2256	CUPELLO 011	1962	S	GA	1.566	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'24,70''	02°13'37,50'' E	114	No	No
2257	CUPELLO 012	1962	S	GA	1.610	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'53,50''	02°11'50,00'' E	126	No	No
2258	CUPELLO 013	1962	S	GA	1.450	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'04,00''	02°13'34,00'' E	125	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
2259	CUPELLO 014	1962	S	GA	1.735	M	COLLE STRAMPANATO	AGIP	CH	T	42°02'51,50''	02°11'55,50'' E	121	No	No
2260	CUPELLO 015	1962	S	GA	1.506	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'29,00''	02°12'57,00'' E	117	No	No
2261	CUPELLO 016	1962	S	GA	1.620	M	COLLE STRAMPANATO	AGIP	CH	T	42°02'20,00''	02°11'22,50'' E	116	No	No
2262	CUPELLO 017	1962	S	NP	1.685	M	COLLE STRAMPANATO	AGIP	CH	T	42°03'22,50''	02°12'17,00'' E	139	No	No
2263	CUPELLO 018	1962	S	GA	1.487	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'45,00''	02°12'34,50'' E	138	No	No
2336	DELLO 002	1962	E	NP	1.417	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°24'53,00''	02°21'44,00'' W	0	No	No
2354	DIMORA 001	1962	S	GA	1.255	R	PISTICCI	RIC.PETR.MERIDIONALI	MT	T	40°22'08,00''	04°06'27,00'' E	616	No	No
2683	FOSSALTO 001	1962	E	NP	3.228	R	CASTEL PETROSO	AGIP	CB	T	41°40'26,50''	02°05'49,00'' E	131	Si	Si
2697	FRASCAROLO 001	1962	E	NP	2.450	C	FRASCAROLO	AGIP	PV	T	45°02'33,00''	03°44'22,00'' W	3248	Si	Si
2716	FURCI 004	1962	S	GA	1.481	M	SCARDAPANE	AGIP	CH	T	42°03'40,00''	02°10'39,00'' E	658	No	No
2717	FURCI 005	1962	S	GA	1.501	M	SCARDAPANE	AGIP	CH	T	42°03'13,50''	02°14'44,50'' E	110	No	No
2718	FURCI 006	1962	S	GA	1.471	M	S. BARBATO	AGIP	CH	T	42°04'29,00''	02°09'16,00'' E	115	No	No
2719	FURCI 007	1962	S	GA	1.527	M	COLLE S.GIORGIO	AGIP	CH	T	42°05'08,00''	02°09'31,00'' E	143	No	No
2720	FURCI 008	1962	S	GA	1.575	M	SCARDAPANE	AGIP	CH	T	42°04'00,00''	02°09'45,00'' E	145	No	No
2750	GAGLIANO 005	1962	S	GA	3.923	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°44'02,00''	02°05'16,00'' E	0	No	No
2752	GAGLIANO 007	1962	S	GA	3.558	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°43'04,50''	02°04'24,00'' E	0	No	No
2753	GAGLIANO 008	1962	S	GA	3.015	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°41'46,00''	02°04'58,00'' E	0	No	No
2754	GAGLIANO 009	1962	S	GA	3.196	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°42'55,50''	02°05'05,00'' E	0	No	No
2800	GALLIGNANO 002	1962	E	GA	2.080	C	GALLIGNANO	AGIP	CR	T	45°25'32,00''	02°38'38,00'' W	3335	Si	Si
2889	GELA 064	1962	S	OL	3.332	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'19,00''	01°50'12,00'' E	0	No	No
2890	GELA 065	1962	S	OL	3.734	R	GELA	AGIP	ZC	M	37°01'54,00''	14°16'11,60''	1007	No	No
2891	GELA 066	1962	S	IS	3.450	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'58,00''	01°50'07,00'' E	0	No	No
2893	GELA 067 DIR	1962	S	OL	3.371	M	C.C 1.AG	AGIP	CL	T	37°03'08,00''	01°48'14,00'' E	1008	No	No
2894	GELA 068	1962	S	OL	3.300	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'45,00''	01°50'39,00'' E	0	No	No
2895	GELA 069	1962	S	OL	3.300	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'48,00''	01°50'30,00'' E	0	No	No
2896	GELA 070	1962	S	OL	3.524	R	GELA	AGIP	ZC	M	37°01'54,00''	14°16'11,60''	1009	No	No
2897	GELA 071	1962	S	OL	3.560	R	GELA	AGIP	CL	T	37°05'12,00''	01°51'03,00'' E	0	No	No
2898	GELA 072 DIR	1962	S	OL	3.374	M	C.C 1.AG	AGIP	CL	T	37°03'08,00''	01°48'10,00'' E	1010	No	No
3027	GOLFO 001	1962	E	GA	1.115	R	GOLFO	RIC.PETR.MERIDIONALI	MT	T	40°36'15,50''	03°52'38,50'' E	618	No	No
3045	GRASSANO 001	1962	E	NP	1.143	R	GRASSANO	SNIA	MT	T	40°41'12,00''	03°47'29,00'' E	393	Si	Si
3056	GRECCHIA 044	1962	S	GA	205	M	GRECCHIA	V.E.T.A.	BO	T	44°10'56,00''	01°32'58,00'' W	0	No	No
3057	GRECCHIA 045	1962	S	GA	181	M	GRECCHIA	V.E.T.A.	BO	T	44°10'56,00''	01°33'01,00'' W	0	No	No
3059	GREZZANO 001	1962	E	NP	1.671	C	GREZZANO	AGIP	VR	T	45°19'07,50''	01°35'15,00'' W	3275	Si	Si
3112	GUGLIONESI 001	1962	E	GA	2.367	R	MONTECILFONE	AGIP	CB	T	41°54'26,00''	02°25'51,00'' E	287	Si	Si
3114	GUGLIONESI 003	1962	S	NP	2.120	R	MONTECILFONE	AGIP	CB	T	41°55'02,50''	02°25'53,50'' E	299	Si	Si
3238	LAVARIANO 001	1962	E	NP	1.011	C	LAVARIANO	AGIP	UD	T	45°57'57,00''	00°45'23,00'' E	3277	Si	Si
3240	LAVELLO 002	1962	E	NP	2.626	R	LAVELLO	AGIP	FG	T	41°05'40,00''	03°13'48,00'' E	127	Si	Si
3241	LAVELLO 003	1962	E	NP	2.016	R	LAVELLO	AGIP	PZ	T	41°04'40,00''	03°12'13,00'' E	0	Si	Si
3242	LAVELLO 004	1962	E	NP	1.629	R	LAVELLO	AGIP	PZ	T	41°04'05,00''	03°17'43,00'' E	0	Si	Si
3243	LAVELLO 005	1962	E	NP	2.744	R	LAVELLO	AGIP	PZ	T	40°59'29,00''	03°17'06,00'' E	0	Si	Si
3267	LENTELLA 005	1962	E	GA	1.654	R	TAVENNA LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	41°59'29,00''	02°13'59,40'' E	214	No	No
3268	LENTELLA 006	1962	E	GA	1.557	R	TAVENNA LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	42°00'10,70''	02°11'54,20'' E	215	No	No
3270	LENTELLA 008	1962	S	GA	1.644	R	TAVENNA LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	41°59'44,70''	02°12'44,80'' E	216	No	No
3271	LENTELLA 009	1962	S	GA	1.562	M	LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	42°00'06,50''	02°12'59,90'' E	293	No	No
3272	LENTELLA 010	1962	S	GA	1.782	M	LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	41°59'26,70''	02°13'03,60'' E	293	No	No
3274	LENTELLA 012	1962	S	GA	1.675	R	TAVENNA LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	42°00'04,90''	02°14'02,40'' E	217	No	No
3291	LEVIZZANO 002	1962	E	NP	2.294	R	OSPITALETTO	MIN.PETR.ITALIANA	MO	T	44°29'38,10''	01°32'32,80'' W	295	Si	Si
3350	LUCERA 003	1962	E	NP	2.502	R	FOGGIA	AGIP	FG	T	41°26'31,00''	02°48'25,00'' E	120	Si	Si
3431	MAGNAGO 001	1962	E	NP	1.508	R	LAINATE	AGIP	MI	T	45°33'58,00''	03°48'14,50'' W	0	Si	No
3484	MANTELLO 002	1962	E	NP	1.007	R	ZONA SAMPOR	MIN.PADANA ORIENT.	FE	T	44°34'41,00''	00°24'06,00'' W	0	Si	No
3485	MANTELLO 003	1962	E	NP	1.402	R	ZONA SAMPOR	MIN.PADANA ORIENT.	FE	T	44°34'08,00''	00°22'51,00'' W	3378	Si	Si
3486	MANTELLO 004	1962	E	NP	1.155	R	ZONA SAMPOR	MIN.PADANA ORIENT.	FE	T	44°34'19,00''	00°23'25,50'' W	3378	Si	Si
3515	MAROTTA 001	1962	E	GA	1.101	R	MONDOLFO	CO.RI.MIN.	PS	T	43°46'19,00''	00°39'07,00'' E	596	Si	Si
3516	MAROTTA 002	1962	E	NP	766	R	MONDOLFO	CO.RI.MIN.	PS	T	43°46'02,00''	00°39'56,50'' E	0	Si	No
3517	MAROTTA 003	1962	E	NP	990	R	MONDOLFO	CO.RI.MIN.	PS	T	43°46'45,00''	00°34'43,00'' E	598	Si	Si
3518	MAROTTA 004	1962	E	NP	733	R	MONDOLFO	CO.RI.MIN.	PS	T	43°46'11,50''	00°39'34,00'' E	300	Si	Si
3529	MARZAMEMI 001	1962	E	NP	3.518	R	NOTO	CORIS	SR	T	36°44'36,50''	02°39'45,00'' E	0	Si	No
3556	MARZENO 026	1962	S	GA	700	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'45,40''	00°36'53,50'' W	0	Si	No
3557	MARZENO 027	1962	S	GA	701	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'32,00''	00°36'36,00'' W	3381	Si	Si
3558	MARZENO 028	1962	S	NP	609	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°15'26,00''	00°38'52,00'' W	3382	Si	Si
3559	MARZENO 029	1962	S	GA	560	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'19,50''	00°36'43,00'' W	3382	Si	Si
3560	MARZENO 030	1962	S	GA	575	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'44,00''	00°36'45,00'' W	3382	Si	Si
3561	MARZENO 031	1962	E	NP	579	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°13'01,50''	00°34'24,00'' W	3382	Si	Si
3562	MARZENO 032	1962	E	NP	1.660	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'59,00''	00°36'57,00'' W	3382	Si	Si
3563	MARZENO 033	1962	E	NP	575	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°12'49,00''	00°33'53,00'' W	3382	Si	Si
3564	MARZENO 034	1962	E	NP	480	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°13'21,50''	00°35'18,50'' W	3383	Si	No
3573	MASCALUCIA 001	1962	E	NP	2.413	X	MASCALUCIA	MISO	CT	T	37°30'55,50''	02°30'05,50'' E	0	No	No
3574	MASCALUCIA 002	1962	E	NP	2.001	X	MASCALUCIA	MISO	CT	T	37°28'00,00''	02°26'50,00'' E	0	No	No
3629	MEDOLA 011	1962	S	GA	88	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°18'21,00''	01°50'28,00'' W	0	No	No
3630	MEDOLA 012	1962	S	NP	100	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°17'20,50''	01°50'39,50'' W	0	No	No
3631	MEDOLA 013	1962	S	GA	202	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°18'26,00''	01°50'37,00'' W	0	No	No
3671	MIGLIONICO 001	1962	E	NP	998	R	MIGLIONICO	SNIA	MT	T	40°30'51,00''	04°04'38,00'' E	392	Si	Si
3804	MOIO DELLA CIVITELLA 001	1962	E	NP	1.651	R	TRENTINARA	AGIP	SA	T	40°16'21,50''	02°48'58,00'' E	118	Si	Si
3980	MONTEGIORDANO 001	1962	E	NP	2.125	R	ROTONDELLA	AGIP	CS	T	40°04'06,00''	04°06'56,50'' E	134	Si	Si
3982	MONTEGIORDANO CERSOSIMO 001	1962	E	NP	2.323	R	CERSOSIMO	IDR.CASTELGRANDE	CS	T	40°02'31,00''	04°04'34,00'' E	349	Si	Si
4013	MONTESTILLO 004	1962	E	NP	1.498	R	MONTESTILLO	SNIA	FG	T	41°28'23,00''	02°43'40,00'' E	395	Si	Si
4050	MONTIRONE 005	1962	S	NP	1.308	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°26'46,50''	02°14'51,50'' W	0	No	No
4138	NOGAROLE ROCCA 001	1962	E	NP	2.079	R	SALIZZOLE	AGIP	VR	T	45°16'49,00''	01°34'54,00'' W	0	Si	No
4142	NOTARESCO 001	1962	E	NP	1.502	R	NOTARESCO	AGIP	TE	T	42°39'03,50''	01°30'25,00'' E	122	Si	Si
4148	NOVAFELTRIA 001	1962	E	NP	285	R	NOVAFELTRIA	SNIA	PS	T	43°54'05,00''	00°09'35,00'' E	1046	Si	No
4214	OSPITALETTO 002	1962	E	NP	2.294	R	OSPITALETTO	MIN.PETR.ITALIANA	MO	T	44°29'39,00''	01°32'23,00'' W	0	No	No
4330	PERDIFUMO 001	1962	E	NP	4.057	R	PERDIFUMO	AGIP	SA	T	40°10'27,50''	02°45'47,00'' E	112	Si	Si
4448	PISTICCI 016	1962	S	GA	2.320	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°25'10,00''	04°01'28,50'' E	132	No	No
4449	PISTICCI 017	1962	S	GA	1.560	M	MONTE FINESE	AGIP	MT	T	40°24'38,00''	04°04'43,00'' E	107	No	No
4450	PISTICCI 018	1962	S	GA	1.555	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°24'30,00''	04°03'45,00'' E	113	No	No
4451	PISTICCI 019	1962	S	OL	2.150	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°23'53,50''	04°03'51,50'' E	135	No	No
4453	PISTICCI 020	1962	S	GA	1.633	M	MONTE FINESE	AGIP	MT	T	40°24'41,00''	04°04'12,00'' E	123	No	No
4454	PISTICCI 021	1962	S	GA	1.600	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°25'51,00''	04°01'57,00'' E	133	No	No
4455	PISTICCI 022	1962	S	NP	1.695	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°24'45,00''	04°03'19,00'' E	136	No	No
4456	PISTICCI 023	1962	S	GA	950	M	MONTE FINESE	AGIP	MT	T	40°24'12,00''	04°04'46,00'' E	141	No	No
4457	PISTICCI 024	1962	S	OL	2.192	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°24'38,00''	04°02'22,50'' E	296	No	No
4533	POGGI 001	1962	ST	NP	1.007	R	GELA	AGIP	CL	T	37°06'05,70''	01°48'03,00'' E	0	No	No
4534	POGGI 002	1962	ST	NP	809	R	GELA	AGIP	CL	T	37°07'43,00''	01°51'03,00'' E	0	No	No
4535	POGGI 003	1962	ST	NP	851	R	GELA	AGIP	CL	T	37°08'06,60''	01°46'28,50'' E	0	Si	No
4585	PONTE DELL'OLIO 001	1962	E	NP	5.325	R	TRAVO	AGIP	PC	T	44°53'08,00''	02°50'17,50'' W	351	Si	Si
4609	PONTETIDONE 004	1962	E	NP	2.076	M	PONTETIDONE	AGIP	PC	T	45°03'59,00''	02°55'15,00'' W	0	No	No
4639	PORTO CORSINI MARE EST 002	1962	E	NP	2.502	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°21'47,70''	12°35'33,30''	124	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4852	PRELERNA 001	1962	E	NP	3.457	R	VARSI	AGIP	PR	T	44°37'28,00''	02°30'39,50'' W	111	Sì	Sì
5041	RAVENNA 037	1962	E	NP	2.330	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°30'37,50''	00°22'21,50'' W	3393	Sì	Sì
5062	RAVENNA MARE 005	1962	S	GA	1.751	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°24'13,00''	12°23'27,40''	0	No	No
5135	REZZANO 001	1962	E	NP	2.608	C	REZZANO	AGIP	PC	T	44°51'19,00''	02°40'33,50'' W	3308	Sì	Sì
5327	RIVARA 002	1962	E	NP	1.180	R	CAMURANA	SPI	MO	T	44°50'19,00''	01°17'21,00'' W	1024	Sì	Sì
5369	RONCOPASCOLO 001	1962	E	NP	2.250	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°50'55,00''	02°11'25,50'' W	0	Sì	No
5438	ROTONDELLA 002	1962	E	NP	2.335	R	ROTONDELLA	AGIP	MT	T	40°08'00,00''	04°03'44,00'' E	109	Sì	Sì
5439	ROTONDELLA 003	1962	E	GA	3.100	R	ROTONDELLA	AGIP	MT	T	40°10'47,00''	04°07'08,00'' E	285	Sì	Sì
5489	S.ALBERTO 002	1962	E	NP	2.072	M	S. ALBERTO	AGIP	RA	T	44°31'30,50''	00°22'17,00'' W	3396	Sì	Sì
5531	S.BUONO 001	1962	E	NP	2.259	R	S. BUONO	MIN.PETR.ITALIANA	CH	T	42°01'15,00''	02°04'29,50'' E	301	Sì	Sì
5532	S.CATALDO 001	1962	E	OL	2.155	R	PISTICCI	RIC.PETR.MERIDIONALI	MT	T	40°23'28,00''	04°04'43,00'' E	281	No	No
5534	S.CATALDO 002	1962	E	GA	1.600	R	PISTICCI	RIC.PETR.MERIDIONALI	MT	T	40°23'04,50''	04°04'58,50'' E	614	No	No
5544	S.CESARIO 002	1962	E	NP	2.122	C	S. CESARIO	AGIP	MO	T	44°34'08,00''	01°24'30,00'' W	3399	Sì	Sì
5559	S.CRISTINA 001	1962	E	NP	1.175	R	BRONI	AGIP	PV	T	45°09'23,00''	03°03'36,00'' W	0	Sì	No
5561	S.CROCE 001	1962	E	GA	3.195	R	CERCEMAGGIORE	IDR.ARIANO	CB	T	41°25'08,00''	02°18'08,00'' E	348	Sì	Sì
5608	S.GIORGIO PIACENTINO 017	1962	E	NP	1.723	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'39,00''	02°41'19,00'' W	0	Sì	No
5689	S.NICOLA 001 S	1962	E	NP	2.998	R	S. NICOLA	RAVENNATE METANO	EN	T	37°47'38,50''	02°22'39,00'' E	0	No	No
5693	S.NICOLA 005	1962	S	GA	1.602	R	S. NICOLA	AGIP	EN	T	37°47'47,50''	02°22'26,00'' E	0	No	No
5703	S.PAOLO DI CIVITATE 001	1962	E	NP	839	R	S. PAOLO DI CIVITATE	SNIA	FG	T	41°42'23,00''	02°49'55,00'' E	394	Sì	Sì
5732	S.POLO D'ENZA 001	1962	E	NP	2.285	R	ALBINEA	MIN.PETR.ITALIANA	RE	T	44°37'20,00''	02°02'24,00'' W	633	Sì	Sì
5762	S.SALVO 017	1962	S	GA	1.500	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'07,00''	02°15'07,00'' E	130	No	No
5828	S.SEVERO 001	1962	E	NP	1.155	R	S. MARCO IN LAMIS	AGIP	FG	T	41°41'50,00''	02°58'29,00'' E	0	Sì	No
5849	S.ZENO 001	1962	E	NP	197	R	S. ZENO	SNIA	FO	T	44°05'03,00''	00°28'58,00'' W	0	No	No
5916	SALERANO 001	1962	E	NP	2.151	C	SALERANO	AGIP	MI	T	45°17'28,00''	03°04'06,00'' W	3342	Sì	Sì
5989	SCALDAFERRO 001	1962	E	NP	1.270	R	VICENZA	RIC.IDR.PIAVE	VI	T	45°39'48,50''	00°47'03,00'' W	1070	Sì	Sì
6004	SCICLI 002	1962	E	MO	3.309	R	SCICLI	VULCANO	RG	T	36°46'57,00''	02°15'17,00'' E	0	Sì	No
6192	SOARZA 001	1962	E	NP	2.679	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°02'23,50''	02°24'50,00'' W	0	No	No
6231	SPERLINGA 002	1962	E	NP	3.297	R	SPERLINGA	SOIS	EN	T	37°43'06,00''	01°55'20,00'' E	0	Sì	No
6294	STANGHELLA 001	1962	E	NP	795	C	STANGHELLA	AGIP	PD	T	45°07'33,00''	00°42'04,00'' W	3284	Sì	Sì
6389	TOLVE 001	1962	E	NP	1.269	R	TOLVE	ITALMINERARIA	MT	T	40°44'22,00''	03°44'29,00'' E	563	Sì	Sì
6410	TORRENTE BILIOSO 001	1962	E	NP	605	R	TORRENTE BILIOSO	SORI	MT	T	40°40'29,50''	03°53'54,00'' E	610	Sì	Sì
6606	TREMITI 001	1962	E	NP	536	R	ISOLE TREMITI	MONTEDISON	FG	T	42°06'41,30''	03°01'54,50'' E	292	Sì	Sì
6616	TRESCORE 001	1962	E	NP	2.317	C	TRESCORE	AGIP	CR	T	45°24'12,50''	02°48'05,00'' W	3344	Sì	Sì
6658	TRIGNO 009	1962	S	NP	1.507	M	MONTE PELOSO	SORI	CB	T	41°59'21,50''	02°17'08,50'' E	225	No	No
6668	TROINA 001	1962	E	MG	3.400	M	GAGLIANO	VULCANO	EN	T	37°46'55,00''	02°08'17,00'' E	0	No	No
6679	TURSI 002	1962	E	NP	1.501	R	ROTONDELLA	AGIP	MT	T	40°13'23,50''	04°02'40,00'' E	129	Sì	Sì
6793	VASTO 001	1962	E	NP	1.582	R	PORTO DI VASTO	AUSONIA MIN.	CH	T	42°03'53,00''	02°18'43,00'' E	331	Sì	Sì
6850	VIANO 001	1962	E	NP	3.438	R	BAISO	AGIP	RE	T	44°31'40,00''	01°50'56,50'' W	128	Sì	Sì
6863	VIGATTO 001	1962	E	NP	1.963	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°42'44,00''	02°08'33,00'' W	0	Sì	No
6930	VITTORIA 002	1962	E	NP	2.321	M	VITTORIA	RAVENNATE METANO	RG	T	36°58'34,00''	02°02'42,00'' E	0	Sì	No
6964	VUSCO 001	1962	S	GA	1.546	R	TAVENNA LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	41°59'56,80''	02°09'42,20'' E	278	Sì	No
6965	VUSCO 002	1962	S	GA	1.845	R	TAVENNA LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	41°59'46,05''	02°10'52,70'' E	279	No	No
6966	VUSCO 003	1962	S	NP	2.140	M	LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	41°58'39,00''	02°11'24,70'' E	280	Sì	No
423	ASTI 002	1961	S	NP	2.303	R	MONTECHIARO	AGIP	AT	T	44°57'52,50''	04°13'43,50'' W	0	Sì	No
478	BALZOLA 003	1961	E	NP	1.926	C	BALZOLA	AGIP	AL	T	45°11'46,50''	04°04'21,00'' W	3243	Sì	Sì
772	BIANCONESE 001	1961	E	NP	1.852	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°52'01,00''	02°14'03,50'' W	0	Sì	No
773	BIANCONESE 001 DIR	1961	E	NP	1.806	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°52'01,00''	02°14'03,50'' W	0	Sì	No
776	BIDDUSA 001	1961	E	NP	2.500	R	BIDDUSA	SOIS	TP	T	37°46'59,50''	00°11'20,80'' E	0	Sì	No
898	BRAEMI 001	1961	E	MG	4.005	R	MAZZARINO	SILIPE	EN	T	37°22'22,40''	01°50'28,50'' E	0	Sì	No
922	BRONTE 003	1961	S	GA	2.503	M	BRONTE	MISO	CT	T	37°47'28,00''	02°21'01,50'' E	0	No	No
952	BRUGHERIO 015 DIR	1961	S	NP	1.416	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°34'08,00''	03°11'34,00'' W	0	Sì	No
995	CA' BELLAVISTA 127	1961	S	GA	385	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'19,00''	01°31'57,00'' W	0	No	No
996	CA' BELLAVISTA 128	1961	S	NP	186	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'01,00''	01°32'10,00'' W	0	No	No
997	CA' BELLAVISTA 129	1961	S	GA	752	M	CA' BELLAVISTA	LAZZI GAS	BO	T		E	0	No	No
1021	CA' BOLDRINI 021	1961	S	GA	155	R	CA' BOLDRINI	CO.MI.E.	MO	T	44°14'25,00''	01°42'32,00'' W	0	Sì	No
1022	CA' BOLDRINI 022	1961	S	NP	236	R	CA' BOLDRINI	CO.MI.E.	MO	T	44°14'29,60''	01°42'27,50'' W	0	Sì	No
1032	CA' ONESTA' 003	1961	S	NP	168	R	CA' ONESTA'	CO.MI.E.	RE	T	44°20'08,00''	01°57'17,00'' W	0	No	No
1033	CA' ONESTA' 004	1961	S	NP	48	R	CA' ONESTA'	CO.MI.E.	RE	T	44°20'08,50''	01°57'08,00'' W	0	No	No
1172	CANNUZZOLA 002	1961	E	NP	1.946	C	CANNUZZOLA	AGIP	RA	T	44°13'55,00''	00°13'34,00'' W	3356	Sì	Sì
1242	CARPINELLO 002	1961	E	NP	2.363	R	BERTINORO	AGIP	FO	T	44°15'07,00''	00°21'51,50'' W	0	Sì	No
1256	CASALBORE 001	1961	E	NP	2.180	R	CASALBORE	AGIP	AV	T	41°14'47,00''	02°36'31,00'' E	469	Sì	Sì
1261	CASALGRANDE 001	1961	E	NP	1.648	M	ARCETO	AGIP	RE	T	44°35'15,00''	01°41'17,00'' W	0	Sì	No
1346	CASTELFRENTANO 006	1961	E	NP	2.987	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°12'00,50''	01°53'50,00'' E	79	Sì	Sì
1360	CASTELLUCCIO FERRANDINA 001	1961	E	GA	1.917	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°27'06,00''	04°03'17,00'' E	25	No	No
1379	CASTENEDOLO 002	1961	E	NP	1.462	C	CASTENEDOLO	AGIP	BS	T	45°27'22,50''	02°10'10,00'' W	3331	Sì	Sì
1380	CASTIGLIONE 001	1961	E	NP	1.980	M	CASTIGLIONE MESSER RAIMONDO	PETROSUD	TE	T	42°33'38,00''	01°24'01,90'' E	192	No	No
1381	CASTIGLIONE 002	1961	E	GA	1.622	M	CASTIGLIONE MESSER RAIMONDO	PETROSUD	TE	T	42°39'01,60''	01°24'40,20'' E	193	No	No
1412	CAVANELLA 001	1961	E	NP	1.486	C	CAVANELLA	AGIP	VE	T	45°41'12,00''	00°23'37,00'' E	3271	Sì	Sì
1478	CAVIAGA 119	1961	S	GA	1.074	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'42,00''	02°51'52,00'' W	0	No	No
1506	CAVONE BERNALDA 001	1961	E	NP	2.094	R	BERNALDA	AGIP	MT	T	40°17'18,00''	04°14'48,00'' E	93	Sì	No
1525	CELLINO 012	1961	E	GA	1.500	M	CASTEL VOMANO	PETROSUD	TE	T	42°34'45,00''	01°25'09,70'' E	188	Sì	No
1686	CHIEUTI 007	1961	S	NP	1.142	R	CHIEUTI	MONTEDISON	FG	T	41°46'22,50''	02°45'57,00'' E	197	Sì	Sì
1687	CHIEUTI 008	1961	S	NP	786	R	CHIEUTI	MONTEDISON	FG	T	41°45'32,00''	02°43'23,00'' E	198	Sì	Sì
1688	CHIEUTI 009	1961	S	NP	961	R	CHIEUTI	MONTEDISON	FG	T	41°45'04,00''	02°44'10,00'' E	198	Sì	No
1690	CHIEUTI 011	1961	S	NP	628	R	CHIEUTI	MONTEDISON	FG	T	41°44'57,00''	02°45'54,00'' E	199	Sì	Sì
1692	CHIEUTI 013	1961	S	NP	1.403	R	CHIEUTI	MONTEDISON	FG	T	41°45'55,30''	02°40'24,50'' E	200	Sì	Sì
1693	CHIEUTI 014	1961	S	NP	874	R	CHIEUTI	MONTEDISON	FG	T	41°45'28,80''	02°41'50,80'' E	200	Sì	Sì
1694	CHIEUTI 015	1961	S	NP	891	R	CHIEUTI	MONTEDISON	FG	T	41°45'48,10''	02°42'54,30'' E	201	Sì	Sì
1858	COLLECCHIO 001	1961	E	NP	315	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°45'58,00''	02°12'08,10'' W	3294	Sì	No
1859	COLLECCHIO 001 A	1961	S	GA	201	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°45'57,20''	02°12'04,00'' W	3294	Sì	No
1860	COLLECCHIO 001 B	1961	S	GA	317	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°45'55,70''	02°12'09,00'' W	3294	Sì	No
1861	COLLECCHIO 001 BIS	1961	E	GA	1.493	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°45'57,20''	02°12'07,00'' W	3294	Sì	Sì
1862	COLLECCHIO 001 C	1961	S	GA	318	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°45'59,80''	02°12'11,40'' W	3294	Sì	No
1863	COLLECCHIO 001 D	1961	S	GA	292	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°45'57,50''	02°12'09,80'' W	3294	Sì	No
1864	COLLECCHIO 002	1961	S	GA	406	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°45'41,50''	02°11'03,00'' W	3295	Sì	No
1865	COLLECCHIO 003	1961	S	NP	750	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°46'50,00''	02°11'22,00'' W	3295	Sì	Sì
1866	COLLECCHIO 004	1961	S	GA	353	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°46'24,00''	02°12'35,00'' W	3295	Sì	No
1867	COLLECCHIO 005	1961	S	GA	350	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°45'40,00''	02°11'39,50'' W	3295	Sì	No
1868	COLLECCHIO 006	1961	S	NP	348	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°46'05,00''	02°10'51,50'' W	3295	Sì	No
1869	COLLECCHIO 007	1961	S	GA	350	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°45'57,50''	02°12'44,50'' W	3296	Sì	No
1870	COLLECCHIO 008	1961	S	NP	350	C	COLLECCHIO	AGIP	PR	T	44°47'06,00''	02°13'16,00'' W	3296	Sì	No
1989	CORPOLO' 001	1961	E	NP	2.484	R	CORPOLO'	AGIP	FO	T	44°01'46,50''	00°03'33,00'' E	0	Sì	Sì
2021	CORREGGIO 032	1961	S	NP	1.380	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'36,00''	01°44'29,00'' W	0	Sì	No
2031	CORRIDONIA 001	1961	E	NP	1.756	M	MACERATA	AGIP	MC	T	43°13'34,00''	01°06'27,00'' E	102	Sì	Sì
2203	COTIGNOLA 025	1961	E	NP	2.044	R	LUGO	AGIP	RA	T	44°20'50,00''	00°31'13,50'' W	3595	Sì	Sì
2250	CUPELLO 005	1961	S	GA	1.628	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°01'31,00''	02°11'31,50'' E	68	No	No
2251	CUPELLO 006	1961	S	GA	1.510	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°01'03,50''	02°12'51,50'' E	69	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
2252	CUPELLO 007	1961	S	GA	1.480	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'29,50''	02°14'33,00'' E	43	No	No
2253	CUPELLO 008	1961	S	GA	1.537	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'53,00''	02°11'59,00'' E	44	No	No
2254	CUPELLO 009	1961	S	GA	1.472	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'27,00''	02°12'14,00'' E	46	No	No
2282	CUSANO MILANINO 001	1961	E	GA	1.499	C	CUSANO MILANINO	AGIP	MI	T	45°33'19,00''	03°18'21,00'' W	3334	Sì	Sì
2283	CUSANO MILANINO 002	1961	E	NP	1.254	C	CUSANO MILANINO	AGIP	MI	T	45°34'27,50''	03°18'34,00'' W	3334	Sì	Sì
2335	DELLO 001	1961	E	NP	1.649	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°25'07,00''	02°23'05,50'' W	0	No	No
2547	FERRANDINA 018	1961	S	NP	1.350	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°31'31,50''	03°54'34,00'' E	21	Sì	Sì
2548	FERRANDINA 019	1961	S	GA	1.231	M	LA MONTAGNOLA	AGIP	MT	T	40°32'55,00''	03°56'00,00'' E	30	No	No
2549	FERRANDINA 020	1961	S	GA	956	M	LA MONTAGNOLA	AGIP	MT	T	40°33'27,20''	03°56'31,00'' E	31	No	No
2558	FEUDO GRANDE 001	1961	E	GA	3.511	M	GAGLIANO	VULCANO	EN	T	37°41'36,00''	02°09'17,00'' E	0	No	No
2573	FINO 001	1961	E	NP	1.361	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°33'22,00''	01°25'18,00'' E	187	Sì	No
2667	FORENZA 001	1961	E	NP	3.001	R	FORENZA	DELTA OVER.	PZ	T	40°51'27,20''	03°26'16,50'' E	277	Sì	Sì
2678	FORTORE 001	1961	E	NP	1.075	R	FIUME FORTORE	ITALIANA RICERCHE	FG	T	41°44'15,40''	02°43'41,00'' E	276	Sì	Sì
2679	FORTORE 002	1961	E	NP	1.163	R	FIUME FORTORE	ITALIANA RICERCHE	FG	T	41°43'41,80''	02°44'42,00'' E	0	Sì	No
2687	FOSSOMBRONE 002	1961	E	NP	3.387	R	URBINO	AGIP	PS	T	43°40'55,50''	00°19'01,50'' E	656	Sì	Sì
2710	FROSOLONE 001	1961	E	NP	1.235	R	CASTEL PETROSO	AGIP	IS	T	41°36'58,00''	01°56'04,00'' E	103	Sì	Sì
2713	FURCI 001	1961	E	GA	1.551	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°04'41,00''	02°09'55,00'' E	73	No	No
2747	GAGLIANO 002	1961	S	GA	2.980	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°44'17,00''	02°03'54,50'' E	0	No	No
2748	GAGLIANO 003	1961	S	GA	2.020	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°44'08,00''	02°04'08,00'' E	0	No	No
2749	GAGLIANO 004	1961	S	GA	3.063	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°43'41,50''	02°04'44,00'' E	0	No	No
2751	GAGLIANO 006	1961	S	GA	3.158	M	GAGLIANO	AGIP	EN	T	37°44'40,00''	02°03'29,00'' E	0	No	No
2866	GELA 041 DIR	1961	S	NP	3.489	M	C.C 1.AG	AGIP	CL	T	37°01'52,00''	01°51'00,00'' E	1005	No	No
2872	GELA 047	1961	S	OL	3.310	R	GELA	AGIP	CL	T	37°02'48,40''	01°49'52,50'' E	0	No	No
2873	GELA 048	1961	S	OL	3.255	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'14,00''	01°49'37,50'' E	0	No	No
2874	GELA 049	1961	S	OL	3.350	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'12,00''	01°49'21,00'' E	0	No	No
2875	GELA 050	1961	S	OL	3.239	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'01,00''	01°49'41,50'' E	0	No	No
2876	GELA 051	1961	S	OL	3.300	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'07,00''	01°50'08,00'' E	0	No	No
2877	GELA 052	1961	S	OL	3.332	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'13,50''	01°50'28,00'' E	0	No	No
2878	GELA 053	1961	S	OL	3.582	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'41,50''	01°50'51,50'' E	0	No	No
2879	GELA 054	1961	S	OL	3.290	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'09,00''	01°50'41,50'' E	0	No	No
2880	GELA 055	1961	S	OL	3.290	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'40,00''	01°50'17,00'' E	0	No	No
2881	GELA 056	1961	S	NP	3.576	R	GELA	AGIP	CL	T	37°06'22,00''	01°51'51,00'' E	0	No	No
2882	GELA 057	1961	S	OL	3.385	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'15,50''	01°50'55,00'' E	0	No	No
2883	GELA 058	1961	S	OL	3.217	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'25,00''	01°49'32,00'' E	0	No	No
2884	GELA 059	1961	S	OL	3.380	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'54,00''	01°50'51,00'' E	0	No	No
2885	GELA 060	1961	S	OL	3.280	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'33,00''	01°50'38,50'' E	0	No	No
2886	GELA 061	1961	S	OL	3.220	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'21,00''	01°50'40,00'' E	0	No	No
2887	GELA 062	1961	S	OL	3.350	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'59,50''	01°50'36,50'' E	0	No	No
2888	GELA 063	1961	S	OL	3.375	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'39,50''	01°50'25,00'' E	0	No	No
2952	GERACI SICULO 001	1961	E	NP	1.674	M	S. MAURO	SOMIS	PA	T	37°50'32,90''	01°42'02,00'' E	0	Sì	No
3055	GRECCHIA 043	1961	S	GA	222	M	GRECCHIA	V.E.T.A.	BO	T	44°10'57,50''	01°32'56,50'' W	0	No	No
3095	GROTTOLE 032	1961	S	GA	1.366	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°34'00,00''	03°52'47,50'' E	38	No	No
3145	IMOLA 008	1961	E	NP	3.066	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°24'01,50''	00°45'37,00'' W	3375	Sì	Sì
3146	IMOLA 009	1961	E	NP	2.311	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°25'05,00''	00°42'45,50'' W	0	Sì	No
3209	LAGONEGRO 001	1961	E	NP	1.447	R	LAGONEGRO	AGIP	PZ	T	40°07'36,00''	03°18'19,00'' E	660	Sì	Sì
3239	LAVELLO 001	1961	E	NP	2.688	R	LAVELLO	AGIP	PZ	T	41°00'39,50''	03°17'55,50'' E	0	Sì	Sì
3263	LENO 003	1961	S	GA	1.570	M	BAGNOLO MELLA	AGIP	BS	T	45°23'48,00''	02°15'31,00'' W	0	No	No
3264	LENTELLA 001	1961	E	NP	1.593	R	TAVENNA LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	41°59'43,80''	02°15'03,60'' E	211	No	No
3265	LENTELLA 002	1961	E	GA	1.596	R	TAVENNA LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	42°00'05,10''	02°14'36,70'' E	212	No	No
3266	LENTELLA 003	1961	E	GA	1.650	R	TAVENNA LENTELLA	MONTEDISON	CH	T	42°00'10,20''	02°12'25,90'' E	213	No	No
3348	LUCERA 001	1961	E	NP	1.917	R	FOGGIA	AGIP	FG	T	41°28'40,00''	02°53'17,00'' E	99	Sì	Sì
3349	LUCERA 002	1961	E	NP	3.117	R	FOGGIA	AGIP	FG	T	41°29'39,50''	02°48'27,00'' E	100	Sì	Sì
3360	LUGO 001	1961	E	NP	2.004	R	LUGO	AGIP	RA	T	44°24'46,50''	00°36'46,50'' W	3605	Sì	Sì
3433	MAIELLA 002	1961	E	NP	1.656	R	MAIELLA	SORI	PE	T	42°12'55,40''	01°36'19,50'' E	625	Sì	Sì
3435	MAIERO 002	1961	E	NP	1.504	R	ZONA SAMPOR	MIN.PADANA ORIENT.	FE	T	44°44'01,00''	00°34'46,50'' W	0	Sì	No
3542	MARZENO 012	1961	S	GA	653	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'19,50''	00°37'11,00'' W	0	Sì	No
3543	MARZENO 013	1961	S	GA	540	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'35,20''	00°37'20,00'' W	570	Sì	Sì
3544	MARZENO 014	1961	S	GA	520	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'33,20''	00°36'57,10'' W	3380	Sì	Sì
3545	MARZENO 015	1961	S	GA	500	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'42,50''	00°37'45,00'' W	0	Sì	No
3546	MARZENO 016	1961	S	GA	485	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'53,00''	00°37'31,00'' W	0	Sì	No
3547	MARZENO 017	1961	S	GA	470	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'33,00''	00°38'00,00'' W	3380	Sì	No
3548	MARZENO 018	1961	S	GA	478	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°15'04,50''	00°38'18,00'' W	3380	Sì	No
3549	MARZENO 019	1961	S	NP	602	R	IMOLA	SPI	RA	T	44°15'30,00''	00°39'21,50'' W	3380	Sì	Sì
3550	MARZENO 020	1961	S	NP	720	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'11,50''	00°36'09,00'' W	3381	Sì	Sì
3551	MARZENO 021	1961	S	NP	660	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'11,00''	00°36'24,50'' W	3381	Sì	Sì
3552	MARZENO 022	1961	S	NP	605	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'22,50''	00°37'33,00'' W	0	Sì	No
3553	MARZENO 023	1961	S	NP	514	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'39,00''	00°38'02,50'' W	3381	Sì	Sì
3554	MARZENO 024	1961	S	GA	409	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'47,00''	00°37'07,00'' W	3381	Sì	No
3555	MARZENO 025	1961	S	NP	485	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°15'08,50''	00°37'57,00'' W	3381	Sì	No
3626	MEDOLA 008	1961	S	GA	194	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°18'34,00''	01°51'04,00'' W	0	No	No
3627	MEDOLA 009	1961	S	NP	85	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°18'27,00''	01°50'45,00'' W	0	No	No
3628	MEDOLA 010	1961	S	GA	79	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°18'25,00''	01°50'44,00'' W	0	No	No
3719	MINERBIO 027	1961	S	GA	1.678	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'32,00''	00°57'25,00'' W	0	Sì	No
3720	MINERBIO 028	1961	S	GA	1.651	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'12,50''	00°57'04,50'' W	0	Sì	No
3721	MINERBIO 029	1961	S	GA	1.607	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'53,00''	00°58'48,50'' W	0	Sì	No
3722	MINERBIO 030	1961	S	GA	1.640	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'41,50''	00°57'49,00'' W	0	Sì	No
3782	MIRAMARE 003	1961	E	NP	649	R	RICCIONE	IDR.RICCIONE	FO	T	44°01'33,00''	00°10'06,00'' E	0	Sì	No
3844	MONTARONE 001	1961	E	GA	1.778	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°39'21,80''	01°24'32,00'' E	181	Sì	No
3920	MONTE FORCUSO 001	1961	E	NP	1.800	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	40°58'12,00''	02°43'03,50'' E	81	Sì	Sì
3935	MONTE PELLEGRINO 001	1961	E	GA	3.214	M	GAGLIANO	VULCANO	EN	T	37°43'36,00''	02°09'42,00'' E	0	No	No
3952	MONTEBELLO DI BERTONA 001	1961	E	NP	2.947	R	FARINDOLA	AGIP	PE	T	42°24'37,00''	01°26'49,00'' E	90	Sì	Sì
3987	MONTENERO DI BISACCIA 001	1961	E	NP	2.081	R	MONTECILFONE	AGIP	CB	T	41°57'18,50''	02°19'09,50'' E	104	Sì	Sì
4012	MONTESTILLO 003	1961	E	NP	3.002	R	MONTESTILLO	SNIA	FG	T	41°31'27,00''	02°43'33,00'' E	465	No	No
4038	MONTEVEGLIO 001	1961	E	NP	2.955	R	BOLOGNA	AGIP	BO	T	44°28'27,50''	01°20'18,00'' W	0	Sì	No
4049	MONTIRONE 004	1961	S	GA	1.307	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°26'42,50''	02°14'17,00'' W	0	No	No
4146	NOVA SIRI SCALO 001	1961	E	GA	1.991	R	ROTONDELLA	AGIP	MT	T	40°09'11,00''	04°11'12,50'' E	96	No	No
4151	NOVI LIGURE 001	1961	E	MG	1.716	C	NOVI LIGURE	AGIP	AL	T	44°45'46,00''	03°38'04,90'' W	3249	Sì	Sì
4187	ORISTANO 001	1961	E	NP	1.852	R	ORISTANO	IDR.SARDEGNA	CA	T	39°49'30,00''	03°52'30,00'' W	3260	Sì	Sì
4203	ORZINUOVI 002	1961	E	NP	1.935	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°24'11,00''	02°32'27,00'' W	0	No	No
4204	ORZINUOVI 002 DIR	1961	E	GA	1.891	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°24'11,00''	02°32'27,00'' W	0	No	No
4205	ORZINUOVI 003	1961	S	NP	1.961	M	OVANENGO	AGIP	BS	T	45°23'55,00''	02°29'18,00'' W	0	No	No
4305	PARMA 002	1961	E	NP	2.938	C	PARMA	AGIP	PR	T	44°46'52,00''	02°07'18,50'' W	3305	Sì	Sì
4354	PESCHICI 001	1961	E	NP	1.275	R	PESCHICI	AGIP	FG	T	41°55'10,50''	03°34'01,00'' E	655	Sì	Sì
4422	PILASTRI 001	1961	E	NP	1.309	C	PILASTRI	AGIP	FE	T	44°55'17,00''	01°09'14,00'' W	0	Sì	No
4423	PILASTRI 002	1961	E	NP	1.507	C	PILASTRI	AGIP	FE	T	44°55'30,00''	01°09'02,00'' W	3388	Sì	Sì
4434	PISTICCI 002	1961	S	OL	2.284	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°23'44,00''	04°04'15,50'' E	23	No	No
4435	PISTICCI 003	1961	S	GA	2.152	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°23'59,00''	04°04'39,50'' E	24	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4436	PISTICCI 004	1961	S	OL	2.083	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°23'50,00''	04°03'06,00'' E	1	No	No
4437	PISTICCI 005	1961	S	OL	2.202	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°24'01,00''	04°03'35,50'' E	2	No	No
4438	PISTICCI 006	1961	S	GA	2.180	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°24'08,00''	04°04'01,00'' E	4	No	No
4439	PISTICCI 007	1961	S	GA	1.479	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°24'17,50''	04°04'59,00'' E	3	No	No
4440	PISTICCI 008	1961	S	GA	2.165	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°25'38,50''	04°01'30,50'' E	5	No	No
4441	PISTICCI 009	1961	S	OL	2.125	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°23'20,50''	04°03'37,00'' E	7	No	No
4442	PISTICCI 010	1961	S	GA	1.560	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°24'24,50''	04°04'18,50'' E	6	No	No
4443	PISTICCI 011	1961	S	OL	2.064	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°23'33,50''	04°03'56,00'' E	9	No	No
4444	PISTICCI 012	1961	S	GA	1.550	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°24'38,00''	04°05'16,00'' E	8	No	No
4445	PISTICCI 013	1961	S	OL	2.140	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°24'17,50''	04°03'12,50'' E	10	No	No
4446	PISTICCI 014	1961	S	OL	2.097	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°23'49,50''	04°03'32,00'' E	654	No	No
4447	PISTICCI 015	1961	S	NP	1.550	M	MASSERIA SPIRITO	AGIP	MT	T	40°25'01,50''	04°05'33,00'' E	11	No	No
4480	PIZZO CORVO 001	1961	E	NP	2.123	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°29'55,50''	03°56'20,00'' E	26	Sì	Sì
4542	POGGIO RUSCO 003	1961	S	NP	1.573	R	TRECENTA	AGIP	MN	T	44°57'02,00''	01°15'33,00'' W	3609	Sì	Sì
4543	POGGIO RUSCO 004	1961	S	NP	1.170	R	TRECENTA	AGIP	MN	T	44°57'14,00''	01°16'45,00'' W	3610	Sì	Sì
4559	POGGIORAGONE 001	1961	E	GA	3.125	R	CIGNO	PETROSUD	PE	T	42°23'08,00''	01°28'12,70'' E	209	Sì	Sì
4600	PONTE OLIVO 001	1961	E	NP	3.680	R	GELA	AGIP	CL	T	37°10'12,00''	01°53'44,39'' E	0	Sì	No
4638	PORTO CORSINI MARE EST 001	1961	E	GA	3.031	M	CERVIA MARE	AGIP	ZA	M	44°23'56,00''	12°33'01,40''	657	No	No
4846	POZZILLO 001	1961	E	NP	3.958	R	CALTANISSETTA	SOMIS	CL	T	37°11'21,00''	01°49'07,50'' E	0	No	No
4954	RAGUSA 054 DIR	1961	S	OL	1.936	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'32,90''	02°16'16,50'' E	0	No	No
4955	RAGUSA 055 DIR	1961	S	OL	1.898	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'17,50''	02°15'59,00'' E	0	No	No
5112	REGGIO EMILIA 005	1961	E	NP	1.908	C	REGGIO EMILIA	AGIP	RE	T	44°40'15,50''	01°48'41,50'' W	3394	Sì	Sì
5344	ROCCA D'ASPIDE 001	1961	E	NP	1.245	R	BELLOSGUARDO	IDR.CASTELGRANDE	SA	T	40°28'30,00''	02°42'56,00'' E	275	Sì	Sì
5349	ROCCAPALUMBA 001	1961	E	NP	2.707	R	ROCCAPALUMBA	PLATANI PETROLI	PA	T	37°47'01,00''	01°08'06,00'' E	0	Sì	No
5432	ROTELLO 003	1961	E	NP	2.341	R	ROTELLO	AGIP	CB	T	41°44'45,50''	02°32'53,50'' E	45	Sì	Sì
5437	ROTONDELLA 001	1961	E	NP	2.103	R	ROTONDELLA	AGIP	MT	T	40°09'28,50''	04°05'40,50'' E	97	Sì	Sì
5488	S.ALBERTO 001	1961	E	NP	2.376	M	S. ALBERTO	AGIP	RA	T	44°31'13,00''	00°21'23,50'' W	3396	Sì	Sì
5509	S.ARCANGELO TRIMONTE 001	1961	E	NP	1.917	R	BENEVENTO	IDR.ARIANO	BN	T	41°10'54,00''	02°28'48,00'' E	600	Sì	Sì
5520	S.BASILIO 002	1961	E	NP	1.603	R	BERNALDA	AGIP	MT	T	40°20'18,00''	04°18'54,50'' E	94	Sì	Sì
5560	S.CRISTOFORO 001	1961	E	MG	2.601	R	GIOTTO	MISO	EN	T	37°46'18,00''	02°15'39,50'' E	0	Sì	No
5755	S.SALVO 010	1961	S	NP	1.603	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°01'48,00''	02°14'33,00'' E	67	No	No
5756	S.SALVO 011	1961	S	GA	1.504	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°01'19,00''	02°15'37,00'' E	70	No	No
5757	S.SALVO 012	1961	S	GA	1.489	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°00'18,50''	02°15'31,00'' E	72	No	No
5758	S.SALVO 013	1961	S	GA	1.462	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'50,00''	02°13'48,00'' E	42	No	No
5759	S.SALVO 014	1961	S	GA	1.510	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°01'04,00''	02°14'28,00'' E	47	No	No
5760	S.SALVO 015	1961	S	GA	1.554	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'44,00''	02°15'10,50'' E	48	No	No
5761	S.SALVO 016	1961	S	GA	1.509	S	FIUME TRESTE	AGIP	CH	T	42°00'12,50''	02°17'17,00'' E	49	No	No
5914	SALANDRA 001	1961	E	NP	2.272	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°31'27,00''	03°52'39,50'' E	22	Sì	Sì
5983	SASSO MARCONI 001	1961	E	NP	3.029	C	SASSO MARCONI	AGIP	BO	T	44°23'14,00''	01°12'23,00'' W	0	Sì	No
6000	SCERNI 004	1961	S	NP	1.601	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°05'02,00''	02°09'47,00'' E	71	No	No
6008	SECUGNAGO 002	1961	E	NP	1.746	C	SECUGNAGO	AGIP	MI	T	45°12'36,50''	02°51'40,00'' W	3310	Sì	Sì
6009	SEDICO 001	1961	E	NP	2.297	R	BELLUNO	AGIP	BL	T	46°07'21,00''	00°18'14,00'' W	661	Sì	Sì
6197	SOLIGNANO 003	1961	E	GA	502	R	MARANELLO	IDR.MODENESE	MO	T	44°30'52,00''	01°29'34,00'' W	0	Sì	No
6198	SOLIGNANO 004	1961	E	NP	1.785	R	MARANELLO	IDR.MODENESE	MO	T	44°31'54,00''	01°30'49,00'' W	0	Sì	No
6230	SPERLINGA 001	1961	E	NP	2.900	R	SPERLINGA	SOIS	EN	T	37°43'52,00''	01°54'06,50'' E	0	Sì	No
6270	SPILAMBERTO 034	1961	S	GA	1.687	M	SPILAMBERTO	AGIP	BO	T	44°30'52,50''	01°20'25,00'' W	0	No	No
6271	SPILAMBERTO 035	1961	S	NP	1.776	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°33'09,00''	01°28'21,00'' W	0	No	No
6327	TELLARO 001	1961	E	IS	380	R	TELLARO	AMBASSADOR	RG	T	36°55'20,00''	02°22'02,00'' E	0	No	No
6342	TERMOLI 001	1961	E	NP	1.328	R	TERMOLI	MONTEDISON	CB	T	42°02'41,00''	02°21'19,40'' E	210	Sì	Sì
6347	TERRA DEL SOLE 001	1961	E	NP	1.971	C	TERRA DEL SOLE	AGIP	FO	T	44°11'53,00''	00°28'44,00'' W	3405	Sì	Sì
6348	TERRA DEL SOLE 001 DIR	1961	E	NP	1.754	C	TERRA DEL SOLE	AGIP	FO	T	44°11'52,80''	00°28'44,00'' W	3405	Sì	Sì
6655	TRIGNO 006	1961	S	GA	1.642	R	FIUME TRIGNO	SORI	CB	T	41°59'33,00''	02°16'40,50'' E	222	No	No
6656	TRIGNO 007	1961	S	NP	1.552	R	FIUME TRIGNO	SORI	CB	T	42°00'16,50''	02°17'46,50'' E	223	No	No
6657	TRIGNO 008	1961	S	NP	1.572	R	FIUME TRIGNO	SORI	CB	T	41°59'09,00''	02°16'35,00'' E	224	No	No
6678	TURSI 001	1961	E	NP	1.550	R	ROTONDELLA	AGIP	MT	T	40°13'47,00''	04°04'05,00'' E	98	Sì	Sì
6832	VERICA 001	1961	E	NP	3.501	R	CASTEL D'AIANO	AGIP	MO	T	44°19'12,00''	01°32'20,50'' W	106	Sì	Sì
6847	VETTA 010	1961	S	GA	112	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°17'34,00''	01°50'24,00'' W	0	No	No
6848	VETTA 011	1961	S	NP	102	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°17'40,00''	01°50'22,00'' W	0	No	No
6849	VETTA 012	1961	S	NP	68	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°17'36,00''	01°50'25,00'' W	0	No	No
6854	VICOLI 001	1961	E	NP	2.300	R	FARINDOLA	AGIP	PE	T	42°21'10,50''	01°26'12,00'' E	91	Sì	Sì
6913	VILLANTERIO 001	1961	E	NP	1.545	R	GERENZAGO	AGIP	PV	T	45°13'06,50''	03°04'13,00'' W	0	Sì	No
6950	VOLPEDO 003	1961	E	NP	1.857	R	RIVANAZZANO	AGIP	AL	T	44°53'23,00''	03°25'38,00'' W	105	Sì	Sì
6973	ZIMMARA 001	1961	E	NP	2.748	R	ZIMMARA	PETROLI DELL'ISOLA	PA	T	37°46'59,00''	01°45'23,00'' E	0	Sì	No
4	ACATE 001 DIR	1960	E	NP	3.388	R	GELA	AGIP	RG	T	36°59'36,00''	01°53'48,50'' E	0	Sì	No
105	ALCAMO 001	1960	E	NP	2.497	R	SEGESTA	SIT	TP	T	37°57'34,00''	00°30'21,00'' E	0	Sì	No
318	ANTEGNATE 001	1960	E	NP	1.635	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°29'00,00''	02°38'47,20'' W	0	Sì	No
368	ARESE 001	1960	E	NP	1.046	R	LAINATE	AGIP	MI	T	45°33'13,00''	03°23'19,00'' W	3603	Sì	Sì
370	ARGENTA 001	1960	E	NP	1.516	R	ZONA SAMPOR	MIN.PADANA ORIENT.	FE	T	44°36'34,00''	00°37'58,00'' W	3347	Sì	Sì
418	ASIGLIANO VERCELLESE 001	1960	E	NP	3.463	C	ASIGLIANO	AGIP	VC	T	45°14'56,50''	04°02'21,50'' W	3241	Sì	Sì
710	BAUCINA 001	1960	ST	NP	400	R	TERMINI IMERESE	SOM	PA	T	37°56'21,00''	01°05'39,00'' E	0	No	No
711	BAUCINA 002	1960	ST	NP	228	R	TERMINI IMERESE	SOM	PA	T	37°57'04,00''	01°05'17,00'' E	0	No	No
722	BELLANTE 002	1960	E	GA	2.689	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°43'49,00''	01°21'54,00'' E	185	Sì	No
752	BELLOCCHI 001	1960	E	NP	896	M	GALANTARA	RIC.IDR.METAURO	PS	T	43°48'06,00''	00°32'48,00'' E	605	Sì	Sì
753	BELLUNO 001	1960	E	NP	2.614	R	BELLUNO	AGIP	BL	T	46°13'30,50''	00°09'03,00'' W	95	Sì	Sì
941	BRUGHERIO 004	1960	S	NP	1.169	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'21,00''	03°12'12,00'' W	0	Sì	No
944	BRUGHERIO 007	1960	S	GA	1.180	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'46,00''	03°12'05,50'' W	0	Sì	No
946	BRUGHERIO 009	1960	S	NP	1.239	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'52,70''	03°13'50,00'' W	0	Sì	No
947	BRUGHERIO 010	1960	E	GA	1.201	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'10,80''	03°12'17,00'' W	0	Sì	No
948	BRUGHERIO 011	1960	S	GA	1.350	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'48,00''	03°10'54,50'' W	0	Sì	No
949	BRUGHERIO 012	1960	S	NP	1.177	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'12,50''	03°13'03,50'' W	0	Sì	No
950	BRUGHERIO 013	1960	S	GA	1.180	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°34'01,00''	03°11'31,00'' W	0	Sì	No
951	BRUGHERIO 014	1960	S	GA	1.160	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°34'03,50''	03°12'40,50'' W	0	Sì	No
1018	CA' BOLDRINI 018	1960	S	NP	839	R	CA' BOLDRINI	CO.MI.E.	MO	T	44°15'09,00''	01°42'35,00'' W	0	Sì	No
1019	CA' BOLDRINI 019	1960	S	NP	111	R	CA' BOLDRINI	CO.MI.E.	MO	T	44°14'50,00''	01°42'43,00'' W	0	Sì	No
1020	CA' BOLDRINI 020	1960	S	GA	237	R	CA' BOLDRINI	CO.MI.E.	MO	T	44°14'30,00''	01°42'20,00'' W	0	Sì	No
1025	CA' DI SIMONE 042	1960	S	GA	712	R	CA' DI SIMONE	SIAM	MO	T	44°23'25,50''	01°38'16,50'' W	0	No	No
1031	CA' ONESTA' 002	1960	E	GA	56	R	CA' ONESTA'	CO.MI.E.	RE	T	44°20'11,00''	01°57'08,00'' W	0	No	No
1088	CAMMARATA 002	1960	S	OL	3.485	R	GELA	AGIP	CL	T	37°09'43,20''	01°50'04,80'' E	0	No	No
1097	CAMPO MARE 002	1960	E	NP	1.886	R	GIULIANOVA	PETROSUD	TE	T	42°39'46,80''	01°34'06,60'' E	206	Sì	Sì
1171	CANNUZZOLA 001	1960	E	NP	1.953	C	CANNUZZOLA	AGIP	RA	T	44°13'12,50''	00°13'32,00'' W	3356	Sì	Sì
1180	CANZANO 001	1960	E	NP	3.120	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°39'21,00''	01°20'49,00'' E	186	Sì	Sì
1241	CARPINELLO 001	1960	E	NP	1.835	R	BERTINORO	AGIP	FO	T	44°14'19,50''	00°20'41,00'' W	0	Sì	No
1259	CASALETTO 001	1960	E	NP	2.202	C	CASALETTO	AGIP	CR	T	45°19'41,50''	02°50'42,00'' W	3328	Sì	Sì
1284	CASE BORRA 001	1960	E	NP	285	R	CASE BORRA	IDR.NAZIONALI	BO	T	44°37'08,00''	00°41'22,00'' W	3360	Sì	No
1285	CASE BORRA 002	1960	E	NP	1.363	R	CASE BORRA	IDR.NAZIONALI	BO	T	44°36'48,00''	00°41'32,00'' W	3360	Sì	Sì
1345	CASTELFRENTANO 005	1960	E	NP	2.808	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°13'42,00''	01°53'12,00'' E	78	Sì	Sì
1398	CATANIA 011	1960	S	NP	1.084	M	FONTANAROSSA	MISO	CT	T	37°28'08,00''	02°35'59,00'' E	0	Sì	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
1399	CATANIA 012	1960	S	NP	1.125	M	FONTANAROSSA	MISO	CT	T	37°26'44,00''	02°35'09,00'' E	0	Si	No
1400	CATANIA 013	1960	S	MG	700	M	FONTANAROSSA	MISO	CT	T	37°26'30,00''	02°36'53,50'' E	0	Si	No
1401	CATANIA 014	1960	S	NP	870	M	FONTANAROSSA	MISO	CT	T	37°28'50,00''	02°36'36,50'' E	0	Si	No
1526	CELLINO 013	1960	S	NP	1.708	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°38'01,80''	01°24'28,00'' E	171	Si	No
1559	CERDA 001	1960	E	NP	3.309	R	CERDA	SOIS	PA	T	37°51'12,00''	01°22'49,00'' E	0	Si	No
1564	CERIGNOLA 001	1960	E	NP	476	R	CERIGNOLA	RIC.IDR.MIN.AFFINI	FG	T	41°13'47,80''	03°23'02,60'' E	0	No	No
1573	CERNUSCO 006	1960	E	NP	1.365	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°30'50,00''	03°08'33,00'' W	0	Si	No
1652	CESAROLO 001	1960	E	NP	4.332	C	CESAROLO	AGIP	VE	T	45°40'33,50''	00°33'22,50'' E	3272	Si	Si
1680	CHIEUTI 002	1960	E	GA	573	R	CHIEUTI	MONTEDISON	FG	T	41°45'43,30''	02°45'22,20'' E	195	Si	Si
1681	CHIEUTI 003	1960	S	GA	477	R	CHIEUTI	MONTEDISON	FG	T	41°45'45,30''	02°44'14,70'' E	1976	Si	Si
1683	CHIEUTI 004	1960	S	NP	687	R	CHIEUTI	MONTEDISON	FG	T	41°45'25,60''	02°45'02,20'' E	196	Si	Si
1684	CHIEUTI 005	1960	S	GA	620	R	CHIEUTI	MONTEDISON	FG	T	41°45'41,00''	02°46'21,60'' E	196	Si	Si
1685	CHIEUTI 006	1960	S	GA	785	R	CHIEUTI	MONTEDISON	FG	T	41°45'25,60''	02°42'23,20'' E	197	Si	Si
1689	CHIEUTI 010	1960	S	NP	742	R	CHIEUTI	MONTEDISON	FG	T	41°45'42,20''	02°47'31,20'' E	199	Si	Si
1704	CIANCIANA 001	1960	E	NP	2.208	R	CIANCIANA	PLATANI PETROLI	AG	T	37°30'04,50''	00°42'10,00'' E	0	Si	No
1705	CIANCIANA S 001	1960	ST	NP	503	R	CIANCIANA	PLATANI PETROLI	AG	T	37°29'56,00''	00°43'18,50'' E	0	No	No
1779	CISINA 008	1960	S	NP	843	M	CISINA	MISO	CT	T	37°23'50,00''	02°25'24,00'' E	0	Si	No
1837	COLLA 001	1960	E	MO	2.238	R	POLIZZI	PLATANI PETROLI	PA	T	37°48'28,90''	01°29'13,60'' E	0	Si	No
1924	CONO 001	1960	E	NP	2.606	M	RAGUSA	GULF	RG	T	36°56'31,50''	02°19'12,00'' E	0	No	No
1930	CONTE 001	1960	ST	NP	762	R	COMISO	MEDITERRANEAN OIL	RG	T	36°56'07,50''	02°09'05,00'' E	0	No	No
1942	COPPARO 001	1960	E	NP	1.698	R	GRADIZZA	AGIP	FE	T	44°53'35,50''	00°36'50,50'' W	0	Si	No
2020	CORREGGIO 031	1960	S	GA	1.260	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'59,50''	01°42'21,50'' W	0	Si	No
2127	CORTEMAGGIORE 087 DIR	1960	S	GA	1.460	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'51,60''	02°31'31,40'' W	0	No	No
2229	CRESPELLANO 001	1960	E	NP	2.110	R	BOLOGNA	AGIP	BO	T	44°29'54,50''	01°17'25,00'' W	0	Si	No
2247	CUPELLO 002	1960	E	GA	2.060	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°02'27,00''	02°12'45,00'' E	53	No	No
2248	CUPELLO 003	1960	S	GA	1.736	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°01'51,00''	02°12'39,50'' E	56	No	No
2249	CUPELLO 004	1960	S	GA	1.651	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°02'22,00''	02°11'59,00'' E	63	No	No
2499	FANO 005	1960	E	NP	959	R	PESARO	RIC.IDR.METAURO	PS	T	43°49'14,00''	00°34'57,00'' E	0	No	No
2500	FANO 006	1960	E	GA	880	R	PESARO	RIC.IDR.METAURO	PS	T	43°48'15,00''	00°35'42,00'' E	0	No	No
2525	FELINO 001	1960	E	NP	3.089	R	CALESTANO	SPI	PR	T	44°41'01,50''	02°14'26,00'' W	271	Si	Si
2541	FERRANDINA 012	1960	S	GA	923	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°32'33,00''	03°57'45,00'' E	12	No	No
2542	FERRANDINA 013	1960	S	GA	1.283	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°32'04,00''	03°53'31,50'' E	40	No	No
2543	FERRANDINA 014	1960	S	GA	1.283	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°31'42,00''	03°55'46,00'' E	39	No	No
2544	FERRANDINA 015	1960	S	GA	1.367	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°31'16,00''	03°57'29,00'' E	41	No	No
2545	FERRANDINA 016	1960	E	GA	1.716	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°29'30,00''	03°59'50,50'' E	20	Si	Si
2546	FERRANDINA 017	1960	S	GA	1.365	M	LA MONTAGNOLA	AGIP	MT	T	40°32'18,00''	03°55'00,00'' E	28	No	No
2556	FEUDI 001	1960	E	NP	2.049	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°34'00,00''	01°24'59,20'' E	179	Si	No
2557	FEUDI 002	1960	E	GA	1.655	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°39'10,00''	01°25'11,00'' E	0	Si	No
2714	FURCI 002	1960	E	GA	1.708	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°02'58,50''	02°11'18,00'' E	55	No	No
2715	FURCI 003	1960	S	NP	1.662	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°03'38,50''	02°09'07,00'' E	60	No	No
2746	GAGLIANO 001	1960	E	GA	4.005	M	GAGLIANO	VULCANO	EN	T	37°44'13,00''	02°04'36,00'' E	0	No	No
2799	GALLIGNANO 001	1960	E	NP	1.831	C	GALLIGNANO	AGIP	CR	T	45°26'07,00''	02°35'58,00'' W	3335	Si	Si
2834	GELA 010 DIR	1960	S	OL	3.320	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'27,00''	01°50'25,90'' E	0	No	No
2843	GELA 018 DIR	1960	S	OL	3.490	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'37,50''	01°49'52,00'' E	0	No	No
2856	GELA 031	1960	E	NP	3.509	R	GELA	AGIP	ZC	M	36°59'19,00''	14°16'45,60''	1003	No	No
2857	GELA 032	1960	S	OL	3.673	R	GELA	AGIP	CL	T	37°05'06,50''	01°50'48,00'' E	0	No	No
2858	GELA 033 DIR	1960	S	OL	3.548	M	C.C 1.AG	AGIP	CL	T	37°03'01,00''	01°48'42,00'' E	1004	No	No
2859	GELA 034	1960	S	OL	3.466	R	GELA	AGIP	CL	T	37°05'32,50''	01°50'45,00'' E	0	No	No
2860	GELA 035	1960	S	OL	3.575	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'27,00''	01°48'37,00'' E	0	No	No
2861	GELA 036	1960	S	OL	3.560	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'26,90''	01°51'01,00'' E	0	No	No
2862	GELA 037	1960	S	OL	3.406	R	GELA	AGIP	CL	T	37°05'39,00''	01°50'31,00'' E	0	No	No
2863	GELA 038	1960	S	OL	3.446	R	GELA	AGIP	CL	T	37°05'55,50''	01°51'26,00'' E	0	No	No
2864	GELA 039	1960	S	OL	3.370	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'22,00''	01°50'05,00'' E	0	No	No
2865	GELA 040	1960	S	OL	3.565	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'45,00''	01°49'33,00'' E	0	No	No
2867	GELA 042	1960	S	OL	3.300	M	C.C 1.AG	AGIP	CL	T	37°02'44,00''	01°49'45,00'' E	1006	No	No
2868	GELA 043 DIR	1960	S	OL	3.370	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'24,00''	01°49'02,00'' E	0	No	No
2869	GELA 044	1960	S	OL	3.396	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'38,00''	01°48'50,50'' E	0	No	No
2870	GELA 045	1960	S	OL	3.300	R	GELA	AGIP	CL	T	37°02'51,00''	01°49'37,00'' E	0	No	No
2871	GELA 046	1960	S	OL	3.353	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'17,00''	01°48'53,50'' E	0	No	No
3017	GISSI 002	1960	E	NP	1.917	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°01'57,00''	02°05'34,00'' E	58	Si	Si
3043	GRAMMICHELE 001	1960	E	NP	1.508	M	RAGUSA	GULF	RG	T	37°09'41,50''	02°12'13,00'' E	0	No	No
3053	GRECCHIA 041	1960	S	GA	102	M	GRECCHIA	V.E.T.A.	BO	T	44°10'01,00''	01°32'59,00'' W	0	No	No
3054	GRECCHIA 042	1960	S	NP	70	M	GRECCHIA	V.E.T.A.	BO	T	44°09'58,50''	01°32'57,00'' W	0	No	No
3061	GRIGNANO POLESINE 001	1960	E	GA	1.057	C	GRIGNANO POLESINE	AGIP	RO	T	45°02'57,00''	00°41'56,50'' W	3276	Si	Si
3083	GROTTOLE 020	1960	S	GA	987	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°33'54,50''	03°54'45,50'' E	13	No	No
3084	GROTTOLE 021	1960	S	GA	906	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°35'48,00''	03°53'37,50'' E	15	No	No
3085	GROTTOLE 022	1960	S	GA	861	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°34'31,50''	03°54'12,50'' E	17	No	No
3086	GROTTOLE 023	1960	S	GA	1.322	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°33'05,00''	03°54'30,00'' E	18	No	No
3087	GROTTOLE 024	1960	S	GA	810	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°33'52,50''	03°55'26,00'' E	32	No	No
3088	GROTTOLE 025	1960	S	GA	1.474	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°33'06,50''	03°53'54,00'' E	33	No	No
3089	GROTTOLE 026	1960	S	GA	1.334	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°32'41,50''	03°54'57,50'' E	27	No	No
3090	GROTTOLE 027	1960	S	NP	1.040	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°34'44,00''	03°53'02,50'' E	34	No	No
3091	GROTTOLE 028	1960	S	GA	1.448	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°32'45,50''	03°54'24,00'' E	35	No	No
3092	GROTTOLE 029	1960	S	GA	1.400	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°33'26,00''	03°53'33,50'' E	36	No	No
3093	GROTTOLE 030	1960	S	GA	1.317	M	CUGNO LE MACINE	AGIP	MT	T	40°33'51,50''	03°53'24,00'' E	37	No	No
3094	GROTTOLE 031	1960	S	NP	1.502	M	LA MONTAGNOLA	AGIP	MT	T	40°33'06,50''	03°52'59,00'' E	29	Si	Si
3178	JESI 012	1960	S	GA	802	R	JESI	AGIP	AN	T	43°32'44,00''	00°51'16,00'' E	88	No	No
3179	JESI 013	1960	S	NP	866	R	JESI	AGIP	AN	T	43°32'07,00''	00°51'52,00'' E	0	No	No
3218	LANCIANO 001	1960	E	OL	2.880	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°14'40,00''	01°56'53,50'' E	74	Si	Si
3219	LANCIANO 002	1960	S	OL	2.750	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°14'18,00''	01°57'37,50'' E	0	Si	No
3220	LANCIANO 002 APP	1960	S	OL	2.850	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°14'18,00''	01°57'37,50'' E	77	Si	Si
3227	LARZANO 001	1960	E	NP	2.442	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°57'40,00''	02°47'53,50'' W	0	Si	No
3250	LE CERBAIE 001	1960	E	NP	567	R	LE CERBAIE	DALMINE	FI	T	43°46'29,00''	01°37'53,50'' W	1079	Si	Si
3262	LENO 002	1960	S	GA	1.995	M	BAGNOLO MELLA	AGIP	BS	T	45°23'21,00''	02°14'27,50'' W	0	No	No
3290	LEVIZZANO 001	1960	E	NP	3.131	R	OSPITALETTO	SPI	MO	T	44°28'39,50''	01°34'25,00'' W	294	Si	Si
3451	MALALBERGO 040	1960	S	NP	325	R	FIUME RENO	SPI	BO	T	44°42'59,00''	00°53'31,00'' W	0	Si	No
3494	MARCONE 001	1960	E	NP	2.409	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°09'33,50''	01°59'55,00'' E	66	Si	Si
3498	MARGHERITA 001	1960	E	NP	1.744	M	RAGUSA	GULF	RG	T	37°02'18,00''	02°21'55,00'' E	0	No	No
3513	MARINEO 001	1960	E	MO	2.522	R	CEFALA' DIANA	SOMIS	PA	T	37°56'16,00''	00°53'11,00'' E	0	Si	No
3534	MARZENO 004	1960	E	NP	623	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°13'31,00''	00°36'42,00'' W	3379	Si	Si
3535	MARZENO 005	1960	E	NP	580	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°13'24,00''	00°35'24,00'' W	3379	Si	Si
3536	MARZENO 006	1960	E	GA	592	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°13'56,00''	00°36'17,00'' W	3379	Si	Si
3537	MARZENO 007	1960	E	NP	900	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'02,00''	00°36'56,00'' W	3379	Si	Si
3538	MARZENO 008	1960	E	NP	650	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°13'50,00''	00°35'58,00'' W	3379	Si	Si
3539	MARZENO 009	1960	E	GA	635	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°13'57,00''	00°36'11,00'' W	1026	Si	Si
3540	MARZENO 010	1960	S	GA	660	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°13'56,00''	00°36'26,00'' W	3380	Si	Si
3541	MARZENO 011	1960	S	NP	650	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°13'48,00''	00°36'20,00'' W	3380	Si	Si

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
3615	MAZZARINO 001	1960	ST	MG	271	R	MAZZARINO	SILIPE	EN	T	37°23'37,40''	01°49'17,70'' E	0	No	No
3616	MEDELANA 001	1960	E	NP	1.606	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°46'41,50''	00°34'03,00'' W	0	No	No
3624	MEDOLA 006	1960	S	GA	85	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°18'33,00''	01°51'04,00'' W	0	No	No
3625	MEDOLA 007	1960	S	NP	176	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°18'03,00''	01°51'09,00'' W	0	No	No
3668	MIGLIARINO 001	1960	E	GA	1.504	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°46'03,00''	00°30'55,50'' W	0	No	No
3788	MISA 001	1960	E	NP	493	R	MARCHE PERGOLA	AUSONIA MIN.	AN	T	43°31'51,00''	00°32'30,00'' E	608	Sì	No
3797	MODENA 003	1960	E	NP	3.965	C	MODENA	AGIP	MO	T	44°36'57,10''	01°30'56,70'' W	3385	Sì	Sì
3822	MONOPOLI 001	1960	E	NP	1.224	R	MONOPOLI	AGIP	BA	T	40°47'23,00''	04°59'54,00'' E	83	Sì	Sì
3845	MONTARONE 002	1960	E	NP	1.593	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°39'35,00''	01°24'36,00'' E	182	Sì	No
3846	MONTARONE 003	1960	E	NP	1.757	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°39'28,00''	01°24'40,30'' E	183	Sì	No
4011	MONTESTILLO 002	1960	E	NP	3.298	R	MONTESTILLO	SNIA	FG	T	41°31'15,00''	02°45'20,00'' E	274	No	No
4047	MONTIRONE 002	1960	S	NP	1.261	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°26'26,50''	02°13'04,00'' W	0	No	No
4048	MONTIRONE 003	1960	S	NP	1.526	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°25'56,50''	02°13'51,50'' W	0	No	No
4064	MORICONE 001	1960	E	NP	696	R	POGGIO MIRTETO	AGIP	RM	T	42°06'31,50''	00°14'15,00'' E	85	Sì	Sì
4150	NOVELLARA 001	1960	E	NP	1.750	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°49'00,00''	01°43'00,00'' W	0	Sì	No
4202	ORZINUOVI 001	1960	E	GA	2.068	M	OVANENGO	AGIP	BS	T	45°23'21,50''	02°30'44,50'' W	0	No	No
4215	OSTELLATO 001	1960	E	NP	1.607	C	OSTELLATO	AGIP	FE	T	44°44'17,00''	00°30'33,50'' W	0	Sì	No
4223	PACHINO 004	1960	E	NP	5.003	R	NOTO	SARCIS	SR	T	37°49'07,00''	02°36'19,00'' E	3267	Sì	No
4226	PAGLIETA 001	1960	E	NP	2.170	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°07'36,00''	02°03'53,00'' E	57	Sì	Sì
4227	PAGLIETA 003	1960	E	NP	2.152	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°09'03,00''	02°03'02,00'' E	62	Sì	Sì
4229	PALATA PEPOLI 001	1960	E	NP	948	R	PALATA PEPOLI	SPI	MO	T	44°47'42,50''	01°13'13,00'' W	0	No	No
4329	PERANO 001	1960	E	NP	1.687	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°06'16,50''	01°56'13,00'' E	75	Sì	Sì
4344	PERROTTA 002	1960	E	NP	1.456	R	ISOLA CAPO RIZZUTO	MONTEDISON	CZ	T	39°01'11,00''	04°42'33,00'' E	208	Sì	Sì
4347	PERUGIA 002	1960	E	NP	1.504	R	PERUGIA	SOMICEM	PG	T	43°08'45,00''	00°05'55,50'' W	86	Sì	Sì
4396	PIADENA 031	1960	S	GA	3.370	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'02,00''	02°09'59,50'' W	0	No	No
4430	PISA 001	1960	E	NP	140	R	PISA	LAZZI GAS	PI	T	43°42'11,00''	01°59'22,50'' W	1027	Sì	No
4433	PISTICCI 001	1960	E	OL	2.491	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°24'38,00''	04°00'48,00'' E	19	No	No
4538	POGGIO PONSACCO 001	1960	E	NP	723	R	PONSACCO	DALMINE	PI	T	43°38'38,00''	02°01'25,00'' W	999	Sì	Sì
4541	POGGIO RUSCO 002	1960	E	GA	1.777	R	TRECENTA	AGIP	MN	T	44°57'12,00''	01°16'07,50'' W	3606	Sì	Sì
4571	POMARICO 005	1960	S	NP	1.017	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°28'40,00''	04°05'51,00'' E	16	Sì	Sì
4572	POMARICO 006	1960	S	NP	1.112	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°29'22,00''	04°05'04,00'' E	14	Sì	Sì
4589	PONTE DIRILLO 004	1960	S	OL	3.102	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'38,20''	01°53'58,80'' E	0	No	No
4601	PONTE TIDONE 001	1960	E	GA	1.600	M	PONTETIDONE	AGIP	PC	T	45°03'20,00''	02°55'11,00'' W	3474	No	No
4606	PONTETIDONE 001 BIS	1960	E	GA	2.289	M	PONTETIDONE	AGIP	PC	T	45°03'18,20''	02°55'09,50'' W	0	No	No
4607	PONTETIDONE 002	1960	S	GA	1.506	M	PONTETIDONE	AGIP	PC	T	45°03'10,20''	02°54'37,00'' W	0	No	No
4608	PONTETIDONE 003	1960	S	NP	1.873	M	PONTETIDONE	AGIP	PC	T	45°02'57,50''	02°55'33,00'' W	0	No	No
4892	RACALMUTO 001	1960	ST	NP	212	R	RACALMUTO	COMP.SICIL.PETR.	AG	T	37°23'35,00''	01°18'31,00'' E	0	No	No
4976	RAGUSA 015 APP	1960	S	NP	2.034	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°52'36,90''	02°16'12,00'' E	0	No	No
4950	RAGUSA 051 DIR	1960	S	OL	1.920	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'50,00''	02°16'49,50'' E	0	No	No
4951	RAGUSA 052	1960	S	OL	1.920	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'28,40''	02°16'39,00'' E	0	No	No
4952	RAGUSA 052 DIR APP	1960	S	OL	1.789	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'28,40''	02°16'39,00'' E	0	No	No
4953	RAGUSA 053 DIR	1960	S	OL	1.656	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'33,50''	02°17'02,50'' E	0	No	No
5040	RAVENNA 036	1960	E	NP	3.227	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°26'09,00''	00°17'32,00'' W	0	No	No
5058	RAVENNA MARE 001	1960	E	NP	3.237	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°23'48,00''	12°26'24,40''	0	No	No
5059	RAVENNA MARE 002	1960	E	NP	2.062	M	A.C 30.EA	AGIP	ZA	M	44°22'24,00''	12°28'23,40''	0	No	No
5060	RAVENNA MARE 003	1960	E	GA	1.849	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°25'28,00''	12°22'15,40''	566	No	No
5061	RAVENNA MARE 004	1960	S	GA	1.800	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°24'40,00''	12°23'43,40''	567	No	No
5090	RECANATI 002	1960	E	NP	1.165	R	FONTESPINA	AGIP	MC	T	43°24'40,00''	01°05'41,50'' E	84	Sì	Sì
5189	RIOLA 124	1960	S	GA	376	R	RIOLA	LAZZI GAS	BO	T		E	0	No	No
5190	RIOLA 125	1960	S	NP	467	R	RIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°15'54,00''	01°20'50,00'' W	0	No	No
5191	RIOLO BAGNI 001	1960	E	NP	1.819	R	IMOLA	AGIP	RA	T	44°17'30,00''	00°43'20,00'' W	0	No	No
5337	RIZZO 003	1960	S	NP	904	R	MENDOLO	MISO	CT	T	37°25'22,00''	02°32'47,00'' E	0	Sì	No
5348	ROCCAFINADAMO 001	1960	E	NP	1.943	R	FARINDOLA	AGIP	PE	T	42°29'35,00''	01°23'13,00'' E	89	Sì	Sì
5365	ROMANENGO 010	1960	S	NP	1.926	M	ROMANENGO	AGIP	CR	T	45°25'56,50''	02°38'02,00'' W	0	Sì	No
5431	ROTELLO 002	1960	E	NP	2.696	R	ROTELLO	AGIP	CB	T	41°46'32,00''	02°30'30,50'' E	87	Sì	Sì
5519	S.BASILIO 001	1960	E	NP	2.040	R	BERNALDA	AGIP	MT	T	40°19'24,50''	04°15'02,00'' E	92	Sì	Sì
5750	S.SALVO 005	1960	S	GA	1.418	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°00'21,00''	02°16'09,00'' E	51	No	No
5751	S.SALVO 006	1960	S	GA	1.533	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°01'29,50''	02°14'10,00'' E	59	No	No
5752	S.SALVO 007	1960	S	GA	1.420	R	VASTO	AGIP	CB	T	42°00'35,50''	02°17'00,50'' E	50	No	No
5753	S.SALVO 008	1960	S	GA	1.504	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°01'06,50''	02°17'14,00'' E	52	No	No
5754	S.SALVO 009	1960	S	GA	1.731	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°02'19,50''	02°13'51,50'' E	64	No	No
5848	S.VITO CHIETINO 001	1960	E	NP	2.633	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°17'47,50''	02°00'17,00'' E	76	Sì	Sì
5856	SABBIONCELLO 007	1960	S	GA	1.400	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'55,70''	00°32'59,00'' W	0	No	No
5857	SABBIONCELLO 008	1960	S	NP	1.402	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°48'18,00''	00°34'14,00'' W	0	No	No
5858	SABBIONCELLO 009	1960	S	NP	1.400	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'28,00''	00°32'23,00'' W	0	No	No
5859	SABBIONCELLO 010	1960	S	NP	1.602	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'42,50''	00°34'19,50'' W	0	No	No
5860	SABBIONCELLO 011	1960	E	GA	1.385	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°48'51,50''	00°35'56,50'' W	0	No	No
5861	SABBIONCELLO 012	1960	S	NP	1.400	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'55,00''	00°32'20,00'' W	0	No	No
5862	SABBIONCELLO 013	1960	S	GA	1.408	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'02,00''	00°32'05,00'' W	0	No	No
5863	SABBIONCELLO 014	1960	S	GA	1.400	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'52,00''	00°33'36,00'' W	0	No	No
5864	SABBIONCELLO 015	1960	S	GA	1.409	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°48'37,50''	00°33'54,50'' W	0	No	No
5865	SABBIONCELLO 016	1960	S	GA	1.300	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'59,00''	00°33'25,00'' W	0	No	No
5866	SABBIONCELLO 017	1960	S	GA	1.231	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'37,50''	00°32'48,50'' W	0	No	No
5867	SABBIONCELLO 018	1960	S	GA	1.400	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'10,50''	00°32'46,00'' W	0	No	No
5982	SARZANO 001	1960	E	NP	2.442	C	SARZANO	AGIP	PC	T	44°57'40,00''	02°47'53,50'' W	0	No	No
5997	SCERNI 001	1960	E	GA	1.765	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°05'29,50''	02°09'07,50'' E	54	No	No
5998	SCERNI 002	1960	E	NP	1.980	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°06'28,50''	02°06'22,50'' E	61	Sì	Sì
5999	SCERNI 003	1960	E	GA	1.732	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°04'38,00''	02°08'25,50'' E	65	No	No
6003	SCICLI 001	1960	E	MO	4.704	R	SCICLI	VULCANO	RG	T	36°46'28,00''	02°17'46,00'' E	0	Sì	No
6040	SELVA 043	1960	S	GA	218	M	SELVA	SIAM	MO	T	44°22'53,00''	01°37'40,50'' W	0	Sì	No
6041	SELVA 045	1960	S	GA	543	M	SELVA	SIAM	MO	T	44°22'53,00''	01°37'40,00'' W	0	Sì	No
6075	SERGNANO 013	1960	S	GA	1.382	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'25,00''	02°45'12,00'' W	0	Sì	No
6191	SIVIZZOLA 001	1960	E	NP	2.251	R	CALESTANO	SPI	PR	T	44°38'11,50''	02°16'37,00'' W	272	Sì	Sì
6204	SONCINO 003	1960	E	GA	1.908	R	ZURLENGO	AGIP	CR	T	45°24'26,00''	02°35'10,70'' W	0	No	No
6205	SONCINO 004	1960	S	NP	1.983	R	ZURLENGO	AGIP	CR	T	45°24'31,50''	02°34'46,00'' W	0	No	No
6262	SPILAMBERTO 026	1960	S	GA	1.545	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°31'16,00''	01°23'24,50'' W	0	No	No
6263	SPILAMBERTO 027	1960	S	NP	1.611	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°31'31,00''	01°24'39,50'' W	0	No	No
6264	SPILAMBERTO 028	1960	S	NP	1.558	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°32'34,00''	01°23'26,00'' W	0	No	No
6265	SPILAMBERTO 029	1960	S	GA	1.417	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°31'09,00''	01°22'44,00'' W	0	No	No
6266	SPILAMBERTO 030	1960	S	GA	1.725	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°31'53,00''	01°27'02,00'' W	0	No	No
6267	SPILAMBERTO 031	1960	S	GA	1.703	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°30'49,50''	01°21'43,00'' W	0	No	No
6268	SPILAMBERTO 032	1960	S	GA	1.602	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°30'57,00''	01°21'04,00'' W	0	No	No
6269	SPILAMBERTO 033	1960	S	GA	1.585	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°31'19,00''	01°20'41,00'' W	0	No	No
6277	SPINAZZOLA 001	1960	E	NP	684	R	MONTE SERICO	ITALIANA RICERCHE	PZ	T	40°51'41,10''	03°38'31,30'' E	0	No	No
6299	STORNARELLA 001	1960	E	NP	769	R	CERIGNOLA	RIC.IDR.MIN.AFFINI	FG	T	41°11'34,70''	03°18'29,20'' E	0	Sì	No
6402	TORRECHIARA 001	1960	E	NP	2.738	R	CALESTANO	SPI	PR	T	44°37'44,00''	02°10'53,50'' W	273	Sì	Sì
6445	TORRENTE SILLA 126	1960	S	GA	325	R	TORRENTE SILLA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'17,00''	01°30'30,00'' W	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
6613	TRENZANO 004	1960	E	NP	1.494	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°28'04,00''	02°24'18,00'' W	0	No	No
6640	TREVICO 001	1960	E	NP	1.561	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	41°02'10,00''	02°47'11,50'' E	80	Si	Si
6650	TRIGNO 001	1960	E	GA	1.690	R	FIUME TRIGNO	SORI	CB	T	41°59'48,00''	02°17'27,00'' E	218	No	No
6651	TRIGNO 002	1960	S	NP	1.952	R	FIUME TRIGNO	SORI	CB	T	41°58'54,00''	02°18'49,00'' E	219	Si	Si
6652	TRIGNO 003	1960	S	NP	1.591	R	FIUME TRIGNO	SORI	CB	T	41°59'07,50''	02°17'32,50'' E	220	Si	Si
6653	TRIGNO 004	1960	S	NP	1.834	R	FIUME TRIGNO	SORI	CB	T	41°59'32,00''	02°20'40,00'' E	612	Si	Si
6654	TRIGNO 005	1960	S	NP	1.658	R	FIUME TRIGNO	SORI	CB	T	41°59'38,50''	02°18'25,50'' E	221	Si	Si
6844	VETTA 007	1960	S	NP	91	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°17'47,00''	01°50'27,00'' W	0	No	No
6845	VETTA 008	1960	S	GA	48	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°17'40,00''	01°50'26,00'' W	0	No	No
6846	VETTA 009	1960	S	GA	104	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°17'40,00''	01°50'26,00'' W	0	No	No
6890	VILLADOSE 002	1960	E	GA	405	C	VILLADOSE	AGIP	RO	T	45°04'28,00''	00°33'37,00'' W	3287	Si	No
6891	VILLADOSE 003	1960	E	NP	1.006	C	VILLADOSE	AGIP	RO	T	45°03'58,00''	00°34'54,00'' W	3287	Si	Si
6892	VILLADOSE 004	1960	S	GA	1.203	C	VILLADOSE	AGIP	RO	T	45°04'15,00''	00°33'16,50'' W	3287	Si	Si
6944	VIZZOLA 018	1960	S	NP	1.002	M	VIZZOLA	SPI	PR	T	44°41'40,00''	02°18'33,00'' W	1030	Si	Si
6947	VOLPAGO 001	1960	E	NP	3.442	R	MONTELLO	RIC.IDR.PIAVE	TV	T	45°48'42,00''	00°20'54,00'' W	0	Si	No
141	ALFONSINE 027	1959	S	GA	1.548	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°31'03,00''	00°27'44,00'' W	0	No	No
336	ANTRODOCO 001	1959	E	NP	2.875	R	ANTRODOCO	AGIP	RI	T	42°25'43,00''	00°37'34,00'' E	82	Si	Si
359	ARCHI 001	1959	E	NP	2.103	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°04'58,00''	01°56'03,00'' E	250	Si	Si
457	BAGNACAVALLO 001	1959	E	NP	2.972	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°24'59,50''	00°29'26,00'' W	0	No	No
470	BAISO 001	1959	E	NP	1.509	R	BAISO	AGIP	RE	T	44°29'53,50''	01°49'27,80'' W	228	Si	Si
477	BALZOLA 002	1959	E	NP	2.326	C	BALZOLA	AGIP	AL	T	45°10'55,60''	04°02'27,30'' W	3243	Si	Si
675	BARIGAZZO 001 R	1959	S	NP	308	M	BARIGAZZO	SIAM	MO	T	44°16'02,00''	01°47'55,00'' W	0	No	No
721	BELLANTE 001	1959	E	NP	2.306	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°43'47,50''	01°22'19,80'' E	184	Si	No
750	BELLINZAGO 001	1959	E	NP	917	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°32'44,50''	02°59'53,00'' W	0	Si	No
764	BERNADIA 001	1959	E	NP	2.570	R	UDINE	AGIP	UD	T	46°14'58,00''	00°49'47,50'' E	1206	Si	Si
790	BIVONA 003	1959	E	NP	2.455	R	SCLAFANI	SAIPEM	AG	T	37°35'30,50''	00°58'11,00'' E	0	Si	No
797	BOLOGNA 001	1959	E	NP	3.147	R	BOLOGNA	AGIP	BO	T	44°31'14,00''	01°09'45,00'' W	0	Si	No
871	BORDOLANO 019	1959	E	NP	2.368	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°18'15,00''	02°27'11,00'' W	0	No	No
942	BRUGHERIO 005	1959	S	GA	1.336	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'44,00''	03°13'08,00'' W	0	Si	No
943	BRUGHERIO 006	1959	E	NP	1.481	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°34'13,00''	03°14'43,00'' W	0	Si	No
945	BRUGHERIO 008	1959	S	GA	1.816	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°34'11,50''	03°13'17,00'' W	0	Si	No
1017	CA' BOLDRINI 017	1959	S	GA	235	R	CA' BOLDRINI	CO.MI.E.	MO	T	44°15'05,87''	01°42'56,76'' W	0	Si	No
1023	CA' DI SIMONE 039	1959	S	OL	512	R	CA' DI SIMONE	SIAM	MO	T		E	0	No	No
1024	CA' DI SIMONE 041	1959	S	OL	273	R	CA' DI SIMONE	SIAM	MO	T		E	0	No	No
1075	CALTAGIRONE 001	1959	E	MO	4.176	R	CALTAGIRONE	MISO	CT	T	37°13'06,00''	01°57'56,00'' E	0	Si	No
1087	CAMMARATA 001	1959	E	OL	3.734	R	GELA	AGIP	CL	T	37°09'43,50''	01°50'32,00'' E	0	No	No
1096	CAMPO MARE 001	1959	E	NP	1.403	R	GIULIANOVA	PETROSUD	TE	T	42°39'40,20''	01°33'31,90'' E	206	Si	Si
1098	CAMPO MARE 003	1959	E	NP	1.296	R	GIULIANOVA	PETROSUD	TE	T	42°39'45,50''	01°33'46,00'' E	207	Si	Si
1100	CAMPOBELLO 001	1959	E	NP	967	R	CASTELVETRANO	AGIP	TP	T	37°28'22,50''	00°14'28,50'' E	0	Si	No
1107	CAMPORE 001	1959	E	NP	2.540	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°49'39,50''	02°26'47,50'' W	0	Si	No
1217	CAPPELLE 003	1959	E	NP	786	R	SILVI	PETROSUD	TE	T	42°29'16,20''	01°39'55,00'' E	1098	Si	Si
1272	CASALPUSTERLENGO 006	1959	E	NP	1.324	C	CASAL PUSTERLENGO	AGIP	MI	T	45°09'55,50''	02°51'37,50'' W	3292	Si	Si
1294	CASIRATE 001	1959	E	NP	1.296	C	CASIRATE	AGIP	MI	T	45°29'23,00''	02°53'12,50'' W	3329	Si	Si
1324	CASTEGGIO 009	1959	S	NP	1.803	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°00'40,00''	03°19'23,00'' W	0	No	No
1325	CASTEGGIO 010	1959	S	NP	1.320	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°01'35,00''	03°19'04,50'' W	0	No	No
1326	CASTEGGIO 011	1959	S	NP	1.777	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°01'29,50''	03°19'29,00'' W	0	No	No
1334	CASTEL S.PIETRO 001	1959	E	NP	1.501	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°22'16,50''	00°52'37,00'' W	0	No	No
1335	CASTEL S.PIETRO 002	1959	E	NP	2.618	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°22'30,00''	00°52'30,50'' W	0	No	No
1373	CASTELVETRO 003	1959	E	NP	1.251	R	MARANELLO	AGIP	MO	T	44°30'04,00''	01°27'21,00'' W	0	Si	No
1515	CELLINO 002	1959	E	GA	2.678	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°36'55,20''	01°24'59,20'' E	768	Si	No
1518	CELLINO 005	1959	S	GA	1.396	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°36'52,20''	01°25'14,50'' E	167	Si	No
1519	CELLINO 006	1959	S	GA	1.400	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°36'25,60''	01°25'01,00'' E	167	Si	No
1520	CELLINO 007	1959	S	NP	1.575	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°36'49,00''	01°24'42,80'' E	168	Si	No
1521	CELLINO 008	1959	S	GA	1.492	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°36'35,20''	01°25'15,00'' E	168	Si	No
1522	CELLINO 009	1959	S	NP	1.406	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°38'10,80''	01°25'03,60'' E	0	Si	No
1523	CELLINO 010	1959	S	GA	1.334	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°37'09,70''	01°25'12,80'' E	0	Si	No
1524	CELLINO 011	1959	S	GA	1.376	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°35'19,00''	01°25'07,00'' E	170	Si	No
1527	CELLINO 014	1959	S	GA	1.772	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°35'46,40''	01°25'12,80'' E	172	Si	No
1528	CELLINO 015	1959	S	NP	1.498	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°36'19,50''	01°25'17,30'' E	173	Si	No
1529	CELLINO 016	1959	S	NP	1.440	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°36'05,20''	01°25'19,80'' E	174	Si	No
1530	CELLINO 017	1959	S	NP	1.257	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°36'28,00''	01°25'34,40'' E	175	Si	No
1532	CELLINO 019	1959	S	NP	1.492	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°35'58,60''	01°25'05,00'' E	176	Si	No
1533	CELLINO 020	1959	S	GA	1.457	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°35'32,80''	01°25'06,70'' E	177	Si	No
1534	CELLINO 021	1959	S	GA	1.591	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°35'01,70''	01°25'02,30'' E	178	Si	No
1572	CERNUSCO 005	1959	E	NP	2.955	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°30'39,50''	03°06'00,00'' W	0	Si	No
2246	CUPELLO 001	1959	E	NP	2.075	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°03'50,00''	02°12'46,50'' E	261	Si	Si
2280	CUPRA 001	1959	E	NP	1.360	R	CUPRA MARITTIMA	PETROSUD	AP	T	43°03'06,50''	01°22'08,30'' E	191	Si	Si
2281	CUPRA 002	1959	E	NP	1.168	R	CUPRA MARITTIMA	PETROSUD	AP	T	43°03'20,60''	01°22'42,20'' E	191	Si	Si
2495	FANO 001	1959	E	GA	1.370	R	PESARO	RIC.IDR.METAURO	PS	T	43°48'43,50''	00°35'07,50'' E	0	No	No
2496	FANO 002	1959	E	NP	872	R	PESARO	RIC.IDR.METAURO	PS	T	43°48'57,50''	00°35'13,00'' E	0	No	No
2497	FANO 003	1959	E	NP	820	R	PESARO	RIC.IDR.METAURO	PS	T	43°48'49,50''	00°34'55,00'' E	0	No	No
2498	FANO 004	1959	E	GA	890	R	PESARO	RIC.IDR.METAURO	PS	T	43°48'57,00''	00°35'12,00'' E	0	No	No
2502	FARA 001	1959	E	NP	680	R	S. MARTINO	MONTEDISON	CH	T	42°06'48,70''	01°47'46,20'' E	627	Si	Si
2529	FERMO 003	1959	E	NP	2.497	R	ZONA MARCHIGIANA	SOMICEM	AP	T	43°11'50,00''	01°15'16,00'' E	268	Si	Si
2530	FERRANDINA 001	1959	E	GA	1.342	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°32'03,00''	03°58'00,00'' E	230	No	No
2531	FERRANDINA 002	1959	S	GA	1.170	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°03'31,50''	03°58'38,00'' E	231	No	No
2532	FERRANDINA 003	1959	S	GA	916	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°33'03,50''	03°57'09,00'' E	232	No	No
2533	FERRANDINA 004	1959	E	GA	1.229	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°31'57,00''	03°56'12,00'' E	232	No	No
2534	FERRANDINA 005	1959	S	GA	1.291	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°31'34,00''	03°57'59,00'' E	233	No	No
2535	FERRANDINA 006	1959	S	GA	1.013	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°33'45,50''	03°57'15,50'' E	233	No	No
2536	FERRANDINA 007	1959	S	GA	1.273	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°32'30,50''	03°55'46,00'' E	234	No	No
2537	FERRANDINA 008	1959	S	GA	1.237	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°31'32,50''	03°56'20,50'' E	235	No	No
2538	FERRANDINA 009	1959	S	GA	1.284	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°31'25,00''	03°59'16,00'' E	236	No	No
2539	FERRANDINA 010	1959	S	GA	1.115	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°32'37,50''	03°56'45,00'' E	237	No	No
2540	FERRANDINA 011	1959	S	NP	1.304	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°32'13,00''	03°56'32,00'' E	238	No	No
2570	FILOTTRANO 002	1959	E	NP	1.682	R	JESI	AGIP	AN	T	43°34'36,00''	00°39'14,00'' E	270	Si	Si
2571	FILOTTRANO 003	1959	E	NP	1.137	R	JESI	AGIP	AN	T	43°31'03,00''	00°44'26,00'' E	227	Si	Si
2801	GALLO 001	1959	E	MG	1.654	M	RAGUSA	GULF	RG	T	37°01'54,50''	02°14'31,50'' E	0	No	No
2802	GALLO S 001	1959	ST	NP	960	M	RAGUSA	GULF	RG	T	37°00'12,00''	02°15'25,00'' E	0	No	No
2803	GALLO S 002	1959	ST	NP	764	M	RAGUSA	GULF	RG	T	37°00'00,50''	02°14'30,00'' E	0	No	No
2804	GALLO S 003	1959	ST	NP	553	M	RAGUSA	GULF	RG	T	37°02'01,00''	02°14'34,00'' E	0	No	No
2839	GELA 015	1959	S	OL	3.475	R	GELA	AGIP	CL	T	37°02'53,50''	01°50'08,00'' E	0	No	No
2840	GELA 016	1959	S	OL	3.512	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'31,00''	01°51'23,50'' E	0	No	No
2841	GELA 017	1959	S	OL	3.474	R	GELA	AGIP	CL	T	37°05'21,50''	01°51'14,00'' E	0	No	No
2842	GELA 018	1959	S	OL	3.470	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'37,50''	01°49'52,00'' E	0	No	No
2844	GELA 019	1959	S	OL	3.296	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'28,50''	01°49'31,00'' E	0	No	No
2845	GELA 020	1959	S	OL	3.462	R	GELA	AGIP	CL	T	37°02'58,40''	01°49'24,50'' E	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
2846	GELA 021	1959	E	OL	3.466	R	GELA	AGIP	ZC	M	37°01'51,50''	14°16'11,90''	1001	No	No
2847	GELA 022	1959	S	OL	3.609	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'34,30''	01°50'31,00'' E	0	No	No
2848	GELA 023	1959	S	NP	3.745	R	GELA	AGIP	CL	T	37°02'30,00''	01°50'11,00'' E	0	No	No
2849	GELA 024	1959	S	NP	3.494	R	GELA	AGIP	CL	T	37°05'44,00''	01°51'11,50'' E	0	No	No
2850	GELA 025	1959	S	OL	3.466	R	GELA	AGIP	CL	T	37°05'01,50''	01°49'53,50'' E	0	No	No
2851	GELA 026	1959	S	OL	3.594	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'09,70''	01°51'09,50'' E	0	No	No
2852	GELA 027	1959	S	NP	3.525	R	GELA	AGIP	CL	T	37°05'14,00''	01°49'24,00'' E	0	No	No
2853	GELA 028	1959	S	OL	3.525	R	GELA	AGIP	ZC	M	37°01'20,20''	14°16'57,40''	1002	No	No
2854	GELA 029	1959	S	OL	3.465	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'57,50''	01°49'39,00'' E	0	No	No
2855	GELA 030	1959	S	OL	3.500	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'08,00''	01°50'35,50'' E	0	No	No
3064	GROTTOLE 001	1959	E	GA	648	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°34'46,00''	03°54'45,00'' E	239	No	No
3065	GROTTOLE 002	1959	S	NP	1.003	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°34'16,50''	03°57'08,50'' E	239	Sì	Sì
3066	GROTTOLE 003	1959	S	GA	1.096	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°35'14,00''	03°54'34,00'' E	240	No	No
3067	GROTTOLE 004	1959	S	GA	1.124	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°34'05,00''	03°53'53,50'' E	240	No	No
3068	GROTTOLE 005	1959	S	GA	685	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°34'01,50''	03°56'31,00'' E	241	No	No
3069	GROTTOLE 006	1959	S	GA	773	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°35'25,50''	03°53'49,50'' E	241	No	No
3070	GROTTOLE 007	1959	S	NP	1.165	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°35'40,50''	03°55'19,00'' E	242	Sì	Sì
3071	GROTTOLE 008	1959	S	GA	774	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°35'39,00''	03°53'02,00'' E	242	No	No
3072	GROTTOLE 009	1959	S	GA	1.022	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°33'27,50''	03°55'32,50'' E	243	No	No
3073	GROTTOLE 010	1959	S	NP	1.063	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°35'09,00''	03°55'13,00'' E	243	No	No
3074	GROTTOLE 011	1959	S	GA	807	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°35'02,50''	03°53'09,00'' E	244	No	No
3075	GROTTOLE 012	1959	S	GA	1.176	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°33'06,50''	03°54'58,00'' E	245	No	No
3076	GROTTOLE 013	1959	S	GA	797	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°34'15,00''	03°54'37,00'' E	245	No	No
3077	GROTTOLE 014	1959	S	GA	742	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°34'54,00''	03°53'56,00'' E	246	No	No
3078	GROTTOLE 015	1959	S	GA	613	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°34'51,50''	03°55'18,50'' E	246	No	No
3079	GROTTOLE 016	1959	S	NP	900	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°35'25,50''	03°52'25,50'' E	247	No	No
3080	GROTTOLE 017	1959	S	GA	1.367	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°34'18,50''	03°53'15,50'' E	248	No	No
3081	GROTTOLE 018	1959	S	GA	693	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°35'48,00''	03°53'37,50'' E	249	No	No
3082	GROTTOLE 019	1959	S	GA	1.210	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°33'27,00''	03°54'22,00'' E	249	No	No
3107	GUBBIO 001	1959	E	NP	231	R	GUBBIO	SOMICEM	PG	T	43°22'28,00''	00°04'25,00'' E	1084	Sì	No
3111	GUERZO 001	1959	E	NP	112	R	CASTELVETRO	IDR.MODENESE	MO	T		E	0	No	No
3173	JESI 007	1959	E	NP	2.037	R	JESI	AGIP	AN	T	43°35'27,00''	00°46'42,00'' E	256	Sì	Sì
3174	JESI 008	1959	E	GA	927	R	JESI	AGIP	AN	T	43°32'20,00''	00°51'23,00'' E	257	No	No
3175	JESI 009	1959	S	NP	1.200	R	JESI	AGIP	AN	T	43°32'28,00''	00°50'50,00'' E	258	No	No
3176	JESI 010	1959	S	NP	930	R	JESI	AGIP	AN	T	43°33'41,00''	00°50'10,00'' E	259	Sì	Sì
3177	JESI 011	1959	S	NP	1.002	R	JESI	AGIP	AN	T	43°31'29,00''	00°52'38,00'' E	260	Sì	Sì
3261	LENO 001	1959	E	GA	1.655	M	BAGNOLO MELLA	AGIP	BS	T	45°23'38,00''	02°15'02,00'' W	0	No	No
3309	LIPPONE 002	1959	S	NP	814	M	LIPPONE	AGIP	TP	T	37°45'28,90''	00°16'42,00'' E	0	No	No
3312	LIPPONE 005	1959	S	GA	700	M	LIPPONE	AGIP	TP	T	37°45'14,00''	00°14'42,50'' E	0	No	No
3313	LIPPONE 006	1959	S	NP	1.986	M	LIPPONE	AGIP	TP	T	37°45'46,00''	00°15'43,00'' E	0	No	No
3314	LIPPONE 007	1959	S	NP	801	M	LIPPONE	AGIP	TP	T	37°45'02,00''	00°16'03,50'' E	0	No	No
3315	LIPPONE 008	1959	S	NP	750	M	LIPPONE	AGIP	TP	T	37°44'55,00''	00°14'21,00'' E	0	No	No
3316	LIPPONE 009	1959	S	NP	1.548	M	LIPPONE	AGIP	TP	T	37°45'45,50''	00°18'45,00'' E	0	No	No
3317	LIPPONE 010	1959	S	NP	1.446	M	LIPPONE	AGIP	TP	T	37°45'31,00''	00°18'56,00'' E	0	No	No
3318	LIPPONE 011	1959	S	GA	712	M	LIPPONE	AGIP	TP	T	37°45'18,00''	00°16'13,50'' E	0	No	No
3345	LORO PICENO 001	1959	E	NP	4.003	R	LORO PICENO	PETROSUD	MC	T	43°10'07,20''	00°58'20,00'' E	204	Sì	Sì
3408	LUPARA 001	1959	E	NP	557	R	LUPARA	AUSONIA MIN.	CB	T	41°40'30,00''	02°31'15,00'' E	606	Sì	Sì
3412	MACERATA 003	1959	E	NP	1.809	R	JESI	AGIP	MC	T	43°16'25,00''	01°01'26,00'' E	269	Sì	Sì
3449	MALALBERGO 038	1959	S	NP	803	R	FIUME RENO	SPI	BO	T	44°42'06,00''	00°56'03,50'' W	0	Sì	No
3450	MALALBERGO 039	1959	S	GA	360	R	FIUME RENO	SPI	BO	T	44°32'37,50''	00°52'56,00'' W	0	Sì	No
3499	MARGHERITA 001	1959	ST	NP	647	M	RAGUSA	GULF	RG	T	37°02'33,00''	02°22'16,00'' E	0	No	No
3500	MARGHERITA 002	1959	ST	NP	638	M	RAGUSA	GULF	RG	T	37°03'17,00''	02°22'52,50'' E	0	No	No
3501	MARGHERITA 003	1959	ST	NP	740	M	RAGUSA	GULF	RG	T	37°00'21,50''	02°21'41,00'' E	0	No	No
3611	MAZARA DEL VALLO 002	1959	S	GA	750	M	MAZARA DEL VALLO	SOIS	TP	T	37°44'59,00''	00°12'29,50'' E	0	No	No
3612	MAZARA DEL VALLO 003	1959	S	GA	700	M	MAZARA DEL VALLO	SOIS	TP	T	37°45'14,50''	00°13'58,00'' E	0	No	No
3613	MAZARA DEL VALLO 004	1959	S	GA	1.200	M	MAZARA DEL VALLO	SOIS	TP	T	37°45'53,50''	00°13'02,00'' E	0	No	No
3614	MAZARA DEL VALLO 005	1959	S	GA	1.201	M	MAZARA DEL VALLO	SOIS	TP	T	37°45'17,50''	00°12'55,00'' E	0	No	No
3692	MINEO 002	1959	E	NP	2.897	R	BALCHINO	MISO	CT	T	37°16'45,50''	02°09'18,50'' E	0	Sì	No
3836	MONTALBANO 017	1959	S	NP	1.093	R	FIUME RENO	SPI	FE	T	44°44'25,00''	00°55'30,00'' W	0	Sì	No
3837	MONTALBANO 018	1959	S	GA	353	R	FIUME RENO	SPI	FE	T	44°42'42,00''	00°52'27,00'' W	0	Sì	No
3838	MONTALBANO 020	1959	S	NP	983	R	FIUME RENO	SPI	FE	T	44°44'56,00''	00°57'16,50'' W	0	Sì	No
3959	MONTECILFONE 001	1959	E	NP	211	R	MONTECILFONE	AGIP	CB	T	41°56'32,00''	02°21'26,00'' E	1363	Sì	No
3971	MONTEFELCINO 001	1959	E	NP	612	R	MONTEFELCINO	AUSONIA MIN.	PS	T	43°40'25,00''	00°29'11,00'' E	607	Sì	Sì
3997	MONTEPELATO 006	1959	E	NP	2.295	M	PORPORANO	AGIP	PR	T	44°44'38,50''	02°05'01,40'' W	0	No	No
4010	MONTESTILLO 001	1959	E	NP	3.107	R	MONTESTILLO	SNIA	FG	T	41°34'40,00''	02°34'40,00'' E	445	Sì	No
4046	MONTIRONE 001	1959	E	GA	1.416	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°26'22,00''	02°13'59,00'' W	0	No	No
4092	NAFTIA 002	1959	E	NP	1.132	R	RAMACCA	SNIA	CT	T	37°17'08,50''	02°15'18,50'' E	0	Sì	No
4144	NOTO 002	1959	S	NP	3.200	R	NOTO	CORIS	SR	T	36°48'59,00''	02°34'43,50'' E	0	Sì	No
4168	OFFIDA 001	1959	E	NP	2.289	R	OFFIDA	PETROSUD	AP	T	42°55'56,50''	01°14'44,40'' E	205	Sì	Sì
4304	PARMA 001	1959	E	NP	3.295	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°49'12,70''	02°08'30,00'' W	0	Sì	No
4346	PERUGIA 001	1959	E	NP	738	R	PERUGIA	SOMICEM	PG	T	43°08'46,00''	00°05'50,00'' W	1083	Sì	Sì
4567	POMARICO 001	1959	E	NP	1.110	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°29'05,20''	04°04'18,40'' E	252	Sì	Sì
4568	POMARICO 002	1959	S	GA	988	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°28'59,00''	04°05'30,00'' E	0	Sì	No
4569	POMARICO 003	1959	E	NP	1.091	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°29'31,50''	04°03'08,50'' E	253	Sì	Sì
4570	POMARICO 004	1959	E	NP	1.184	R	FERRANDINA	AGIP	MT	T	40°27'42,00''	04°07'40,00'' E	254	Sì	Sì
4578	PONSANO 001	1959	E	GA	509	R	PONSANO	PARRI	FI	T	43°42'55,00''	01°29'42,00'' W	1080	Sì	Sì
4587	PONTE DIRILLO 002	1959	S	OL	3.291	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'43,90''	01°54'47,00'' E	0	No	No
4588	PONTE DIRILLO 003	1959	S	OL	3.132	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'13,80''	01°54'39,60'' E	0	No	No
4848	POZZOLO 001	1959	E	NP	2.696	R	VARSI	AGIP	PR	T	44°43'29,50''	02°37'19,50'' W	229	Sì	Sì
4872	PROVAZZANO 001	1959	E	NP	1.490	R	CALESTANO	SPI	PR	T	44°35'50,00''	02°06'56,50'' W	569	Sì	Sì
4944	RAGUSA 045	1959	S	OL	4.552	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'31,00''	02°16'27,00'' E	0	No	No
4945	RAGUSA 046 DIR	1959	S	OL	1.524	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'42,00''	02°16'53,00'' E	0	No	No
4946	RAGUSA 047	1959	S	OL	1.620	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'38,50''	02°15'04,50'' E	0	No	No
4947	RAGUSA 048	1959	S	OL	1.856	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'08,40''	02°16'13,50'' E	0	No	No
4948	RAGUSA 049 DIR	1959	S	OL	1.952	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'09,50''	02°16'13,50'' E	0	No	No
4949	RAGUSA 050 DIR	1959	S	OL	1.661	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'51,00''	02°16'50,50'' E	0	No	No
5006	RAVENNA 002 APP	1959	P	NP	2.500	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°26'54,00''	00°14'40,00'' W	0	No	No
5037	RAVENNA 033	1959	S	GA	2.095	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'08,00''	00°16'28,00'' W	0	No	No
5038	RAVENNA 034	1959	S	GA	2.055	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'10,00''	00°15'50,00'' W	0	No	No
5039	RAVENNA 035	1959	S	GA	2.207	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'52,00''	00°16'12,00'' W	0	No	No
5089	RECANATI 001	1959	E	NP	1.600	R	FONTESPINA	AGIP	MC	T	43°24'53,00''	01°04'45,00'' E	262	Sì	Sì
5092	RECOLETA 001	1959	E	NP	2.999	R	BERNALDA	AGIP	MT	T	40°16'34,00''	04°11'39,00'' E	255	Sì	Sì
5188	RIOLA 121	1959	S	GA	802	R	RIOLA	LAZZI GAS	BO	T		E	0	No	No
5221	RIPALTA 030	1959	E	NP	1.562	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°19'29,00''	02°45'14,00'' W	0	Sì	No
5339	ROBECCO 001	1959	E	GA	1.168	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°02'18,50''	03°17'54,50'' W	0	No	No
5340	ROCCA 001	1959	E	NP	2.458	R	COMISO	MEDITERRANEAN OIL	RG	T	36°54'42,50''	02°10'19,50'' E	0	No	No
5346	ROCCA DI NETO 001	1959	E	NP	839	R	ROCCA DI NETO	MONTEDISON	CZ	T	39°12'14,00''	04°34'21,50'' E	555	Sì	Sì

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
5430	ROTELLO 001	1959	E	NP	2.589	R	ROTELLO	AGIP	CB	T	41°46'06,00''	02°33'32,00'' E	1077	Sì	Sì
5563	S.CROCE CAMERINA 002	1959	E	NP	2.951	R	S. CROCE CAMERINA	SAIPEM	RG	T	36°51'13,50''	02°03'27,50'' E	3265	Sì	No
5583	S.GIORGIO DI PIANO 001	1959	E	NP	2.404	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°39'19,00''	01°03'32,00'' W	0	Sì	No
5641	S.LEONARDO 003	1959	E	NP	763	R	CUTRO	MONTEDISON	CZ	T	38°56'53,00''	04°32'31,00'' E	602	Sì	Sì
5747	S.SALVO 002	1959	E	GA	1.570	R	VASTO	AGIP	CB	T	42°00'45,00''	02°17'34,00'' E	1089	No	No
5748	S.SALVO 003	1959	S	GA	1.629	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°00'56,00''	02°16'39,00'' E	1090	No	No
5749	S.SALVO 004	1959	S	GA	1.653	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°01'27,00''	02°14'43,00'' E	1376	No	No
5852	SABBIONCELLO 003	1959	E	NP	1.263	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°49'49,00''	00°36'36,00'' W	0	No	No
5853	SABBIONCELLO 004	1959	E	NP	1.521	R	DUCENTOLA	AGIP	FE	T	44°50'48,50''	00°38'10,50'' W	3614	Sì	Sì
5854	SABBIONCELLO 005	1959	E	GA	1.650	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°48'18,50''	00°33'35,00'' W	0	No	No
5855	SABBIONCELLO 006	1959	E	NP	1.537	R	DUCENTOLA	AGIP	FE	T	44°50'50,00''	00°37'52,00'' W	3615	Sì	Sì
5936	SALSOMAGGIORE 001	1959	E	NP	3.326	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°48'28,00''	02°27'44,50'' W	0	No	No
6073	SERGNANO 011	1959	S	GA	1.410	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'32,00''	02°45'41,00'' W	0	Sì	No
6074	SERGNANO 012	1959	S	GA	1.402	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'32,50''	02°44'44,00'' W	0	Sì	No
6135	SERRAMAZZONI 001	1959	E	NP	947	R	OSPITALETTO	SPI	MO	T	44°26'20,00''	01°41'35,00'' W	568	Sì	Sì
6137	SERRONI 002	1959	E	GA	802	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	41°00'48,50''	02°51'36,00'' E	1365	Sì	Sì
6195	SOLIGNANO 001	1959	E	NP	1.260	R	MARANELLO	IDR.MODENESE	MO	T	44°31'11,00''	01°30'58,00'' W	0	Sì	No
6196	SOLIGNANO 002	1959	E	NP	1.530	R	MARANELLO	IDR.MODENESE	MO	T	44°30'56,00''	01°29'50,00'' W	0	Sì	No
6253	SPILAMBERTO 017	1959	S	GA	1.615	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°32'50,00''	01°27'14,00'' W	0	No	No
6254	SPILAMBERTO 018	1959	S	GA	1.584	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°31'48,00''	01°26'22,00'' W	0	No	No
6255	SPILAMBERTO 019	1959	S	GA	1.350	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°31'54,00''	01°24'25,00'' W	0	No	No
6256	SPILAMBERTO 020	1959	S	GA	1.639	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°31'55,50''	01°25'28,00'' W	0	No	No
6257	SPILAMBERTO 021	1959	S	GA	1.710	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°33'11,00''	01°27'37,00'' W	0	No	No
6258	SPILAMBERTO 022	1959	S	GA	1.683	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°33'00,00''	01°26'38,00'' W	0	No	No
6259	SPILAMBERTO 023	1959	S	GA	1.502	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°31'33,00''	01°23'57,00'' W	0	No	No
6260	SPILAMBERTO 024	1959	S	GA	1.827	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°32'44,00''	01°27'55,00'' W	0	No	No
6261	SPILAMBERTO 025	1959	S	GA	1.680	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°33'19,00''	01°27'03,00'' W	0	No	No
6300	STRADELLA 001	1959	E	NP	2.187	R	BRONI	AGIP	PV	T	45°06'37,00''	03°08'58,00'' W	0	Sì	No
6305	STREPPENOSA 002	1959	ST	MO	1.083	M	RAGUSA	GULF	RG	T	36°51'52,50''	02°14'59,00'' E	0	No	No
6320	TAVENNA 001	1959	E	NP	1.450	R	TAVENNA LENTELLA	MONTEDISON	CB	T	41°54'46,50''	02°17'39,00'' E	604	Sì	Sì
6552	TRAMUTOLA 045	1959	E	NP	2.000	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'15,00''	03°18'42,00'' E	251	Sì	Sì
6611	TRENZANO 002	1959	E	NP	1.395	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°27'42,50''	02°29'25,00'' W	0	No	No
6612	TRENZANO 003	1959	E	NP	1.502	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°27'40,00''	02°29'02,00'' W	0	No	No
6622	TRESIGALLO 006	1959	S	NP	1.723	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°49'45,00''	00°32'23,00'' W	0	No	No
6649	TRIGNANO 012	1959	S	NP	113	M	TRIGNANO	MACCHIA A.	MO	T		E	0	No	No
6681	UGENTO 001	1959	E	NP	4.535	R	UGENTO	AGIP	LE	T	39°56'06,00''	05°44'02,00'' E	226	Sì	Sì
6759	VALLECUPA 045	1959	E	OL	2.969	R	FARINDOLA	AGIP	PE	T	42°16'37,50''	01°30'35,00'' E	263	Sì	Sì
6760	VALLECUPA 046	1959	S	OL	730	R	FARINDOLA	AGIP	PE	T	42°17'58,30''	01°29'29,40'' E	264	Sì	Sì
6767	VALLERA 001	1959	E	NP	2.151	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	45°01'06,00''	02°49'43,00'' W	0	Sì	No
6840	VETTA 003	1959	S	GA	134	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°17'43,00''	01°50'32,00'' W	0	No	No
6841	VETTA 004	1959	S	GA	59	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°17'35,00''	01°50'33,00'' W	0	No	No
6842	VETTA 005	1959	S	GA	99	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°17'38,00''	01°50'30,00'' W	0	No	No
6843	VETTA 006	1959	S	GA	65	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°17'40,00''	01°50'27,00'' W	0	No	No
6856	VICTORIA 002 A	1959	E	NP	572	M	PETROLIARA FARNESINA	VICTORIA	FR	T	41°29'12,00''	01°07'36,00'' E	0	No	No
6862	VIDICIATICO 023	1959	S	GA	199	R	VIDICIATICO	V.E.T.A.	BO	T		E	0	No	No
6915	VILLAROSA 001	1959	E	MG	1.304	R	VILLAROSA	STI	EN	T	37°39'55,00''	01°42'46,00'' E	0	Sì	No
6916	VILLAROSA 002	1959	E	NP	1.393	R	VILLAROSA	STI	EN	T	37°40'28,00''	01°44'30,00'' E	0	Sì	No
6917	VILLAROSA 003	1959	E	NP	1.340	R	VILLAROSA	STI	EN	T	37°38'12,00''	01°44'12,00'' E	0	Sì	No
6941	VIZZOLA 015	1959	S	OL	721	R	FIDENZA	SPI	PR	T	44°42'30,50''	02°19'18,00'' W	0	Sì	No
6943	VIZZOLA 017	1959	E	NP	1.251	M	VIZZOLA	SPI	PR	T	44°42'13,00''	02°20'28,00'' W	0	Sì	No
6948	VOLPEDO 001	1959	E	NP	2.664	R	RIVANAZZANO	AGIP	AL	T	44°52'30,00''	03°27'47,50'' W	266	Sì	Sì
6949	VOLPEDO 002	1959	E	NP	1.992	R	RIVANAZZANO	AGIP	AL	T	44°53'45,00''	03°26'13,00'' W	267	Sì	Sì
140	ALFONSINE 026	1958	S	GA	1.648	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°31'57,50''	00°28'37,50'' W	0	No	No
422	ASTI 001	1958	E	NP	1.250	R	MONTECHIARO	AGIP	AT	T	44°57'03,00''	04°13'49,00'' W	3470	Sì	No
673	BARICELLA 002	1958	E	NP	2.500	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°39'42,00''	00°58'45,00'' W	0	Sì	No
674	BARICELLA 003	1958	E	NP	1.703	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°39'20,00''	00°54'31,00'' W	0	Sì	No
679	BARIGAZZO 002 R	1958	S	GA	237	M	BARIGAZZO	SIAM	MO	T	44°15'51,00''	01°46'42,00'' W	0	No	No
676	BARIGAZZO 004	1958	S	GA	226	M	BARIGAZZO	SIAM	MO	T	44°16'00,00''	01°46'42,00'' W	0	No	No
844	BONANNO 002	1958	E	NP	1.748	R	FARINDOLA	AGIP	PE	T	42°18'32,00''	01°27'08,00'' E	265	Sì	Sì
938	BRUGHERIO 001	1958	E	GA	1.505	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°32'47,00''	03°10'03,00'' W	0	Sì	No
939	BRUGHERIO 002	1958	S	GA	1.449	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'04,00''	03°10'41,00'' W	0	Sì	No
940	BRUGHERIO 003	1958	S	GA	1.414	M	BRUGHERIO	AGIP	MI	T	45°33'24,00''	03°11'13,00'' W	0	Sì	No
971	BUCCHERI 002	1958	E	NP	1.482	M	RAGUSA	GULF	SR	T	37°09'01,00''	02°25'48,00'' E	0	No	No
991	BUSSETO 008	1958	S	NP	1.650	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PR	T	44°58'24,00''	02°25'17,00'' W	0	No	No
992	BUSSETO 009	1958	E	NP	1.520	C	BUSSETO	AGIP	PR	T	44°55'40,00''	02°24'16,00'' W	3290	Sì	Sì
1015	CA' BOLDRINI 015	1958	S	GA	197	R	CA' BOLDRINI	CO.MI.E.	MO	T	44°15'04,26''	01°43'24,89'' W	0	Sì	No
1016	CA' BOLDRINI 016	1958	S	NP	310	R	CA' BOLDRINI	CO.MI.E.	MO	T		E	0	Sì	No
1228	CARAVAGGIO 001	1958	E	NP	1.524	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°29'22,50''	02°49'17,00'' W	0	Sì	No
1316	CASTEGGIO 002	1958	S	NP	2.505	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°01'00,00''	03°20'58,00'' W	0	No	No
1317	CASTEGGIO 003	1958	S	GA	2.381	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°00'38,50''	03°20'39,00'' W	0	No	No
1318	CASTEGGIO 004	1958	S	GA	1.690	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°11'25,00''	03°28'42,50'' W	0	No	No
1319	CASTEGGIO 005	1958	S	GA	1.897	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°00'29,50''	03°21'09,50'' W	0	No	No
1321	CASTEGGIO 006	1958	S	GA	1.538	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°01'13,50''	03°19'58,00'' W	0	No	No
1322	CASTEGGIO 007	1958	S	NP	2.346	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°00'05,00''	03°21'18,00'' W	0	No	No
1323	CASTEGGIO 008	1958	S	GA	2.388	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°00'13,80''	03°19'24,00'' W	0	No	No
1341	CASTELFRENTANO 001	1958	E	NP	2.555	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°13'36,50''	01°51'52,00'' E	649	Sì	Sì
1342	CASTELFRENTANO 002	1958	E	NP	843	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°13'39,00''	01°53'23,00'' E	650	Sì	Sì
1343	CASTELFRENTANO 003	1958	E	NP	914	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°12'54,00''	01°51'57,00'' E	651	Sì	Sì
1344	CASTELFRENTANO 004	1958	E	NP	1.206	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°14'10,00''	01°51'44,00'' E	652	Sì	Sì
1406	CAVAGLIETTO 002	1958	E	NP	1.500	C	CAVAGLIETTO	AGIP	NO	T	45°33'18,00''	03°58'33,00'' W	3332	Sì	Sì
1469	CAVIAGA 054	1958	S	NP	2.014	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'18,00''	02°53'35,00'' W	0	No	No
1470	CAVIAGA 054 SECONDO FORO	1958	S	GA	2.361	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'18,00''	02°53'35,00'' W	0	No	No
1471	CAVIAGA 055	1958	S	GA	2.805	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'29,00''	02°50'53,00'' W	0	No	No
1472	CAVIAGA 056	1958	S	GA	2.032	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'29,50''	02°52'08,50'' W	0	No	No
1514	CELLINO 001	1958	E	GA	1.119	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°37'00,00''	01°25'02,00'' E	165	Sì	No
1516	CELLINO 003	1958	S	GA	1.393	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°36'44,00''	01°24'59,20'' E	166	Sì	No
1517	CELLINO 004	1958	S	GA	1.367	R	CELLINO	PETROSUD	TE	T	42°37'13,80''	01°24'55,00'' E	166	Sì	No
1569	CERNUSCO 002	1958	E	GA	1.553	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°29'48,00''	03°06'44,20'' W	0	Sì	No
1570	CERNUSCO 003	1958	S	NP	1.545	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°29'27,50''	03°06'20,50'' W	0	Sì	No
1571	CERNUSCO 004	1958	E	NP	1.427	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	MI	T	45°30'27,00''	03°06'37,50'' W	0	Sì	No
1600	CERVIA 003	1958	E	NP	1.003	C	CERVIA	AGIP	RA	T	44°11'36,00''	00°06'23,50'' W	3364	Sì	Sì
1679	CHIEUTI 001	1958	E	NP	410	R	CHIEUTI	MONTEDISON	FG	T	41°49'30,00''	02°46'17,00'' E	0	Sì	No
1735	CIGNO 017	1958	S	NP	731	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°16'43,00''	01°31'20,00'' E	162	Sì	Sì
1736	CIGNO 018	1958	S	GA	649	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°17'41,00''	01°33'17,50'' E	163	Sì	Sì
1737	CIGNO 019	1958	S	NP	562	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°17'04,00''	01°30'51,00'' E	163	Sì	Sì
1738	CIGNO 020	1958	S	OL	712	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°18'11,30''	01°32'19,10'' E	163	Sì	Sì
1739	CIGNO 021	1958	S	GA	942	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°18'45,00''	01°31'43,00'' E	163	Sì	Sì

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
1740	CIGNO 022	1958	S	GA	682	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°17'51,00''	01°33'14,00'' E	164	Sì	No
1741	CIGNO 023	1958	S	NP	679	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°18'02,70''	01°32'41,80'' E	164	Sì	No
1742	CIGNO 024	1958	S	GA	901	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°18'13,50''	01°32'35,00'' E	164	Sì	No
1743	CIGNO 025	1958	S	NP	965	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°19'03,80''	01°30'53,80'' E	164	Sì	Sì
1944	COREDO 001	1958	E	NP	2.067	X	Non disponibile	AGIP	TN	T	46°17'44,00''	01°23'01,00'' W	0	Sì	No
2125	CORTEMAGGIORE 085	1958	S	NP	1.673	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'19,50''	02°28'19,50'' W	0	No	No
2126	CORTEMAGGIORE 086	1958	S	OL	1.640	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'05,50''	02°29'51,50'' W	0	No	No
2475	ENNA 004	1958	E	NP	1.634	R	ENNA	SNIA	EN	T	37°35'47,00''	01°54'05,00'' E	0	Sì	No
2476	ENNA 005	1958	E	NP	1.902	R	ENNA	SNIA	EN	T	37°35'25,00''	01°53'06,00'' E	0	Sì	No
2528	FERMO 002	1958	E	NP	1.400	R	ZONA MARCHIGIANA	SOMICEM	AP	T	43°11'52,00''	01°17'00,00'' E	1217	Sì	Sì
2562	FICAROLO 001	1958	E	NP	2.059	R	TRECENTA	AGIP	FE	T	44°57'23,20''	01°00'45,70'' W	3593	Sì	Sì
2569	FILOTTRANO 001	1958	E	NP	1.603	R	JESI	SOMICEM	AN	T	43°30'45,00''	00°44'05,00'' E	1214	Sì	Sì
2695	FRANCOFONTE 002	1958	E	NP	1.488	R	FRANCOFONTE	SIF	CT	T	37°13'36,00''	02°15'43,00'' E	0	Sì	No
2724	GABICCE 001	1958	E	NP	3.351	R	PESARO	RIC.IDR.METAURO	PS	T	43°57'21,00''	00°20'04,50'' E	967	Sì	Sì
2733	GAGGIOLA 119	1958	S	GA	803	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T		E	0	No	No
2827	GELA 005	1958	S	OL	3.941	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'04,00''	01°50'14,50'' E	0	No	No
2828	GELA 006	1958	S	OL	3.516	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'55,00''	01°50'24,50'' E	0	No	No
2829	GELA 007	1958	S	OL	3.460	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'59,00''	01°50'30,00'' E	0	No	No
2831	GELA 008	1958	S	OL	3.450	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'08,50''	01°49'33,00'' E	0	No	No
2832	GELA 009	1958	S	OL	3.450	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'12,00''	01°49'51,00'' E	0	No	No
2833	GELA 010	1958	S	IS	3.450	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'27,00''	01°50'25,90'' E	0	No	No
2835	GELA 011	1958	S	OL	3.460	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'48,70''	01°50'57,50'' E	0	No	No
2836	GELA 012	1958	S	OL	3.460	R	GELA	AGIP	CL	T	37°05'01,00''	01°51'03,50'' E	0	No	No
2837	GELA 013	1958	S	NP	3.552	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'20,60''	01°49'01,00'' E	0	No	No
2838	GELA 014	1958	S	OL	3.454	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'12,00''	01°49'05,00'' E	0	No	No
2954	GESSI 001	1958	E	NP	1.186	R	ALBINEA	AGIP	RE	T	44°34'46,00''	01°47'42,00'' W	0	Sì	No
3016	GISSI 001	1958	E	NP	2.330	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°02'45,00''	02°07'45,00'' E	1086	Sì	Sì
3171	JESI 005	1958	E	NP	1.200	R	JESI	SOMICEM	AN	T	43°31'36,50''	00°52'08,00'' E	1212	Sì	Sì
3172	JESI 006	1958	E	NP	1.200	R	JESI	SOMICEM	AN	T	43°34'43,00''	00°48'37,00'' E	1213	Sì	Sì
3277	LEONARDO 001	1958	E	MO	2.149	M	RAGUSA	GULF	RG	T	36°56'11,00''	02°16'38,00'' E	0	No	No
3308	LIPPONE 001	1958	E	GA	2.584	M	LIPPONE	AGIP	TP	T	37°45'18,90''	00°15'39,00'' E	0	No	No
3310	LIPPONE 003	1958	S	GA	1.201	M	LIPPONE	AGIP	TP	T	37°45'02,00''	00°15'12,00'' E	0	No	No
3311	LIPPONE 004	1958	S	NP	800	M	LIPPONE	AGIP	TP	T	37°45'32,00''	00°15'10,00'' E	0	No	No
3440	MALALBERGO 029	1958	S	GA	321	R	MALALBERGO	SPI	BO	T	44°42'08,00''	00°54'04,00'' W	0	No	No
3441	MALALBERGO 030	1958	S	GA	320	R	MALALBERGO	SPI	BO	T	44°42'06,00''	00°54'04,00'' W	0	No	No
3442	MALALBERGO 031	1958	S	GA	325	R	MALALBERGO	SPI	BO	T	44°42'27,00''	00°54'40,00'' W	0	No	No
3443	MALALBERGO 032	1958	S	NP	425	R	MALALBERGO	SPI	BO	T	44°41'45,00''	00°54'56,00'' W	0	No	No
3444	MALALBERGO 033	1958	S	GA	325	R	MALALBERGO	SPI	BO	T	44°42'01,00''	00°55'03,00'' W	0	No	No
3445	MALALBERGO 034	1958	S	NP	330	R	MALALBERGO	SPI	BO	T	44°42'36,00''	00°52'51,00'' W	0	No	No
3446	MALALBERGO 035	1958	S	GA	320	R	MALALBERGO	SPI	BO	T	44°42'34,00''	00°52'33,00'' W	0	No	No
3447	MALALBERGO 036	1958	S	GA	1.083	R	MALALBERGO	SPI	BO	T	44°42'25,00''	00°53'54,00'' W	0	No	No
3448	MALALBERGO 037	1958	S	NP	435	R	MALALBERGO	SPI	BO	T	44°42'48,00''	00°53'34,00'' W	0	No	No
3510	MARINELLA 002	1958	E	NP	1.401	R	CASTELVETRANO	AGIP	TP	T	37°36'08,00''	00°23'34,00'' E	0	Sì	No
3511	MARINELLA 003	1958	E	NP	1.200	R	CASTELVETRANO	AGIP	TP	T	37°34'59,00''	00°23'52,00'' E	0	Sì	No
3610	MAZARA DEL VALLO 001	1958	E	GA	1.490	M	MAZARA DEL VALLO	SOIS	TP	T	37°45'13,00''	00°13'25,00'' E	0	No	No
3623	MEDOLA 004	1958	S	GA	312	M	VETTA	SIAM	MO	T	44°18'32,00''	01°51'02,00'' W	0	No	No
3707	MINERBIO 015	1958	S	GA	1.665	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'03,00''	00°57'55,00'' W	0	Sì	No
3709	MINERBIO 017	1958	S	GA	1.977	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°38'01,00''	00°59'36,50'' W	0	Sì	No
3710	MINERBIO 018	1958	S	GA	1.874	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°38'09,00''	00°58'34,50'' W	0	Sì	No
3711	MINERBIO 019	1958	S	GA	1.907	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'55,00''	00°56'36,00'' W	0	Sì	No
3712	MINERBIO 020	1958	S	NP	1.918	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'37,50''	00°59'20,00'' W	0	Sì	No
3713	MINERBIO 021	1958	S	GA	1.871	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'05,50''	00°58'27,00'' W	0	Sì	No
3714	MINERBIO 022	1958	S	GA	1.889	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°38'21,00''	00°59'20,00'' W	0	Sì	No
3715	MINERBIO 023	1958	S	GA	1.775	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'18,00''	00°55'51,00'' W	0	Sì	No
3716	MINERBIO 024	1958	E	NP	2.357	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'40,00''	00°58'51,00'' W	0	Sì	No
3717	MINERBIO 025	1958	S	GA	1.665	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'14,50''	00°56'29,50'' W	0	Sì	No
3718	MINERBIO 026	1958	S	GA	1.995	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°38'17,00''	01°00'10,50'' W	0	Sì	No
3781	MIRAMARE 002	1958	E	NP	715	R	RICCIONE	IDR.RICCIONE	FO	T	44°01'24,50''	00°10'27,00'' E	0	Sì	No
3807	MOLINAZZO 007	1958	S	GA	687	M	MOLINAZZO	LAZZI GAS	BO	T		E	0	No	No
3809	MOLINAZZO 009	1958	S	GA	530	M	MOLINAZZO	LAZZI GAS	BO	T		E	0	No	No
4002	MONTEROSSO 001	1958	E	NP	1.218	M	RAGUSA	GULF	RG	T	37°05'58,00''	02°17'45,00'' E	0	Sì	No
4043	MONTICELLI D'ONGINA 002	1958	E	NP	1.430	C	MONTICELLI	AGIP	PC	T	45°06'48,00''	02°32'52,00'' W	3304	Sì	Sì
4044	MONTICHIARI 001	1958	E	NP	2.194	R	CARPENEDOLO	AGIP	BS	T	45°24'27,00''	02°03'35,00'' W	0	Sì	No
4045	MONTICHIARI 002	1958	E	NP	1.377	R	CARPENEDOLO	AGIP	BS	T	45°26'28,00''	02°09'55,00'' W	0	Sì	No
4051	MONTONI 001	1958	E	MG	748	R	FIUME PLATANI	PLATANI PETROLI	AG	T	37°37'47,80''	01°17'03,80'' E	0	No	No
4052	MONTONI 002	1958	E	MG	687	R	FIUME PLATANI	PLATANI PETROLI	AG	T	37°37'35,50''	01°16'37,20'' E	0	No	No
4091	NAFTIA 001	1958	E	NP	2.053	R	RAMACCA	SNIA	CT	T	37°19'38,00''	02°13'34,50'' E	0	Sì	No
4136	NOCETO 001	1958	E	NP	1.972	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°49'14,50''	02°17'04,50'' W	0	Sì	No
4233	PALAZZOLO 001	1958	E	MO	2.430	R	SIRACUSA	SIS	SR	T	37°01'46,00''	02°29'02,00'' E	0	Sì	No
4361	PETACCIATO TERMOLI 001	1958	E	NP	3.986	R	TERMOLI	MONTEDISON	CB	T	42°01'26,00''	02°22'50,00'' E	603	Sì	Sì
4392	PIADENA 027	1958	S	GA	3.047	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°06'44,00''	02°06'50,00'' W	0	No	No
4393	PIADENA 028	1958	S	GA	3.336	M	VESCOVATO	AGIP	CR	T	45°09'26,00''	02°17'39,00'' W	0	No	No
4394	PIADENA 029	1958	S	GA	3.336	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'20,50''	02°10'31,00'' W	0	No	No
4395	PIADENA 030	1958	S	NP	3.319	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°06'42,00''	02°07'40,50'' W	0	No	No
4483	PLATANI 002	1958	E	NP	3.378	R	FIUME PLATANI	PLATANI PETROLI	AG	T	37°37'25,00''	01°12'18,00'' E	0	No	No
4540	POGGIO RUSCO 001	1958	E	NP	1.199	R	TRECENTA	AGIP	MN	T	44°56'50,00''	01°16'25,00'' W	3608	Sì	Sì
4586	PONTE DIRILLO 001	1958	E	OL	3.282	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'28,00''	01°54'16,90'' E	0	No	No
4814	PORTOVERRARA 001	1958	E	GA	1.207	R	ZONA SAMPOR	MIN.PADANA ORIENT.	FE	T	44°41'28,00''	00°35'15,50'' W	0	Sì	No
4815	PORTOVERRARA 002	1958	S	NP	1.025	R	ZONA SAMPOR	MIN.PADANA ORIENT.	FE	T	44°41'43,00''	00°35'39,50'' W	3392	Sì	Sì
4816	PORTOVERRARA 003	1958	S	NP	1.229	R	ZONA SAMPOR	MIN.PADANA ORIENT.	FE	T	44°41'25,00''	00°34'43,50'' W	3392	Sì	Sì
4880	PUNTA SECCA B	1958	ST	NP	563	R	PUNTA SECCA	L'AQUILEA MINERARIA SPA	AG	T	37°20'37,00''	00°58'29,00'' E	0	No	No
4895	RADDUSA 002	1958	E	NP	3.098	R	RADDUSA	LERCARA	CT	T	37°32'18,00''	02°12'06,00'' E	0	Sì	No
4931	RAGUSA 032	1958	S	OL	2.044	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'24,00''	02°16'14,00'' E	0	No	No
4932	RAGUSA 033	1958	S	OL	1.569	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'30,00''	02°16'43,00'' E	0	No	No
4933	RAGUSA 034	1958	S	OL	1.936	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'03,00''	02°15'40,00'' E	0	No	No
4934	RAGUSA 035	1958	S	NP	2.144	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'08,00''	02°14'54,00'' E	0	No	No
4935	RAGUSA 036	1958	S	OL	1.919	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'54,00''	02°15'42,00'' E	0	No	No
4936	RAGUSA 037	1958	S	OL	1.774	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'51,00''	02°16'08,00'' E	0	No	No
4937	RAGUSA 038	1958	S	OL	1.645	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'56,00''	02°16'50,00'' E	0	No	No
4938	RAGUSA 039	1958	S	OL	1.859	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°55'54,50''	02°15'58,00'' E	0	No	No
4939	RAGUSA 040	1958	S	OL	1.986	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'55,00''	02°15'54,50'' E	0	No	No
4940	RAGUSA 041	1958	S	OL	1.565	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'06,50''	02°16'36,50'' E	0	No	No
4941	RAGUSA 042	1958	S	OL	2.122	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'32,90''	02°16'16,00'' E	0	No	No
4942	RAGUSA 043	1958	S	OL	1.663	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'33,90''	02°17'02,00'' E	0	No	No
4943	RAGUSA 044	1958	S	OL	1.808	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'22,00''	02°16'09,00'' E	0	No	No
4977	RAGUSA GAS 001	1958	E	OL	698	M	RAGUSA	GULF	RG	T	36°53'41,00''	02°16'42,00'' E	0	No	No
4987	RALLIO 012	1958	S	OL	375	M	RALLIO	RIC.ALTA ITALIA	PC	T		E	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
5110	REGGIO EMILIA 003	1958	E	GA	995	M	RIVALTA	AGIP	RE	T	44°39'48,50''	01°52'50,00'' W	0	No	No
5111	REGGIO EMILIA 004	1958	S	NP	1.294	R	ALBINEA	AGIP	RE	T	44°39'47,00''	01°53'22,00'' W	0	Si	No
5187	RIOLA 120	1958	S	NP	86	R	RIOLA	LAZZI GAS	BO	T		E	0	No	No
5482	RUBIERA 001	1958	E	GA	1.465	M	ARCETO	AGIP	RE	T	44°37'07,00''	01°42'21,00'' W	0	Si	No
5484	RUBIERA 003	1958	S	GA	1.504	M	ARCETO	AGIP	RE	T	44°36'55,00''	01°41'05,00'' W	0	Si	No
5503	S.ANGELO PIOVE DI SACCO 001	1958	E	NP	2.036	C	S. ANGELO DI PIOVE DI SACCO	AGIP	PD	T	45°21'23,00''	00°27'08,00'' W	3282	Si	Si
5508	S.ARCANGELO 002	1958	E	NP	1.905	C	S. ARCANGELO	AGIP	FO	T	44°05'45,50''	00°02'13,00'' W	3397	Si	Si
5555	S.COLOMBANO 003	1958	E	NP	1.601	R	BRONI	AGIP	MI	T	45°11'25,00''	02°58'42,00'' W	0	Si	No
5705	S.PIETRO 001	1958	E	NP	2.194	R	S. PIETRO	CISDA	CT	T	37°04'12,10''	02°03'30,00'' E	0	No	No
5713	S.PIETRO IN CASALE 006	1958	S	GA	1.146	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°42'25,50''	00°59'36,00'' W	3401	Si	Si
5714	S.PIETRO IN CASALE 007	1958	E	NP	1.364	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°43'31,00''	01°03'32,00'' W	3402	Si	Si
5715	S.PIETRO IN CASALE 008	1958	S	GA	1.156	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°42'34,50''	01°01'30,50'' W	3402	Si	Si
5716	S.PIETRO IN CASALE 009	1958	S	GA	1.146	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°42'26,00''	01°00'27,50'' W	3402	Si	Si
5717	S.PIETRO IN CASALE 010	1958	S	GA	1.101	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°43'14,50''	01°05'44,50'' W	3402	Si	Si
5718	S.PIETRO IN CASALE 011	1958	S	GA	1.148	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°43'43,50''	01°05'39,50'' W	3402	Si	Si
5719	S.PIETRO IN CASALE 012	1958	E	NP	1.400	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°42'12,50''	01°02'20,50'' W	3402	Si	Si
5720	S.PIETRO IN CASALE 013	1958	S	NP	1.150	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°43'15,00''	01°06'18,50'' W	3403	Si	Si
5721	S.PIETRO IN CASALE 014	1958	E	NP	1.265	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°43'00,00''	01°01'44,00'' W	3403	Si	Si
5722	S.PIETRO IN CASALE 015	1958	S	NP	1.151	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°43'06,50''	01°04'09,50'' W	3403	Si	Si
5723	S.PIETRO IN CASALE 016	1958	S	GA	1.085	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°43'24,00''	01°50'21,00'' W	3403	Si	Si
5724	S.PIETRO IN CASALE 017	1958	S	GA	1.150	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°42'41,00''	01°03'59,00'' W	3403	Si	Si
5725	S.PIETRO IN CASALE 018	1958	S	GA	1.083	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°42'54,00''	01°04'41,50'' W	3403	Si	Si
5726	S.PIETRO IN CASALE 019	1958	S	NP	1.059	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°43'40,00''	01°05'01,00'' W	3404	Si	Si
5727	S.PIETRO IN CASALE 020	1958	S	GA	1.070	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°42'38,00''	01°03'24,00'' W	3404	Si	Si
5850	SABBIONCELLO 001	1958	E	NP	1.647	R	DUCENTOLA	AGIP	FE	T	44°49'45,50''	00°38'30,00'' W	3613	Si	Si
5851	SABBIONCELLO 002	1958	E	NP	1.604	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°49'14,00''	00°34'41,00'' W	0	No	No
5918	SALGASTRI 005 R	1958	S	NP	830	X	SALGASTRI	LAZZI GAS	BO	T	44°11'17,00''	01°29'53,00'' W	0	No	No
5921	SALGASTRI 122	1958	S	GA	804	X	SALGASTRI	LAZZI GAS	BO	T	44°10'48,00''	01°28'46,00'' W	0	No	No
5922	SALGASTRI 123	1958	S	GA	820	X	SALGASTRI	LAZZI GAS	BO	T		E	0	No	No
5979	SARMATO 001	1958	E	NP	1.370	M	PONTETIDONE	AGIP	PC	T	45°05'00,00''	02°59'51,00'' W	0	No	No
6007	SECUGNAGO 001	1958	E	NP	1.653	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°14'39,00''	02°50'51,00'' W	0	No	No
6136	SERRONI 001	1958	E	NP	2.486	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	41°00'49,00''	02°51'36,00'' E	1364	Si	Si
6243	SPILAMBERTO 007	1958	E	GA	1.630	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°32'24,50''	01°25'42,50'' W	0	No	No
6244	SPILAMBERTO 008	1958	S	GA	1.512	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°32'40,00''	01°26'09,00'' W	0	No	No
6245	SPILAMBERTO 009	1958	S	GA	1.629	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°32'47,00''	01°25'37,00'' W	0	No	No
6246	SPILAMBERTO 010	1958	S	GA	1.546	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°32'35,00''	01°26'44,00'' W	0	No	No
6247	SPILAMBERTO 011	1958	S	GA	1.534	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°33'35,00''	01°26'01,50'' W	0	No	No
6248	SPILAMBERTO 012	1958	S	GA	1.580	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°32'55,20''	01°25'06,00'' W	0	No	No
6249	SPILAMBERTO 013	1958	S	GA	1.597	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°32'27,00''	01°27'18,50'' W	0	No	No
6250	SPILAMBERTO 014	1958	S	GA	1.571	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°32'43,50''	01°24'33,00'' W	0	No	No
6251	SPILAMBERTO 015	1958	S	GA	1.508	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°32'16,50''	01°26'13,50'' W	0	No	No
6252	SPILAMBERTO 016	1958	S	GA	1.364	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°32'10,00''	01°24'56,00'' W	0	No	No
6304	STREPPENOSA 001	1958	E	MO	2.908	M	RAGUSA	GULF	RG	T	36°50'43,00''	02°15'54,00'' E	0	No	No
6306	STREPPENOSA STRATIGRAFICO 001	1958	ST	NP	501	M	RAGUSA	GULF	RG	T	36°50'45,00''	02°16'09,00'' E	0	No	No
6507	TRAINA 001	1958	E	MG	719	R	ALIMENA	PETROLI DELL'ISOLA	AG	T	37°37'42,00''	01°17'32,00'' E	0	Si	No
6669	TROITTA 001	1958	E	NP	2.520	M	VITTORIA	CISDA	CT	T	37°09'41,50''	02°04'51,80'' E	0	Si	No
6754	VALLECUPA 040	1958	S	OL	698	R	FARINDOLA	AGIP	PE	T	42°16'24,50''	01°30'24,00'' E	1254	Si	Si
6755	VALLECUPA 041	1958	S	OL	648	R	FARINDOLA	AGIP	PE	T	42°16'58,50''	01°30'51,00'' E	1255	Si	Si
6756	VALLECUPA 042	1958	S	OL	660	R	FARINDOLA	AGIP	PE	T	42°17'52,50''	01°29'38,00'' E	1256	Si	Si
6757	VALLECUPA 043	1958	S	OL	638	R	FARINDOLA	AGIP	PE	T	42°17'35,50''	01°29'58,50'' E	1257	Si	Si
6758	VALLECUPA 044	1958	E	NP	813	R	FARINDOLA	AGIP	PE	T	42°16'41,50''	01°28'47,00'' E	1258	Si	Si
6766	VALLEDOLMO 001	1958	E	MO	3.197	R	LERCARA	LERCARA	PA	T	37°45'37,00''	01°19'31,00'' E	0	Si	No
6858	VIDICIATICO 019	1958	S	GA	150	R	VIDICIATICO	V.E.T.A.	BO	T		E	0	No	No
6859	VIDICIATICO 020	1958	S	GA	172	R	VIDICIATICO	V.E.T.A.	BO	T		E	0	No	No
6860	VIDICIATICO 021	1958	S	NP	157	R	VIDICIATICO	V.E.T.A.	BO	T		E	0	No	No
6861	VIDICIATICO 022	1958	S	GA	252	R	VIDICIATICO	V.E.T.A.	BO	T		E	0	No	No
6907	VILLALFONSINA 001	1958	E	GA	3.201	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°10'08,00''	02°06'08,00'' E	1087	Si	Si
6908	VILLALFONSINA 002	1958	E	NP	2.015	R	VASTO	AGIP	CH	T	42°10'55,00''	02°04'33,00'' E	1088	Si	Si
6940	VIZZOLA 014	1958	S	NP	1.392	R	FIDENZA	SPI	PR	T	44°42'27,50''	02°18'43,00'' W	0	Si	No
6942	VIZZOLA 016	1958	S	NP	655	R	FIDENZA	SPI	PR	T	44°42'28,00''	02°19'36,50'' W	0	Si	No
6971	ZANNONE 001	1958	E	NP	713	R	PONSACCO	DALMINE	PI	T	43°37'50,00''	01°54'00,70'' W	1085	Si	Si
104	ALBINEA 001	1957	E	NP	1.206	R	ALBINEA	AGIP	RE	T	44°37'56,50''	01°51'49,50'' W	0	Si	No
435	AVANELLA 001	1957	E	MM	3.051	R	ALIMENA	PETROLI DELL'ISOLA	PA	T	37°46'10,00''	01°32'37,00'' E	0	Si	No
672	BARICELLA 001	1957	E	NP	1.194	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°40'05,00''	00°53'55,00'' W	0	Si	No
677	BARIGAZZO 005 BIS	1957	S	GA	130	M	BARIGAZZO	SIAM	MO	T	44°15'50,00''	01°46'44,00'' W	0	No	No
678	BARIGAZZO 006	1957	S	GA	115	M	BARIGAZZO	SIAM	MO	T	44°15'57,00''	01°46'45,00'' W	0	No	No
680	BARRAFRANCA 001	1957	E	NP	1.524	R	BARRAFRANCA	SIB	CL	T	37°23'52,00''	01°34'12,00'' E	0	Si	No
787	BISENTI 002	1957	E	NP	2.509	R	FARINDOLA	AGIP	TE	T	43°30'59,00''	01°21'08,00'' E	1076	Si	Si
789	BIVONA 002	1957	ST	NP	584	R	CHIUSA/ SCAFANI	SAIPEM	AG	T	37°37'05,00''	00°59'35,40'' E	0	Si	No
843	BONANNO 001	1957	E	OL	1.719	R	FARINDOLA	AGIP	PE	T	42°19'13,00''	01°28'01,00'' E	1075	Si	Si
884	BOSCHI 024	1957	S	NP	754	R	BOSCHI	SPI	BO	T	44°41'28,50''	00°55'32,00'' W	0	No	No
885	BOSCHI 025	1957	S	GA	586	R	BOSCHI	SPI	BO	T	44°41'58,50''	00°54'44,00'' W	0	No	No
886	BOSCHI 026	1957	S	NP	587	R	BOSCHI	SPI	BO	T	44°41'39,00''	00°54'58,00'' W	0	No	No
887	BOSCHI 027	1957	S	NP	603	R	BOSCHI	SPI	BO	T	44°41'18,00''	00°54'08,00'' W	0	No	No
976	BUDRIO 003 DIR	1957	S	GA	2.582	C	BUDRIO	AGIP	BO	T	44°29'20,00''	00°45'03,00'' W	3351	Si	Si
977	BUDRIO 004	1957	S	NP	2.650	C	BUDRIO	AGIP	BO	T	44°28'57,00''	00°44'50,00'' W	3352	Si	Si
978	BUDRIO 005	1957	S	NP	2.609	C	BUDRIO	AGIP	BO	T	44°29'30,50''	00°46'09,00'' W	3352	Si	Si
986	BUSSETO 003	1957	S	OL	1.634	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PR	T	44°58'02,00''	02°25'20,50'' W	0	No	No
987	BUSSETO 004	1957	S	NP	1.645	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PR	T	44°58'10,00''	02°25'32,50'' W	0	No	No
988	BUSSETO 005	1957	E	NP	1.758	C	BUSSETO	AGIP	PR	T	44°56'39,40''	02°25'00,50'' W	3290	Si	Si
989	BUSSETO 006	1957	S	OL	1.692	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PR	T	44°53'24,50''	02°25'31,50'' W	0	No	No
990	BUSSETO 007	1957	S	OL	1.640	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PR	T	44°58'33,50''	02°25'37,00'' W	0	No	No
1014	CA' BOLDRINI 014	1957	S	NP	60	R	CA' BOLDRINI	CO.MI.E.	MO	T		E	0	Si	No
1076	CALTANISSETTA 001	1957	E	NP	1.999	R	CALTANISSETTA	MEDITERRANEAN OIL	CL	T	37°34'08,00''	01°38'04,00'' E	0	Si	No
1178	CANTALUPO A	1957	E	NP	302	R	FARINDOLA	AGIP	PE	T	42°11'22,00''	01°28'43,00'' E	1224	Si	No
1201	CAPIZZI 001	1957	E	MG	2.013	R	CAPIZZI	CAPIZZI	ME	T	37°53'25,00''	01°59'18,00'' E	0	Si	No
1215	CAPPELLE 001	1957	E	NP	2.008	R	SILVI	RIC.PETR.ABRUZZO	PE	T	42°28'31,00''	01°40'35,00'' E	1096	Si	Si
1216	CAPPELLE 002	1957	E	NP	1.688	R	SILVI	RIC.PETR.ABRUZZO	PE	T	42°29'12,00''	01°39'33,00'' E	1097	Si	Si
1258	CASALE 001	1957	E	NP	1.214	R	ABRUZZO	PETROSUD	CH	T	42°18'04,00''	01°40'02,00'' E	203	Si	Si
1303	CASOLI 006 BIS	1957	E	NP	425	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°09'10,00''	01°45'56,00'' E	1093	Si	No
1304	CASOLI 006 TER	1957	E	NP	753	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°09'17,50''	01°45'59,30'' E	1094	Si	Si
1305	CASOLI 007	1957	E	NP	511	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°09'09,00''	01°46'19,00'' E	1095	Si	Si
1306	CASOLI A	1957	E	NP	231	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°09'08,90''	01°46'19,00'' E	0	No	No
1307	CASOLI B	1957	E	NP	278	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°09'16,10''	01°46'42,00'' E	0	No	No
1309	CASSANO D'ADDA 001	1957	E	NP	3.487	C	CASSANO D'ADDA	AGIP	MI	T	45°31'03,00''	02°54'31,50'' W	3330	Si	Si
1315	CASTEGGIO 001	1957	E	GA	1.598	M	CASTEGGIO	AGIP	PV	T	45°01'02,50''	03°20'25,00'' W	0	No	No
1405	CAVAGLIETTO 001	1957	E	NP	900	R	FIUME SESIA	AGIP	NO	T	45°36'11,00''	03°57'20,00'' W	0	Si	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
1467	CAVIAGA 052	1957	E	GA	2.503	M	CAVIAGA	AGIP	BS	T	45°16'06,50''	02°53'04,50'' W	0	No	No
1468	CAVIAGA 053	1957	S	GA	2.139	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'55,00''	02°52'36,00'' W	0	No	No
1568	CERNUSCO 001	1957	E	NP	1.035	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	BS	T	45°31'13,70''	03°05'47,60'' W	0	Sì	No
1722	CIGNO 004	1957	E	NP	881	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°17'42,00''	01°30'52,00'' E	149	Sì	Sì
1724	CIGNO 006	1957	E	GA	1.112	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°17'03,00''	01°34'33,00'' E	151	Sì	Sì
1725	CIGNO 007	1957	E	NP	667	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°17'02,00''	01°31'03,00'' E	152	Sì	Sì
1726	CIGNO 008	1957	E	OL	628	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°16'55,00''	01°31'11,00'' E	153	Sì	Sì
1727	CIGNO 009	1957	S	GA	660	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°16'56,00''	01°31'18,00'' E	154	Sì	Sì
1728	CIGNO 010	1957	S	OL	665	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°16'18,00''	01°31'18,00'' E	155	Sì	Sì
1729	CIGNO 011	1957	S	OL	811	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°18'24,00''	01°32'06,00'' E	156	Sì	Sì
1730	CIGNO 012	1957	S	OL	765	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°16'56,00''	01°31'04,00'' E	157	Sì	Sì
1731	CIGNO 013	1957	S	NP	911	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°18'24,00''	01°31'52,00'' E	158	Sì	Sì
1732	CIGNO 014	1957	S	OL	687	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°17'01,00''	01°30'56,00'' E	159	Sì	Sì
1733	CIGNO 015	1957	S	GA	662	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°17'43,00''	01°33'27,00'' E	160	Sì	Sì
1734	CIGNO 016	1957	S	OL	560	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°16'57,00''	01°31'08,00'' E	161	Sì	Sì
1778	CISINA 007	1957	S	NP	1.410	M	CISINA	MISO	CT	T	37°26'27,00''	02°29'07,00'' E	0	Sì	No
1963	CORNEGLIANO 016	1957	E	NP	1.867	M	CAVIAGA	AGIP	BS	T	45°17'55,00''	02°59'55,00'' W	0	No	No
1964	CORNEGLIANO 017	1957	S	NP	1.502	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°17'13,00''	03°01'07,00'' W	0	No	No
1965	CORNEGLIANO 018	1957	E	NP	2.757	M	CAVIAGA	AGIP	BS	T	45°17'17,00''	02°58'42,00'' W	0	No	No
2019	CORREGGIO 030	1957	S	NP	1.252	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'14,00''	01°40'45,00'' W	0	Sì	No
2121	CORTEMAGGIORE 081	1957	S	OL	1.728	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'07,00''	02°29'25,00'' W	0	No	No
2122	CORTEMAGGIORE 082	1957	S	OL	1.632	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'28,50''	02°27'20,50'' W	0	No	No
2123	CORTEMAGGIORE 083	1957	S	OL	1.648	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'08,50''	02°29'10,00'' W	0	No	No
2124	CORTEMAGGIORE 084	1957	S	GA	1.650	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'03,50''	02°28'22,00'' W	0	No	No
2226	CREMONA SUD 014	1957	S	NP	1.796	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°09'57,00''	02°36'39,00'' W	3301	Sì	Sì
2227	CREMONA SUD 015	1957	S	NP	1.300	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°10'02,50''	02°39'35,00'' W	3301	Sì	Sì
2361	DOGARO 002	1957	E	NP	1.300	R	DOGARO	SPI	MO	T	44°48'18,50''	01°17'22,00'' W	3369	Sì	Sì
2473	ENNA 002	1957	E	GA	2.025	R	ENNA	SNIA	EN	T	37°35'20,00''	01°53'37,00'' E	0	Sì	No
2474	ENNA 003	1957	E	MG	2.077	R	ENNA	SNIA	EN	T	37°34'59,00''	01°53'13,00'' E	0	Sì	No
2477	ERACLEA 001	1957	E	NP	2.502	C	ERACLEA	AGIP	VE	T	45°34'46,00''	00°13'34,00'' E	3274	Sì	Sì
2527	FERMO 001	1957	E	NP	1.255	R	ZONA MARCHIGIANA	SOMICEM	AP	T	43°12'57,00''	01°16'36,00'' E	1216	Sì	Sì
2611	FOGGIA 002	1957	E	NP	847	R	FOGGIA	TERRA APULIAE	FG	T	41°33'44,00''	02°56'52,00'' E	573	Sì	Sì
2613	FOGGIA 004	1957	E	NP	1.610	R	FOGGIA	TERRA APULIAE	FG	T	41°28'48,00''	02°53'36,00'' E	0	Sì	No
2674	FORMIGINE 002	1957	E	NP	1.581	R	MARANELLO	AGIP	MO	T	44°33'33,00''	01°33'40,00'' W	0	Sì	No
2681	FORTUGNO 001	1957	E	NP	2.219	M	RAGUSA	GULF	RG	T	36°53'18,00''	02°14'29,00'' E	0	No	No
2694	FRANCOFONTE 001	1957	E	NP	1.927	R	FRANCOFONTE	SIF	CT	T	37°15'12,00''	02°15'44,00'' E	0	Sì	No
2731	GAGGIOLA 117	1957	S	GA	710	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°11'12,00''	01°26'33,00'' W	0	No	No
2732	GAGGIOLA 118	1957	S	GA	800	M	GAGGIOLA	LAZZI GAS	BO	T	44°10'52,00''	01°27'25,00'' W	0	No	No
2824	GELA 002	1957	S	OL	3.380	R	GELA	AGIP	CL	T	37°04'04,00''	01°49'46,50'' E	0	No	No
2825	GELA 003	1957	S	OL	3.380	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'48,00''	01°50'15,00'' E	0	No	No
2826	GELA 004	1957	S	OL	3.380	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'32,00''	01°50'02,00'' E	0	No	No
3050	GRECCHIA 037	1957	S	GA	90	M	GRECCHIA	V.E.T.A.	BO	T		E	0	No	No
3051	GRECCHIA 038	1957	S	GA	140	M	GRECCHIA	V.E.T.A.	BO	T		E	0	No	No
3052	GRECCHIA 039	1957	S	GA	105	M	GRECCHIA	V.E.T.A.	BO	T		E	0	No	No
3169	JESI 003	1957	E	NP	1.271	R	JESI	SOMICEM	AN	T	43°33'04,00''	00°50'58,00'' E	1210	Sì	Sì
3170	JESI 004	1957	E	NP	1.035	R	JESI	SOMICEM	AN	T	43°29'44,00''	00°45'25,00'' E	1211	Sì	Sì
3202	LA PLAIA 003	1957	S	OL	590	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'43,00''	01°30'45,00'' E	1101	Sì	Sì
3204	LA QUEGLIA A	1957	E	NP	316	R	FARINDOLA	AGIP	PE	T	42°14'03,00''	01°25'26,00'' E	1225	Sì	No
3410	MACERATA 001	1957	E	NP	1.305	R	JESI	SOMICEM	MC	T	43°16'22,00''	00°58'35,00'' E	1218	Sì	Sì
3411	MACERATA 002	1957	E	NP	1.274	R	JESI	SOMICEM	MC	T	43°23'05,00''	00°55'22,00'' E	1219	Sì	Sì
3432	MAIELLA 001	1957	E	NP	2.312	R	MAIELLA	IDR.ABRUZZO	CH	T	42°03'15,00''	01°36'09,00'' E	1081	Sì	Sì
3434	MAIERO 001	1957	E	NP	2.306	R	ZONA SAMPOR	MIN.PADANA ORIENT.	FE	T	44°43'31,00''	00°34'49,00'' W	0	Sì	No
3438	MALALBERGO 023	1957	S	NP	874	R	FIUME RENO	SPI	BO	T	44°40'26,00''	00°54'58,50'' W	0	Sì	No
3439	MALALBERGO 028	1957	S	NP	1.070	R	MALALBERGO	SPI	BO	T	44°42'07,00''	00°57'15,00'' W	0	No	No
3509	MARINELLA 001	1957	E	MG	1.401	R	CASTELVETRANO	AGIP	TP	T	37°35'43,00''	00°23'21,50'' E	3266	Sì	No
3533	MARZENO 003	1957	S	NP	1.028	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°15'02,00''	00°35'34,00'' W	3379	Sì	Sì
3691	MINEO 001	1957	E	NP	2.278	R	BALCHINO	MISO	CT	T	37°16'51,00''	02°11'33,00'' E	0	Sì	No
3696	MINERBIO 004	1957	S	GA	1.457	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°28'57,00''	00°44'50,00'' W	0	Sì	No
3697	MINERBIO 005	1957	S	GA	1.590	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'38,00''	00°56'12,50'' W	0	Sì	No
3698	MINERBIO 006	1957	S	GA	1.566	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'42,50''	00°57'31,00'' W	0	Sì	No
3699	MINERBIO 007	1957	S	GA	1.556	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'49,00''	00°48'28,00'' W	0	Sì	No
3700	MINERBIO 008	1957	S	GA	1.858	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°38'13,00''	00°59'09,00'' W	0	Sì	No
3701	MINERBIO 009	1957	S	GA	1.702	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'49,00''	00°57'50,50'' W	0	Sì	No
3702	MINERBIO 010	1957	S	GA	1.702	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'24,50''	00°57'03,50'' W	0	Sì	No
3703	MINERBIO 011	1957	S	GA	1.597	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'26,50''	00°58'13,50'' W	0	Sì	No
3704	MINERBIO 012	1957	S	NP	1.917	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°38'15,50''	00°58'32,00'' W	0	Sì	No
3705	MINERBIO 013	1957	S	GA	1.993	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°38'28,00''	00°59'39,00'' W	0	Sì	No
3706	MINERBIO 014	1957	S	GA	1.688	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'47,00''	00°59'06,50'' W	0	Sì	No
3708	MINERBIO 016	1957	S	GA	1.692	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'24,00''	00°58'47,50'' W	0	Sì	No
3780	MIRAMARE 001	1957	E	NP	1.991	R	RICCIONE	IDR.RICCIONE	FO	T	44°01'24,00''	00°10'36,00'' E	0	Sì	No
3799	MODICA 001	1957	E	NP	3.060	R	SCICLI	VULCANO	RG	T	36°53'14,00''	02°19'33,00'' E	2757	No	No
3808	MOLINAZZO 008	1957	S	GA	400	M	MOLINAZZO	LAZZI GAS	BO	T		E	0	No	No
3835	MONTALBANO 016	1957	S	NP	1.189	R	GALLO	SPI	FE	T		E	0	Sì	No
4073	MOTTA 001	1957	E	MG	1.280	X	MASCALUCIA	ARPE	CT	T	37°31'41,00''	02°31'13,00'' E	0	No	No
4075	MULAZZANO 001	1957	E	NP	1.885	R	RICCIONE	IDR.RICCIONE	FO	T	43°57'50,00''	00°06'40,00'' E	0	No	No
4143	NOTO 001	1957	E	MO	3.117	R	NOTO	CORIS	SR	T	36°49'22,00''	02°34'12,00'' E	490	No	No
4163	NUSCO 002	1957	E	NP	1.452	R	NUSCO	FONDEDILE	AV	T	40°51'00,00''	02°38'00,00'' E	0	Sì	No
4164	OFFAGNA 001	1957	E	NP	738	R	JESI	SOMICEM	AN	T	43°33'01,00''	00°56'18,00'' E	1207	Sì	Sì
4165	OFFAGNA 002	1957	E	NP	615	R	JESI	SOMICEM	AN	T	43°33'52,00''	00°55'32,00'' E	1208	Sì	Sì
4166	OFFAGNA 003	1957	E	NP	958	R	JESI	SOMICEM	AN	T	43°33'25,00''	00°54'58,00'' E	1209	Sì	Sì
4210	ORZIVECCHI 005	1957	S	NP	1.236	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°26'29,50''	02°29'56,00'' W	0	No	No
4293	PANDINO 010	1957	S	GA	1.988	C	PANDINO	AGIP	MI	T	45°25'20,50''	02°58'15,00'' W	3339	Sì	Sì
4294	PANDINO 011	1957	S	GA	2.028	C	PANDINO	AGIP	MI	T	45°24'42,00''	02°58'17,00'' W	3340	Sì	Sì
4295	PANDINO 012	1957	S	NP	2.140	C	PANDINO	AGIP	MI	T	45°25'43,50''	02°58'12,50'' W	3340	Sì	Sì
4387	PIADENA 022	1957	S	NP	3.605	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°06'15,50''	02°05'40,00'' W	0	No	No
4388	PIADENA 023	1957	E	NP	5.251	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'15,00''	02°07'56,00'' W	0	No	No
4389	PIADENA 024	1957	S	NP	3.344	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'39,00''	02°08'09,50'' W	0	No	No
4390	PIADENA 025	1957	S	GA	3.303	M	VESCOVATO	AGIP	CR	T	45°08'47,00''	02°16'17,00'' W	0	No	No
4391	PIADENA 026	1957	S	GA	3.350	M	VESCOVATO	AGIP	CR	T	45°09'27,00''	02°16'26,00'' W	0	No	No
4404	PIAZZA ARMERINA 001	1957	E	NP	3.711	R	PIAZZA ARMERINA	SIPA	CT	T	37°16'15,00''	02°04'39,00'' E	0	Sì	No
4547	POGGIODIANO 001	1957	ST	NP	497	R	CALTAGIRONE	MISO	CT	T	37°11'26,50''	01°57'13,00'' E	0	No	No
4809	PORTO RECANATI 002	1957	E	NP	1.314	R	ZONA MARCHIGIANA	SOMICEM	MC	T	43°19'21,00''	01°15'25,00'' E	1220	Sì	Sì
4810	PORTO RECANATI 003	1957	E	NP	1.196	R	ZONA MARCHIGIANA	SOMICEM	MC	T	43°20'47,00''	01°13'40,00'' E	1221	Sì	Sì
4916	RAGUSA 017	1957	S	OL	1.792	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'03,00''	02°16'12,00'' E	0	No	No
4917	RAGUSA 018	1957	S	OL	1.851	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°55'05,00''	02°16'46,00'' E	0	No	No
4918	RAGUSA 019	1957	S	OL	1.872	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'16,00''	02°15'58,00'' E	0	No	No
4919	RAGUSA 020	1957	S	OL	1.817	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'43,00''	02°16'24,00'' E	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4920	RAGUSA 021	1957	S	OL	1.974	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'28,00''	02°15'35,00'' E	0	No	No
4921	RAGUSA 022	1957	S	OL	1.774	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'46,00''	02°16'45,00'' E	0	No	No
4922	RAGUSA 023	1957	S	OL	2.018	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'46,00''	02°15'42,00'' E	0	No	No
4923	RAGUSA 024	1957	S	OL	2.009	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'05,00''	02°15'25,00'' E	0	No	No
4924	RAGUSA 025	1957	S	OL	1.816	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'28,00''	02°16'38,00'' E	0	No	No
4925	RAGUSA 026	1957	S	OL	1.882	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'57,90''	02°16'30,00'' E	0	No	No
4926	RAGUSA 027	1957	S	OL	2.039	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'32,00''	02°15'25,00'' E	0	No	No
4927	RAGUSA 028	1957	S	OL	1.836	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°55'23,00''	02°16'55,00'' E	0	No	No
4928	RAGUSA 029	1957	S	OL	2.035	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'21,00''	02°15'09,00'' E	0	No	No
4929	RAGUSA 030	1957	S	OL	1.992	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'17,00''	02°15'25,00'' E	0	No	No
4930	RAGUSA 031	1957	S	OL	2.031	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'55,00''	02°15'09,00'' E	0	No	No
4997	RAPAGNANO 004	1957	E	NP	3.143	R	ZONA MARCHIGIANA	SOMICEM	AP	T	43°07'54,00''	01°09'05,00'' E	1215	Sì	Sì
5032	RAVENNA 028	1957	S	GA	1.457	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°26'18,00''	00°15'38,00'' W	0	No	No
5033	RAVENNA 029	1957	S	GA	1.451	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'10,50''	00°17'40,00'' W	0	No	No
5034	RAVENNA 030	1957	S	GA	2.018	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'37,00''	00°19'44,00'' W	0	No	No
5035	RAVENNA 031	1957	S	GA	2.000	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'31,50''	00°17'52,00'' W	0	No	No
5036	RAVENNA 032	1957	S	NP	1.453	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'10,00''	00°19'46,50'' W	0	No	No
5094	REGALBUTO 001	1957	ST	NP	569	M	GAGLIANO	VULCANO	EN	T	37°40'47,00''	02°12'31,00'' E	0	Sì	No
5109	REGGIO EMILIA 002	1957	E	NP	1.285	M	RIVALTA	AGIP	RE	T	44°39'38,00''	01°51'13,00'' W	0	No	No
5184	RIO MEZZANO 001	1957	E	NP	2.056	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°58'09,50''	02°33'07,00'' W	0	No	No
5185	RIO SALICETO 001	1957	E	NP	1.502	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°48'32,50''	01°39'41,50'' W	0	Sì	No
5326	RIVARA 001	1957	E	NP	1.196	R	RIVARA	SPI	MO	T	44°51'25,00''	01°15'40,00'' W	3395	Sì	Sì
5336	RIZZO 002	1957	S	NP	1.264	R	MENDOLO	MISO	CT	T	37°25'54,00''	02°33'40,00'' E	0	Sì	No
5562	S.CROCE CAMERINA 001	1957	ST	NP	915	R	S. CROCE CAMERINA	SAIPEM	RG	T	36°51'34,00''	02°03'40,00'' E	0	Sì	No
5564	S.DEMETRIO 001	1957	E	NP	1.548	R	LENTINI II	SNIA	SR	T	37°21'36,00''	02°34'41,00'' E	0	Sì	No
5708	S.PIETRO IN CASALE 001	1957	E	GA	1.976	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°42'35,00''	01°02'03,00'' W	3401	Sì	Sì
5709	S.PIETRO IN CASALE 002	1957	S	NP	1.103	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°42'46,00''	01°02'40,00'' W	3401	Sì	Sì
5710	S.PIETRO IN CASALE 003	1957	S	GA	1.703	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°43'00,00''	01°03'29,00'' W	3401	Sì	Sì
5711	S.PIETRO IN CASALE 004	1957	S	GA	1.155	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°42'32,00''	01°00'57,50'' W	3401	Sì	Sì
5712	S.PIETRO IN CASALE 005	1957	S	GA	1.156	C	S. PIETRO IN CASALE	AGIP	BO	T	44°43'18,00''	01°04'42,00'' W	3401	Sì	Sì
5746	S.SALVO 001	1957	E	NP	1.618	R	LANCIANO	AGIP	CB	T	42°00'57,00''	02°18'08,00'' E	1091	No	No
5920	SALGASTRI 116	1957	S	NP	116	X	SALGASTRI	LAZZI GAS	BO	T		E	0	No	No
5938	SALUZZO 001	1957	E	NP	1.531	C	SALUZZO	AGIP	CN	T	44°40'05,20''	04°54'31,60'' W	3253	Sì	Sì
5939	SALUZZO 002	1957	E	NP	2.515	C	SALUZZO	AGIP	CN	T	44°42'21,00''	04°51'08,60'' W	3253	Sì	Sì
5947	SANGRO 002	1957	E	NP	725	R	SANGRO	SNIA VISCOSA	CH	T	42°03'32,00''	01°56'19,00'' E	0	No	No
6010	SEGESTA 001	1957	E	NP	3.194	R	SEGESTA	SIRI	TP	T	37°53'59,00''	00°28'21,00'' E	0	Sì	No
6013	SEGRATE 001	1957	E	NP	2.298	R	COLOGNO MONZESE	AGIP	BS	T	45°29'25,50''	03°09'49,00'' W	0	Sì	No
6025	SELVA 010	1957	E	GA	1.573	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°35'26,00''	00°54'25,00'' W	0	Sì	No
6026	SELVA 011	1957	S	GA	1.593	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°35'47,50''	00°53'48,00'' W	0	Sì	No
6027	SELVA 012	1957	S	GA	1.696	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°24'41,50''	00°53'28,00'' W	0	Sì	No
6028	SELVA 013	1957	S	GA	1.601	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'01,50''	00°54'32,00'' W	0	Sì	No
6029	SELVA 014	1957	S	NP	1.766	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°34'21,00''	00°52'55,00'' W	0	Sì	No
6030	SELVA 015	1957	S	NP	1.398	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°35'08,00''	00°50'31,50'' W	0	Sì	No
6031	SELVA 016	1957	S	NP	1.922	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°35'03,00''	00°54'43,00'' W	0	Sì	No
6032	SELVA 017	1957	S	GA	1.474	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°35'24,50''	00°51'03,00'' W	0	Sì	No
6033	SELVA 018	1957	S	GA	1.552	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'10,00''	00°55'08,00'' W	0	Sì	No
6034	SELVA 019	1957	S	GA	1.487	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°34'50,00''	00°52'28,50'' W	0	Sì	No
6035	SELVA 020	1957	S	NP	1.566	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°35'14,00''	00°50'10,00'' W	0	Sì	No
6036	SELVA 021	1957	S	GA	1.647	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°35'50,00''	00°54'27,00'' W	0	Sì	No
6037	SELVA 022	1957	S	GA	1.509	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°35'47,50''	00°52'27,00'' W	0	Sì	No
6039	SELVA 024	1957	E	NP	1.825	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°33'27,00''	00°48'09,00'' W	0	Sì	No
6175	SIGONA GRANDE 001	1957	E	NP	1.831	R	SIGONA GRANDE	SMS	CT	T	37°19'20,00''	02°18'39,00'' E	0	Sì	No
6188	SIRACUSA 001	1957	E	MO	3.447	R	SIRACUSA	SIS	SR	T	37°00'05,00''	02°38'48,00'' E	0	Sì	No
6202	SONCINO 001	1957	E	GA	1.898	M	ROMANENGO	AGIP	BS	T	45°25'02,00''	02°37'14,00'' W	0	Sì	No
6203	SONCINO 002	1957	S	NP	1.929	C	SONCINO	AGIP	CR	T	45°25'00,00''	02°37'00,00'' W	0	Sì	No
6220	SORESINA 009	1957	S	GA	1.671	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°15'31,50''	02°38'45,00'' W	0	No	No
6221	SORESINA 010	1957	S	NP	1.549	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°15'45,50''	02°39'27,00'' W	0	No	No
6241	SPILAMBERTO 005	1957	S	GA	1.422	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°31'38,50''	01°23'06,50'' W	0	No	No
6242	SPILAMBERTO 006	1957	S	NP	1.505	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°31'32,00''	01°22'29,00'' W	0	No	No
6557	TRAPANI 001	1957	E	MG	1.484	R	TRAPANI	SIT	TP	T	37°58'13,00''	00°12'36,00'' E	0	Sì	No
6610	TRENZANO 001	1957	E	GA	1.305	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°28'13,00''	02°26'04,00'' W	0	No	No
6618	TRESIGALLO 002	1957	S	GA	1.718	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°49'12,00''	00°31'49,50'' W	0	No	No
6619	TRESIGALLO 003	1957	S	NP	1.705	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°48'47,00''	00°31'51,00'' W	0	No	No
6620	TRESIGALLO 004	1957	S	NP	1.699	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°49'48,50''	00°31'15,00'' W	0	No	No
6621	TRESIGALLO 005	1957	S	GA	1.700	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°49'20,00''	00°32'28,00'' W	0	No	No
6642	TREVIGLIO 002	1957	E	NP	850	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°32'14,00''	02°51'43,00'' W	0	Sì	No
6648	TRIGNANO 010	1957	S	NP	90	M	TRIGNANO	MACCHIA A.	MO	T		E	0	No	No
6729	VALLECUPA 015	1957	S	OL	675	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°17'23,60''	01°30'08,00'' E	1229	Sì	Sì
6730	VALLECUPA 016	1957	S	OL	716	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°17'02,50''	01°29'30,20'' E	1230	Sì	Sì
6731	VALLECUPA 017	1957	S	NP	733	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°17'19,80''	01°29'36,80'' E	1231	Sì	Sì
6732	VALLECUPA 018	1957	S	OL	668	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°17'05,40''	01°29'58,00'' E	1232	Sì	Sì
6733	VALLECUPA 019	1957	S	OL	615	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°17'24,00''	01°29'51,00'' E	1233	Sì	Sì
6734	VALLECUPA 020	1957	S	NP	740	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'57,00''	01°30'01,00'' E	1234	Sì	Sì
6735	VALLECUPA 021	1957	S	OL	636	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°17'18,00''	01°29'48,00'' E	1235	Sì	Sì
6736	VALLECUPA 022	1957	S	NP	668	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'50,00''	01°30'14,00'' E	1236	Sì	Sì
6737	VALLECUPA 023	1957	S	OL	567	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'50,00''	01°31'00,00'' E	1237	Sì	Sì
6738	VALLECUPA 024	1957	S	NP	562	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'38,00''	01°31'01,00'' E	1238	Sì	Sì
6739	VALLECUPA 025	1957	S	OL	580	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'38,00''	01°30'41,00'' E	1239	Sì	Sì
6740	VALLECUPA 026	1957	S	NP	697	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'19,00''	01°29'53,00'' E	1240	Sì	Sì
6741	VALLECUPA 027	1957	S	OL	601	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'49,00''	01°30'33,00'' E	1241	Sì	Sì
6742	VALLECUPA 028	1957	S	OL	571	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'52,00''	01°30'45,00'' E	1242	Sì	Sì
6743	VALLECUPA 029	1957	S	NP	675	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°17'07,00''	01°30'38,00'' E	1243	Sì	Sì
6744	VALLECUPA 030	1957	S	OL	612	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'23,20''	01°30'03,70'' E	1244	Sì	Sì
6745	VALLECUPA 031	1957	S	OL	765	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°17'04,00''	01°29'34,00'' E	1245	Sì	Sì
6746	VALLECUPA 032	1957	S	OL	601	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'35,00''	01°30'14,00'' E	1246	Sì	Sì
6747	VALLECUPA 033	1957	S	OL	587	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'45,20''	01°30'41,40'' E	1247	Sì	Sì
6748	VALLECUPA 034	1957	S	OL	582	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'42,10''	01°30'26,00'' E	1248	Sì	Sì
6749	VALLECUPA 035	1957	S	OL	616	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'58,50''	01°30'40,50'' E	1249	Sì	Sì
6750	VALLECUPA 036	1957	S	OL	680	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'59,10''	01°29'20,60'' E	1250	Sì	Sì
6751	VALLECUPA 037	1957	S	OL	664	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°17'46,00''	01°29'41,90'' E	1251	Sì	Sì
6752	VALLECUPA 038	1957	S	OL	610	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'37,30''	01°30'33,30'' E	1252	Sì	Sì
6753	VALLECUPA 039	1957	S	OL	693	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°17'46,00''	01°29'32,00'' E	1253	Sì	Sì
6853	VICARI 001	1957	ST	NP	470	R	LERCARA/FRIDDI	MISO	PA	T	37°48'58,00''	01°06'49,00'' E	0	No	No
6855	VICTORIA 001 A	1957	E	NP	1.528	M	PETROLIARA FARNESINA	VICTORIA	FR	T	41°29'30,00''	01°07'08,00'' E	0	No	No
6857	VIDICIATICO 004	1957	S	NP	177	R	VIDICIATICO	V.E.T.A.	BO	T		E	0	No	No
6889	VILLADOSE 001	1957	E	GA	1.834	C	VILLADOSE	AGIP	RO	T	45°04'28,50''	00°33'37,00'' W	3287	Sì	Sì
6960	VULCANO 001 EM	1957	E	NP	2.374	M	S. ALBERTO	METANIFERA S.ALB.	RA	T	44°32'14,00''	00°15'11,00'' W	0	Sì	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
6963	VULCANO 002 EM	1957	E	NP	1.804	M	S. ALBERTO	METANIFERA S.ALB.	RA	T		E	0	Sì	No
139	ALFONSINE 025	1956	S	NP	1.652	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°33'02,80''	00°29'50,00'' W	0	No	No
406	ASCIGNO 001	1956	E	NP	597	X	Non disponibile	AGIP	CH	T	42°09'08,00''	01°49'36,00'' E	0	No	No
466	BAGNOLO MELLA 005	1956	S	GA	1.343	M	BAGNOLO MELLA	AGIP	BS	T	45°25'10,00''	02°18'33,40'' W	0	No	No
467	BAGNOLO MELLA 006	1956	S	NP	1.275	M	BAGNOLO MELLA	AGIP	BS	T	45°25'23,90''	02°20'10,90'' W	0	No	No
468	BAGNOLO MELLA 007	1956	S	NP	1.288	M	BAGNOLO MELLA	AGIP	BS	T	45°25'37,00''	02°19'20,90'' W	0	No	No
870	BORDOLANO 018	1956	S	NP	2.089	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°16'42,20''	02°29'43,40'' W	0	No	No
892	BOVA 001	1956	E	GA	1.729	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°42'12,00''	00°45'55,90'' W	0	Sì	No
893	BOVA 002	1956	S	NP	425	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°42'15,00''	00°46'29,90'' W	0	Sì	No
894	BOVA 003	1956	S	GA	425	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°41'53,80''	00°45'29,90'' W	0	Sì	No
895	BOVA 004	1956	S	NP	425	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°41'59,40''	00°44'54,90'' W	0	Sì	No
896	BOVA 005	1956	S	NP	425	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°41'55,40''	00°45'54,50'' W	0	Sì	No
921	BRONTE 002	1956	E	NP	1.829	R	GIOITTO	ARPE	CT	T	37°48'30,00''	02°20'14,00'' E	0	No	No
970	BUCCHERI 001	1956	E	NP	2.188	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	SR	T	37°07'01,00''	02°24'12,00'' E	0	Sì	No
975	BUDRIO 003	1956	S	GA	2.700	C	BUDRIO	AGIP	BO	T	44°29'20,00''	00°45'03,00'' W	3351	Sì	No
982	BURANO 001	1956	E	NP	2.494	R	URBINO	AGIP	PS	T	43°30'03,00''	00°10'57,00'' E	1360	Sì	Sì
984	BUSSETO 001	1956	E	OL	1.715	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PR	T	44°58'15,00''	02°25'20,60'' W	0	No	No
985	BUSSETO 002	1956	S	NP	1.625	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PR	T	44°58'08,80''	02°25'09,30'' W	0	No	No
1247	CASA BORSELLI 001	1956	E	NP	3.456	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°09'17,00''	02°12'30,00'' E	1359	Sì	Sì
1253	CASAGLIA 001	1956	E	NP	3.799	C	CASAGLIA	AGIP	FE	T	44°52'46,00''	00°54'28,90'' W	3359	Sì	No
1255	CASALBORDINO 002	1956	E	MO	4.024	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°07'07,90''	02°11'12,00'' E	0	Sì	No
1271	CASALPUSTERLENGO 005	1956	E	NP	3.001	C	CASALPUSTERLENGO	AGIP	MI	T	45°12'06,50''	02°47'51,90'' W	3292	Sì	Sì
1300	CASOLI 004	1956	ST	X	330	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°08'56,90''	01°46'51,50'' E	0	No	No
1301	CASOLI 005	1956	ST	X	144	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°09'08,90''	01°46'09,00'' E	0	No	No
1302	CASOLI 006	1956	E	NP	192	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°09'20,00''	01°45'09,00'' E	1092	Sì	No
1355	CASTELLETTO 001	1956	E	NP	753	X	Non disponibile	AGIP	AN	T	43°25'49,90''	01°10'06,00'' E	0	No	No
1361	CASTELLUZZO 001	1956	E	MG	2.183	R	GIOITTO	ARPE	EN	T	37°41'25,00''	02°20'58,00'' E	0	No	No
1370	CASTELVETERE 002	1956	E	NP	700	X	CASTELVETERE	Sconosciuto	AV	T	40°56'24,00''	02°31'22,00'' E	0	No	No
1372	CASTELVETRO 002	1956	E	NP	1.663	R	MARANELLO	AGIP	MO	T	44°30'40,90''	01°28'08,00'' W	0	Sì	No
1397	CATANIA 010	1956	S	MG	2.730	M	FONTANAROSSA	MISO	CT	T	37°27'44,00''	02°36'49,00'' E	0	No	No
1465	CAVIAGA 050	1956	S	GA	1.503	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'04,70''	02°50'45,40'' W	0	No	No
1466	CAVIAGA 051	1956	S	GA	1.470	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'04,90''	02°51'27,40'' W	0	No	No
1721	CIGNO 003	1956	E	OL	720	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°17'57,00''	01°31'26,00'' E	148	Sì	No
1723	CIGNO 005	1956	E	OL	1.088	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°19'36,00''	01°30'35,00'' E	150	Sì	No
1752	CIGOLE 001	1956	E	NP	2.809	M	SAN GERVASIO	AGIP	BS	T	45°19'21,30''	02°17'51,80'' W	0	No	No
1776	CISINA 005	1956	S	NP	1.031	M	CISINA	MISO	CT	T	37°25'54,00''	02°28'05,39'' E	0	No	No
1777	CISINA 006	1956	S	GA	952	M	CISINA	MISO	CT	T	37°26'04,00''	02°28'38,39'' E	0	No	No
1830	CODIGORO 001	1956	E	NP	3.518	C	CODIGORO	AGIP	FE	T	44°49'15,00''	00°18'08,50'' W	3273	Sì	No
1927	CONSANDOLO 001	1956	E	NP	3.106	C	CONSANDOLO	AGIP	FE	T	44°40'05,50''	00°40'10,90'' W	3366	Sì	No
1962	CORNEGLIANO 015	1956	S	NP	2.203	C	CORNEGLIANO	AGIP	MI	T	45°18'15,70''	02°59'54,10'' W	3333	Sì	Sì
2014	CORREGGIO 025	1956	S	GA	1.623	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'03,30''	01°43'06,70'' W	0	Sì	No
2015	CORREGGIO 026	1956	S	NP	1.280	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'30,40''	01°42'05,70'' W	0	Sì	No
2016	CORREGGIO 027	1956	S	NP	1.642	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'30,30''	01°44'33,70'' W	0	Sì	No
2017	CORREGGIO 028	1956	S	GA	1.253	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'31,90''	01°41'01,70'' W	0	Sì	No
2018	CORREGGIO 029	1956	S	GA	1.252	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'40,96''	01°42'44,52'' W	0	Sì	No
2116	CORTEMAGGIORE 077	1956	S	OG	1.635	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'34,87''	02°27'41,04'' W	0	No	No
2117	CORTEMAGGIORE 078	1956	S	OG	1.645	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'05,18''	02°29'34,64'' W	0	No	No
2118	CORTEMAGGIORE 079	1956	S	OG	1.630	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'30,50''	02°27'32,29'' W	0	No	No
2119	CORTEMAGGIORE 080	1956	S	NP	1.657	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'00,50''	02°30'32,40'' W	0	No	No
2120	CORTEMAGGIORE 080 DEV	1956	S	GA	1.655	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'00,50''	02°30'32,40'' W	0	No	No
2201	COTIGNOLA 023	1956	S	GA	1.020	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°23'29,30''	00°31'54,00'' W	0	No	No
2202	COTIGNOLA 024	1956	S	GA	1.150	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°21'49,10''	00°29'34,20'' W	0	No	No
2216	CREMONA SUD 004	1956	S	GA	1.220	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°10'22,00''	02°38'54,80'' W	3299	Sì	No
2217	CREMONA SUD 005	1956	S	GA	1.226	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°09'54,40''	02°37'44,90'' W	3299	Sì	No
2218	CREMONA SUD 006	1956	S	NP	1.225	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°10'44,80''	02°39'49,40'' W	3300	Sì	No
2219	CREMONA SUD 007	1956	S	GA	1.147	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°10'41,30''	02°39'10,90'' W	3300	Sì	No
2220	CREMONA SUD 008	1956	S	GA	1.320	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°09'15,50''	02°36'42,90'' W	3300	Sì	No
2221	CREMONA SUD 009	1956	S	GA	1.325	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°09'51,60''	02°37'10,80'' W	3300	Sì	No
2222	CREMONA SUD 010	1956	S	GA	1.260	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°10'05,00''	02°38'35,90'' W	3300	Sì	No
2223	CREMONA SUD 011	1956	S	GA	1.349	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°09'34,90''	02°36'46,90'' W	3301	Sì	No
2224	CREMONA SUD 012	1956	S	NP	1.600	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°10'13,00''	02°37'31,40'' W	3301	Sì	No
2225	CREMONA SUD 013	1956	S	NP	1.350	C	CREMONA	AGIP	MI	T	45°09'09,90''	02°36'05,90'' W	3301	Sì	No
2245	CUGNOLI 001	1956	S	NP	1.031	X	Non disponibile	AGIP	PE	T	42°18'12,90''	01°28'46,00'' E	0	No	No
2377	DORIA 001	1956	E	NP	1.920	X	Non disponibile	AGIP	CS	T	39°44'56,10''	03°54'47,60'' E	0	No	No
2472	ENNA 001	1956	E	MG	736	R	ENNA	SNIA VISCOSA	EN	T	37°32'34,00''	01°57'05,00'' E	0	No	No
2610	FOGGIA 001	1956	E	NP	649	R	FOGGIA	TERRA APULIAE	FG	T	41°32'20,00''	03°04'02,00'' E	0	Sì	No
2612	FOGGIA 003	1956	E	NP	676	R	FOGGIA	TERRA APULIAE	FG	T	41°28'12,00''	03°03'58,00'' E	574	Sì	No
2614	FOGLIANO 001	1956	E	NP	1.103	C	FOGLIANO	AGIP	RE	T	44°38'13,50''	01°48'03,80'' W	3370	Sì	Sì
2617	FONTANELLATO 001	1956	E	NP	3.252	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°53'52,60''	02°18'28,80'' W	0	Sì	No
2686	FOSSOMBRONE 001	1956	E	NP	2.280	R	URBINO	AGIP	PS	T	43°42'13,00''	00°18'16,00'' E	0	No	No
2822	GAZZERA 001	1956	E	MG	1.320	R	CASTELVETRANO	AGIP	TP	T	37°41'02,00''	00°13'01,00'' E	3264	No	No
2823	GELA 001	1956	E	OG	3.405	R	GELA	AGIP	CL	T	37°03'41,00''	01°50'03,00'' E	0	No	No
3165	JESI 001	1956	ST	X	301	X	Non disponibile	AGIP	AN	T	43°34'48,00''	00°48'39,00'' E	0	No	No
3166	JESI 001 A	1956	E	NP	1.401	X	Non disponibile	AGIP	AN	T	43°32'11,90''	00°51'55,00'' E	0	No	No
3167	JESI 002	1956	ST	X	300	X	Non disponibile	AGIP	AN	T	43°35'06,00''	00°48'50,00'' E	0	No	No
3168	JESI 002 A	1956	E	GA	1.482	R	JESI	AGIP	AN	T	43°32'00,00''	00°51'49,00'' E	0	No	No
3180	JESOLO 001	1956	E	NP	1.805	C	JESOLO	AGIP	VE	T	45°32'43,90''	00°13'07,00'' E	3278	Sì	No
3200	LA PLAIA 001	1956	E	OL	577	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'28,00''	01°30'16,00'' E	1099	Sì	No
3201	LA PLAIA 002	1956	E	OL	618	R	S. VALENTINO	AGIP	PE	T	42°16'29,00''	01°30'04,00'' E	1100	Sì	No
3276	LENTINI 001	1956	E	NP	532	X	LENTINI	MONTEDISON	SR	T	37°18'49,00''	02°38'20,00'' E	0	No	No
3282	LERCARA 001 (L-1)	1956	E	NP	611	R	LERCARA	LERCARA FRIDDI	PA	T	37°47'41,00''	01°08'37,00'' E	0	No	No
3295	LICODIA 001	1956	E	NP	2.440	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	CT	T	37°08'42,00''	02°15'28,00'' E	0	No	No
3334	LONGASTRINO 001	1956	E	NP	1.202	R	LONGASTRINO	AGIP	RA	T	44°34'11,90''	00°25'39,50'' W	3376	Sì	No
3413	MACLODIO 001	1956	E	GA	1.611	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°27'58,10''	02°18'53,90'' W	0	No	No
3414	MACLODIO 002	1956	S	GA	1.363	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°27'56,20''	02°19'39,90'' W	0	No	No
3415	MACLODIO 003	1956	S	GA	1.044	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°27'48,10''	02°18'10,40'' W	0	No	No
3416	MACLODIO 004	1956	S	NP	1.109	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°28'12,40''	02°19'16,90'' W	0	No	No
3417	MACLODIO 005	1956	S	NP	1.105	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°27'35,00''	02°18'39,40'' W	0	No	No
3418	MACLODIO 006	1956	S	GA	1.034	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°28'05,00''	02°20'12,90'' W	0	No	No
3421	MADONNA DELLA CROCE 002	1956	S	OL	1.334	R	MADONNA DELLA CROCE	AGIP	PE	T	42°16'56,97''	01°29'47,33'' E	0	Sì	No
3482	MANOPELLO 001	1956	ST	X	299	X	Non disponibile	AGIP	PE	T	42°14'55,90''	01°34'55,00'' E	0	No	No
3483	MANTELLO 001	1956	E	NP	982	X	Non disponibile	AGIP	RA	T	44°34'46,90''	00°24'28,00'' W	0	Sì	No
3527	MARTINSICURO 001	1956	E	GA	3.012	R	MARCHE MERIDIONALI	PETROSUD	TE	T	42°51'25,00''	01°28'09,00'' E	202	Sì	Sì
3531	MARZENO 001	1956	E	NP	704	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°13'35,40''	00°35'50,10'' W	0	Sì	No
3532	MARZENO 002	1956	E	NP	914	M	MARZENO	SPI	RA	T	44°14'47,40''	00°36'11,10'' W	3379	Sì	No
3642	MELZO 001	1956	E	NP	1.645	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°27'49,60''	03°02'23,30'' W	0	No	No
3693	MINERBIO 001	1956	E	GA	1.373	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'01,92''	00°57'03,93'' W	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
3694	MINERBIO 002	1956	S	GA	1.796	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°37'04,80''	00°56'28,00'' W	0	No	No
3695	MINERBIO 003	1956	S	NP	1.504	M	MINERBIO	AGIP	BO	T	44°36'33,90''	00°56'56,00'' W	0	No	No
3816	MONESTIROLO 001	1956	E	GA	1.950	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°44'41,90''	00°46'09,90'' W	0	Si	No
3817	MONESTIROLO 002	1956	S	GA	526	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°44'32,90''	00°45'45,70'' W	0	Si	No
3818	MONESTIROLO 003	1956	S	NP	525	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°44'22,40''	00°46'15,40'' W	0	Si	No
3819	MONESTIROLO 004	1956	S	NP	525	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°44'26,90''	00°45'09,90'' W	0	Si	No
3820	MONESTIROLO 005	1956	S	NP	600	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°44'55,90''	00°45'52,90'' W	0	Si	No
3834	MONTALBANO 013	1956	S	GA	1.317	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°44'10,60''	00°51'51,80'' W	0	Si	No
4195	ORTA 001	1956	ST	X	172	X	Non disponibile	AGIP	PE	T	42°14'38,90''	01°30'39,00'' E	0	No	No
4196	ORTA 002	1956	ST	X	65	X	Non disponibile	AGIP	PE	T	42°14'11,90''	01°29'56,00'' E	0	No	No
4197	ORTA 003	1956	ST	X	28	X	Non disponibile	AGIP	PE	T	42°14'56,90''	01°29'48,00'' E	0	No	No
4198	ORTA 004	1956	ST	X	164	X	Non disponibile	AGIP	PE	T	42°15'44,00''	01°31'22,50'' E	0	No	No
4199	ORTA 005	1956	ST	X	37	X	Non disponibile	AGIP	PE	T	42°15'58,00''	01°31'22,50'' E	0	No	No
4200	ORTA 006	1956	ST	X	202	X	Non disponibile	AGIP	PE	T	42°15'22,50''	01°30'25,50'' E	0	No	No
4287	PANDINO 004	1956	S	GA	2.202	C	PANDINO	AGIP	CR	T	45°25'32,50''	02°58'40,60'' W	3338	Si	No
4288	PANDINO 005	1956	S	GA	1.978	C	PANDINO	AGIP	CR	T	45°25'02,50''	02°59'40,10'' W	3338	Si	No
4289	PANDINO 006	1956	S	GA	1.983	C	PANDINO	AGIP	CR	T	45°25'00,00''	02°58'35,60'' W	3338	Si	No
4290	PANDINO 007	1956	S	GA	1.980	C	PANDINO	AGIP	MI	T	45°24'40,40''	02°59'40,40'' W	3339	Si	No
4291	PANDINO 008	1956	S	NP	2.045	C	PANDINO	AGIP	MI	T	45°25'35,20''	02°59'16,10'' W	3339	Si	No
4292	PANDINO 009	1956	S	NP	2.022	M	SETTALA	AGIP	MI	T	45°24'55,10''	03°00'09,30'' W	0	No	No
4351	PESCARA 001	1956	E	NP	624	R	PESCARA	AGIP	PE	T	42°13'50,00''	01°28'30,00'' E	0	No	No
4352	PESCARA 002	1956	E	NP	261	R	PESCARA	AGIP	PE	T	42°15'42,00''	01°31'36,00'' E	0	No	No
4368	PIADENA 003 SECONDO FORO	1956	S	GA	2.934	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°06'22,20''	02°06'15,30'' W	0	No	No
4382	PIADENA 017	1956	S	NP	3.315	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'44,70''	02°09'46,80'' W	0	No	No
4383	PIADENA 018	1956	S	GA	3.353	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'31,70''	02°09'17,30'' W	0	No	No
4384	PIADENA 019	1956	S	GA	3.461	M	VESCOVATO	AGIP	CR	T	45°09'03,30''	02°16'42,30'' W	0	No	No
4385	PIADENA 020	1956	S	GA	3.346	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'24,20''	02°09'48,30'' W	0	No	No
4386	PIADENA 021	1956	S	GA	3.401	M	VESCOVATO	AGIP	CR	T	45°09'48,40''	02°17'21,30'' W	0	No	No
4482	PLATANI 001	1956	E	NP	701	R	FIUME PLATANI	GULF ITALIA CO.	AG	T	37°37'46,00''	01°17'01,00'' E	0	No	No
4560	POGGIOREALE 001	1956	E	NP	1.671	X	POGGIOREALE	SOC.IDROC.TRAPANESE	TP	T	37°50'21,00''	00°30'35,00'' E	0	No	No
4566	POLVERIGI 001	1956	ST	X	301	X	Non disponibile	AGIP	AN	T	43°31'56,00''	00°55'59,00'' E	0	No	No
4808	PORTO RECANATI 001	1956	E	NP	1.315	M	PORTO CIVITANOVA	AGIP	MC	T	43°25'06,00''	01°11'30,00'' E	0	No	No
4890	R.S 001 (RAGUSA STRAT.)	1956	E	NP	588	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'42,00''	02°16'50,00'' E	0	No	No
4894	RADDUSA 001	1956	E	NP	611	R	RADDUSA	GULF ITALIA CO.	EN	T	37°32'35,00''	02°10'43,00'' E	0	No	No
4909	RAGUSA 010	1956	A	OL	1.818	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'17,00''	02°16'33,00'' E	0	No	No
4910	RAGUSA 011	1956	A	NP	2.291	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'46,00''	02°17'12,00'' E	0	No	No
4911	RAGUSA 012	1956	A	OL	1.900	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'57,90''	02°16'56,00'' E	0	No	No
4912	RAGUSA 013	1956	A	OL	1.887	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°52'57,00''	02°16'26,00'' E	0	No	No
4913	RAGUSA 014	1956	A	OL	1.631	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'40,00''	02°16'42,00'' E	0	No	No
4914	RAGUSA 015	1956	A	NP	1.814	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°52'36,90''	02°16'12,00'' E	0	No	No
4915	RAGUSA 016	1956	S	OL	1.627	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'42,90''	02°16'27,00'' E	0	No	No
5027	RAVENNA 023	1956	S	GA	2.246	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°29'17,80''	00°19'03,00'' W	0	No	No
5028	RAVENNA 024	1956	S	NP	2.339	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°29'58,90''	00°19'53,00'' W	0	No	No
5029	RAVENNA 025	1956	S	GA	2.409	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°26'29,80''	00°15'04,00'' W	0	No	No
5030	RAVENNA 026	1956	S	NP	2.097	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°29'46,80''	00°20'37,00'' W	0	No	No
5031	RAVENNA 027	1956	S	NP	1.504	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°26'17,30''	00°17'51,00'' W	0	No	No
5129	REMOLISE 002	1956	E	NP	708	X	REMOLISE	Sconosciuto	AV	T	40°56'11,90''	02°31'21,00'' E	0	No	No
5335	RIZZO 001	1956	E	GA	1.120	X	SALIMBENE	MISO	CT	T	37°26'18,50''	02°33'24,00'' E	0	Si	No
5364	ROMANENGO 009	1956	S	NP	1.829	M	ROMANENGO	AGIP	CR	T	45°23'37,10''	02°39'41,60'' W	0	Si	No
5477	RS.1	1956	ST	X	588	X	Non disponibile	Sconosciuto	RG	T	36°53'42,00''	02°16'50,00'' E	0	No	No
5543	S.CESARIO 001	1956	E	NP	1.560	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°33'13,30''	01°24'56,00'' W	0	No	No
5565	S.DONA' DI PIAVE 001	1956	E	NP	3.081	C	S. DONA' DI PIAVE	AGIP	VE	T	45°39'41,80''	00°08'10,50'' E	3283	Si	No
5845	S.VALENTINO 001	1956	ST	X	17	X	Non disponibile	AGIP	PE	T	42°13'50,00''	01°31'54,00'' E	0	No	No
5846	S.VALENTINO 002	1956	ST	X	15	X	Non disponibile	AGIP	PE	T	42°13'35,90''	01°31'39,00'' E	0	No	No
5946	SANGRO 001	1956	E	NP	3.011	R	SANGRO	SNIA VISCOSA	CH	T	42°04'50,00''	01°51'53,00'' E	0	Si	No
5963	SANTERNO 009	1956	S	GA	1.708	M	SANTERNO	AGIP	BO	T	44°19'00,90''	00°47'36,91'' W	0	No	No
6019	SELVA 004	1956	S	NP	2.003	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°35'43,90''	00°51'45,50'' W	0	Si	No
6020	SELVA 005	1956	S	GA	1.608	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°35'40,30''	00°52'31,50'' W	0	Si	No
6021	SELVA 006	1956	S	GA	1.806	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°35'29,93''	00°51'42,90'' W	0	Si	No
6022	SELVA 007	1956	S	GA	1.406	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°35'13,94''	00°51'12,41'' W	0	Si	No
6023	SELVA 008	1956	S	GA	1.607	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°35'21,00''	00°53'44,00'' W	0	Si	No
6024	SELVA 009	1956	S	GA	1.494	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°35'42,34''	00°53'07,34'' W	0	Si	No
6219	SORESINA 008	1956	S	GA	1.754	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°15'11,86''	02°38'16,45'' W	0	No	No
6237	SPILAMBERTO 001	1956	E	GA	1.573	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°31'52,90''	01°23'27,50'' W	0	No	No
6238	SPILAMBERTO 002	1956	S	NP	2.420	M	SPILAMBERTO	AGIP	BO	T	44°31'10,00''	01°21'33,00'' W	0	No	No
6239	SPILAMBERTO 003	1956	S	NP	1.350	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°32'14,40''	01°23'19,50'' W	0	No	No
6240	SPILAMBERTO 004	1956	S	NP	1.495	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°32'25,50''	01°24'28,00'' W	0	No	No
6384	TOCCO 026	1956	S	OL	768	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'45,00''	01°27'33,20'' E	0	Si	No
6385	TOCCO A	1956	ST	X	8	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'23,20''	01°27'21,20'' E	0	Si	No
6386	TOCCO B	1956	ST	X	120	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'28,30''	01°27'16,70'' E	0	Si	No
6617	TRESIGALLO 001	1956	E	GA	2.479	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°49'23,32''	00°31'20,24'' W	0	No	No
6641	TREVIGLIO 001	1956	E	NP	1.010	R	CHIARI	AGIP	BG	T	45°31'53,50''	02°51'47,60'' W	0	Si	No
6716	VALLECUPA 003	1956	S	OL	622	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°17'01,25''	01°30'05,25'' E	0	Si	No
6717	VALLECUPA 004	1956	S	OL	711	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°17'26,80''	01°29'40,77'' E	0	Si	No
6719	VALLECUPA 005 APP	1956	S	OL	1.559	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°17'39,72''	01°29'45,53'' E	0	Si	No
6720	VALLECUPA 006	1956	S	NP	767	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°17'32,15''	01°29'29,76'' E	0	Si	No
6721	VALLECUPA 007	1956	S	OL	854	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°16'48,30''	01°29'03,51'' E	0	Si	No
6722	VALLECUPA 008	1956	S	OL	775	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°17'20,11''	01°29'25,33'' E	0	Si	No
6723	VALLECUPA 009	1956	S	OL	722	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°16'43,53''	01°30'06,55'' E	0	Si	No
6724	VALLECUPA 010	1956	S	OL	640	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°17'06,21''	01°30'19,75'' E	0	Si	No
6725	VALLECUPA 011	1956	S	OL	648	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°17'17,92''	01°30'02,14'' E	0	Si	No
6726	VALLECUPA 012	1956	S	OL	677	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°17'16,31''	01°30'20,85'' E	0	Si	No
6727	VALLECUPA 013	1956	S	OL	610	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°17'13,66''	01°29'54,26'' E	0	Si	No
6728	VALLECUPA 014	1956	S	OL	739	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°17'00,10''	01°29'42,00'' E	0	Si	No
6770	VALLEZZA 178	1956	S	GA	3.218	M	VALLEZZA	Sconosciuto	PR	T	44°39'29,70''	02°18'07,90'' W	0	No	No
6790	VASADONNA 001	1956	E	MG	1.967	X	MASCALUCIA	ARPE	CT	T	37°29'43,00''	02°28'45,00'' E	0	No	No
6791	VASADONNA 002	1956	E	NP	1.532	X	MASCALUCIA	AGIP	CT	T	37°29'02,00''	02°28'03,00'' E	0	No	No
95	AGRIGENTO 001	1955	E	NP	1.482	X	S. LEONE	AGIP	AG	T	37°16'55,00''	01°08'54,00'' E	0	No	No
129	ALFONSINE 015	1955	S	GA	1.708	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°32'17,96''	00°28'52,55'' W	0	No	No
130	ALFONSINE 016	1955	S	GA	1.649	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°31'25,00''	00°27'03,00'' W	0	No	No
131	ALFONSINE 017	1955	S	GA	1.650	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°32'38,40''	00°29'08,00'' W	0	No	No
132	ALFONSINE 018	1955	S	GA	1.655	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°33'02,27''	00°30'22,57'' W	0	No	No
133	ALFONSINE 019	1955	S	NP	2.068	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°30'21,00''	00°28'50,00'' W	0	No	No
134	ALFONSINE 020	1955	S	GA	1.651	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°32'16,10''	00°30'03,00'' W	0	No	No
135	ALFONSINE 021	1955	S	GA	1.650	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°32'12,80''	00°28'14,00'' W	0	No	No
136	ALFONSINE 022	1955	S	GA	1.650	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°33'22,00''	00°30'58,00'' W	0	No	No
137	ALFONSINE 023	1955	S	NP	1.659	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°33'25,60''	00°30'23,50'' W	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
138	ALFONSINE 024	1955	S	NP	1.651	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°31'04,90''	00°26'32,00'' W	0	No	No
352	ARAGONA 001	1955	E	NP	3.078	X	ARAGONA	MEDITERRANEAN OIL	AG	T	37°24'00,00''	01°06'50,00'' E	0	No	No
363	ARCONATE 001	1955	E	NP	3.036	R	LAINATE	AGIP	MI	T	45°31'13,90''	03°36'39,00'' W	0	Sì	No
367	ARDIZZONE 001	1955	E	NP	925	R	MENDOLO	MISO	CT	T	37°25'35,00''	02°23'38,00'' E	0	No	No
462	BAGNOLO MELLA 001	1955	E	GA	1.700	M	BAGNOLO MELLA	AGIP	BS	T	45°25'21,90''	02°18'31,90'' W	0	No	No
463	BAGNOLO MELLA 002	1955	S	GA	1.377	M	BAGNOLO MELLA	AGIP	BS	T	45°25'16,10''	02°19'06,90'' W	0	No	No
464	BAGNOLO MELLA 003	1955	S	GA	1.405	M	BAGNOLO MELLA	AGIP	BS	T	45°25'15,00''	02°19'41,90'' W	0	No	No
465	BAGNOLO MELLA 004	1955	S	NP	1.349	M	BAGNOLO MELLA	AGIP	BS	T	45°25'05,00''	02°18'04,40'' W	0	No	No
897	BOVOLONE 001	1955	E	NP	1.899	R	SALIZZOLE	AGIP	VR	T	45°15'56,60''	01°21'24,50'' W	3469	Sì	Sì
900	BRANCALEONE 002	1955	E	NP	387	X	Non disponibile	AGIP	RC	T	37°59'05,00''	03°38'12,00'' E	0	No	No
920	BRONTE 001	1955	E	MG	1.437	M	BRONTE	ARPE	CT	T	37°47'33,00''	02°21'53,00'' E	0	No	No
974	BUDRIO 002	1955	E	GA	3.001	C	BUDRIO	AGIP	BO	T	44°29'19,50''	00°45'40,00'' W	3351	Sì	Sì
993	BUTTRIO 001	1955	E	NP	1.443	X	Non disponibile	AGIP	UD	T	46°00'15,00''	00°54'32,00'' E	0	No	No
1086	CAMISANO 002	1955	E	NP	2.403	M	SERGNANO	AGIP	BG	T	45°27'41,10''	02°42'14,60'' W	0	Sì	No
1206	CAPO CIMITI 005	1955	E	NP	1.173	R	ISOLA CAPO RIZZUTO	MONTECATINI	CZ	T	38°57'23,00''	04°42'59,00'' E	1348	Sì	No
1207	CAPO CIMITI 006	1955	E	NP	780	R	ISOLA CAPO RIZZUTO	MONTECATINI	CZ	T	38°58'27,00''	04°52'25,00'' E	1349	Sì	No
1254	CASALBORDINO 001	1955	E	IS	3.149	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°07'21,00''	02°11'18,00'' E	662	Sì	Sì
1297	CASOLI 001	1955	E	NP	1.397	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°08'47,00''	01°47'23,00'' E	1222	Sì	Sì
1298	CASOLI 002	1955	E	NP	500	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°08'52,00''	01°47'41,00'' E	1223	Sì	No
1299	CASOLI 003	1955	ST	X	437	R	LANCIANO	AGIP	CH	T	42°08'50,00''	01°47'09,00'' E	0	No	No
1369	CASTELVETERE 001	1955	E	NP	820	X	CASTELVETERE	Sconosciuto	AV	T	40°56'43,90''	02°32'30,00'' E	0	No	No
1417	CAVIAGA 002 DIR	1955	S	GA	1.354	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'41,00''	02°51'49,90'' W	0	No	No
1461	CAVIAGA 046	1955	S	GA	1.471	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'16,90''	02°51'20,40'' W	0	No	No
1462	CAVIAGA 047	1955	S	GA	1.470	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'25,40''	02°51'50,40'' W	0	No	No
1463	CAVIAGA 048	1955	S	GA	1.480	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'37,50''	02°52'14,90'' W	0	No	No
1464	CAVIAGA 049	1955	S	GA	1.480	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'00,50''	02°50'08,90'' W	0	No	No
1599	CERVIA 002	1955	E	NP	2.296	C	CERVIA	AGIP	RA	T	44°12'37,80''	00°05'01,00'' W	3364	Sì	No
1671	CHIARAMONTE 001	1955	E	MO	2.255	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	37°01'40,00''	02°16'24,00'' E	0	No	No
1678	CHIETI 001	1955	E	NP	2.523	X	Non disponibile	AGIP	CH	T	42°17'18,00''	01°41'07,00'' E	0	Sì	No
1719	CIGNO 001	1955	E	OL	776	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°18'12,00''	01°32'08,00'' E	146	Sì	No
1720	CIGNO 002	1955	E	OL	2.422	R	ABRUZZO	PETROSUD	PE	T	42°18'29,00''	01°32'08,00'' E	147	Sì	Sì
1773	CISINA 002	1955	A	NP	1.464	M	CISINA	MISO	CT	T	37°24'55,00''	02°26'25,39'' E	0	No	No
1774	CISINA 003	1955	A	GA	1.013	M	CISINA	MISO	CT	T	37°26'28,00''	02°28'43,39'' E	0	No	No
1775	CISINA 004	1955	S	NP	701	M	CISINA	MISO	CT	T	37°25'34,00''	02°27'19,00'' E	0	No	No
1889	COMISO 001	1955	E	MO	2.268	R	COMISO	MEDITERRANEAN OIL	RG	T	36°57'18,00''	02°13'57,00'' E	0	No	No
2008	CORREGGIO 019	1955	S	GA	1.326	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'36,95''	01°43'33,46'' W	0	Sì	No
2010	CORREGGIO 021	1955	S	GA	1.208	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'38,40''	01°41'33,70'' W	0	Sì	No
2011	CORREGGIO 022 A	1955	S	GA	1.318	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'45,55''	01°41'39,46'' W	0	Sì	No
2012	CORREGGIO 023	1955	S	GA	1.850	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'15,50''	01°44'10,70'' W	0	Sì	No
2013	CORREGGIO 024	1955	S	GA	1.297	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'06,59''	01°41'16,77'' W	0	Sì	No
2195	COTIGNOLA 017	1955	S	NP	1.050	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°22'21,10''	00°30'58,00'' W	0	No	No
2196	COTIGNOLA 018	1955	S	GA	1.148	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°22'54,10''	00°31'43,00'' W	0	No	No
2197	COTIGNOLA 019	1955	S	GA	1.152	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°22'02,10''	00°30'00,50'' W	0	No	No
2198	COTIGNOLA 020	1955	S	GA	1.053	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°23'01,30''	00°32'16,00'' W	0	No	No
2199	COTIGNOLA 021	1955	S	GA	1.150	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°22'50,14''	00°30'29,52'' W	0	No	No
2200	COTIGNOLA 022	1955	S	GA	1.074	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°23'10,30''	00°30'57,50'' W	0	No	No
2213	CREMONA SUD 001	1955	E	GA	2.559	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°09'55,50''	02°37'38,90'' W	3299	Sì	Sì
2214	CREMONA SUD 002	1955	S	GA	1.710	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°09'30,40''	02°37'16,60'' W	3299	Sì	No
2215	CREMONA SUD 003	1955	S	GA	1.700	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°10'11,40''	02°38'09,40'' W	3299	Sì	No
2671	FORLI' 001	1955	E	NP	2.113	R	LUGO	AGIP	FO	T	44°18'03,80''	00°24'42,00'' W	3592	Sì	Sì
2673	FORMIGINE 001	1955	E	GA	2.002	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°34'11,60''	01°33'11,80'' W	0	No	No
2966	GIARRATANA 001	1955	E	NP	2.150	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	SR	T	37°04'36,00''	02°23'20,00'' E	0	No	No
3143	IMOLA 006	1955	S	NP	1.709	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°23'07,10''	00°42'54,00'' W	0	Sì	No
3144	IMOLA 007	1955	S	NP	1.704	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°23'30,20''	00°43'19,00'' W	0	Sì	No
3420	MADONNA DELLA CROCE 001	1955	S	OL	784	R	MADONNA DELLA CROCE	AGIP	PE	T	42°16'51,30''	01°29'36,95'' E	0	Sì	No
3641	MELILLI 001	1955	E	NP	2.655	X	AUGUSTA	ARPE	SR	T	37°10'14,00''	02°39'15,00'' E	0	No	No
3795	MODENA 001	1955	E	NP	2.491	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°34'44,70''	01°31'29,60'' W	0	No	No
3796	MODENA 002	1955	E	GA	1.819	M	SPILAMBERTO	AGIP	MO	T	44°34'35,00''	01°31'26,80'' W	0	No	No
4042	MONTICELLI D'ONGINA 001	1955	E	NP	1.783	C	MONTICELLI	AGIP	PC	T	45°07'30,80''	02°32'13,90'' W	3304	Sì	Sì
4162	NUSCO 001	1955	E	OL	700	R	NUSCO	FONDEDILE	AV	T	40°51'44,00''	02°39'11,00'' E	0	Sì	No
4206	ORZIVECCHI 001	1955	E	GA	1.753	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°27'09,20''	02°30'05,60'' W	0	No	No
4207	ORZIVECCHI 002	1955	S	GA	3.003	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°26'49,90''	02°30'00,60'' W	0	No	No
4208	ORZIVECCHI 003	1955	S	NP	1.242	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°26'45,00''	02°30'34,60'' W	0	No	No
4209	ORZIVECCHI 004	1955	S	GA	1.201	R	ZURLENGO	AGIP	BS	T	45°26'41,00''	02°29'26,60'' W	0	No	No
4284	PANDINO 001	1955	E	GA	3.118	C	PANDINO	AGIP	MI	T	45°24'49,00''	02°59'09,60'' W	3337	Sì	Sì
4285	PANDINO 002	1955	S	GA	2.143	C	PANDINO	AGIP	CR	T	45°25'14,00''	02°59'07,10'' W	3337	Sì	No
4286	PANDINO 003	1955	S	GA	2.070	C	PANDINO	AGIP	CR	T	45°24'27,20''	02°58'45,60'' W	3337	Sì	No
4343	PERROTTA 001	1955	E	NP	1.296	X	PERROTTA	Sconosciuto	CZ	T	39°01'04,40''	04°42'18,60'' E	0	No	No
4375	PIADENA 010	1955	S	GA	3.755	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'04,20''	02°07'21,30'' W	0	No	No
4376	PIADENA 011	1955	S	GA	3.421	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'44,20''	02°11'17,80'' W	0	No	No
4377	PIADENA 012	1955	S	GA	3.348	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'04,20''	02°08'26,30'' W	0	No	No
4378	PIADENA 013	1955	S	NP	3.750	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°05'41,20''	02°04'51,30'' W	3306	Sì	Sì
4379	PIADENA 014	1955	S	NP	3.385	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'49,50''	02°12'24,00'' W	0	No	No
4380	PIADENA 015	1955	S	GA	3.432	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°08'05,40''	02°10'11,30'' W	0	No	No
4381	PIADENA 016	1955	S	GA	3.409	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'25,20''	02°11'01,30'' W	0	No	No
4881	QUADARAZZO 001	1955	E	NP	860	X	Non disponibile	Sconosciuto	CZ	T	38°59'09,30''	04°29'54,80'' E	0	No	No
4903	RAGUSA 004	1955	A	OL	2.031	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'02,00''	02°15'57,00'' E	0	No	No
4904	RAGUSA 005	1955	A	OL	1.996	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'52,90''	02°16'15,00'' E	0	No	No
4905	RAGUSA 006	1955	A	OL	2.068	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'43,00''	02°15'27,00'' E	0	No	No
4906	RAGUSA 007	1955	A	OL	2.121	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°55'01,00''	02°15'30,00'' E	0	No	No
4907	RAGUSA 008	1955	A	OL	1.890	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'38,00''	02°15'45,00'' E	0	No	No
4908	RAGUSA 009	1955	A	OL	1.829	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°53'59,00''	02°16'18,00'' E	0	No	No
5128	REMOLISE 001	1955	E	NP	853	X	REMOLISE	Sconosciuto	AV	T	40°56'56,90''	02°33'02,00'' E	0	No	No
5353	ROMA 001	1955	E	NP	2.900	X	ROMA	Sconosciuto	RM	T	41°56'23,00''	00°09'46,00'' W	0	No	No
5354	ROMA 002	1955	E	NP	2.489	X	ROMA	Sconosciuto	RM	T	41°57'31,00''	00°13'24,00'' W	0	No	No
5359	ROMANENGO 004	1955	S	GA	2.121	M	ROMANENGO	AGIP	CR	T	45°22'54,00''	02°39'31,60'' W	0	Sì	No
5360	ROMANENGO 005	1955	S	GA	1.891	M	ROMANENGO	AGIP	CR	T	45°23'15,00''	02°38'43,60'' W	0	Sì	No
5361	ROMANENGO 006	1955	S	NP	1.825	M	ROMANENGO	AGIP	CR	T	45°23'02,10''	02°41'16,60'' W	0	Sì	No
5362	ROMANENGO 007	1955	S	GA	1.848	M	ROMANENGO	AGIP	CR	T	45°23'16,10''	02°39'24,60'' W	0	Sì	No
5363	ROMANENGO 008	1955	S	NP	1.945	M	ROMANENGO	AGIP	CR	T	45°22'30,00''	02°39'15,60'' W	0	Sì	No
5640	S.LEONARDO 002	1955	E	NP	800	X	S. LEONARDO	Sconosciuto	CZ	T	38°56'13,50''	04°32'58,10'' E	0	No	No
5959	SANTERNO 005	1955	S	GA	3.235	M	SANTERNO	AGIP	BO	T	44°19'12,12''	00°47'50,19'' W	0	No	No
5960	SANTERNO 006	1955	S	NP	1.906	M	SANTERNO	AGIP	BO	T	44°19'25,10''	00°48'23,20'' W	0	No	No
5961	SANTERNO 007	1955	S	NP	1.890	M	SANTERNO	AGIP	BO	T	44°18'54,10''	00°48'04,70'' W	0	No	No
5962	SANTERNO 008	1955	S	NP	1.742	M	SANTERNO	AGIP	BO	T	44°19'31,70''	00°47'37,20'' W	0	No	No
6002	SCIACCA 001	1955	E	NP	2.829	X	SCIACCA	AGIP	AG	T	37°30'54,00''	00°39'06,00'' E	0	No	No
6070	SERGNANO 009	1955	S	GA	1.696	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°24'53,00''	02°44'19,60'' W	0	Sì	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
6071	SERGNANO 010	1955	S	X	225	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'38,00''	02°46'29,10'' W	0	Sì	No
6072	SERGNANO 010 BIS	1955	S	NP	1.777	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'35,00''	02°46'29,10'' W	0	Sì	No
6218	SORESINA 007	1955	S	NP	1.872	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°15'55,40''	02°40'21,90'' W	0	No	No
6714	VALLECUPA 001	1955	E	OL	537	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°17'17,00''	01°30'06,00'' E	0	Sì	No
6715	VALLECUPA 002	1955	S	OL	716	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°17'30,11''	01°29'55,73'' E	0	Sì	No
6718	VALLECUPA 005	1955	E	OL	537	X	VALLECUPA	AGIP	PE	T	42°17'17,00''	01°30'10,10'' E	0	Sì	No
6771	VALLEZZA 179	1955	S	OG	1.335	M	VALLEZZA	Sconosciuto	PR	T	44°39'40,70''	02°18'07,40'' W	0	No	No
118	ALFONSINE 004	1954	S	GA	1.708	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°31'36,00''	00°28'16,00'' W	0	No	No
119	ALFONSINE 005	1954	S	GA	1.702	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°30'53,00''	00°28'09,00'' W	0	No	No
120	ALFONSINE 006	1954	S	GA	1.705	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°32'37,87''	00°30'17,23'' W	0	No	No
121	ALFONSINE 007	1954	S	NP	1.685	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°30'31,00''	00°27'12,00'' W	0	No	No
122	ALFONSINE 008	1954	S	GA	1.758	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°30'37,80''	00°26'32,00'' W	0	No	No
123	ALFONSINE 009	1954	S	GA	1.745	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°31'28,39''	00°27'42,30'' W	0	No	No
124	ALFONSINE 010	1954	S	GA	1.704	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°31'37,90''	00°28'57,00'' W	0	No	No
125	ALFONSINE 011	1954	S	GA	1.700	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°33'00,00''	00°31'00,00'' W	0	No	No
126	ALFONSINE 012	1954	S	GA	1.735	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°31'50,94''	00°27'51,21'' W	0	No	No
127	ALFONSINE 013	1954	S	GA	1.744	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°32'35,11''	00°29'41,85'' W	0	No	No
128	ALFONSINE 014	1954	S	NP	1.726	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°33'34,00''	00°31'40,00'' W	0	No	No
476	BALZOLA 001	1954	E	NP	1.200	C	BALZOLA	AGIP	VC	T	45°13'13,00''	04°06'56,00'' W	3242	Sì	Sì
866	BORDOLANO 014	1954	S	GA	2.004	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'52,30''	02°28'20,30'' W	0	No	No
867	BORDOLANO 015	1954	S	NP	2.007	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'14,20''	02°29'01,30'' W	0	No	No
868	BORDOLANO 016	1954	S	NP	1.916	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°18'03,20''	02°30'16,30'' W	0	No	No
869	BORDOLANO 017	1954	S	NP	1.926	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°18'01,70''	02°28'55,30'' W	0	No	No
973	BUDRIO 001	1954	E	NP	3.185	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°31'31,70''	00°53'15,00'' W	3351	Sì	No
1085	CAMISANO 001	1954	E	NP	1.930	C	CAMISANO	AGIP	BG	T	45°27'20,10''	02°40'38,60'' W	0	Sì	No
1376	CASTELVOLTURNO 002	1954	E	NP	1.458	X	Non disponibile	SOMICEM	CE	T	41°02'11,00''	01°33'32,00'' E	0	No	No
1377	CASTELVOLTURNO 003	1954	E	NP	3.005	X	Non disponibile	SOMICEM	CE	T	41°02'34,00''	01°32'18,00'' E	0	No	No
1392	CATANIA 005	1954	A	GA	1.197	M	FONTANAROSSA	MISO	CT	T	37°27'43,00''	02°36'50,39'' E	0	No	No
1393	CATANIA 006	1954	A	GA	1.154	M	FONTANAROSSA	MISO	CT	T	37°28'30,00''	02°36'25,39'' E	0	No	No
1394	CATANIA 007	1954	A	NP	790	M	FONTANAROSSA	MISO	CT	T	37°27'23,00''	02°36'50,39'' E	0	No	No
1395	CATANIA 008	1954	S	NP	639	M	FONTANAROSSA	MISO	CT	T	37°27'35,00''	02°36'30,39'' E	0	No	No
1396	CATANIA 009	1954	A	GA	604	M	FONTANAROSSA	MISO	CT	T	37°27'21,00''	02°36'21,39'' E	0	No	No
1453	CAVIAGA 038	1954	S	GA	1.482	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'58,40''	02°52'01,90'' W	0	No	No
1454	CAVIAGA 039	1954	S	GA	1.480	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'38,40''	02°51'42,90'' W	0	No	No
1455	CAVIAGA 040	1954	S	GA	1.471	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'43,00''	02°50'46,50'' W	0	No	No
1456	CAVIAGA 041	1954	S	GA	1.471	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'24,90''	02°50'45,90'' W	0	No	No
1457	CAVIAGA 042	1954	S	GA	1.471	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'58,00''	02°50'59,90'' W	0	No	No
1458	CAVIAGA 043	1954	S	GA	1.470	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'14,50''	02°50'17,20'' W	0	No	No
1459	CAVIAGA 044	1954	S	GA	1.465	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'23,90''	02°50'16,90'' W	0	No	No
1460	CAVIAGA 045	1954	S	GA	1.470	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'32,80''	02°50'19,40'' W	0	No	No
1548	CELLOLE AURUNCI 001	1954	E	NP	1.500	X	Non disponibile	AGIP	CE	T	41°13'45,00''	01°20'35,00'' E	0	No	No
1654	CESENA BERTINORO 001	1954	E	NP	1.104	R	BERTINORO	AGIP	FO	T	44°09'31,00''	00°11'15,00'' W	0	Sì	Sì
1754	CINZANO 001	1954	E	NP	1.382	C	CINZANO	AGIP	TO	T	45°06'18,90''	04°33'37,40'' W	3245	Sì	Sì
1772	CISINA 001	1954	E	GA	1.092	M	CISINA	MISO	CT	T	37°25'55,00''	02°27'32,00'' E	0	No	No
2005	CORREGGIO 016	1954	S	GA	1.350	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'38,27''	01°42'57,90'' W	0	Sì	No
2006	CORREGGIO 017	1954	S	GA	1.340	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'56,74''	01°43'12,46'' W	0	Sì	No
2007	CORREGGIO 018	1954	S	GA	1.210	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°45'44,50''	01°44'44,70'' W	0	Sì	No
2009	CORREGGIO 020	1954	S	GA	1.229	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°45'45,44''	01°43'35,60'' W	0	Sì	No
2115	CORTEMAGGIORE 076	1954	S	GA	1.645	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'04,00''	02°30'03,60'' W	0	No	No
2183	COTIGNOLA 005	1954	S	NP	1.552	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°22'05,00''	00°32'43,00'' W	0	No	No
2184	COTIGNOLA 006	1954	S	GA	1.255	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°23'35,20''	00°33'46,45'' W	0	No	No
2185	COTIGNOLA 007	1954	S	NP	1.153	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°22'11,00''	00°30'39,00'' W	0	No	No
2186	COTIGNOLA 008	1954	E	NP	2.011	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°23'51,10''	00°29'10,00'' W	0	No	No
2187	COTIGNOLA 009	1954	S	GA	1.202	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°21'43,96''	00°29'02,35'' W	0	No	No
2188	COTIGNOLA 010	1954	S	GA	1.102	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°22'37,53''	00°31'23,54'' W	0	No	No
2189	COTIGNOLA 011	1954	S	NP	1.103	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°22'35,40''	00°32'40,00'' W	0	No	No
2190	COTIGNOLA 012	1954	S	GA	1.750	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°22'38,38''	00°32'08,34'' W	0	No	No
2191	COTIGNOLA 013	1954	S	NP	1.233	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°21'23,90''	00°28'28,00'' W	0	No	No
2192	COTIGNOLA 014	1954	S	NP	1.151	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°22'54,50''	00°33'40,00'' W	0	No	No
2193	COTIGNOLA 015	1954	S	GA	1.293	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°23'05,86''	00°32'50,81'' W	0	No	No
2194	COTIGNOLA 016	1954	S	NP	1.309	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°22'03,10''	00°29'29,20'' W	0	No	No
2343	DESANA 001	1954	E	GA	3.229	C	DESANA	AGIP	VC	T	45°10'30,00''	04°08'17,00'' W	3247	Sì	Sì
2344	DESANA 002	1954	S	NP	3.299	C	DESANA	AGIP	VC	T	45°19'05,70''	04°08'41,00'' W	3247	Sì	No
2345	DESANA 003	1954	S	NP	2.835	C	DESANA	AGIP	VC	T	45°18'04,00''	04°07'45,00'' W	3247	Sì	No
2661	FONTEVIVO 030	1954	S	NP	2.806	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'45,90''	02°16'23,30'' W	0	Sì	No
2696	FRANCOLINO 001	1954	E	NP	956	C	FRANCOLINO	AGIP	RO	T	44°54'37,40''	00°48'18,90'' W	3371	Sì	No
3048	GRAZZANISE 001	1954	E	NP	1.201	X	GRAZZANISE	Sconosciuto	CE	T	41°00'23,00''	01°37'53,00'' E	0	No	No
3142	IMOLA 005	1954	S	NP	2.530	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°24'42,10''	00°44'51,00'' W	3375	Sì	Sì
3161	IRPINIA 001	1954	E	NP	1.129	X	IRPINIA	Sconosciuto	AV	T	41°00'33,00''	02°38'32,00'' E	0	No	No
3783	MIRANDOLA 001	1954	E	NP	2.265	R	TRECENTA	AGIP	MO	T	44°55'20,00''	01°21'41,00'' W	0	No	No
3784	MIRANDOLA DI QUARANTOLI 002	1954	E	NP	2.702	R	TRECENTA	AGIP	MO	T	44°55'18,10''	01°21'38,70'' W	0	No	No
3840	MONTALLEGRO 001	1954	E	NP	1.680	X	MONTALLEGRO	L'AQUILEA MINERARIA SPA	AG	T	37°21'45,00''	00°55'00,00'' E	0	No	No
4370	PIADENA 005	1954	E	GA	3.509	M	VESCOVATO	AGIP	CR	T	45°09'28,30''	02°16'59,30'' W	0	No	No
4371	PIADENA 006	1954	S	GA	3.292	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'41,20''	02°10'21,30'' W	0	No	No
4372	PIADENA 007	1954	S	GA	3.506	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'06,70''	02°09'17,30'' W	0	No	No
4373	PIADENA 008	1954	S	NP	3.286	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'54,20''	02°15'09,30'' W	3306	Sì	No
4374	PIADENA 009	1954	S	NP	3.321	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°11'06,70''	02°17'35,30'' W	3306	Sì	No
4416	PIEVE DI CENTO 001	1954	E	NP	1.555	C	PIEVE DI CENTO	AGIP	BO	T	44°45'48,30''	01°05'37,80'' W	3387	Sì	Sì
4618	PORTO CORSINI 001	1954	E	GA	2.766	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°30'23,00''	00°14'08,00'' W	0	No	No
4620	PORTO CORSINI 002	1954	E	NP	1.704	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°29'30,80''	00°13'50,00'' W	0	No	No
4621	PORTO CORSINI 003	1954	S	NP	1.506	M	PORTO CORSINI TERRA	AGIP	RA	T	44°30'42,80''	00°14'19,50'' W	0	No	No
4884	QUALIANO 001	1954	E	NP	1.155	X	QUALIANO	Sconosciuto	CE	T	41°01'15,00''	01°37'15,00'' E	0	No	No
4900	RAGUSA 001	1954	E	OG	2.124	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'32,00''	02°16'00,00'' E	0	No	No
4901	RAGUSA 002	1954	A	OL	2.034	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°55'06,00''	02°16'05,00'' E	0	No	No
4902	RAGUSA 003	1954	A	OL	2.156	M	RAGUSA	GULF ITALIA CO.	RG	T	36°54'25,00''	02°15'42,00'' E	0	No	No
4996	RAPAGNANO 003	1954	S	NP	1.802	M	RAPAGNANO	AGIP	AP	T	43°10'06,90''	01°08'21,00'' E	0	No	No
5018	RAVENNA 014	1954	S	GA	2.055	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°29'07,80''	00°19'42,00'' W	0	No	No
5019	RAVENNA 015	1954	S	GA	2.210	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'27,00''	00°17'19,80'' W	0	No	No
5020	RAVENNA 016	1954	S	GA	2.184	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'46,80''	00°18'00,50'' W	0	No	No
5021	RAVENNA 017	1954	S	GA	2.203	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°29'02,20''	00°18'33,50'' W	0	No	No
5022	RAVENNA 018	1954	S	NP	2.600	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'03,90''	00°14'03,00'' W	0	No	No
5023	RAVENNA 019	1954	S	NP	2.545	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'51,80''	00°17'28,00'' W	0	No	No
5024	RAVENNA 020	1954	S	GA	2.216	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°26'48,80''	00°15'25,00'' W	0	No	No
5025	RAVENNA 021	1954	S	GA	2.053	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°29'23,90''	00°20'15,00'' W	0	No	No
5026	RAVENNA 022	1954	S	GA	2.053	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'18,90''	00°19'13,00'' W	0	No	No
5108	REGGIO EMILIA 001	1954	E	GA	2.261	M	RIVALTA	AGIP	RE	T	44°39'11,30''	01°51'27,70'' W	0	No	No
5356	ROMANENGO 001	1954	E	NP	2.099	M	ROMANENGO	AGIP	CR	T	45°23'07,10''	02°40'32,60'' W	0	Sì	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
5357	ROMANENGO 002	1954	E	GA	1.974	M	ROMANENGO	AGIP	CR	T	45°22'53,00''	02°38'55,60'' W	0	Sì	No
5358	ROMANENGO 003	1954	S	NP	2.312	M	ROMANENGO	AGIP	CR	T	45°22'52,50''	02°38'02,60'' W	0	Sì	No
5507	S.ARCANGELO 001	1954	E	NP	2.100	C	S. ARCANGELO	AGIP	FO	T	44°03'14,80''	00°01'26,00'' W	3397	Sì	Sì
5639	S.LEONARDO 001	1954	E	X	1.270	X	Non disponibile	Sconosciuto	CZ	T	38°56'42,00''	04°32'38,80'' E	0	No	No
5956	SANTERNO 002	1954	S	NP	1.901	M	SANTERNO	AGIP	BO	T	44°18'50,10''	00°47'22,20'' W	0	No	No
5957	SANTERNO 003	1954	S	GA	2.325	M	SANTERNO	AGIP	BO	T	44°18'55,58''	00°46'55,74'' W	0	No	No
5958	SANTERNO 004	1954	S	GA	2.599	M	SANTERNO	AGIP	RA	T	44°18'49,60''	00°46'24,20'' W	0	No	No
5995	SCANZANO 001	1954	E	NP	1.340	X	TORRENTE CAVONE	AGIP	MT	T	40°16'45,00''	04°17'31,00'' E	0	Sì	No
6015	SELE 001	1954	E	NP	1.497	X	Non disponibile	AGIP	SA	T	40°34'20,00''	02°29'41,00'' E	0	No	No
6018	SELVA 003	1954	E	NP	3.005	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°35'10,60''	00°52'45,50'' W	0	Sì	No
6063	SERGNANO 002	1954	S	GA	1.703	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'14,00''	02°44'06,60'' W	0	Sì	No
6064	SERGNANO 003	1954	S	GA	1.658	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'38,00''	02°45'52,70'' W	0	Sì	No
6065	SERGNANO 004	1954	S	NP	1.548	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°26'01,00''	02°44'56,60'' W	0	Sì	No
6066	SERGNANO 005	1954	S	GA	1.652	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'03,00''	02°43'32,60'' W	0	Sì	No
6067	SERGNANO 006	1954	S	GA	1.700	M	ROMANENGO	AGIP	CR	T	45°24'26,10''	02°41'39,60'' W	0	Sì	No
6068	SERGNANO 007	1954	S	GA	1.577	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'14,00''	02°44'44,60'' W	0	Sì	No
6069	SERGNANO 008	1954	S	GA	1.454	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'15,00''	02°45'28,60'' W	0	Sì	No
6210	SORAGNA 003 DEV	1954	E	NP	3.035	C	SORAGNA	AGIP	PR	T	44°56'39,40''	02°20'48,70'' W	3312	Sì	Sì
6213	SORESINA 003	1954	E	GA	1.405	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°16'12,50''	02°39'58,90'' W	0	No	No
6214	SORESINA 004	1954	S	GA	1.710	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°16'15,16''	02°40'34,14'' W	0	No	No
6215	SORESINA 005	1954	S	GA	1.712	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°16'13,30''	02°39'19,48'' W	0	No	No
6217	SORESINA 006	1954	S	NP	2.241	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°16'13,30''	02°41'08,90'' W	0	No	No
6929	VITTORIA 001	1954	E	MO	2.992	M	VITTORIA	COMP.IDROC. DI SICILIA	RG	T	36°59'57,00''	02°04'59,00'' E	0	No	No
1	A 001	1953	E	NP	210	R	ARAGONA/LICATA	MEDITERRANEAN OIL	AG	T	37°22'37,00''	01°06'34,00'' E	0	No	No
102	ALBARETO 002	1953	E	NP	2.850	C	ALBARETO	AGIP	MO	T	44°41'02,30''	01°31'53,70'' W	3346	Sì	No
115	ALFONSINE 001	1953	E	GA	2.509	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°31'01,19''	00°27'07,01'' W	0	No	No
116	ALFONSINE 002	1953	S	GA	2.305	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°32'16,23''	00°29'30,64'' W	0	No	No
117	ALFONSINE 003	1953	S	GA	2.796	M	ALFONSINE	AGIP	RA	T	44°30'42,00''	00°25'22,00'' W	0	No	No
747	BELLENA 019 APP	1953	E	NP	1.492	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'56,50''	02°15'47,40'' W	0	Sì	No
781	BIFARIA ABBANDONATA 004	1953	S	X	155	X	BIFARIA	Sconosciuto	CL	T	37°26'34,30''	01°31'48,90'' E	0	No	No
782	BIFARIA ABBANDONATA 005	1953	S	X	108	X	BIFARIA	Sconosciuto	CL	T	37°26'30,80''	01°31'48,30'' E	0	No	No
859	BORDOLANO 007	1953	S	NP	2.002	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'58,40''	02°30'52,30'' W	0	No	No
860	BORDOLANO 008	1953	S	GA	2.200	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°16'58,30''	02°28'41,30'' W	0	No	No
861	BORDOLANO 009	1953	S	GA	2.105	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'45,20''	02°27'31,30'' W	0	No	No
862	BORDOLANO 010	1953	S	NP	2.001	M	CIGNONE	AGIP	BS	T	45°17'31,20''	02°26'35,30'' W	0	No	No
863	BORDOLANO 011	1953	S	GA	2.103	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'54,20''	02°29'33,30'' W	0	No	No
864	BORDOLANO 012	1953	S	GA	2.002	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'27,20''	02°27'41,30'' W	0	No	No
865	BORDOLANO 013	1953	S	GA	2.104	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'02,20''	02°27'38,30'' W	0	No	No
899	BRANCALEONE 001	1953	E	NP	260	X	Non disponibile	AGIP	RC	T	37°59'06,00''	03°38'13,00'' E	0	No	No
1108	CAMPOSANTO 001	1953	E	NP	2.508	C	CAMPOSANTO	AGIP	MO	T	44°46'14,20''	01°19'35,70'' W	3354	Sì	Sì
1202	CAPO CIMITI 001	1953	E	GA	2.975	R	ISOLA CAPO RIZZUTO	MONTECATINI	CZ	T	38°57'59,00''	04°42'26,00'' E	1345	Sì	Sì
1203	CAPO CIMITI 002	1953	E	NP	767	R	ISOLA CAPO RIZZUTO	MONTECATINI	CZ	T	38°58'02,00''	04°42'18,00'' E	1346	Sì	No
1204	CAPO CIMITI 003	1953	S	GA	885	R	ISOLA CAPO RIZZUTO	MONTECATINI	CZ	T	38°57'48,00''	04°42'34,00'' E	1346	Sì	No
1205	CAPO CIMITI 004	1953	S	NP	898	R	ISOLA CAPO RIZZUTO	MONTECATINI	CZ	T	38°57'21,00''	04°42'18,00'' E	1347	Sì	No
1209	CAPO COLONNA 001	1953	E	NP	1.276	X	CAPO COLONNA	Sconosciuto	CZ	T	39°01'43,00''	04°44'17,00'' E	0	No	No
1371	CASTELVETRO 001	1953	E	GA	1.000	R	MARANELLO	AGIP	MO	T	44°30'30,60''	01°27'43,00'' W	0	Sì	No
1375	CASTELVOLTURNO 001	1953	E	NP	3.002	X	Non disponibile	SOMICEM	CE	T	41°02'08,00''	01°30'16,00'' E	0	No	No
1378	CASTENEDOLO 001	1953	E	NP	959	C	CASTENEDOLO	AGIP	BS	T	45°28'08,80''	02°10'27,10'' W	3331	Sì	No
1388	CATANIA 001	1953	E	MG	677	M	FONTANAROSSA	ESVAISO	CT	T	37°28'28,00''	02°37'12,00'' E	0	No	No
1389	CATANIA 002	1953	A	NP	679	M	FONTANAROSSA	ESVAISO	CT	T	37°28'31,20''	02°36'55,39'' E	0	No	No
1390	CATANIA 003	1953	A	GA	655	M	FONTANAROSSA	MISO	CT	T	37°28'18,00''	02°37'09,39'' E	0	No	No
1391	CATANIA 004	1953	A	GA	627	M	FONTANAROSSA	MISO	CT	T	37°28'06,00''	02°37'05,39'' E	0	No	No
1448	CAVIAGA 033	1953	S	GA	1.494	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'47,00''	02°51'22,40'' W	0	No	No
1449	CAVIAGA 034	1953	S	GA	1.455	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'50,90''	02°51'58,90'' W	0	No	No
1450	CAVIAGA 035	1953	S	GA	1.476	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'45,40''	02°51'39,90'' W	0	No	No
1451	CAVIAGA 036	1953	S	GA	1.455	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'42,50''	02°51'50,90'' W	0	No	No
1452	CAVIAGA 037	1953	S	GA	1.455	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'59,50''	02°51'54,90'' W	0	No	No
1551	CEPRANO 001	1953	E	NP	439	R	CEPRANO	AGIP	FR	T	41°35'05,00''	01°02'23,00'' E	0	No	No
1666	CHERO CARPANETO 001	1953	E	NP	2.089	C	CHERO CARPANETO	AGIP	PC	T	44°54'46,60''	02°36'48,10'' W	3293	Sì	No
1667	CHERO CARPANETO 002	1953	E	NP	2.503	C	CHERO CARPANETO	AGIP	PC	T	44°54'32,50''	02°35'55,00'' W	3293	Sì	Sì
1702	CIALANDRIA 001	1953	ST	X	266	X	CIALANDRIA	Sconosciuto	EN	T	37°25'18,70''	01°39'33,60'' E	0	No	No
1703	CIALANDRIA 002	1953	ST	X	256	X	CIALANDRIA	Sconosciuto	EN	T	37°25'44,70''	01°39'46,90'' E	0	No	No
1824	CO 001	1953	E	NP	379	R	COMISO	MEDITERRANEAN OIL	RG	T	36°54'52,00''	02°10'11,00'' E	0	No	No
1893	COMISO S 001	1953	E	NP	380	M	COMISO II	PETROLI DELL'ISOLA	RG	T	36°54'52,00''	02°10'12,00'' E	0	No	No
1987	CORPO RENO 019	1953	S	GA	114	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'38,50''	01°08'34,00'' W	3367	Sì	No
1999	CORREGGIO 010	1953	S	GA	1.350	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°45'24,50''	01°44'34,70'' W	0	Sì	No
2000	CORREGGIO 011	1953	S	GA	1.350	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'14,04''	01°43'39,53'' W	0	Sì	No
2001	CORREGGIO 012	1953	S	GA	1.350	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'32,19''	01°42'09,73'' W	0	Sì	No
2002	CORREGGIO 013	1953	S	GA	1.350	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'20,40''	01°42'42,70'' W	0	Sì	No
2003	CORREGGIO 014	1953	S	NP	1.350	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'46,30''	01°44'11,70'' W	0	Sì	No
2004	CORREGGIO 015	1953	S	GA	1.200	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'01,30''	01°44'05,70'' W	0	Sì	No
2055	CORTEMAGGIORE 018 BIS	1953	S	OG	1.653	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'03,37''	02°30'17,58'' W	0	No	No
2104	CORTEMAGGIORE 065	1953	S	GA	2.165	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'52,61''	02°29'45,82'' W	0	No	No
2105	CORTEMAGGIORE 066	1953	S	GA	1.849	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'15,50''	02°26'45,60'' W	0	No	No
2106	CORTEMAGGIORE 067	1953	S	OL	2.044	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'44,50''	02°26'56,40'' W	0	No	No
2107	CORTEMAGGIORE 068	1953	S	NP	2.045	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'06,40''	02°25'26,40'' W	0	No	No
2108	CORTEMAGGIORE 069	1953	S	NP	2.051	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PR	T	44°58'30,60''	02°25'04,80'' W	0	No	No
2109	CORTEMAGGIORE 070	1953	S	OL	2.050	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'43,74''	02°26'45,27'' W	0	No	No
2110	CORTEMAGGIORE 071	1953	S	GA	1.622	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'39,35''	02°29'25,92'' W	0	No	No
2111	CORTEMAGGIORE 072	1953	S	NP	2.044	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'35,60''	02°26'24,00'' W	0	No	No
2112	CORTEMAGGIORE 073	1953	S	GA	1.632	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'48,32''	02°27'59,51'' W	0	No	No
2113	CORTEMAGGIORE 074	1953	S	GA	1.600	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'11,40''	02°31'15,60'' W	0	No	No
2114	CORTEMAGGIORE 075	1953	S	OL	2.004	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'13,40''	02°26'24,00'' W	0	No	No
2179	COTIGNOLA 001	1953	E	GA	1.043	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°22'15,46''	00°31'45,57'' W	0	No	No
2180	COTIGNOLA 002	1953	S	GA	1.094	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°22'40,61''	00°33'16,54'' W	0	No	No
2181	COTIGNOLA 003	1953	S	GA	1.103	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°22'27,10''	00°29'56,00'' W	0	No	No
2182	COTIGNOLA 004	1953	S	NP	1.365	M	SAN POTITO	AGIP	RA	T	44°23'09,20''	00°31'44,00'' W	0	No	No
2526	FENZI 001	1953	E	GA	960	X	FENZI	Sconosciuto	AG	T	37°22'29,00''	00°54'28,00'' E	0	No	No
2615	FOGLIANO 001 L	1953	E	NP	423	R	PIANURA PONTINA	TERNI	LT	T	41°24'21,00''	00°24'55,00'' E	898	Sì	No
2820	GAUDIANO 001	1953	E	NP	2.351	X	Non disponibile	AGIP	PZ	T	41°05'56,00''	03°24'57,00'' E	0	No	No
3138	IMOLA 001	1953	E	GA	2.342	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°23'01,10''	00°42'13,50'' W	0	Sì	No
3139	IMOLA 002	1953	S	GA	1.900	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°23'42,10''	00°43'53,00'' W	0	Sì	No
3140	IMOLA 003	1953	S	NP	1.833	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°22'50,10''	00°41'48,00'' W	0	Sì	No
3141	IMOLA 004	1953	S	GA	1.859	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°23'53,10''	00°44'16,00'' W	0	Sì	No
3791	MISTECI 001	1953	E	X	128	X	MISTECI	Sconosciuto	CL	T	37°25'34,80''	01°36'07,20'' E	0	No	No
3868	MONTE CANE 001	1953	E	X	79	X	MONTE CANE	Sconosciuto	EN	T	37°24'34,00''	01°39'42,10'' E	0	No	No
4155	NOVI MODENESE 001 BIS	1953	E	NP	1.600	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°53'00,50''	01°34'08,70'' W	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4367	PIADENA 003	1953	E	X	4.336	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°06'22,20''	02°06'15,30'' W	0	No	No
4369	PIADENA 004	1953	E	GA	3.523	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'34,20''	02°08'46,30'' W	0	No	No
4813	PORTO S.GIORGIO 002	1953	E	NP	901	X	Non disponibile	AGIP	AP	T	43°11'16,90''	01°19'59,00'' E	0	No	No
4854	PRESTIANNI 001	1953	E	X	166	X	PRESTIANNI	Sconosciuto	CL	T	37°25'53,00''	01°34'17,00'' E	0	No	No
5007	RAVENNA 003	1953	S	GA	2.567	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'58,00''	00°17'33,00'' W	663	No	No
5008	RAVENNA 004	1953	S	GA	3.054	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'27,80''	00°18'34,00'' W	0	No	No
5009	RAVENNA 005	1953	S	GA	2.102	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°26'33,80''	00°14'13,00'' W	0	No	No
5010	RAVENNA 006	1953	S	NP	2.008	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'46,30''	00°19'10,00'' W	0	No	No
5011	RAVENNA 007	1953	S	GA	2.032	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'19,90''	00°15'09,00'' W	0	No	No
5012	RAVENNA 008	1953	S	GA	2.154	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'58,70''	00°16'07,70'' W	0	No	No
5013	RAVENNA 009	1953	S	GA	2.002	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'26,60''	00°17'12,90'' W	0	No	No
5014	RAVENNA 010	1953	S	GA	2.000	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'24,80''	00°17'52,60'' W	0	No	No
5015	RAVENNA 011	1953	S	GA	2.000	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'05,10''	00°18'33,20'' W	0	No	No
5016	RAVENNA 012	1953	S	NP	1.995	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'47,30''	00°15'29,00'' W	0	No	No
5017	RAVENNA 013	1953	S	GA	2.100	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°28'07,70''	00°16'52,50'' W	0	No	No
5085	RB 001	1953	E	NP	225	R	RIBERA	MEDITERRANEAN OIL	AG	T	37°28'43,00''	00°50'49,00'' E	0	No	No
5525	S.BENIGNO C. 001	1953	E	NP	2.700	C	S. BENIGNO C.	AGIP	TO	T	45°14'21,00''	04°39'01,00'' W	3252	Sì	Sì
5533	S.CATALDO 001 S	1953	ST	MG	204	X	S. CATALDO	MEDITERRANEAN OIL	CL	T	37°32'09,00''	01°32'41,00'' E	0	No	No
5607	S.GIORGIO PIACENTINO 016	1953	S	NP	2.262	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'40,40''	02°44'10,10'' W	0	Sì	No
5634	S.GIUSEPPE 001	1953	E	X	101	X	S. GIUSEPPE	Sconosciuto	EN	T	37°24'47,00''	01°39'56,00'' E	0	No	No
5645	S.MANGO SUL CALORE 001	1953	E	NP	485	X	S. MANGO SUL CALORE	Sconosciuto	AV	T	40°58'10,00''	02°31'42,00'' E	0	No	No
5698	S.PANCRAZIO 001 B	1953	E	NP	1.334	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°49'12,60''	02°12'48,30'' W	0	Sì	No
5930	SALINELLA 005	1953	S	X	370	X	SALINELLA	Sconosciuto	EN	T	37°31'57,00''	01°46'49,00'' E	0	No	No
5931	SALINELLA 006	1953	S	X	538	X	SALINELLA	Sconosciuto	EN	T	37°32'15,00''	01°47'27,00'' E	0	No	No
5932	SALINELLA 007	1953	S	X	410	X	SALINELLA	Sconosciuto	EN	T	37°32'18,00''	01°47'43,00'' E	0	No	No
5933	SALINELLA 008	1953	S	X	224	X	SALINELLA	Sconosciuto	EN	T	37°32'18,00''	01°48'16,00'' E	0	No	No
5934	SALINELLA 009	1953	S	X	229	X	SALINELLA	Sconosciuto	EN	T	37°32'26,00''	01°48'06,00'' E	0	No	No
5935	SALINELLA 010	1953	S	X	252	X	SALINELLA	Sconosciuto	EN	T	37°32'15,00''	01°48'24,00'' E	0	No	No
5955	SANTERNO 001	1953	E	GA	1.901	M	SANTERNO	AGIP	BO	T	44°19'15,85''	00°47'16,60'' W	0	No	No
6016	SELVA 001	1953	E	GA	1.831	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°34'09,60''	00°49'39,00'' W	0	Sì	No
6017	SELVA 002	1953	S	GA	1.801	R	FIUME RENO	AGIP	BO	T	44°35'05,00''	00°51'57,00'' W	0	Sì	No
6062	SERGNANO 001	1953	E	GA	1.590	M	SERGNANO	AGIP	CR	T	45°25'36,10''	02°45'11,60'' W	0	Sì	No
6208	SORAGNA 002	1953	E	NP	2.045	C	SORAGNA	AGIP	PR	T	44°57'29,50''	02°24'13,30'' W	3312	Sì	No
6209	SORAGNA 003	1953	E	NP	2.733	C	SORAGNA	AGIP	PR	T	44°56'39,40''	02°20'48,70'' W	3312	Sì	No
6835	VEROLANUOVA 001	1953	E	NP	2.476	M	CIGNONE	AGIP	BS	T	45°19'17,40''	02°23'36,30'' W	0	No	No
6836	VEROLANUOVA 002	1953	E	NP	2.346	M	CIGNONE	AGIP	BS	T	45°18'38,20''	02°23'16,30'' W	0	No	No
6962	VULCANO 002 BIS	1953	E	NP	237	X	Non disponibile	AGIP	ME	T	38°24'56,00''	02°30'25,00'' E	0	Sì	No
101	ALBARETO 001	1952	E	NP	3.048	C	ALBARETO	AGIP	MO	T	44°40'47,10''	01°30'41,70'' W	3346	Sì	Sì
778	BIFARIA ABBANDONATA 001	1952	E	X	274	X	BIFARIA	Sconosciuto	CL	T	37°26'33,90''	01°31'36,30'' E	0	No	No
779	BIFARIA ABBANDONATA 002	1952	S	X	224	X	BIFARIA	Sconosciuto	CL	T	37°26'30,30''	01°31'41,00'' E	0	No	No
780	BIFARIA ABBANDONATA 003	1952	S	X	94	X	BIFARIA	Sconosciuto	CL	T	37°26'27,00''	01°31'41,40'' E	0	No	No
852	BORDOLANO 002	1952	S	X	2.002	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'23,20''	02°28'16,30'' W	0	No	No
853	BORDOLANO 002 BIS DIR	1952	S	GA	1.829	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'16,20''	02°28'19,30'' W	0	No	No
854	BORDOLANO 003	1952	S	GA	2.495	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'35,20''	02°29'13,30'' W	0	No	No
855	BORDOLANO 004 DIR	1952	S	GA	1.855	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'17,20''	02°28'04,30'' W	0	No	No
857	BORDOLANO 005	1952	S	GA	1.999	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'16,20''	02°27'16,30'' W	0	No	No
858	BORDOLANO 006	1952	S	GA	1.901	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'37,30''	02°29'59,30'' W	0	No	No
1337	CASTELFRANCO EMILIA 001	1952	E	NP	3.001	M	RECOVATO	AGIP	MO	T	44°37'02,60''	01°21'03,00'' W	0	No	No
1415	CAVIAGA 001 DIR	1952	S	GA	1.475	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'02,00''	02°52'01,00'' W	0	No	No
1598	CERVIA 001	1952	E	NP	1.300	C	CERVIA	AGIP	RA	T	44°12'18,90''	00°06'30,00'' W	3364	Sì	No
1711	CIAVOLOTTA 006	1952	ST	X	198	X	CIAVOLOTTA	Sconosciuto	AG	T	37°15'40,20''	01°12'32,50'' E	0	No	No
1712	CIAVOLOTTA 007	1952	ST	X	195	X	CIAVOLOTTA	Sconosciuto	AG	T	37°15'41,80''	01°12'44,00'' E	0	No	No
1713	CIAVOLOTTA 008	1952	ST	X	230	X	CIAVOLOTTA	Sconosciuto	AG	T	37°15'45,70''	01°13'02,40'' E	0	No	No
1896	CONA 001	1952	E	NP	1.050	R	DUCENTOLA	AGIP	FE	T	44°48'25,00''	00°44'46,00'' W	3598	Sì	Sì
1897	CONA 002	1952	E	NP	1.003	R	DUCENTOLA	AGIP	FE	T	44°47'56,00''	00°48'15,00'' W	3597	Sì	No
1935	CONTRADA GESSI 001	1952	ST	X	179	X	CONTRADA	Sconosciuto	EN	T	37°26'07,90''	01°45'58,10'' E	0	Sì	No
1960	CORNEGLIANO 013	1952	S	GA	1.502	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'58,40''	02°59'07,90'' W	0	No	No
1961	CORNEGLIANO 014	1952	S	NP	1.502	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°17'03,90''	03°00'22,10'' W	0	No	No
1990	CORREGGIO 001	1952	E	GA	2.605	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'17,60''	01°42'29,12'' W	0	Sì	No
1991	CORREGGIO 002	1952	S	GA	2.501	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'58,45''	01°43'47,25'' W	0	Sì	No
1992	CORREGGIO 003	1952	S	GA	1.354	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'55,99''	01°42'12,74'' W	0	Sì	No
1993	CORREGGIO 004	1952	S	GA	1.350	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'01,33''	01°42'47,04'' W	0	Sì	No
1994	CORREGGIO 005	1952	S	GA	1.350	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'15,94''	01°42'58,60'' W	0	Sì	No
1995	CORREGGIO 006	1952	S	NP	2.506	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°46'36,30''	01°44'43,70'' W	0	Sì	No
1996	CORREGGIO 007	1952	S	GA	1.322	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'20,22''	01°41'50,70'' W	0	Sì	No
1997	CORREGGIO 008	1952	S	GA	1.352	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°47'21,73''	01°43'36,48'' W	0	Sì	No
1998	CORREGGIO 009	1952	S	GA	1.351	M	CORREGGIO	AGIP	RE	T	44°45'41,03''	01°44'13,69'' W	0	Sì	No
2067	CORTEMAGGIORE 028 APP	1952	S	OL	2.075	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'22,15''	02°26'32,88'' W	0	No	No
2080	CORTEMAGGIORE 041	1952	S	GA	1.635	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'08,50''	02°32'13,20'' W	0	No	No
2081	CORTEMAGGIORE 042	1952	S	GA	1.670	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'48,21''	02°28'53,52'' W	0	No	No
2082	CORTEMAGGIORE 043	1952	S	OL	2.087	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'36,40''	02°27'03,60'' W	0	No	No
2083	CORTEMAGGIORE 044	1952	S	OG	1.623	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'45,66''	02°27'23,23'' W	0	No	No
2084	CORTEMAGGIORE 045	1952	S	OL	2.057	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'20,40''	02°26'20,40'' W	0	No	No
2085	CORTEMAGGIORE 046	1952	S	OL	2.050	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'29,50''	02°26'20,40'' W	0	No	No
2086	CORTEMAGGIORE 047	1952	S	GA	1.638	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'12,36''	02°30'02,38'' W	0	No	No
2087	CORTEMAGGIORE 048	1952	S	OL	2.050	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'32,21''	02°26'30,98'' W	0	No	No
2088	CORTEMAGGIORE 049	1952	S	OL	2.060	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'16,70''	02°26'06,80'' W	0	No	No
2089	CORTEMAGGIORE 050	1952	S	GA	1.623	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'52,93''	02°30'48,09'' W	0	No	No
2090	CORTEMAGGIORE 051	1952	S	OL	2.050	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'25,39''	02°26'07,32'' W	0	No	No
2091	CORTEMAGGIORE 052	1952	S	GA	1.620	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'29,50''	02°30'50,40'' W	0	No	No
2092	CORTEMAGGIORE 053	1952	S	GA	1.620	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'28,50''	02°29'56,08'' W	0	No	No
2093	CORTEMAGGIORE 054	1952	S	OL	2.040	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PR	T	44°58'52,40''	02°25'15,60'' W	0	No	No
2094	CORTEMAGGIORE 055	1952	S	OL	1.753	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'43,40''	02°27'10,80'' W	0	No	No
2095	CORTEMAGGIORE 056	1952	S	OL	2.040	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'13,66''	02°25'54,94'' W	0	No	No
2096	CORTEMAGGIORE 057	1952	S	OL	2.043	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'22,09''	02°25'58,71'' W	0	No	No
2097	CORTEMAGGIORE 058	1952	S	OL	2.050	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'09,50''	02°25'44,92'' W	0	No	No
2098	CORTEMAGGIORE 059	1952	S	OL	2.046	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'13,40''	02°25'33,60'' W	0	No	No
2099	CORTEMAGGIORE 060	1952	S	OL	2.052	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'20,57''	02°25'49,40'' W	0	No	No
2100	CORTEMAGGIORE 061	1952	S	OG	1.650	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'50,46''	02°27'46,17'' W	0	No	No
2101	CORTEMAGGIORE 062	1952	S	NP	2.295	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°58'50,50''	02°26'34,80'' W	0	No	No
2102	CORTEMAGGIORE 063	1952	S	NP	2.045	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'34,40''	02°26'02,40'' W	0	No	No
2103	CORTEMAGGIORE 064	1952	S	OL	2.046	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'09,40''	02°26'02,40'' W	0	No	No
3105	GUALDO 001	1952	E	NP	950	R	DUCENTOLA	AGIP	FE	T	44°46'34,10''	00°43'22,90'' W	3604	Sì	No
3424	MAFFEI 001	1952	E	GA	82	R	ALBINEA	AGIP	RE	T	44°37'08,90''	01°51'27,00'' W	0	Sì	No
4071	MORROVALLE 001	1952	E	NP	2.494	X	Non disponibile	AGIP	AP	T	43°15'56,00''	01°09'23,00'' E	0	No	No
4158	NOVI MODENESE 004	1952	E	NP	937	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°53'17,30''	01°30'43,70'' W	0	No	No
4159	NOVI MODENESE 004 B	1952	E	NP	1.530	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°53'17,50''	01°30'44,90'' W	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4216	OTTOBIANO 001	1952	E	NP	4.130	C	OTTOBIANO	AGIP	PV	T	45°08'33,00''	03°37'10,00'' W	3250	Sì	Sì
4365	PIADENA 001	1952	E	X	2.952	M	VESCOVATO	AGIP	CR	T	45°08'04,30''	02°15'58,30'' W	0	No	No
4366	PIADENA 002	1952	E	X	3.281	M	PIADENA	AGIP	CR	T	45°07'35,20''	02°08'41,30'' W	0	No	No
4605	PONTENURE 003	1952	S	GA	1.749	M	TORRENTE RIGLIO	AGIP	PC	T	45°00'32,50''	02°39'02,90'' W	0	Sì	No
4812	PORTO S.GIORGIO 001	1952	E	NP	919	X	Non disponibile	AGIP	AP	T	43°11'07,90''	01°19'42,00'' E	0	No	No
4994	RAPAGNANO 001	1952	E	GA	2.501	M	RAPAGNANO	AGIP	AP	T	43°08'26,00''	01°09'38,00'' E	0	Sì	No
4995	RAPAGNANO 002	1952	S	NP	1.931	M	RAPAGNANO	AGIP	AP	T	43°07'23,80''	01°09'51,00'' E	0	Sì	No
5004	RAVENNA 001	1952	E	GA	2.103	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°27'36,00''	00°16'15,00'' W	0	No	No
5005	RAVENNA 002	1952	S	NP	2.500	M	RAVENNA TERRA	AGIP	RA	T	44°26'54,00''	00°14'40,00'' W	0	No	No
5215	RIPALTA 024	1952	S	GA	1.642	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'31,98''	02°45'34,08'' W	0	Sì	No
5216	RIPALTA 025	1952	S	GA	1.683	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°19'04,40''	02°46'25,90'' W	0	Sì	No
5217	RIPALTA 026	1952	S	GA	1.653	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'56,30''	02°42'54,90'' W	0	Sì	No
5218	RIPALTA 027	1952	S	GA	2.522	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'50,03''	02°44'33,47'' W	0	Sì	No
5219	RIPALTA 028	1952	S	GA	1.802	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°19'04,40''	02°47'14,90'' W	0	Sì	No
5220	RIPALTA 029	1952	E	NP	1.852	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°19'43,40''	02°46'11,90'' W	0	Sì	No
5355	ROMAGNOLI DI CERTALDO	1952	E	GA	200	X	ROMAGNOLI DI CERTALDO	Sconosciuto	FI	T	43°32'42,00''	01°24'23,00'' W	0	No	No
5990	SCANDALE 001	1952	ST	X	2.651	X	Non disponibile	AGIP	CZ	T	39°07'40,90''	04°30'55,00'' E	0	No	No
6207	SORAGNA 001	1952	E	NP	1.600	C	SORAGNA	AGIP	PR	T	44°56'17,40''	02°22'14,70'' W	3312	Sì	No
6675	TURRO 002	1952	E	NP	1.134	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°59'52,50''	02°46'04,00'' W	0	Sì	No
6676	TURRO 003	1952	E	NP	2.000	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	45°00'18,50''	02°45'45,90'' W	0	Sì	No
6961	VULCANO 002	1952	E	NP	147	X	Non disponibile	AGIP	ME	T	38°24'33,00''	02°29'56,00'' E	0	Sì	No
708	BATTISTONA 001	1951	E	GA	805	C	BATTISTONA	AGIP	RO	T	45°06'53,00''	00°38'57,00'' W	0	No	No
851	BORDOLANO 001	1951	E	GA	2.001	M	CIGNONE	AGIP	CR	T	45°17'28,30''	02°28'44,30'' W	0	No	No
1040	CA' VENIER 015	1951	S	NP	1.009	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	44°58'52,00''	00°04'52,00'' W	0	Sì	No
1439	CAVIAGA 024	1951	S	GA	1.493	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'04,40''	02°48'38,40'' W	0	No	No
1440	CAVIAGA 025	1951	S	GA	1.490	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'42,20''	02°49'19,40'' W	0	No	No
1441	CAVIAGA 026	1951	S	GA	1.495	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°14'55,30''	02°49'04,40'' W	0	No	No
1442	CAVIAGA 027	1951	S	GA	1.492	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'50,40''	02°48'54,90'' W	0	No	No
1443	CAVIAGA 028	1951	S	GA	1.492	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'16,50''	02°48'24,40'' W	0	No	No
1444	CAVIAGA 029	1951	S	GA	1.500	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'41,40''	02°48'36,50'' W	0	No	No
1445	CAVIAGA 030	1951	S	NP	1.511	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'35,50''	02°48'06,40'' W	0	No	No
1446	CAVIAGA 031	1951	S	GA	1.490	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'52,30''	02°49'33,90'' W	0	No	No
1447	CAVIAGA 032	1951	S	NP	1.546	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'02,50''	02°48'18,40'' W	0	No	No
1706	CIAVOLOTTA 001	1951	ST	X	153	X	CIAVOLOTTA	Sconosciuto	AG	T	37°15'47,60''	01°12'30,00'' E	0	No	No
1707	CIAVOLOTTA 002	1951	ST	X	172	X	CIAVOLOTTA	Sconosciuto	AG	T	37°15'45,30''	01°12'29,00'' E	0	No	No
1708	CIAVOLOTTA 003	1951	ST	X	195	X	CIAVOLOTTA	Sconosciuto	AG	T	37°15'47,40''	01°12'27,20'' E	0	No	No
1709	CIAVOLOTTA 004	1951	ST	X	131	X	CIAVOLOTTA	Sconosciuto	AG	T	37°15'53,00''	01°12'28,10'' E	0	No	No
1710	CIAVOLOTTA 005	1951	ST	X	266	X	CIAVOLOTTA	Sconosciuto	AG	T	37°15'47,90''	01°12'24,50'' E	0	No	No
1949	CORNEGLIANO 002	1951	S	GA	1.501	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°17'13,30''	02°59'29,90'' W	0	No	No
1950	CORNEGLIANO 003	1951	S	NP	2.004	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'57,30''	02°57'43,90'' W	0	No	No
1951	CORNEGLIANO 004	1951	S	GA	1.501	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'55,30''	02°58'38,90'' W	0	No	No
1952	CORNEGLIANO 005	1951	S	GA	1.500	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°17'20,50''	02°58'30,90'' W	0	No	No
1953	CORNEGLIANO 006	1951	S	GA	1.502	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°17'18,40''	03°00'03,00'' W	0	No	No
1954	CORNEGLIANO 007	1951	S	GA	1.503	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°17'28,40''	02°59'08,90'' W	0	No	No
1955	CORNEGLIANO 008	1951	S	GA	1.570	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°17'24,40''	03°00'31,50'' W	0	No	No
1956	CORNEGLIANO 009	1951	S	GA	1.490	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°17'06,80''	02°58'09,40'' W	0	No	No
1957	CORNEGLIANO 010	1951	S	GA	1.496	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°17'01,50''	02°59'52,90'' W	0	No	No
1958	CORNEGLIANO 011	1951	S	GA	1.504	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°17'26,30''	02°57'59,90'' W	0	No	No
1959	CORNEGLIANO 012	1951	S	GA	1.492	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°17'34,50''	02°58'36,90'' W	0	No	No
2042	CORTEMAGGIORE 006 DIR	1951	S	GA	3.686	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'23,50''	02°31'44,40'' W	0	No	No
2059	CORTEMAGGIORE 021 BIS	1951	S	GA	1.642	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'10,43''	02°27'07,89'' W	0	No	No
2061	CORTEMAGGIORE 023	1951	S	GA	1.620	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'19,40''	02°29'24,00'' W	0	No	No
2062	CORTEMAGGIORE 024	1951	S	GA	1.600	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'47,50''	02°32'16,80'' W	0	No	No
2063	CORTEMAGGIORE 025	1951	S	GA	1.603	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'02,70''	02°31'51,60'' W	0	No	No
2064	CORTEMAGGIORE 026	1951	S	GA	1.650	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'11,40''	02°29'34,80'' W	0	No	No
2065	CORTEMAGGIORE 027	1951	S	GA	1.640	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'02,50''	02°31'26,40'' W	3473	Sì	No
2066	CORTEMAGGIORE 028	1951	S	OL	1.730	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'22,15''	02°26'32,88'' W	0	No	No
2068	CORTEMAGGIORE 029	1951	S	OL	4.083	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'35,98''	02°26'50,94'' W	0	No	No
2069	CORTEMAGGIORE 030	1951	S	NP	2.500	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'01,40''	02°29'42,00'' W	0	No	No
2070	CORTEMAGGIORE 031	1951	S	NP	2.370	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'04,50''	02°32'42,00'' W	0	No	No
2071	CORTEMAGGIORE 032	1951	S	OG	2.005	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'06,26''	02°26'43,00'' W	0	No	No
2072	CORTEMAGGIORE 033	1951	S	OG	2.007	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'01,90''	02°26'20,40'' W	0	No	No
2073	CORTEMAGGIORE 034	1951	S	NP	2.000	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'10,40''	02°30'50,40'' W	0	No	No
2074	CORTEMAGGIORE 035	1951	S	OG	2.005	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'47,71''	02°27'34,68'' W	0	No	No
2075	CORTEMAGGIORE 036	1951	S	OL	1.996	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'29,25''	02°26'41,47'' W	0	No	No
2076	CORTEMAGGIORE 037	1951	S	GA	1.995	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'26,74''	02°26'53,59'' W	0	No	No
2077	CORTEMAGGIORE 038	1951	S	OL	2.104	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'37,08''	02°26'40,18'' W	0	No	No
2078	CORTEMAGGIORE 039	1951	S	GA	2.504	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'41,40''	02°30'18,00'' W	0	No	No
2079	CORTEMAGGIORE 040	1951	S	GA	2.000	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'58,96''	02°28'31,07'' W	0	No	No
2211	CREMONA NORD 001	1951	E	NP	3.055	C	CREMONA	AGIP	CR	T	45°11'10,20''	02°28'53,30'' W	3298	Sì	Sì
4604	PONTENURE 002	1951	E	GA	2.399	M	TORRENTE RIGLIO	AGIP	PC	T	45°00'34,40''	02°39'26,90'' W	0	Sì	No
5197	RIPALTA 006	1951	S	GA	1.616	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°19'00,67''	02°45'39,47'' W	0	Sì	No
5199	RIPALTA 008	1951	S	GA	1.627	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°19'04,41''	02°44'42,41'' W	0	Sì	No
5200	RIPALTA 009	1951	S	GA	1.630	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'46,30''	02°43'40,90'' W	0	Sì	No
5201	RIPALTA 010	1951	S	GA	1.620	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'42,48''	02°44'20,50'' W	0	Sì	No
5202	RIPALTA 011	1951	S	GA	1.623	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'26,86''	02°45'07,66'' W	0	Sì	No
5203	RIPALTA 012	1951	S	GA	1.651	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°19'16,40''	02°45'00,90'' W	0	Sì	No
5204	RIPALTA 013	1951	S	GA	1.643	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'46,30''	02°46'24,90'' W	0	Sì	No
5205	RIPALTA 014	1951	S	GA	1.630	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'31,30''	02°43'53,40'' W	0	Sì	No
5206	RIPALTA 015	1951	S	GA	1.643	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°19'04,90''	02°44'10,90'' W	0	Sì	No
5207	RIPALTA 016	1951	S	NP	1.776	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'10,80''	02°44'58,40'' W	0	Sì	No
5208	RIPALTA 017	1951	S	GA	1.658	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°19'11,40''	02°45'22,90'' W	0	Sì	No
5209	RIPALTA 018	1951	S	GA	1.675	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'43,30''	02°43'13,90'' W	0	Sì	No
5210	RIPALTA 019	1951	S	NP	1.995	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'31,30''	02°43'27,90'' W	0	Sì	No
5211	RIPALTA 020	1951	S	GA	1.702	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°19'14,40''	02°45'52,90'' W	0	Sì	No
5212	RIPALTA 021	1951	S	GA	1.653	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°19'02,40''	02°43'43,90'' W	0	Sì	No
5213	RIPALTA 022	1951	S	GA	1.650	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°19'00,40''	02°43'21,90'' W	0	Sì	No
5214	RIPALTA 023	1951	S	GA	1.677	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'22,79''	02°44'35,13'' W	0	Sì	No
6211	SORESINA 001	1951	E	NP	2.203	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°16'32,80''	02°39'46,40'' W	0	No	No
6212	SORESINA 002	1951	E	NP	2.104	M	SORESINA	AGIP	CR	T	45°16'26,50''	02°38'20,90'' W	0	No	No
6674	TURRO 001 A	1951	E	NP	1.373	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°59'37,50''	02°46'01,10'' W	0	Sì	No
6959	VULCANO 001	1951	E	NP	234	X	Non disponibile	AGIP	ME	T	38°24'53,00''	02°30'22,00'' E	0	Sì	No
1432	CAVIAGA 017	1950	S	GA	1.502	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'24,90''	02°49'26,90'' W	0	No	No
1433	CAVIAGA 018	1950	S	X	256	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'15,00''	02°50'35,20'' W	0	No	No
1434	CAVIAGA 019	1950	S	GA	1.491	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'11,00''	02°49'01,20'' W	0	No	No
1435	CAVIAGA 020	1950	S	GA	1.490	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'40,60''	02°49'45,40'' W	0	No	No
1436	CAVIAGA 021	1950	S	GA	1.494	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'35,40''	02°48'58,90'' W	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
1437	CAVIAGA 022	1950	S	GA	1.494	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'03,60''	02°49'27,90'' W	0	No	No
1438	CAVIAGA 023	1950	S	GA	1.487	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'21,90''	02°48'47,90'' W	0	No	No
1562	CEREGNANO 018	1950	S	GA	442	X	CEREGNANO	AGIP	RO	T	45°02'10,00''	00°34'45,00'' W	0	No	No
1825	COATTI 001	1950	E	GA	1.250	R	TRECENTA	AGIP	RO	T	44°58'46,00''	01°04'19,00'' W	0	No	No
1948	CORNEGLIANO 001	1950	E	GA	1.501	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°17'13,30''	02°58'50,90'' W	0	No	No
2039	CORTEMAGGIORE 004	1950	S	GA	1.822	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'32,50''	02°33'14,40'' W	0	No	No
2040	CORTEMAGGIORE 005	1950	S	GA	2.008	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°58'59,60''	02°27'57,60'' W	0	No	No
2041	CORTEMAGGIORE 006	1950	S	GA	3.410	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'22,38''	02°31'43,50'' W	0	No	No
2043	CORTEMAGGIORE 007	1950	S	GA	1.706	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'37,01''	02°27'23,66'' W	0	No	No
2044	CORTEMAGGIORE 008	1950	S	GA	1.643	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'20,89''	02°30'23,19'' W	0	No	No
2045	CORTEMAGGIORE 009	1950	S	NP	1.645	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'54,50''	02°33'03,60'' W	0	No	No
2046	CORTEMAGGIORE 010	1950	S	NP	1.650	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'04,30''	02°28'08,40'' W	0	No	No
2047	CORTEMAGGIORE 011	1950	S	GA	1.623	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°58'58,60''	02°30'25,20'' W	0	No	No
2048	CORTEMAGGIORE 012	1950	S	GA	1.652	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'03,04''	02°29'09,19'' W	0	No	No
2049	CORTEMAGGIORE 013	1950	S	GA	1.623	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'39,50''	02°32'42,00'' W	0	No	No
2050	CORTEMAGGIORE 014	1950	S	GA	1.652	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'15,50''	02°27'28,80'' W	0	No	No
2051	CORTEMAGGIORE 015	1950	S	GA	1.624	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'11,50''	02°30'50,40'' W	0	No	No
2052	CORTEMAGGIORE 016	1950	S	GA	1.650	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'13,50''	02°28'33,60'' W	0	No	No
2053	CORTEMAGGIORE 017	1950	S	GA	1.628	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'28,50''	02°32'16,80'' W	0	No	No
2054	CORTEMAGGIORE 018	1950	S	X	1.628	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	45°00'03,37''	02°30'17,58'' W	0	No	No
2056	CORTEMAGGIORE 019	1950	S	GA	1.620	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'30,60''	02°28'58,80'' W	0	No	No
2057	CORTEMAGGIORE 020	1950	S	GA	1.623	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'46,50''	02°31'40,80'' W	0	No	No
2058	CORTEMAGGIORE 021	1950	S	X	1.620	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'12,37''	02°27'01,91'' W	0	No	No
2060	CORTEMAGGIORE 022	1950	S	GA	1.620	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'17,50''	02°32'52,80'' W	0	No	No
3286	LESINA S,GIUSEPPE 001	1950	E	MG	679	R	MENDOLO	MINERARIA SICILIA ORIENTALE	CT	T	37°32'09,00''	02°40'11,00'' E	0	No	No
3287	LESINA S.FRANCESCO 001	1950	E	MG	594	R	MENDOLO	MINERARIA SICILIA ORIENTALE	CT	T	37°32'09,00''	02°40'05,00'' E	0	No	No
3512	MARINELLE 001	1950	E	NP	709	C	MARINELLE	AGIP	VE	T	45°40'48,50''	00°34'46,00'' E	3280	Sì	No
4170	OGNINA 002	1950	E	X	500	X	OGNINA	Sconosciuto	CT	T	37°32'09,00''	02°40'05,00'' E	0	No	No
4603	PONTENURE 001	1950	E	NP	1.797	C	PONTENURE	AGIP	PC	T	45°00'56,50''	02°40'40,90'' W	3307	Sì	Sì
5193	RIPALTA 002	1950	S	GA	1.602	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'45,40''	02°45'53,90'' W	0	Sì	No
5194	RIPALTA 003	1950	S	X	1.952	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°19'01,00''	02°46'55,90'' W	0	Sì	No
5195	RIPALTA 004	1950	S	GA	1.600	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'59,09''	02°45'07,23'' W	0	Sì	No
5196	RIPALTA 005	1950	S	GA	1.566	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'42,69''	02°45'13,11'' W	0	Sì	No
5198	RIPALTA 007	1950	S	GA	1.655	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°18'41,23''	02°44'43,63'' W	0	Sì	No
164	AMBROGIO 022	1949	S	GA	245	R	AMBROGIO	CENTRALE LAZZI	FE	T		E	0	No	No
165	AMBROGIO 023	1949	S	GA	549	R	AMBROGIO	CENTRALE LAZZI	FE	T		E	0	No	No
166	AMBROGIO 024	1949	S	GA	654	R	AMBROGIO	CENTRALE LAZZI	FE	T		E	0	No	No
167	AMBROGIO 025	1949	S	GA	237	R	AMBROGIO	CENTRALE LAZZI	FE	T		E	0	No	No
847	BONIFICA UMANA 013	1949	S	NP	550	X	Non disponibile	Sconosciuto	FE	T		E	0	No	No
1027	CA' LATTIS 001	1949	E	X	503	R	CASSELLA	AGIP	RO	T	44°51'48,00''	00°05'31,00'' W	0	Sì	No
1028	CA' LATTIS 002	1949	S	X	503	R	CASSELLA	AGIP	RO	T	44°51'46,00''	00°05'29,00'' W	0	Sì	No
1029	CA' LATTIS 003	1949	S	X	504	R	CASSELLA	AGIP	RO	T	44°51'50,00''	00°05'33,00'' W	0	Sì	No
1030	CA' LATTIS 004	1949	S	X	505	R	CASSELLA	AGIP	RO	T	44°51'56,00''	00°05'40,00'' W	0	Sì	No
1428	CAVIAGA 013	1949	S	X	1.452	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'06,00''	02°52'14,90'' W	0	No	No
1429	CAVIAGA 014	1949	S	X	1.451	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'42,10''	02°51'44,20'' W	0	No	No
1430	CAVIAGA 015	1949	S	GA	1.450	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'33,40''	02°51'11,90'' W	0	No	No
1431	CAVIAGA 016	1949	S	GA	1.511	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'21,50''	02°49'55,90'' W	0	No	No
1676	CHIAVICHINO 020	1949	S	GA	537	R	GRADIZZA	AGIP	FE	T	44°56'52,90''	00°40'37,00'' W	0	Sì	No
2036	CORTEMAGGIORE 001	1949	E	OG	1.904	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'42,16''	02°27'50,40'' W	3259	No	No
2037	CORTEMAGGIORE 002	1949	S	GA	1.641	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'43,13''	02°28'21,63'' W	3259	No	No
2038	CORTEMAGGIORE 003	1949	S	GA	1.737	M	CORTEMAGGIORE	AGIP	PC	T	44°59'22,20''	02°28'04,80'' W	3259	No	No
2347	DIAMANTINA 008	1949	S	NP	618	C	DIAMANTINA	AGIP	FE	T	44°53'03,00''	00°57'21,00'' W	0	No	No
2958	GHIARONE 002	1949	S	GA	507	M	TRESIGALLO	AGIP	FE	T	44°47'07,00''	00°30'15,00'' W	0	No	No
3426	MAGLI 021	1949	E	NP	951	X	MAGLI	Sconosciuto	MC	T	43°02'45,00''	00°55'53,00'' E	0	No	No
3496	MARCOZZI 005	1949	S	GA	497	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	45°03'39,00''	00°14'09,00'' W	0	Sì	No
3830	MONTALBANO 006	1949	S	GA	328	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°43'22,10''	00°52'39,40'' W	0	Sì	No
3831	MONTALBANO 007	1949	S	NP	364	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°43'44,60''	00°52'15,90'' W	0	Sì	No
3832	MONTALBANO 008	1949	S	NP	456	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°43'55,60''	00°52'56,40'' W	0	Sì	No
3833	MONTALBANO 009	1949	S	GA	328	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°43'04,60''	00°52'19,90'' W	0	Sì	No
4419	PILA 013	1949	S	GA	526	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	44°58'23,00''	00°02'11,00'' W	0	Sì	No
4420	PILA 014	1949	S	GA	600	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	44°58'38,00''	00°01'40,00'' W	0	Sì	No
4539	POGGIO RENATICO 001	1949	E	X	656	C	POGGIO RENATICO	AGIP	FE	T	44°45'48,00''	00°59'01,00'' W	0	No	No
5192	RIPALTA 001	1949	E	GA	1.636	R	RIPALTA	AGIP	CR	T	45°19'00,20''	02°46'03,90'' W	0	Sì	No
5295	RIPI 040	1949	S	OL	280	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'52,00''	00°59'20,00'' E	0	No	No
5605	S.GIORGIO PIACENTINO 014	1949	S	NP	1.402	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'34,50''	02°43'22,60'' W	0	Sì	No
5606	S.GIORGIO PIACENTINO 015	1949	S	GA	1.450	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'38,50''	02°44'07,10'' W	0	Sì	No
6276	SPINAZZINO 004	1949	E	NP	1.141	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°43'40,10''	00°50'09,90'' W	0	Sì	No
1038	CA' TRON 002	1948	S	X	516	C	CA' TRON	AGIP	RO	T	45°04'58,00''	00°29'43,00'' W	0	No	No
1421	CAVIAGA 006	1948	S	GA	2.514	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'53,90''	02°52'23,50'' W	0	No	No
1423	CAVIAGA 008	1948	S	GA	1.465	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'08,10''	02°52'55,30'' W	0	No	No
1424	CAVIAGA 009	1948	S	GA	1.522	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'47,30''	02°52'47,00'' W	0	No	No
1425	CAVIAGA 010	1948	S	NP	1.575	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'17,80''	02°53'55,10'' W	0	No	No
1426	CAVIAGA 011	1948	S	GA	1.465	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'53,40''	02°51'55,90'' W	0	No	No
1427	CAVIAGA 012	1948	S	GA	1.525	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'23,30''	02°53'30,90'' W	0	No	No
1880	COLOMBARE 003	1948	S	NP	365	C	COLOMBARE	AGIP	PD	T	45°04'45,00''	00°39'49,00'' W	0	No	No
1881	COLOMBARE 004	1948	S	GA	370	C	COLOMBARE	AGIP	PD	T	45°04'53,00''	00°39'45,00'' W	0	No	No
1929	CONSANDOLO C 151	1948	E	GA	1.003	C	CONSANDOLO	AGIP	FE	T	44°38'53,00''	00°38'34,00'' W	3366	Sì	No
1988	CORPO RENO 027	1948	S	GA	117	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'22,00''	01°09'05,00'' W	3367	Sì	No
2787	GAIBANA 001	1948	S	GA	708	R	DUCENTOLA	AGIP	FE	T	44°45'41,00''	00°47'48,00'' W	3633	Sì	No
2788	GAIBANA 002	1948	S	GA	552	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°44'34,90''	00°46'44,00'' W	0	Sì	No
2789	GAIBANA 003	1948	S	X	342	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°44'41,50''	00°47'01,00'' W	0	Sì	No
2790	GAIBANA 004	1948	S	GA	412	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°44'47,50''	00°46'17,00'' W	0	Sì	No
3452	MALCONTENTA 014	1948	S	GA	534	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	44°59'30,00''	00°13'00,00'' W	0	Sì	No
3829	MONTALBANO 005	1948	S	NP	1.332	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°44'19,00''	00°51'46,00'' W	0	Sì	No
4314	PENAVARA 001	1948	E	NP	589	C	PENAVARA	AGIP	FE	T	44°45'58,10''	00°52'26,90'' W	0	No	No
5293	RIPI 038	1948	E	NP	477	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°36'26,00''	00°57'05,00'' E	0	No	No
5429	ROSSATI 006	1948	S	X	506	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	45°02'21,00''	00°23'25,00'' W	0	Sì	No
5604	S.GIORGIO PIACENTINO 013	1948	S	GA	1.417	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'30,40''	02°42'12,10'' W	0	Sì	No
5908	SAGUEDO 006	1948	E	GA	690	X	SAGUEDO	AGIP	RO	T	45°05'38,00''	00°50'30,00'' W	0	No	No
6275	SPINAZZINO 003	1948	E	NP	897	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°43'41,10''	00°49'33,90'' W	0	Sì	No
1034	CA' PASTA 005	1947	S	GA	507	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	44°58'44,00''	00°08'25,00'' W	0	Sì	No
1039	CA' VENDRAMIN 005	1947	S	X	414	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	44°56'58,00''	00°09'17,00'' W	0	Sì	No
1211	CAPOBOSCO 009	1947	S	MG	497	C	CAPOBOSCO	AGIP	RO	T	45°00'08,50''	00°43'16,00'' W	0	No	No
1218	CAPPELLONA 025	1947	E	NP	430	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	44°56'15,00''	00°09'45,00'' W	0	Sì	No
1413	CAVARZERE 001	1947	E	MG	668	X	Non disponibile	DISTILLERIE CAVARZERE	VE	T		E	0	No	No
1418	CAVIAGA 003	1947	E	NP	1.898	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°15'42,50''	02°53'07,60'' W	0	No	No
1419	CAVIAGA 004	1947	E	NP	1.944	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'30,90''	02°52'45,40'' W	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
1420	CAVIAGA 005	1947	S	GA	1.460	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'10,60''	02°53'17,50'' W	0	No	No
1422	CAVIAGA 007	1947	S	GA	1.430	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'03,40''	02°52'40,60'' W	0	No	No
1561	CEREGNANO 001	1947	E	GA	446	X	CEREGNANO	AGIP	RO	T	45°02'11,00''	00°41'16,00'' W	0	No	No
1674	CHIAVICHINO 015	1947	S	GA	444	R	GRADIZZA	AGIP	FE	T	44°57'04,00''	00°39'45,00'' W	0	Si	No
1675	CHIAVICHINO 016	1947	S	GA	474	R	GRADIZZA	AGIP	FE	T	44°56'55,90''	00°39'48,00'' W	0	Si	No
1781	CIVE' 001	1947	E	NP	1.212	X	Non disponibile	AGIP	VE	T	45°11'28,50''	00°15'18,50'' W	0	No	No
1985	CORPO RENO 016	1947	S	NP	115	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'31,50''	01°09'01,00'' W	3367	Si	No
1986	CORPO RENO 017	1947	S	NP	167	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'40,00''	01°08'57,00'' W	3367	Si	No
2242	CROCERONE 017	1947	S	GA	450	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	44°57'32,00''	00°18'09,00'' W	0	No	No
3041	GRADO 007	1947	S	X	218	X	GRADO	AGIP	GO	T	45°40'53,00''	00°56'02,00'' E	0	No	No
3042	GRADO 008	1947	S	X	222	X	GRADO	AGIP	GO	T	45°40'53,50''	00°55'47,00'' E	0	No	No
3827	MONTALBANO 003	1947	S	NP	597	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°43'05,10''	00°53'19,90'' W	0	Si	No
3828	MONTALBANO 004	1947	S	GA	325	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°43'15,10''	00°52'05,40'' W	0	Si	No
5294	RIPI 039	1947	S	OL	194	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'52,00''	00°59'25,00'' E	0	No	No
5329	RIVISONDOLI 001	1947	E	NP	240	R	RIVISONDOLI	SOMICEM	AQ	T	41°52'15,00''	01°37'38,00'' E	2222	Si	No
5602	S.GIORGIO PIACENTINO 011	1947	S	GA	924	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'38,20''	02°43'39,80'' W	0	Si	No
5603	S.GIORGIO PIACENTINO 012	1947	S	GA	1.100	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'38,90''	02°43'13,10'' W	0	Si	No
6274	SPINAZZINO 002	1947	E	NP	325	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°43'04,60''	00°51'17,40'' W	0	Si	No
6696	VAL PAROLA 008	1947	S	OG	257	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°46'27,70''	02°24'42,80'' W	0	Si	No
6697	VAL PAROLA 009	1947	S	OG	253	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°46'29,50''	02°24'52,60'' W	0	Si	No
484	BANDO 005	1946	S	GA	303	C	BANDO	SPI	FE	T	44°39'24,80''	00°34'55,00'' W	3348	Si	No
1115	CANALNUOVO 002	1946	E	GA	319	R	GRADIZZA	AGIP	RO	T	44°59'15,00''	00°30'21,00'' W	0	No	No
1196	CAO MARINA 023	1946	S	GA	232	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	No	No
1416	CAVIAGA 002	1946	S	GA	1.986	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'00,60''	02°52'57,70'' W	0	No	No
1983	CORPO RENO 014	1946	S	GA	261	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'41,00''	01°08'48,00'' W	3367	Si	No
2360	DOGARO 001	1946	E	NP	960	R	DOGARO	AGIP	MO	T	44°48'30,00''	01°14'22,00'' W	0	No	No
3437	MALALBERGO 001	1946	E	GA	330	R	FIUME RENO	Sconosciuto	BO	T	44°42'21,10''	00°52'19,40'' W	0	Si	No
3826	MONTALBANO 002	1946	S	GA	330	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°42'54,10''	00°52'38,90'' W	0	Si	No
5599	S.GIORGIO PIACENTINO 008	1946	S	GA	1.073	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'39,50''	02°43'21,10'' W	0	Si	No
5600	S.GIORGIO PIACENTINO 009	1946	S	GA	930	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'39,50''	02°43'01,70'' W	0	Si	No
5601	S.GIORGIO PIACENTINO 010	1946	S	GA	934	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'38,50''	02°43'31,10'' W	0	Si	No
6312	TABIANO 032	1946	S	OG	122	X	TABIANO	AGIP	PR	T		E	0	No	No
746	BELLENA 019	1945	S	NP	1.062	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'56,60''	02°15'47,40'' W	0	Si	No
748	BELLENA 020	1945	S	NP	919	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°52'01,80''	02°15'48,80'' W	0	Si	No
1195	CAO MARINA 020	1945	S	GA	183	R	FIUME PO	S.A.METANO	RO	T	45°03'53,00''	00°13'28,00'' W	0	No	No
4528	PODENZANO 046	1945	S	GA	810	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'41,20''	02°45'23,00'' W	0	Si	No
4529	PODENZANO 048	1945	S	GA	862	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'52,50''	02°46'00,50'' W	0	Si	No
5162	RIO FERDANE 035	1945	E	NP	265	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°48'12,40''	02°27'41,40'' W	0	Si	No
5472	ROVACCHIA 030	1945	S	NP	262	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'19,40''	02°25'57,80'' W	0	Si	No
483	BANDO 004	1944	S	NP	352	C	BANDO	SPI	FE	T	44°38'57,30''	00°33'13,00'' W	3348	Si	No
745	BELLENA 018	1944	S	NP	1.004	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'52,40''	02°15'08,40'' W	0	Si	No
1414	CAVIAGA 001	1944	E	GA	1.404	M	CAVIAGA	AGIP	MI	T	45°16'16,70''	02°52'53,50'' W	0	No	No
1980	CORPO RENO 011	1944	S	NP	131	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'29,00''	01°08'49,00'' W	3367	Si	No
1981	CORPO RENO 012	1944	S	GA	121	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'32,00''	01°08'48,00'' W	3367	Si	No
1982	CORPO RENO 013	1944	S	GA	351	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'22,00''	01°08'58,00'' W	3367	Si	No
1984	CORPO RENO 015	1944	S	GA	126	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'41,50''	01°08'46,00'' W	3367	Si	No
2241	CROCERONE 001	1944	E	GA	228	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	44°57'22,00''	00°20'00,00'' W	0	Si	No
3497	MARDIMAGO 002	1944	S	GA	647	X	MARDIMAGO	AGIP	RO	T	45°05'28,00''	00°37'45,00'' W	0	No	No
4525	PODENZANO 043	1944	S	NP	602	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'54,00''	02°45'24,60'' W	0	Si	No
4526	PODENZANO 044	1944	S	GA	821	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'47,00''	02°45'54,60'' W	0	Si	No
4527	PODENZANO 045	1944	S	GA	872	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'49,70''	02°45'45,10'' W	0	Si	No
5595	S.GIORGIO PIACENTINO 004	1944	S	GA	1.151	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'35,00''	02°43'09,60'' W	0	Si	No
5597	S.GIORGIO PIACENTINO 006	1944	S	GA	1.201	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'49,50''	02°43'23,60'' W	0	Si	No
5598	S.GIORGIO PIACENTINO 007	1944	S	GA	899	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'44,50''	02°42'55,10'' W	0	Si	No
6273	SPINAZZINO 001	1944	E	GA	465	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°42'27,60''	00°51'13,90'' W	0	Si	No
6338	TENNACOLA 005	1944	E	NP	225	X	TENNACOLA	Sconosciuto	MC	T	43°02'26,00''	00°56'10,00'' E	0	No	No
6339	TENNACOLA 006	1944	E	NP	205	X	TENNACOLA	Sconosciuto	MC	T	43°02'22,00''	00°56'05,00'' E	0	No	No
6695	VAL PAROLA 007	1944	S	NP	302	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°46'22,40''	02°24'55,90'' W	0	Si	No
479	BANDO 001	1943	E	NP	208	C	BANDO	SPI	FE	T	44°39'10,30''	00°34'36,00'' W	3348	Si	No
480	BANDO 001 A	1943	E	GA	359	C	BANDO	SPI	FE	T	44°39'08,80''	00°34'38,50'' W	3348	Si	No
481	BANDO 002	1943	S	GA	322	C	BANDO	SPI	FE	T	44°39'23,80''	00°36'07,00'' W	3348	Si	No
482	BANDO 003	1943	S	GA	326	C	BANDO	SPI	FE	T	44°38'48,30''	00°35'19,00'' W	3348	Si	No
744	BELLENA 017	1943	S	NP	982	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'48,40''	02°15'16,40'' W	0	Si	No
1026	CA' GIUSTINIAN 007	1943	S	GA	291	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	45°01'26,00''	00°11'19,00'' W	0	Si	No
1110	CAMURANA 001	1943	E	NP	1.113	R	CAMURANA	AGIP	MO	T	44°51'26,00''	01°21'58,00'' W	3355	Si	Si
1113	CANALETTE 005	1943	S	X	241	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	44°58'40,00''	00°12'12,00'' W	0	Si	No
1114	CANALNUOVO 001	1943	E	NP	225	X	Non disponibile	Sconosciuto	RO	T		E	0	No	No
1188	CAO MARINA 008	1943	S	GA	185	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	No	No
1189	CAO MARINA 009	1943	S	GA	297	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	No	No
1190	CAO MARINA 010	1943	S	GA	187	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	No	No
1191	CAO MARINA 011	1943	S	GA	297	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	No	No
1192	CAO MARINA 012	1943	S	MG	187	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	No	No
1193	CAO MARINA 013	1943	S	GA	297	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	No	No
1194	CAO MARINA 014	1943	S	GA	187	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	No	No
1240	CARPI 001	1943	E	NP	784	C	CARPI	AGIP	MO	T	44°47'41,20''	01°28'16,30'' W	3357	Si	No
1374	CASTELVETRO 001-R	1943	E	GA	755	R	MARANELLO	AGIP	MO	T	44°31'01,50''	01°30'05,00'' W	0	Si	No
1576	CERRETO 001 B A	1943	E	NP	153	X	Non disponibile	AGIP	PZ	T	40°32'36,00''	03°06'45,00'' E	0	No	No
1577	CERRETO CR. 001	1943	E	NP	359	X	Non disponibile	AGIP	PZ	T	40°32'37,90''	03°06'45,00'' E	0	No	No
1669	CHERUBINA 001	1943	E	GA	384	M	A.C 27.EA	AGIP	ZA	M	44°24'53,00''	12°18'17,00''	0	No	No
1827	COCCANILE 001	1943	E	X	239	R	GRADIZZA	AGIP	FE	T	44°55'02,00''	00°35'06,00'' W	0	Si	No
1923	CONFORTIN 001	1943	ST	X	193	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	45°02'43,00''	00°23'38,00'' W	0	Si	No
1977	CORPO RENO 008	1943	S	GA	164	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'23,00''	01°08'51,50'' W	3367	Si	No
1978	CORPO RENO 009	1943	S	NP	162	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'38,00''	01°09'01,00'' W	3367	Si	No
1979	CORPO RENO 010	1943	S	GA	266	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'21,00''	01°08'58,00'' W	3367	Si	No
2515	FARISI CR. 001	1943	E	NP	291	X	Non disponibile	AGIP	PZ	T	40°32'40,50''	03°07'01,00'' E	0	No	No
2523	FELEGARA 001	1943	E	NP	1.087	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°43'37,50''	02°19'39,40'' W	0	Si	No
2666	FONTEVIVO APPENNINO 006	1943	E	NP	1.219	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°52'25,90''	02°15'17,90'' W	0	Si	No
2817	GARIGLIANO 001	1943	E	NP	318	X	Non disponibile	AGIP	CE	T	41°13'30,00''	01°19'00,00'' E	0	No	No
2949	GENZANO 003	1943	E	NP	1.770	R	GENZANO	AGIP	PZ	T	40°48'18,90''	03°35'41,00'' E	0	No	No
2982	GIOITTO 003	1943	S	GA	840	R	GIOITTO	AGIP	CT	T	37°46'17,00''	02°15'41,00'' E	0	No	No
2983	GIOITTO 004	1943	S	GA	597	R	GIOITTO	AGIP	CT	T	37°46'47,90''	02°15'32,00'' E	0	No	No
2986	GIOITTO 007	1943	S	OG	353	R	GIOITTO	AGIP	CT	T	37°46'35,00''	02°15'43,00'' E	0	No	No
2987	GIOITTO 008	1943	S	GA	260	R	GIOITTO	AGIP	CT	T	37°46'21,00''	02°15'34,00'' E	0	No	No
3197	LA FRATTA CR 001	1943	E	NP	137	X	Non disponibile	AGIP	PZ	T	40°33'31,90''	03°05'17,00'' E	0	No	No
3643	MENA' 001	1943	E	GA	406	C	MENA'	AGIP	VR	T	45°05'03,50''	01°00'57,00'' W	3281	Si	No
3825	MONTALBANO 001	1943	E	GA	1.234	R	FIUME RENO	AGIP	FE	T	44°42'46,00''	00°51'57,00'' W	0	Si	No
4520	PODENZANO 038	1943	S	GA	523	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'49,90''	02°45'30,60'' W	0	Si	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4521	PODENZANO 039	1943	S	OG	801	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'41,50''	02°45'32,10'' W	0	Si	No
4522	PODENZANO 040	1943	S	GA	483	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'53,00''	02°45'50,10'' W	0	Si	No
4523	PODENZANO 041	1943	S	GA	480	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'47,50''	02°45'39,60'' W	0	Si	No
4524	PODENZANO 042	1943	S	NP	525	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°57'01,60''	02°45'49,60'' W	0	Si	No
4530	PODENZANO PROFONDO	1943	P	GA	1.690	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'42,00''	02°45'41,60'' W	0	Si	No
5278	RIPI 023	1943	S	OL	374	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°36'02,90''	00°59'14,00'' E	0	No	No
5281	RIPI 026	1943	S	NP	291	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°36'10,90''	00°59'18,00'' E	0	No	No
5282	RIPI 027	1943	S	OL	356	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'55,00''	00°59'06,00'' E	0	No	No
5283	RIPI 028	1943	S	NP	298	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°36'10,90''	00°59'01,00'' E	0	No	No
5284	RIPI 029	1943	S	X	118	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°36'02,90''	00°59'14,00'' E	0	No	No
5285	RIPI 030	1943	S	OL	291	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°36'07,90''	00°59'16,00'' E	0	No	No
5286	RIPI 031	1943	S	OL	179	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'50,00''	00°59'18,00'' E	0	No	No
5287	RIPI 032	1943	S	NP	396	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°36'12,90''	00°58'41,00'' E	0	No	No
5288	RIPI 033	1943	S	NP	298	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'49,00''	00°59'36,00'' E	0	No	No
5289	RIPI 034	1943	S	OL	271	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'51,00''	00°59'01,00'' E	0	No	No
5290	RIPI 035	1943	S	OL	281	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'52,90''	00°59'16,00'' E	0	No	No
5291	RIPI 036	1943	S	OL	272	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'49,00''	00°59'09,00'' E	0	No	No
5292	RIPI 037	1943	S	X	199	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'42,90''	00°59'22,00'' E	0	No	No
5330	RIVISONDOLI 002	1943	E	NP	99	R	RIVISONDOLI	SOMICEM	AQ	T	41°51'58,00''	01°37'15,00'' E	2222	Si	No
5331	RIVISONDOLI 003	1943	E	NP	160	R	RIVISONDOLI	SOMICEM	AQ	T	41°52'13,00''	01°37'47,00'' E	2222	Si	No
5332	RIVISONDOLI 004	1943	E	NP	75	R	RIVISONDOLI	SOMICEM	AQ	T	41°51'13,00''	01°37'47,00'' E	2222	Si	No
5333	RIVISONDOLI 005	1943	E	NP	60	R	RIVISONDOLI	SOMICEM	AQ	T	41°52'25,00''	01°37'00,00'' E	2222	Si	No
5471	ROVACCHIA 029	1943	S	OL	135	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'50,00''	02°26'35,90'' W	0	Si	No
5574	S.FILIPPO 001	1943	E	NP	647	X	Non disponibile	AGIP	FR	T	41°37'02,90''	00°56'00,00'' E	0	Si	No
5575	S.FILIPPO 002	1943	E	NP	54	X	Non disponibile	AGIP	FR	T	41°37'17,90''	00°56'03,00'' E	0	Si	No
5593	S.GIORGIO PIACENTINO 002	1943	E	GA	1.423	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'51,00''	02°43'11,10'' W	0	Si	No
5594	S.GIORGIO PIACENTINO 003	1943	S	GA	1.153	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'44,50''	02°43'08,60'' W	0	Si	No
5596	S.GIORGIO PIACENTINO 005	1943	S	X	100	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'17,00''	02°43'10,10'' W	0	Si	No
5701	S.PANCRAZIO 004	1943	E	NP	870	C	S. PANCRAZIO	AGIP	PR	T	44°48'51,40''	02°13'12,00'' W	3309	Si	No
5702	S.PANCRAZIO 005	1943	S	NP	671	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'44,00''	02°14'02,40'' W	0	Si	No
6335	TENNACOLA 002	1943	E	NP	150	X	TENNACOLA	Sconosciuto	MC	T	43°02'24,00''	00°56'20,00'' E	0	No	No
6337	TENNACOLA 004	1943	E	NP	205	X	TENNACOLA	Sconosciuto	MC	T	43°02'20,00''	00°56'09,00'' E	0	No	No
6355	TIPANO 001	1943	ST	X	318	R	BERTINORO	AGIP	FO	T	44°09'14,50''	00°15'37,50'' W	0	Si	No
6373	TOCCO 015	1943	S	OL	89	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'38,80''	01°27'30,80'' E	0	Si	No
6375	TOCCO 017	1943	S	NP	233	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'29,70''	01°27'39,40'' E	0	Si	No
6378	TOCCO 020	1943	S	OL	157	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'45,10''	01°27'18,90'' E	0	Si	No
6379	TOCCO 021	1943	S	OL	391	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'46,40''	01°27'25,60'' E	0	Si	No
6380	TOCCO 022	1943	S	NP	159	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'30,90''	01°27'41,50'' E	0	Si	No
6381	TOCCO 023	1943	S	NP	154	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'40,60''	01°27'30,20'' E	0	Si	No
6382	TOCCO 024	1943	S	NP	402	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'46,10''	01°27'30,70'' E	0	Si	No
6383	TOCCO 025	1943	S	NP	77	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'46,80''	01°27'20,70'' E	0	Si	No
6532	TRAMUTOLA 025	1943	S	OL	323	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'09,80''	03°19'00,90'' E	0	No	No
6535	TRAMUTOLA 028	1943	S	OL	283	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'07,70''	03°18'59,80'' E	0	No	No
6536	TRAMUTOLA 029	1943	S	NP	555	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°18'57,40''	03°18'57,00'' E	0	No	No
6538	TRAMUTOLA 031	1943	S	NP	403	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'02,80''	03°18'56,70'' E	0	No	No
6541	TRAMUTOLA 034	1943	S	OL	117	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'20,10''	03°18'55,80'' E	0	No	No
6542	TRAMUTOLA 035	1943	S	OL	300	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'17,10''	03°19'05,30'' E	0	No	No
6543	TRAMUTOLA 036	1943	S	NP	282	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°18'28,80''	03°18'43,70'' E	0	No	No
6544	TRAMUTOLA 037	1943	S	OL	68	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'24,30''	03°18'50,10'' E	0	No	No
6545	TRAMUTOLA 038	1943	S	OL	144	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'27,10''	03°18'52,30'' E	0	No	No
6546	TRAMUTOLA 039	1943	S	OL	145	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'19,70''	03°18'53,70'' E	0	No	No
6547	TRAMUTOLA 040	1943	S	NP	245	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'04,00''	03°18'53,60'' E	0	No	No
6548	TRAMUTOLA 041	1943	S	OL	144	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'23,60''	03°18'54,10'' E	0	No	No
6549	TRAMUTOLA 042	1943	S	OL	76	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'18,50''	03°18'56,80'' E	0	No	No
6550	TRAMUTOLA 043	1943	S	NP	340	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'26,00''	03°18'49,40'' E	0	No	No
6551	TRAMUTOLA 044	1943	S	NP	41	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'16,00''	03°19'08,60'' E	0	No	No
6553	TRAMUTOLA CR 001	1943	ST	X	221	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°18'29,90''	03°18'57,70'' E	0	No	No
6554	TRAMUTOLA CR 002	1943	ST	X	20	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'48,30''	03°18'55,00'' E	0	No	No
6555	TRAMUTOLA CR 003	1943	ST	X	29	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'49,00''	03°18'53,30'' E	0	No	No
6693	VAL PAROLA 005	1943	S	OL	360	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°46'24,50''	02°24'37,40'' W	0	Si	No
6694	VAL PAROLA 006	1943	S	GA	226	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°46'32,50''	02°24'58,40'' W	0	Si	No
6957	VOLTURNO 001	1943	E	NP	305	X	VOLTURNO	Sconosciuto	CE	T	41°01'10,00''	01°32'45,00'' E	0	Si	No
223	AMOLARETTA 025	1942	S	GA	279	X	AMOLARETTA	G.A.S.A.U.T.	RO	T	45°23'01,50''	00°23'08,00'' W	0	No	No
742	BELLENA 015	1942	S	NP	872	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'40,60''	02°15'04,40'' W	0	Si	No
743	BELLENA 016	1942	S	NP	980	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'40,60''	02°15'15,40'' W	0	Si	No
1102	CAMPOLUNGO 004	1942	S	GA	200	C	CAMPOLUNGO	AGIP	FE	T	44°44'58,00''	00°29'25,00'' W	3353	Si	No
1182	CAO MARINA 002	1942	S	NP	297	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	No	No
1183	CAO MARINA 003	1942	S	GA	181	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	No	No
1184	CAO MARINA 004	1942	S	GA	237	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	No	No
1185	CAO MARINA 005	1942	S	GA	184	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	No	No
1186	CAO MARINA 006	1942	S	GA	240	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	No	No
1187	CAO MARINA 007	1942	S	GA	187	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	No	No
1274	CASAMARI	1942	E	NP	140	X	CASAMARI	AGIP	FR	T	41°40'06,00''	01°02'26,00'' E	0	No	No
1387	CASTROCARO 001 X	1942	E	GA	703	C	CASTROCARO	AGIP	FO	T	44°11'09,00''	00°31'23,50'' W	3362	Si	No
1882	COLOMBARE 006	1942	S	GA	274	C	COLOMBARE	AGIP	PD	T	45°04'38,00''	00°39'48,00'' W	0	No	No
1943	COPPARO 007	1942	S	GA	370	R	GRADIZZA	AGIP	FE	T	44°53'46,00''	00°38'15,00'' W	0	Si	No
1972	CORPO RENO 003	1942	S	GA	96	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'30,00''	01°09'02,00'' W	3367	Si	No
1973	CORPO RENO 004	1942	S	GA	114	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'33,00''	01°09'59,00'' W	3367	Si	No
1974	CORPO RENO 005	1942	S	X	170	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'24,00''	01°08'56,00'' W	3367	Si	No
1975	CORPO RENO 006	1942	S	NP	120	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'38,00''	01°08'54,00'' W	3367	Si	No
1976	CORPO RENO 007	1942	S	NP	170	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'43,00''	01°08'54,00'' W	3367	Si	No
2237	CROCE 066	1942	S	X	272	X	CROCE	AGIP	VE	T	45°06'08,00''	00°22'12,00'' W	0	No	No
2664	FONTEVIVO APPENNINO 004	1942	S	GA	358	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°45'31,50''	02°24'48,00'' W	0	Si	No
2984	GIOITTO 005	1942	S	GA	384	R	GIOITTO	AGIP	CT	T	37°46'15,00''	02°15'54,00'' E	0	No	No
2985	GIOITTO 006	1942	S	GA	431	R	GIOITTO	AGIP	CT	T	37°46'03,90''	02°15'27,00'' E	0	No	No
3149	IOLANDA DI SAVOIA 002	1942	S	GA	245	C	IOLANDA	AGIP	FE	T	44°52'52,00''	00°28'42,00'' W	0	No	No
3865	MONTE BUSCA 001	1942	E	GA	555	X	MONTE BUSCA	Sconosciuto	FI	T	44°02'42,00''	00°48'38,00'' W	0	No	No
3993	MONTEPELATO 002 BIS	1942	S	NP	422	C	MONTEPELATO	AGIP	PR	T	44°44'29,10''	02°04'33,80'' W	3303	Si	No
3999	MONTEPIANO CR 002	1942	E	NP	250	R	MONTEPIANO	AGIP	PZ	T	40°33'17,90''	03°06'55,00'' E	0	No	No
4224	PADERNO 001	1942	E	X	1.338	R	BOLOGNA	AGIP	BO	T	44°26'29,00''	01°07'37,00'' W	0	Si	No
4516	PODENZANO 034	1942	S	MG	568	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°57'01,70''	02°46'16,09'' W	0	Si	No
4517	PODENZANO 035	1942	S	GA	605	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'48,70''	02°46'05,09'' W	0	Si	No
4518	PODENZANO 036	1942	S	NP	740	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°57'12,70''	02°46'23,09'' W	0	Si	No
4519	PODENZANO 037	1942	S	NP	475	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°54'37,00''	02°46'05,59'' W	0	Si	No
5272	RIPI 017	1942	E	NP	129	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'57,50''	00°59'21,00'' E	0	No	No
5273	RIPI 018	1942	S	NP	296	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°36'00,00''	00°59'27,00'' E	0	No	No
5274	RIPI 019	1942	S	OL	210	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'54,50''	00°59'27,00'' E	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
5275	RIPI 020	1942	E	NP	300	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'59,50''	00°59'17,00'' E	0	No	No
5276	RIPI 021	1942	S	OL	132	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'55,00''	00°59'18,00'' E	0	No	No
5277	RIPI 022	1942	S	OL	189	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'34,00''	00°59'13,60'' E	0	No	No
5279	RIPI 024	1942	S	NP	99	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°36'05,00''	00°59'13,00'' E	0	No	No
5280	RIPI 025	1942	E	NP	326	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°36'05,50''	00°59'04,00'' E	0	No	No
5699	S.PANCRAZIO 002	1942	E	NP	1.077	C	S. PANCRAZIO	AGIP	PR	T	44°48'15,40''	02°13'55,00'' W	3309	Sì	Sì
5700	S.PANCRAZIO 003	1942	E	NP	806	C	S. PANCRAZIO	AGIP	PR	T	44°48'37,90''	02°13'26,50'' W	3309	Sì	No
5847	S.VENANZIO 001	1942	ST	NP	681	X	Non disponibile	AGIP	MO	T	44°29'38,00''	01°35'49,00'' W	0	No	No
6234	SPEZZANO 002	1942	E	MG	1.002	R	MARANELLO	AGIP	MO	T	44°31'48,00''	01°38'14,00'' W	0	Sì	No
6334	TENNACOLA 001	1942	E	NP	104	X	TENNACOLA	Sconosciuto	MC	T	43°02'20,00''	00°56'22,00'' E	0	No	No
6336	TENNACOLA 003	1942	E	NP	200	X	TENNACOLA	Sconosciuto	MC	T	43°02'24,00''	00°56'14,00'' E	0	No	No
6374	TOCCO 016	1942	S	OL	343	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'46,20''	01°27'28,40'' E	0	Sì	No
6376	TOCCO 018	1942	S	OL	143	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'45,00''	01°27'21,50'' E	0	Sì	No
6377	TOCCO 019	1942	S	NP	139	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'39,40''	01°27'28,60'' E	0	Sì	No
6520	TRAMUTOLA 013	1942	S	OL	307	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'09,00''	03°19'04,10'' E	0	No	No
6521	TRAMUTOLA 014	1942	S	NP	388	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'35,90''	03°18'34,90'' E	0	No	No
6526	TRAMUTOLA 019	1942	S	OG	470	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'25,20''	03°18'50,90'' E	0	No	No
6527	TRAMUTOLA 020	1942	S	NP	291	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'13,40''	03°18'59,30'' E	0	No	No
6528	TRAMUTOLA 021	1942	S	OL	280	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'08,70''	03°18'56,40'' E	0	No	No
6530	TRAMUTOLA 023	1942	S	OL	114	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'20,70''	03°18'57,80'' E	0	No	No
6531	TRAMUTOLA 024	1942	S	OL	63	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'26,00''	03°18'52,00'' E	0	No	No
6533	TRAMUTOLA 026	1942	S	OL	245	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'08,10''	03°18'48,20'' E	0	No	No
6534	TRAMUTOLA 027	1942	S	NP	198	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'19,80''	03°19'01,20'' E	0	No	No
6537	TRAMUTOLA 030	1942	S	OL	180	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'18,20''	03°19'02,20'' E	0	No	No
6539	TRAMUTOLA 032	1942	S	NP	103	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'25,20''	03°18'52,90'' E	0	No	No
6540	TRAMUTOLA 033	1942	S	NP	89	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'28,20''	03°18'49,50'' E	0	No	No
735	BELLENA 008	1941	S	NP	975	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'13,60''	02°14'43,40'' W	0	Sì	No
736	BELLENA 009	1941	S	NP	821	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'30,60''	02°15'25,40'' W	0	Sì	No
737	BELLENA 010	1941	S	NP	594	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'52,60''	02°16'14,90'' W	0	Sì	No
738	BELLENA 011	1941	S	NP	700	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'48,60''	02°15'46,40'' W	0	Sì	No
739	BELLENA 012	1941	S	NP	862	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'27,60''	02°15'01,90'' W	0	Sì	No
740	BELLENA 013	1941	S	NP	1.078	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°52'00,10''	02°14'57,40'' W	0	Sì	No
741	BELLENA 014	1941	S	NP	539	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'16,60''	02°15'44,90'' W	0	Sì	No
749	BELLINATE 005	1941	S	GA	303	C	BELLINATE	AGIP	RO	T	45°00'38,00''	00°39'56,00'' W	0	No	No
1035	CA' PESARA 007	1941	S	GA	249	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	44°59'38,00''	00°12'10,00'' W	0	Sì	No
1037	CA' TIEPOLO 011	1941	S	GA	315	R	FIUME PO	AGIP	RO	T	44°57'00,00''	00°06'41,00'' W	0	Sì	No
1181	CAO MARINA 001	1941	E	GA	168	R	S. A.METANO	S.A.METANO	RO	T		E	0	Sì	No
1269	CASALPUSTERLENGO 003	1941	E	NP	651	C	CASALPUSTERLENGO	AGIP	MI	T	45°11'06,00''	02°46'57,90'' W	3292	Sì	No
1270	CASALPUSTERLENGO 004	1941	E	NP	1.120	C	CASALPUSTERLENGO	AGIP	MI	T	45°11'20,40''	02°46'47,90'' W	3292	Sì	No
2663	FONTEVIVO APPENNINO 003	1941	E	NP	1.321	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°46'48,60''	02°24'04,40'' W	0	Sì	No
2665	FONTEVIVO APPENNINO 005	1941	E	NP	350	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°50'39,60''	02°17'10,90'' W	0	Sì	No
2948	GENZANO 002	1941	E	NP	1.441	R	GENZANO	AGIP	PZ	T	40°50'22,00''	03°38'56,00'' E	1362	Sì	Sì
2965	GIARETTE 003	1941	S	GA	274	R	CASSELLA	AGIP	RO	T	44°54'09,00''	00°00'18,00'' W	0	Sì	No
2980	GIOITTO 001	1941	E	OG	506	R	GIOITTO	AGIP	CT	T	37°46'34,00''	02°15'32,00'' E	0	No	No
2981	GIOITTO 002	1941	S	GA	506	R	GIOITTO	AGIP	CT	T	37°46'25,00''	02°15'52,00'' E	0	No	No
3251	LE COSTE 001	1941	E	MG	589	X	LE COSTE	AGIP	MO	T	44°23'29,00''	01°35'39,00'' W	0	No	No
3653	MESOLA 004	1941	S	GA	302	R	FIUME PO	AGIP	FE	T	44°55'01,00''	00°13'23,00'' W	0	Sì	No
3998	MONTEPIANO 001	1941	E	NP	248	R	MONTEPIANO	AGIP	PZ	T	40°33'14,90''	03°06'41,00'' E	0	No	No
4486	PODENZANO 001 BIS	1941	S	GO	558	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'47,70''	02°45'15,59'' W	0	Sì	No
4510	PODENZANO 028	1941	S	GA	483	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'49,20''	02°45'36,09'' W	0	Sì	No
4511	PODENZANO 029	1941	S	GA	483	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'58,20''	02°46'04,09'' W	0	Sì	No
4512	PODENZANO 030	1941	S	NP	841	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'44,70''	02°46'50,09'' W	0	Sì	No
4513	PODENZANO 031	1941	S	GO	558	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'49,70''	02°45'19,59'' W	0	Sì	No
4514	PODENZANO 032	1941	S	GA	555	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'45,20''	02°45'16,09'' W	0	Sì	No
4515	PODENZANO 033	1941	S	GA	507	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°57'01,20''	02°45'56,59'' W	0	Sì	No
5270	RIPI 015	1941	S	OL	154	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'54,00''	00°59'22,00'' E	0	No	No
5271	RIPI 016	1941	S	OL	178	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'35,00''	00°59'15,00'' E	0	No	No
5592	S.GIORGIO PIACENTINO 001	1941	E	NP	1.126	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'59,10''	02°44'17,60'' W	0	Sì	No
5697	S.PANCRAZIO 001	1941	E	NP	1.302	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°49'12,50''	02°12'50,00'' W	0	Sì	No
6365	TOCCO 007	1941	S	OL	147	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'42,90''	01°27'27,70'' E	0	Sì	No
6366	TOCCO 008	1941	S	NP	279	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'36,30''	01°27'33,40'' E	0	Sì	No
6367	TOCCO 009	1941	S	OL	149	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'44,70''	01°27'24,30'' E	0	Sì	No
6368	TOCCO 010	1941	S	OL	187	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'44,70''	01°27'26,80'' E	0	Sì	No
6371	TOCCO 013	1941	S	OL	147	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'46,90''	01°27'18,00'' E	0	Sì	No
6514	TRAMUTOLA 007	1941	S	GO	397	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'12,90''	03°18'51,60'' E	0	No	No
6515	TRAMUTOLA 008	1941	S	OL	300	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'11,00''	03°18'57,80'' E	0	No	No
6518	TRAMUTOLA 011	1941	S	OL	292	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'06,30''	03°18'55,00'' E	0	No	No
6519	TRAMUTOLA 012	1941	S	OL	412	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'31,80''	03°19'04,00'' E	0	No	No
6522	TRAMUTOLA 015	1941	S	OL	300	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'15,80''	03°19'00,80'' E	0	No	No
6523	TRAMUTOLA 016	1941	S	GA	421	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°18'58,20''	03°18'30,50'' E	0	No	No
6524	TRAMUTOLA 017	1941	S	GA	82	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'21,40''	03°19'00,40'' E	0	No	No
6525	TRAMUTOLA 018	1941	S	OL	105	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'19,20''	03°18'59,00'' E	0	No	No
6529	TRAMUTOLA 022	1941	S	OL	60	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'25,20''	03°18'51,30'' E	0	No	No
732	BELLENA 005	1940	S	NP	872	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'49,60''	02°15'30,40'' W	0	Sì	No
733	BELLENA 006	1940	S	NP	846	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°52'07,50''	02°15'35,40'' W	0	Sì	No
734	BELLENA 007	1940	S	GA	785	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'47,60''	02°15'04,40'' W	0	Sì	No
1041	CADELAZZI 001	1940	E	NP	1.707	C	CADELAZZI	AGIP	PV	T	44°57'30,00''	03°21'52,00'' W	0	No	No
1550	CENTOPOZZI 093	1940	S	NP	2.000	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°48'26,00''	02°27'53,00'' W	0	No	No
1970	CORPO RENO 001	1940	E	GA	121	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'24,00''	01°08'54,00'' W	3367	Sì	No
1971	CORPO RENO 002	1940	S	GA	146	C	CORPO RENO	AGIP	FE	T	44°45'31,00''	01°08'51,00'' W	3367	Sì	No
3283	LERCARA AGIP 001	1940	E	GA	1.483	R	LERCARA	AGIP	PA	T	37°46'17,00''	01°08'50,00'' E	0	No	No
3519	MARRADI 001	1940	E	NP	1.000	R	MARRADI	AGIP	FI	T	44°03'34,00''	00°48'41,00'' W	701	Sì	No
3866	MONTE CALDERARO 001	1940	E	X	300	R	IMOLA	AGIP	BO	T	44°19'56,00''	00°54'38,00'' W	0	No	No
4122	NICOSIA 001	1940	E	NP	2.016	X	NICOSIA	AGIP	EN	T	37°44'54,50''	01°55'07,00'' E	0	No	No
4222	PACHINO 003	1940	E	NP	407	X	Non disponibile	AGIP	SR	T	36°43'56,90''	02°37'13,00'' E	0	Sì	No
4505	PODENZANO 023	1940	S	NP	1.002	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'37,70''	02°46'23,59'' W	0	Sì	No
4506	PODENZANO 024	1940	S	NP	812	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°57'20,70''	02°46'19,09'' W	0	Sì	No
4507	PODENZANO 025	1940	S	GA	652	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°57'23,70''	02°46'50,09'' W	0	Sì	No
4508	PODENZANO 026	1940	S	GA	490	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'50,70''	02°45'46,59'' W	0	Sì	No
4509	PODENZANO 027	1940	S	GA	1.277	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'59,20''	02°45'45,59'' W	0	Sì	No
5125	REGNANO 001	1940	ST	X	270	R	ALBINEA	AGIP	RE	T	44°34'39,60''	01°53'14,30'' W	0	Sì	No
5151	RILE 004	1940	E	NP	1.349	X	Non disponibile	AGIP	PV	T	44°55'47,50''	03°25'22,70'' W	0	No	No
5268	RIPI 013	1940	S	OL	310	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'54,00''	00°59'31,00'' E	0	No	No
5269	RIPI 014	1940	S	OL	274	X	RIPI	AGIP	FR	T	41°35'49,00''	00°59'27,00'' E	0	No	No
6363	TOCCO 005	1940	S	OL	143	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'43,00''	01°27'24,80'' E	0	Sì	No
6508	TRAMUTOLA 001	1940	E	OG	269	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'17,20''	03°18'39,80'' E	0	No	No
6511	TRAMUTOLA 004	1940	S	OG	300	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'11,50''	03°18'43,80'' E	0	No	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
6513	TRAMUTOLA 006	1940	S	OG	387	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'32,10''	03°18'50,00'' E	0	No	No
6516	TRAMUTOLA 009	1940	S	OL	376	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'34,00''	03°18'39,80'' E	0	No	No
6517	TRAMUTOLA 010	1940	S	OL	117	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'22,20''	03°18'56,80'' E	0	No	No
6607	TREMONTI 001	1940	E	NP	1.287	X	TREMONTI	AGIP	PE	T	42°11'51,90''	01°25'05,40'' E	0	No	No
6673	TURRO 001	1940	E	MG	843	X	TURRO	AGIP	PC	T		E	0	Sì	No
6692	VAL PAROLA 003	1940	E	NP	1.241	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°46'51,00''	02°23'40,50'' W	0	Sì	No
6878	VILLA CARPENA 001	1940	E	MG	301	R	BERTINORO	AGIP	FO	T	44°10'22,50''	00°23'40,00'' W	0	Sì	No
6939	VIZZOLA 001	1940	E	MG	843	R	FIDENZA	AGIP	PR	T		E	0	Sì	No
222	AMOLARETTA 003	1939	S	GA	504	X	AMOLARETTA	G.A.S.A.U.T.	RO	T		E	0	No	No
731	BELLENA 004	1939	E	GA	724	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'50,60''	02°15'52,40'' W	0	Sì	No
1013	CA' BIANCA 002	1939	S	GA	123	X	CA' BIANCA	AGIP	RO	T	45°03'03,00''	00°39'48,00'' W	0	No	No
2662	FONTEVIVO APPENNINO 001	1939	E	NP	1.115	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°48'06,10''	02°22'16,40'' W	0	Sì	No
2947	GENZANO 001	1939	E	NP	1.072	R	GENZANO	AGIP	PZ	T	40°49'34,00''	03°38'06,00'' E	1361	Sì	No
3040	GRADO 006	1939	S	X	221	X	GRADO	AGIP	GO	T	45°40'39,00''	00°58'11,00'' E	0	No	No
3996	MONTEPELATO 005	1939	E	NP	2.565	C	MONTEPELATO	AGIP	PR	T	44°43'44,10''	02°04'25,80'' W	3303	Sì	Sì
4220	PACHINO 001	1939	E	NP	538	R	PACHINO	AGIP	SR	T	36°42'10,00''	02°38'00,00'' E	0	Sì	No
4221	PACHINO 002	1939	E	NP	327	X	Non disponibile	AGIP	SR	T	36°44'08,90''	02°36'54,00'' E	0	Sì	No
4503	PODENZANO 021	1939	S	GA	643	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'52,20''	02°46'33,09'' W	0	Sì	No
4504	PODENZANO 022	1939	S	NP	627	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'40,70''	02°44'48,59'' W	0	Sì	No
4978	RALLIO 001	1939	E	GO	437	M	RALLIO	Sconosciuto	PC	T	44°52'03,00''	02°52'57,00'' W	0	No	No
5003	RAVARINO 004	1939	E	NP	140	X	RAVARINO	AGIP	MO	T	44°43'24,50''	01°21'12,50'' W	0	No	No
6370	TOCCO 012	1939	S	OL	200	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'43,40''	01°27'29,20'' E	0	Sì	No
6509	TRAMUTOLA 002	1939	E	GA	404	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'23,50''	03°18'26,80'' E	0	No	No
6510	TRAMUTOLA 003	1939	ST	X	934	X	Non disponibile	AGIP	PZ	T	40°19'55,70''	03°19'16,00'' E	0	No	No
6512	TRAMUTOLA 005	1939	S	OG	253	X	TRAMUTOLA	AGIP	PZ	T	40°19'20,40''	03°18'41,10'' E	0	No	No
6698	VAL RIENA 001	1939	E	NP	653	R	LERCARA	AGIP	PA	T	37°44'07,90''	01°05'48,00'' E	0	No	No
730	BELLENA 003	1938	E	NP	847	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'27,60''	02°15'31,40'' W	0	Sì	No
1289	CASE NICASTRO 001	1938	E	NP	1.320	X	CASE NICASTRO	AGIP	SR	T	36°58'50,00''	02°29'50,00'' E	0	No	No
2660	FONTEVIVO 029	1938	S	OL	196	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'47,10''	02°16'53,90'' W	0	Sì	No
3958	MONTECHINO 001	1938	E	NP	1.932	X	Non disponibile	AGIP	PC	T	44°48'03,20''	02°46'05,10'' W	0	No	No
4497	PODENZANO 015	1938	S	GA	503	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°57'06,20''	02°46'05,59'' W	0	Sì	No
4498	PODENZANO 016	1938	S	NP	694	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°57'07,70''	02°45'29,09'' W	0	Sì	No
4499	PODENZANO 017	1938	S	NP	638	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°57'18,70''	02°45'53,59'' W	0	Sì	No
4500	PODENZANO 018	1938	S	MG	473	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'52,20''	02°46'15,59'' W	0	Sì	No
4501	PODENZANO 019	1938	S	MG	760	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°57'04,70''	02°46'28,59'' W	0	Sì	No
4502	PODENZANO 020	1938	S	MG	676	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'38,20''	02°45'08,59'' W	0	Sì	No
4614	POPOLI 001	1938	E	NP	793	X	Non disponibile	AGIP	PE	T	42°10'17,00''	01°23'18,00'' E	0	No	No
5000	RAVARINO 001	1938	E	MG	77	X	RAVARINO	AGIP	MO	T	44°43'27,00''	01°21'11,50'' W	0	No	No
5001	RAVARINO 002	1938	S	NP	120	X	RAVARINO	AGIP	MO	T	44°43'27,50''	01°21'06,00'' W	0	No	No
5002	RAVARINO 003	1938	E	GA	84	X	RAVARINO	AGIP	MO	T	44°43'28,50''	01°21'14,00'' W	0	No	No
5352	ROMA	1938	E	NP	1.330	X	ROMA	AGIP	RM	T	41°53'08,00''	00°02'10,00'' E	425	Sì	No
5495	S.ANGELO DEI LOMBARDI 003	1938	E	NP	1.274	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	40°55'57,00''	02°43'07,00'' E	0	No	No
5496	S.ANGELO DEI LOMBARDI 004	1938	E	NP	1.262	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	40°55'32,00''	02°42'48,00'' E	0	No	No
5501	S.ANGELO DEI LOMBARDI 010	1938	E	NP	1.364	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	40°54'27,50''	02°42'05,00'' E	0	No	No
6360	TOCCO 002	1938	S	NP		X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'39,00''	01°27'33,60'' E	0	Sì	No
6369	TOCCO 011	1938	S	NP	280	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'52,20''	01°26'59,60'' E	0	Sì	No
6372	TOCCO 014	1938	S	NP	124	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'21,60''	01°27'17,50'' E	0	Sì	No
98	ALANNO 001	1937	E	NP	1.185	X	Non disponibile	AGIP	PE	T	42°17'19,01''	01°30'32,81'' E	0	Sì	No
729	BELLENA 002	1937	E	NP	754	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'39,60''	02°14'44,40'' W	0	Sì	No
1356	CASTELLO 001	1937	E	NP	500	X	CASTELLO	Sconosciuto	FI	T	43°49'10,00''	01°14'10,00'' W	0	No	No
2520	FAVIANO 001	1937	E	GA	247	X	FAVIANO	AGIP	PR	T	44°35'13,00''	02°09'27,00'' W	0	No	No
2658	FONTEVIVO 027	1937	S	NP	278	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'12,60''	02°16'17,90'' W	0	Sì	No
2659	FONTEVIVO 028	1937	S	NP	198	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'36,60''	02°17'06,90'' W	0	Sì	No
3038	GRADO 004	1937	S	X	218	X	GRADO	AGIP	GO	T	45°40'44,50''	00°55'57,00'' E	0	No	No
3039	GRADO 005	1937	S	X	216	X	GRADO	AGIP	GO	T	45°40'34,50''	00°56'37,00'' E	0	No	No
4156	NOVI MODENESE 002	1937	E	NP	1.940	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'35,40''	01°34'01,80'' W	0	No	No
4157	NOVI MODENESE 003	1937	E	NP	1.351	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°53'13,00''	01°34'06,80'' W	0	No	No
4493	PODENZANO 011	1937	S	GA	490	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'53,70''	02°45'56,59'' W	0	Sì	No
4494	PODENZANO 012	1937	S	MG	509	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'40,70''	02°45'05,59'' W	0	Sì	No
4495	PODENZANO 013	1937	S	GA	474	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°57'05,70''	02°45'48,09'' W	0	Sì	No
4496	PODENZANO 014	1937	S	NP	539	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'57,70''	02°45'21,59'' W	0	Sì	No
5502	S.ANGELO DEI LOMBARDI 011	1937	E	NP	505	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	40°55'42,00''	02°42'17,00'' E	0	No	No
6362	TOCCO 004	1937	S	OL	221	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'41,20''	01°27'28,60'' E	0	Sì	No
6364	TOCCO 006	1937	S	OL	182	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'49,90''	01°27'13,30'' E	0	Sì	No
162	AMANDOLA 001	1936	E	NP	1.182	X	Non disponibile	AGIP	AP	T	43°00'25,00''	00°56'17,00'' E	0	No	No
728	BELLENA 001	1936	E	NP	918	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'24,60''	02°15'05,40'' W	0	Sì	No
786	BISENTI 001	1936	E	NP	1.320	X	Non disponibile	AGIP	TE	T	42°31'51,00''	01°21'26,00'' E	0	No	No
1268	CASALPUSTERLENGO 002	1936	E	NP	664	C	CASALPUSTERLENGO	AGIP	MI	T	45°11'45,50''	02°46'23,90'' W	3292	Sì	No
2625	FONTESPINA 001	1936	E	NP	1.950	R	FONTESPINA	AGIP	MC	T	43°21'17,00''	01°13'32,50'' E	0	No	No
2650	FONTEVIVO 019	1936	S	NP	2.431	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'45,60''	02°17'25,90'' W	0	Sì	No
2652	FONTEVIVO 021	1936	S	OL	204	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'38,60''	02°16'55,40'' W	0	Sì	No
2653	FONTEVIVO 022	1936	S	OL	198	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'44,10''	02°17'04,90'' W	0	Sì	No
2654	FONTEVIVO 023	1936	S	NP	206	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'48,10''	02°17'05,40'' W	0	Sì	No
2655	FONTEVIVO 024	1936	S	NP	217	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'32,60''	02°16'58,90'' W	0	Sì	No
2656	FONTEVIVO 025	1936	S	OL	202	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'39,60''	02°17'07,40'' W	0	Sì	No
2657	FONTEVIVO 026	1936	E	NP	212	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'46,60''	02°17'09,90'' W	0	Sì	No
3252	LE GRAVE 001	1936	E	NP	372	X	Non disponibile	AGIP	UD	T	46°11'07,80''	00°25'53,50'' E	0	No	No
4492	PODENZANO 010	1936	S	MG	615	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'55,20''	02°45'01,59'' W	0	Sì	No
5554	S.COLOMBANO 002	1936	E	NP	1.268	R	BRONI	AGIP	MI	T	45°11'01,00''	02°58'34,00'' W	0	Sì	No
6361	TOCCO 003	1936	S	OL	107	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'41,80''	01°27'30,00'' E	0	Sì	No
1509	CECCANO	1935	E	NP	800	R	CECCANO	AGIP	FR	T	41°34'05,00''	00°52'07,00'' E	0	No	No
2651	FONTEVIVO 020	1935	S	OL	196	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'44,10''	02°17'00,90'' W	0	Sì	No
3633	MEDOLLA 001	1935	E	NP	1.062	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°51'34,70''	01°24'24,20'' W	0	No	No
4154	NOVI MODENESE 001	1935	E	NP	1.403	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°52'59,50''	01°34'04,80'' W	0	No	No
4489	PODENZANO 006	1935	S	NP	1.852	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'20,20''	02°45'25,59'' W	0	Sì	No
4490	PODENZANO 007	1935	S	GA	524	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'20,20''	02°45'25,59'' W	0	Sì	No
4491	PODENZANO 008	1935	S	GA	812	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'20,20''	02°45'25,59'' W	0	Sì	No
5134	RETORBIDO 002	1935	E	NP	944	X	Non disponibile	AGIP	PV	T	44°55'35,30''	03°23'24,20'' W	0	No	No
5493	S.ANGELO DEI LOMBARDI 001	1935	E	NP	708	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	40°56'05,00''	02°42'50,00'' E	0	No	No
5494	S.ANGELO DEI LOMBARDI 002	1935	E	GO	505	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	40°56'06,90''	02°42'57,00'' E	0	No	No
5497	S.ANGELO DEI LOMBARDI 005	1935	E	NP	514	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	40°54'17,50''	02°42'57,00'' E	0	No	No
5499	S.ANGELO DEI LOMBARDI 007	1935	E	NP	301	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	40°54'35,00''	02°43'27,00'' E	0	No	No
5500	S.ANGELO DEI LOMBARDI 009	1935	E	NP	309	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	40°52'58,90''	02°44'17,50'' E	0	No	No
5528	S.BIAGIO 001	1935	E	NP	1.907	C	S. BIAGIO	AGIP	MO	T	44°51'56,20''	01°20'07,70'' W	3398	Sì	No
5677	S.MARTINO IN SPINO 001	1935	E	NP	1.850	C	S. MARTINO IN SPINO	AGIP	FE	T	44°54'47,20''	01°12'44,70'' W	3400	Sì	No
5733	S.POSSIDONIO 001	1935	E	NP	1.532	M	MIRANDOLA	AGIP	MO	T	44°53'45,50''	01°28'08,50'' W	0	No	No
875	BORGHETTO 001	1934	E	NP	1.145	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°48'57,10''	02°20'15,40'' W	0	Sì	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
1267	CASALPUSTERLENGO 001	1934	E	NP	480	C	CASALPUSTERLENGO	AGIP	MI	T	45°11'04,00''	02°48'43,90'' W	3292	Si	No
2647	FONTEVIVO 016	1934	S	NP	235	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'45,60''	02°16'47,40'' W	0	Si	No
2648	FONTEVIVO 017	1934	S	NP	207	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'57,10''	02°17'01,90'' W	0	Si	No
2649	FONTEVIVO 018	1934	S	OL	197	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'38,60''	02°17'01,90'' W	0	Si	No
3249	LAVINO 001	1934	E	NP	803	X	Non disponibile	AGIP	PE	T	42°15'04,00''	01°33'43,00'' E	0	No	No
3842	MONTALTO PAVESE 002	1934	E	GO	650	X	MONTALTO PAVESE	AGIP	PV	T	44°58'21,00''	03°14'00,00'' W	0	No	No
3978	MONTEGIBBIO 003	1934	E	NP	190	R	MARANELLO	AGIP	MO	T	44°30'45,10''	01°37'45,80'' W	0	Si	No
3979	MONTEGIBBIO 004	1934	E	NP	190	R	MARANELLO	AGIP	MO	T	44°30'55,10''	01°39'13,30'' W	0	Si	No
3995	MONTEPELATO 004	1934	E	NP	1.406	C	MONTEPELATO	AGIP	PR	T	44°43'42,10''	02°04'15,30'' W	3303	Si	No
4615	POROTTO 001	1934	E	NP	1.602	C	POROTTO	AGIP	FE	T	44°51'26,70''	00°54'00,40'' W	3391	Si	Si
5492	S.ANDREA 001	1934	E	NP	81	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°43'18,10''	02°21'58,30'' W	0	Si	No
5498	S.ANGELO DEI LOMBARDI 006	1934	E	NP	286	R	S. ANGELO DEI LOMBARDI	AGIP	AV	T	40°54'34,00''	02°43'01,00'' E	0	No	No
5903	SACILE 001	1934	E	NP	398	X	Non disponibile	AGIP	PN	T	45°56'11,40''	00°04'44,00'' E	0	No	No
5904	SACILE 002	1934	E	NP	412	X	Non disponibile	AGIP	PN	T	45°55'56,00''	00°05'09,00'' E	0	No	No
5905	SACILE 004	1934	E	NP	380	X	Non disponibile	AGIP	PN	T	45°58'27,00''	00°03'33,00'' E	0	No	No
5906	SACILE 005	1934	E	NP	407	X	Non disponibile	AGIP	PN	T	45°58'29,00''	00°03'48,50'' E	0	No	No
6359	TOCCO 001	1934	E	NP	876	X	TOCCO	AGIP	PE	T	42°11'56,20''	01°28'04,10'' E	0	Si	No
6921	VINCENZA NUOVA 001	1934	E	NP	1.694	C	VINCENZA NUOVA	AGIP	FE	T	44°54'32,60''	00°55'52,90'' W	0	No	No
1508	CAVRIAGO 001	1933	E	NP	1.193	C	CAVRIAGO	AGIP	RE	T	44°42'33,50''	01°54'12,30'' W	3363	Si	Si
2346	DIAMANTINA 001	1933	E	NP	282	C	DIAMANTINA	AGIP	FE	T	44°53'18,10''	00°57'44,40'' W	3368	Si	No
2632	FONTEVIVO 002	1933	S	NP	956	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'33,60''	02°16'46,90'' W	0	Si	No
2639	FONTEVIVO 008	1933	S	NP	249	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'30,10''	02°16'37,40'' W	0	Si	No
2640	FONTEVIVO 009	1933	S	OL	192	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'35,60''	02°16'41,90'' W	0	Si	No
2641	FONTEVIVO 010	1933	S	NP	444	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'37,60''	02°16'23,40'' W	0	Si	No
2642	FONTEVIVO 011	1933	S	OL	192	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'39,10''	02°16'46,40'' W	0	Si	No
2643	FONTEVIVO 012	1933	S	OL	191	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'42,60''	02°16'51,40'' W	0	Si	No
2644	FONTEVIVO 013	1933	S	OL	197	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'49,60''	02°16'58,40'' W	0	Si	No
2645	FONTEVIVO 014	1933	S	NP	243	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°52'01,60''	02°17'15,90'' W	0	Si	No
2646	FONTEVIVO 015	1933	S	NP	230	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'55,60''	02°17'14,40'' W	0	Si	No
3976	MONTEGIBBIO 001	1933	E	NP	309	R	MARANELLO	AGIP	MO	T	44°30'42,10''	01°39'16,80'' W	0	Si	No
3977	MONTEGIBBIO 002	1933	E	NP	188	R	MARANELLO	AGIP	MO	T	44°30'58,10''	01°39'16,80'' W	0	Si	No
4488	PODENZANO 003	1933	S	GA	785	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'20,20''	02°45'25,59'' W	0	Si	No
5133	RETORBIDO 001	1933	E	NP	607	X	Non disponibile	AGIP	PV	T	44°56'40,70''	03°24'35,70'' W	0	No	No
5159	RIO DORDONE 001	1933	E	NP	103	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°43'26,00''	02°21'18,50'' W	0	Si	No
5160	RIO DORDONE 002	1933	E	NP	393	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°43'24,00''	02°20'26,50'' W	0	Si	No
5171	RIO LIDANI 001	1933	E	NP	1.121	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'30,10''	02°22'21,80'' W	0	Si	No
5183	RIO LOMBASINO 012	1933	S	NP	108	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°43'53,60''	02°21'37,40'' W	0	Si	No
5464	ROVACCHIA 022	1933	S	NP	486	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'40,10''	02°26'00,90'' W	0	Si	No
5465	ROVACCHIA 023	1933	S	NP	344	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'16,10''	02°25'28,40'' W	0	Si	No
5466	ROVACCHIA 024	1933	S	NP	131	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'39,10''	02°26'50,40'' W	0	Si	No
5467	ROVACCHIA 025	1933	S	NP	262	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'44,60''	02°26'13,40'' W	0	Si	No
5468	ROVACCHIA 026	1933	S	NP	231	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'40,10''	02°26'14,40'' W	0	Si	No
5469	ROVACCHIA 027	1933	S	OL	255	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'40,60''	02°26'12,40'' W	0	Si	No
5470	ROVACCHIA 028	1933	S	OL	326	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'40,60''	02°26'09,40'' W	0	Si	No
2633	FONTEVIVO 002 BIS	1932	S	NP	227	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'33,60''	02°16'48,40'' W	0	Si	No
2634	FONTEVIVO 003	1932	S	NP	500	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'29,60''	02°17'00,40'' W	0	Si	No
2635	FONTEVIVO 004	1932	S	NP	580	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'39,10''	02°16'15,90'' W	0	Si	No
2637	FONTEVIVO 006	1932	S	NP	280	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'39,60''	02°16'41,90'' W	0	Si	No
2638	FONTEVIVO 007	1932	S	NP	311	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'33,10''	02°16'34,40'' W	0	Si	No
3992	MONTEPELATO 002	1932	E	NP	632	C	MONTEPELATO	AGIP	PR	T	44°44'24,10''	02°04'27,30'' W	3303	Si	No
3994	MONTEPELATO 003	1932	E	NP	479	C	MONTEPELATO	AGIP	PR	T	44°44'13,60''	02°04'37,30'' W	3303	Si	No
4584	PONTE CORVO	1932	E	NP	350	X	PONTE CORVO	AGIP	FR	T	41°26'27,00''	01°13'21,00'' E	0	No	No
5155	RIO BARGELLO 002	1932	E	NP	447	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'32,00''	02°21'27,00'' W	0	Si	No
5156	RIO BARGELLO 003	1932	E	NP	192	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'25,50''	02°21'25,50'' W	0	Si	No
5165	RIO FONTANE 003	1932	S	OL	170	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'36,60''	02°21'34,90'' W	0	Si	No
5166	RIO FONTANE 004	1932	S	NP	246	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'39,10''	02°21'34,90'' W	0	Si	No
5167	RIO FONTANE 005	1932	S	NP	186	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'33,60''	02°21'33,90'' W	0	Si	No
5168	RIO FONTANE 006	1932	S	NP	126	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'33,10''	02°21'41,90'' W	0	Si	No
5169	RIO FONTANE 007	1932	S	NP	115	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'35,60''	02°21'38,40'' W	0	Si	No
5170	RIO FONTANE 008	1932	S	NP	150	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'32,10''	02°21'46,40'' W	0	Si	No
5172	RIO LOMBASINO 001	1932	E	NP	139	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'01,10''	02°21'46,40'' W	0	Si	No
5173	RIO LOMBASINO 002	1932	E	OL	66	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'01,60''	02°21'32,80'' W	0	Si	No
5174	RIO LOMBASINO 003	1932	S	NP	113	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'02,50''	02°21'29,40'' W	0	Si	No
5175	RIO LOMBASINO 004	1932	S	OL	99	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°43'58,60''	02°21'32,40'' W	0	Si	No
5176	RIO LOMBASINO 005	1932	S	NP	62	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'00,10''	02°21'32,40'' W	0	Si	No
5177	RIO LOMBASINO 006	1932	S	NP	112	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°43'56,60''	02°21'32,80'' W	0	Si	No
5178	RIO LOMBASINO 007	1932	S	NP	85	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'03,60''	02°21'32,80'' W	0	Si	No
5179	RIO LOMBASINO 008	1932	S	NP	127	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°43'50,10''	02°21'45,80'' W	0	Si	No
5180	RIO LOMBASINO 009	1932	S	NP	58	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°43'52,60''	02°21'48,40'' W	0	Si	No
5181	RIO LOMBASINO 010	1932	S	NP	215	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°43'49,60''	02°21'32,40'' W	0	Si	No
5182	RIO LOMBASINO 011	1932	S	NP	79	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°43'51,60''	02°21'45,40'' W	0	Si	No
5443	ROVACCHIA 001	1932	E	NP	405	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°48'08,60''	02°26'33,40'' W	0	Si	No
5444	ROVACCHIA 002	1932	E	NP	125	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'54,10''	02°26'46,40'' W	0	Si	No
5445	ROVACCHIA 003	1932	E	NP	262	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°48'03,60''	02°26'22,40'' W	0	Si	No
5446	ROVACCHIA 004 BIS	1932	S	OL	117	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'50,60''	02°26'29,90'' W	0	Si	No
5447	ROVACCHIA 005	1932	S	OL	131	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'49,10''	02°26'27,90'' W	0	Si	No
5448	ROVACCHIA 006	1932	S	OL	117	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'50,10''	02°26'32,90'' W	0	Si	No
5449	ROVACCHIA 007	1932	S	NP	146	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'50,60''	02°26'26,40'' W	0	Si	No
5450	ROVACCHIA 008	1932	S	OL	114	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'50,60''	02°26'30,40'' W	0	Si	No
5451	ROVACCHIA 009	1932	S	NP	115	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'55,10''	02°26'32,40'' W	0	Si	No
5452	ROVACCHIA 010	1932	S	GA	171	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'39,10''	02°26'21,40'' W	0	Si	No
5453	ROVACCHIA 011	1932	S	GA	176	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'41,60''	02°26'22,40'' W	0	Si	No
5454	ROVACCHIA 012	1932	S	NP	185	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'43,60''	02°26'23,40'' W	0	Si	No
5455	ROVACCHIA 013	1932	S	GA	188	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'41,60''	02°26'19,40'' W	0	Si	No
5456	ROVACCHIA 014	1932	S	GA	173	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'41,10''	02°26'24,40'' W	0	Si	No
5457	ROVACCHIA 015	1932	S	NP	291	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'42,10''	02°26'12,40'' W	0	Si	No
5458	ROVACCHIA 016	1932	S	NP	714	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'25,60''	02°26'02,90'' W	0	Si	No
5459	ROVACCHIA 017	1932	S	NP	185	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'40,60''	02°26'27,90'' W	0	Si	No
5460	ROVACCHIA 018	1932	S	NP	204	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'35,60''	02°26'12,40'' W	0	Si	No
5461	ROVACCHIA 019	1932	S	OL	122	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'50,10''	02°26'30,40'' W	0	Si	No
5462	ROVACCHIA 020	1932	S	OL	231	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'41,60''	02°26'15,40'' W	0	Si	No
5463	ROVACCHIA 021	1932	S	NP	225	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°47'48,10''	02°26'19,40'' W	0	Si	No
788	BIVONA 001	1931	E	NP	1.104	X	BIVONA	AGIP	AG	T	37°35'33,90''	00°57'52,00'' E	0	Si	No
2631	FONTEVIVO 001	1931	E	OL	200	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'34,60''	02°16'39,90'' W	0	Si	No
2636	FONTEVIVO 005	1931	S	NP	542	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°51'04,10''	02°16'42,40'' W	0	Si	No
2808	GANGI 001	1931	E	NP	1.148	X	GANGI	AGIP	PA	T	37°44'15,90''	01°46'24,00'' E	0	No	No
3991	MONTEPELATO 001	1931	E	NP	1.256	C	MONTEPELATO	AGIP	PR	T	44°43'06,60''	02°04'32,30'' W	3303	Si	No

Id	Nome pozzo	Anno	Sc	Es	Prof	TT	Titolo	Operatore	Pr	Ub	Latitudine	Longitudine	Profilo	Disp	Pdf
4487	PODENZANO 002	1931	S	GO	562	R	FIUME TREBBIA	AGIP	PC	T	44°56'34,20''	02°45'30,59'' W	0	Si	No
5091	RECCHIO 001	1931	E	NP	819	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°45'36,60''	02°23'32,90'' W	0	Si	No
5154	RIO BARGELLO 001	1931	E	NP	1.081	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'23,50''	02°21'32,00'' W	0	Si	No
5161	RIO FERDANE 001	1931	E	OL	179	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°48'14,00''	02°27'44,00'' W	0	Si	No
5163	RIO FONTANE 001	1931	E	GA	130	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'34,00''	02°21'36,90'' W	0	Si	No
5164	RIO FONTANE 002	1931	S	NP	104	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°44'32,60''	02°21'39,90'' W	0	Si	No
5633	S.GIOVANNI INCARICO 023	1931	E	NP	500	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'35,85''	01°07'22,84'' E	0	No	No
6691	VAL PAROLA 002	1931	E	NP	479	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°46'26,50''	02°24'54,00'' W	0	Si	No
3232	LAURANO 002	1930	S	X	864	X	LAURANO	Sconosciuto	PR	T	44°33'53,00''	02°07'24,00'' W	0	No	No
3663	MIANO 6 RIO CAMPANARO 1	1930	S	NP	945	X	MIANO	AGIP	PR	T	44°44'48,60''	02°21'13,90'' W	0	No	No
3841	MONTALTO PAVESE 001	1930	E	X	60	X	MONTALTO PAVESE	AGIP	PV	T	44°57'37,00''	03°14'48,00'' W	0	No	No
3957	MONTECHIARUGOLO 001	1930	E	NP	800	M	RALLIO	AGIP	PR	T	44°42'03,00''	02°02'05,00'' W	0	No	No
5631	S.GIOVANNI INCARICO 021	1930	S	OL	431	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'34,25''	01°07'19,12'' E	0	No	No
5632	S.GIOVANNI INCARICO 022	1930	S	OL	97	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'29,76''	01°07'22,07'' E	0	No	No
6690	VAL PAROLA 001	1930	E	NP	703	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°46'21,50''	02°25'05,50'' W	0	Si	No
1386	CASTRO DEI VOLSCI 002	1929	E	NP	112	X	CASTRO DEI VOLSCI	Sconosciuto	FR	T	41°31'32,00''	00°58'56,00'' E	0	No	No
5265	RIPI 010	1929	E	OL	230	X	RIPI	Sconosciuto	FR	T	41°35'32,50''	00°59'22,00'' E	0	No	No
761	BERGAMINA 001	1928	E	NP	153	C	BERGAMINA	AGIP	PR	T	44°43'32,60''	02°04'37,40'' W	0	Si	No
762	BERGAMINA 002	1928	E	NP	30	C	BERGAMINA	AGIP	PR	T	44°43'29,60''	02°04'38,40'' W	0	Si	No
2964	GIARETO 001	1928	E	GA	165	R	ALBINEA	AGIP	RE	T	44°34'56,00''	01°50'55,00'' W	0	Si	No
5267	RIPI 012	1928	S	OL	242	X	RIPI	Sconosciuto	FR	T	41°35'32,00''	00°59'15,00'' E	0	No	No
5557	S.COLOMBANO 005	1928	E	NP	51	R	BRONI	AGIP	MI	T	45°11'08,51''	02°58'45,07'' W	0	Si	No
5628	S.GIOVANNI INCARICO 018	1928	E	NP	495	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'26,28''	01°07'16,53'' E	0	No	No
5629	S.GIOVANNI INCARICO 019	1928	E	NP	600	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'57,58''	01°07'10,07'' E	0	No	No
3	ABBATEGGIO 001	1927	E	NP	1.168	X	Non disponibile	AGIP	PE	T	42°13'18,00''	01°33'24,00'' E	0	No	No
3186	LA BOIONA 001	1927	E	X	1.498	X	LA BOIONA	AGIP	PC	T	44°53'45,00''	02°40'13,00'' W	0	No	No
3954	MONTEBONELLO 001	1927	E	OL	693	X	MONTEBONELLO	Sconosciuto	MO	T	44°23'40,00''	01°38'12,00'' W	0	No	No
5266	RIPI 011	1927	E	NP	491	X	RIPI	Sconosciuto	FR	T	41°35'36,00''	00°59'22,00'' E	0	No	No
5553	S.COLOMBANO 001	1927	E	NP	450	R	BRONI	AGIP	MI	T	45°11'05,00''	02°57'51,00'' W	0	Si	No
5624	S.GIOVANNI INCARICO 014	1927	E	NP	520	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'27,12''	01°07'11,34'' E	0	No	No
5627	S.GIOVANNI INCARICO 017	1927	E	NP	558	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'50,00''	01°07'12,99'' E	0	No	No
4531	POFI 001	1926	E	NP	1.452	X	POFI	Sconosciuto	FR	T	41°34'47,00''	00°57'53,00'' E	0	No	No
5264	RIPI 009	1926	S	OL	265	X	RIPI	Sconosciuto	FR	T	41°35'30,50''	00°59'18,00'' E	0	No	No
5321	RIPI I	1926	E	NP	1.030	X	RIPI	Sconosciuto	FR	T	41°35'36,00''	00°59'50,00'' E	0	No	No
5323	RIPI III	1926	E	NP		X	RIPI	Sconosciuto	FR	T	41°35'43,00''	00°59'53,00'' E	0	No	No
5614	S.GIOVANNI INCARICO 004	1926	S	OL	653	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'37,82''	01°07'06,53'' E	0	No	No
5625	S.GIOVANNI INCARICO 015	1926	S	OL	476	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'28,30''	01°07'14,68'' E	0	No	No
5626	S.GIOVANNI INCARICO 016	1926	E	NP	97	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'28,37''	01°07'17,70'' E	0	No	No
5257	RIPI 002	1925	E	NP	550	X	RIPI	Sconosciuto	FR	T	41°35'33,00''	00°59'21,00'' E	0	No	No
5258	RIPI 003	1925	E	NP	81	X	RIPI	Sconosciuto	FR	T	41°35'37,00''	00°59'18,00'' E	0	No	No
5259	RIPI 004	1925	E	NP	245	X	RIPI	Sconosciuto	FR	T	41°35'40,00''	00°59'13,00'' E	0	No	No
5260	RIPI 005	1925	E	NP	74	X	RIPI	Sconosciuto	FR	T	41°35'41,00''	00°59'27,00'' E	0	No	No
5261	RIPI 006	1925	E	NP	124	X	RIPI	Sconosciuto	FR	T	41°35'36,00''	00°59'00,00'' E	0	No	No
5262	RIPI 007	1925	E	NP	335	X	RIPI	Sconosciuto	FR	T	41°35'30,00''	00°59'22,00'' E	0	No	No
5263	RIPI 008	1925	E	NP	967	X	RIPI	Sconosciuto	FR	T	41°35'21,50''	00°58'58,00'' E	0	No	No
5623	S.GIOVANNI INCARICO 013	1925	E	NP	477	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'30,42''	01°07'11,01'' E	0	No	No
1238	CARPANETO 001	1924	E	NP	1.500	C	CARPANETO	Sconosciuto	PC	T	44°54'44,00''	02°39'04,00'' W	0	No	No
5619	S.GIOVANNI INCARICO 009	1924	E	NP	478	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'30,38''	01°07'07,65'' E	0	No	No
5621	S.GIOVANNI INCARICO 011	1924	E	NP	441	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'34,49''	01°07'14,97'' E	0	No	No
5622	S.GIOVANNI INCARICO 012	1924	S	OL	424	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'31,91''	01°07'16,02'' E	0	No	No
5630	S.GIOVANNI INCARICO 020	1924	E	NP	463	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'26,91''	01°07'20,70'' E	0	No	No
5620	S.GIOVANNI INCARICO 010	1923	S	OL	429	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'32,23''	01°07'13,08'' E	0	No	No
5617	S.GIOVANNI INCARICO 007	1922	S	OL	451	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'33,16''	01°07'09,31'' E	0	No	No
5618	S.GIOVANNI INCARICO 008	1922	E	NP	458	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'34,77''	01°07'05,91'' E	0	No	No
4999	RAPOLLA 001	1921	E	NP	180	X	RAPOLLA	Sconosciuto	PZ	T	40°59'50,00''	03°16'45,00'' E	0	No	No
5615	S.GIOVANNI INCARICO 005	1921	S	OL	471	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'35,65''	01°07'09,17'' E	0	No	No
5616	S.GIOVANNI INCARICO 006	1921	S	OL	452	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'34,87''	01°07'11,86'' E	0	No	No
1385	CASTRO DEI VOLSCI 001	1920	E	NP	175	X	CASTRO DEI VOLSCI	Sconosciuto	FR	T	41°31'33,00''	00°59'11,00'' E	0	No	No
1404	CATRAMINA	1920	E	NP	271	X	CATRAMINA	Sconosciuto	FR	T	41°32'49,00''	00°56'32,00'' E	0	No	No
4986	RALLIO 009	1920	S	GO	300	M	RALLIO	Sconosciuto	PC	T	44°52'10,00''	02°53'08,00'' W	0	No	No
5322	RIPI II	1920	E	NP		X	RIPI	Sconosciuto	FR	T	41°39'23,00''	01°00'31,00'' E	0	No	No
4985	RALLIO 008	1919	S	GO	274	M	RALLIO	Sconosciuto	PC	T	44°52'08,00''	02°53'05,00'' W	0	No	No
5613	S.GIOVANNI INCARICO 003	1919	E	NP	715	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'42,77''	01°07'10,69'' E	0	No	No
109	ALFA	1918	E	OG	70	X	Non disponibile	DANTE VACCHIA	PV	T		E	0	No	No
5612	S.GIOVANNI INCARICO 002	1918	E	NP	756	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'37,44''	01°07'17,50'' E	0	No	No
4984	RALLIO 007	1917	S	GO	818	M	RALLIO	Sconosciuto	PC	T	44°52'04,00''	02°53'16,00'' W	0	No	No
4407	PICO 001	1916	E	NP	853	X	PICO	Sconosciuto	FR	T	41°27'00,00''	01°06'20,00'' E	0	No	No
5611	S.GIOVANNI INCARICO 001	1916	S	OL	854	X	S. GIOVANNI INCARICO	Sconosciuto	FR	T	41°29'37,00''	01°07'11,04'' E	0	No	No
1212	CAPOPONTE 001	1915	E	GA	708	X	CAPOPONTE	Sconosciuto	PR	T	44°33'40,00''	02°13'24,00'' W	0	No	No
3231	LAURANO 001	1915	E	X	690	X	LAURANO	Sconosciuto	PR	T	44°34'32,00''	02°07'00,00'' W	0	No	No
3476	MANDOLA 001	1913	E	GA	567	X	MANDOLA	Sconosciuto	PC	T	44°48'11,00''	02°43'26,00'' W	0	No	No
1969	CORNIGLIO 001	1911	E	OL	1.047	R	CORNIGLIO	PETROLI D'ITALIA	PR	T	44°29'18,00''	02°21'25,00'' W	0	No	No
3036	GRADO 002	1911	S	X	258	X	GRADO	Sconosciuto	GO	T	45°40'38,00''	00°56'26,00'' E	0	No	No
3037	GRADO 003	1911	S	X	217	X	GRADO	Sconosciuto	GO	T	45°40'43,00''	00°55'49,00'' E	0	No	No
3285	LESIGNANO BAGNI 002	1911	S	X	420	X	LESIGNANO BAGNI	Sconosciuto	PR	T	44°38'43,00''	02°09'17,00'' W	0	No	No
4983	RALLIO 005	1911	S	GO	427	M	RALLIO	Sconosciuto	PC	T	44°52'29,00''	02°52'53,00'' W	0	No	No
4982	RALLIO 004	1910	S	GO	403	M	RALLIO	Sconosciuto	PC	T	44°52'08,00''	02°53'12,00'' W	0	No	No
3284	LESIGNANO BAGNI 001	1908	E	X	123	X	LESIGNANO BAGNI	Sconosciuto	PR	T	44°38'43,00''	02°09'10,00'' W	0	No	No
6852	VICANINO 002	1908	S	GA	620	X	VICANINO	Sconosciuto	PC	T	44°47'37,00''	02°41'52,00'' W	0	No	No
1252	CASA DOMENICALI 005	1907	S	GA	577	C	CASA DOMENICALI	Sconosciuto	BO	T	44°18'01,90''	00°58'13,00'' W	3358	Si	No
4980	RALLIO 002	1905	S	GO	500	M	RALLIO	Sconosciuto	PC	T	44°52'08,00''	02°53'00,00'' W	0	No	No
366	ARCONI 003	1904	S	NP	684	X	ARCONI	Sconosciuto	PC	T	44°47'44,00''	02°41'34,00'' W	0	No	No
6851	VICANINO 001	1904	E	OL	412	X	VICANINO	Sconosciuto	PC	T	44°49'52,00''	02°40'08,00'' W	0	No	No
365	ARCONI 002	1903	S	GA	460	X	ARCONI	Sconosciuto	PC	T	44°47'42,00''	02°41'37,00'' W	0	No	No
364	ARCONI 001	1902	E	OL	340	X	ARCONI	Sconosciuto	PC	T	44°47'56,00''	02°41'25,00'' W	0	No	No
3035	GRADO 001	1900	E	X	217	X	GRADO	Sconosciuto	GO	T	45°40'35,00''	00°56'01,00'' E	0	No	No
1248	CASA DOMENICALI 001	1896	S	OL	130	C	CASA DOMENICALI	Sconosciuto	BO	T	44°17'36,00''	00°58'17,00'' W	3358	Si	No
2692	FRANCESE 002	1896	E	GA	133	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°42'35,00''	02°19'12,40'' W	0	Si	No
1249	CASA DOMENICALI 002	1895	S	NP	210	C	CASA DOMENICALI	Sconosciuto	BO	T	44°17'43,00''	00°58'14,50'' W	3358	Si	No
1250	CASA DOMENICALI 003	1895	S	GA	68	C	CASA DOMENICALI	Sconosciuto	BO	T	44°17'50,00''	00°58'15,00'' W	3358	Si	No
1251	CASA DOMENICALI 004	1895	S	GA	102	C	CASA DOMENICALI	Sconosciuto	BO	T	44°17'33,00''	00°58'15,00'' W	3358	Si	No
2524	FELICE 001	1895	E	OL	260	R	FIDENZA	AGIP	PR	T	44°42'35,00''	02°19'12,40'' W	0	Si	No

UNIONE EUROPEA

NORMATIVA

ASSOMINERARIA

Audizione delle Commissioni riunite Xa e XIIIa del Senato

25 gennaio 2012

Proposta di Regolamento UE sulla Sicurezza dell'Attività Offshore

Osservazioni Assomineraria

Assomineraria rappresenta le compagnie energetiche italiane e straniere impegnate nell'attività di valorizzazione delle risorse energetiche del sottosuolo in Italia. La stessa associazione rappresenta un centinaio di imprese dell'indotto "parapetrolifero", un comparto specialistico e ad elevato contenuto tecnologico che fornisce beni e servizi agli operatori.

Nel ringraziare per l'opportunità di poter esprimere le proprie considerazioni in merito alla proposta di Regolamento in materia di sicurezza dell'attività offshore -- COM (2011) 688 -- all'esame di queste Commissioni, Assomineraria intende:

- illustrare nella sua complessità il provvedimento in merito al quale siamo stati convocati, che è ancora in corso di discussione e revisione da parte della Commissione Europea;
- informare le Commissioni qui riunite del potenziale impatto di questo provvedimento sugli interessi economico-strategici dell'Italia, e della posizione che la nostra Associazione ha assunto a livello europeo in piena sinergia con il Ministero dello Sviluppo Economico;

La Proposta di Regolamento UE

- La proposta di regolamentare a livello Europeo le attività offshore è stata presentata il 27 ottobre 2011 ed è basata su un rapporto "Impact Assessment" oltre che su una serie di confronti con i Regulators nazionali (per l'Italia l'UNMIG/MSE), con un ruolo determinante del NSOAF *[North Sea Offshore Authorities Forum -- forum delle Autorità di Controllo dei seguenti Paesi: Danimarca, Germania, Irlanda, Isole Faroe, Norvegia, Olanda, Regno Unito e Svezia].*
- Malgrado ciò manca ancora, ad oggi, l'accordo delle Autorità nazionali sulla Proposta Comunitaria, come dimostra il fatto che da ottobre si sono svolte ben tre successive riunioni dei Regulators, l'ultima la settimana scorsa, il 19 gennaio.
- Inoltre la proposta è ancora oggetto di valutazione e commento da parte degli stakeholders nazionali e internazionali. Tra questi, oltre le Associazioni nazionali e internazionali degli operatori offshore, sono coinvolte le organizzazioni Sindacali e le Organizzazioni non-governative esperte della questione. La prossima di queste riunioni si svolgerà a Bruxelles il 31 gennaio, ed Assomineraria è stata invitata a far parte della delegazione del Governo Italiano.

- La Proposta della Commissione Europea è quindi ancora lungi dall'essere definita, come dimostra il fatto che pochi giorni fa, il 14 gennaio, in previsione delle riunioni qui sopra menzionate, è stata pubblicata una nuova versione del testo.

  Si tratta infatti di una proposta relativamente semplice nelle sue motivazioni ma molto complessa nella sua realizzazione. Un provvedimento in questa materia rischia di sovrapporsi ad una serie stratificata di normative nazionali e transnazionali estremamente tecniche e dettagliate che regolano un'attività fortemente legata alle condizioni geofisiche e ambientali dei diversi paesi. E questo rischio di sovrapposizione è tanto più significativo se si scegli di legiferare con un Regolamento invece di una Direttiva.

L'impatto della Proposta UE sull'attività offshore in Italia

- Assomineraria ha esaminato a fondo la Proposta della Commissione Europea sin dalla sua pubblicazione, ne ha fatto oggetto di un workshop internazionale a novembre scorso a Milano.

- Il 12 gennaio scorso gli operatori di Assomineraria hanno ufficializzato la loro posizione esprimendo la forte preoccupazione nei confronti dell'iniziativa avviata dalla Commissione Europea. Le ragioni di questa posizione di Assomineraria sono le seguenti:

  1. Esistono già in Italia robuste e severe norme che regolano l'attività offshore di ricerca e produzione di idrocarburi. Tali regole, che tra l'altro coinvolgono pesantemente tutti i contrattisti, e in particolare i proprietari di rig e altre strutture che conducono attività offshore per conto dell'operatore,[1] vengono applicate con diligenza e sotto la continua attenzione degli organi di sorveglianza del Ministero dello Sviluppo Economico. Esse vengono continuamente aggiornate e migliorate in funzione del continuo sviluppo delle tecnologie e dell'esperienza operativa maturata dal settore anche a livello internazionale. Oltre alle norme, gli operatori italiani si attengono alle "best practices" sviluppate e adottate in coordinamento con i maggiori operatori internazionali e con OGP (International Association of Oil and Gas Producers).

     A dimostrazione di quanto sopra, l'offshore italiano, in più di 50 anni di attività, e in particolare negli ormai 30 anni da quando esiste una articolata normativa di sicurezza offshore, non ha mai registrato incidenti di rilievo, né tanto meno danni all'ambiente.

  2. La nuova proposta di Regolamento dovrà trovare applicazione in tutti i mari della Comunità, principalmente Mare del Nord e Mediterraneo. Tuttavia questo provvedimento ha le sue

[1] Si ricorda a titolo di esempio che tutti i rig che operano in Italia, sia italiani che stranieri, sono preventivamente sottoposti alla cosiddetta "italianizzazione" per renderli compatibili alle norme italiane già a partire dai cantieri di origine; non è infrequente che abbiano bisogno di pesanti interventi anche rig che provengono da paesi "maturi" in termini di normative offshore.

origini nel desiderio della Commissione Europea di affrontare la problematica di incidenti ad alta gravità di conseguenze e bassa probabilità di accadimento, come Macondo, in una situazione geologica - alte pressioni e alte temperature (HP/HT) e ultra-deep water - che non trova riscontro nelle acque degli Stati Membri della Comunità, e tanto meno nell'offshore italiano.

Si vuole ricordare che in Italia sono stati perforati ad oggi più di 7.000 pozzi, che hanno permesso di conoscere in dettaglio e rappresentare con un elevato grado di precisione la situazione geologica del nostro territorio.

3. Inoltre la Commissione ha considerato ipotesi e supposizioni errate, in particolare con riferimento agli incidenti avvenuti nel passato e ai costi sostenuti.

   Le deduzioni fatte dalla Commissione Europea non tengono conto delle situazioni operative esistenti nei diversi Paesi: in Italia, oltre il 92% della produzione di idrocarburi a mare è costituita da gas metano, e le piattaforme, per la maggior parte presidiate in maniera remota dai centri operativi di terra, operano essenzialmente su bassi-medi fondali, in condizioni meteo non estreme, e dispongono di moderni controlli automatizzati e ad alta tecnologia.

- Esposte le ragioni di preoccupazione, Assomineraria, pur condividendo l'obiettivo della Commissione Europea di ridurre ulteriormente le probabilità di un incidente rilevante, ritiene che in caso di emissione di una nuova normativa europea si debbano prendere nella dovuta considerazione i seguenti punti:

  a. Emanazione della normativa come "Regolamento" piuttosto che come "Direttiva": Assomineraria è favorevole alla "Direttiva" così come del resto si sono espressi la maggior parte dei Governi dei Paesi membri dell'UE e l'Associazione Internazionale Oil&Gas Producers (OGP). Nel caso la normativa venga emanata come "Regolamento", è necessario un completo adeguamento delle norme già esistenti in campo europeo e nazionale. Ciò al fine di evitare serie problematiche di conflittualità e sovrapposizione tra norme diverse che oggi sono in vigore non solo nel campo specifico della sicurezza ma anche dell'ambiente, come è il caso della responsabilità ambientale e del trattamento dei rifiuti.

  b. E' necessario altresì rivedere numerose parti delle norme proposte per renderle applicabili nei vari Stati Membri e chiarire le molteplici definizioni e prescrizioni presenti nella proposta di Regolamento, che al momento causano difficoltà di interpretazione, non avendo il grado di precisione necessaria per l'immediata applicabilità come legge nazionale. La nuova versione della Proposta pubblicata il 14 gennaio considera alcune di queste osservazioni.

     In questo senso, è anche problematica la traduzione in lingua italiana del Regolamento che, se non accuratamente verificata, risulta già oggi incoerente con le definizioni presenti

nella normativa del Settore, al punto da renderla per molti versi difficilmente applicabile.

c. E' necessario poter disporre di un sufficiente periodo di transizione per la completa applicazione delle norme contenute nel Regolamento proposto, di almeno 4 anni.

d. E' necessario promuovere un processo di armonizzazione delle norme e degli standard tecnici ai paesi rivieraschi del bacino del Mediterraneo non facenti parte dell'UE dove, tra l'altro, esiste una intensa attività di ricerca e produzione di idrocarburi offshore.

Su questi punti Assomineraria ha riscontrato una piena sinergia con le Autorità del MSE che, nel rappresentare la posizione del Governo italiano alla recente riunione dei Regolatori (Bruxelles, 19 gennaio) hanno anche ribadito e illustrato la coerenza della procedura per l'ottenimento delle autorizzazioni di avvio delle attività di perforazione con i più elevati standard in vigore nei Paesi del Mare del Nord.

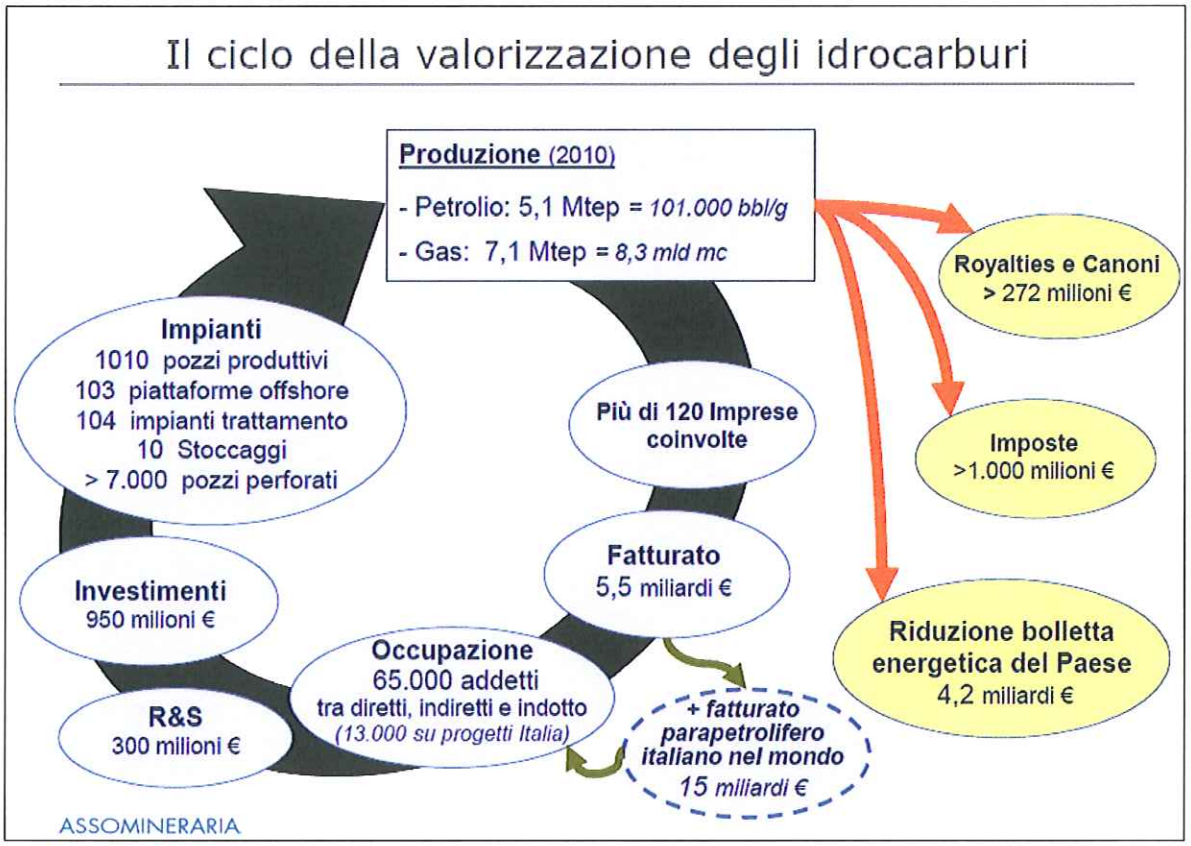
- La posizione di Assomineraria trova conforto anche in una serie di documenti che noi possiamo mettere a disposizione delle Commissioni qui riunite nel caso si intendesse approfondire le questioni sollecitate dalla Proposta di Regolamento UE. Tra questi, in particolare, un rapporto a cura della norvegese DNV (Det Norske Veritas, una delle più importanti società di certificazione al mondo) sull'inconsistenza delle ipotesi probabilistiche prese in considerazione nell'Impact Assessment della Commissione, e un rapporto analogo preparato da un organismo indipendente inglese.

Pertanto noi raccomandiamo a queste Commissioni riunite, nel caso si intendesse formulare una Risoluzione alla fine del loro esame, di considerare l'ampio spettro di competenze tecnico-scientifiche nazionali e internazionali che hanno esaminato nel dettaglio questa Proposta di Regolamento e di aderire nelle proprie osservazioni agli interessi nazionali già espressi dalle Autorità governative.

La Proposta della Commissione impatta infatti su un'attività industriale strategica per il Paese. In allegato aggiungiamo una breve scheda di aggiornamento sull'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi in Italia.

ALLEGATO: Scheda sull'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi in Italia

- Il settore occupa complessivamente, in Italia, circa 65.000 addetti (di cui 15.000 direttamente coinvolti nell'attività Italia), prevalentemente di elevato livello professionale.
- Il parco delle infrastrutture attive è costituito da oltre 1.000 pozzi roduttivi, 103 piattaforme a mare, 104 impianti di trattamento per olio e gas naturale, collegati alla rete distributiva che rappresenta un importante patrimonio infrastrutturale del Paese.
- La produzione, nel 2010, è stata pari a 12,2 milioni di tonnellate di petrolio equivalente tra Petrolio (5,1 Mt) e Gas naturale (7,1 Mt) per un fatturato di circa 5,5 miliardi di euro.
- Gli investimenti in infrastrutture, tecnologie e servizi sono intorno a un miliardo l'anno, fatturati per il 95% dalle imprese dell'indotto "parapetrolifero" presenti sul nostro territorio, lo stesso indotto specializzato che fattura oltre 15 miliardi di euro l'anno nel mondo, essendo la sua leadership riconosciuta a livello globale.
- Il settore contribuisce inoltre in maniera significativa alla formazione di un patrimonio di know-how di altissima specializzazione attraverso investimenti per oltre 300 milioni di euro all'anno nella ricerca, coinvolgendo università e politecnici.
- Sul fronte del gettito fiscale, il solo settore E&P, e solo per l'attività in Italia, contribuisce annualmente per oltre 1 miliardo di euro di imposte sul reddito d'impresa e per oltre 270 milioni all'anno di royalties e canoni. In una visione complessiva che comprende l'attività parapetrolifera da export, il contributo di imposte si approssima intorno ai 4,5 miliardi di euro all'anno.
- Infine va considerata l'importanza del contributo della produzione domestica al contenimento della bolletta energetica del Paese. Nel 2010 ha rappresentato il 7% della domanda di energia e il 9% del fabbisogno di idrocarburi, per un valore di circa 4,2 miliardi di euro sui mercati internazionali di approvvigionamento.
- Al di là delle importanti riserve già accertate, pari a circa 100 miliardi di Smc di gas e oltre 1 miliardo di barili di petrolio (fonte UNMIG) si stima che in Italia vi siano riserve ancora da scoprire particolarmente significative. Si tratta di 200 miliardi di Smc di gas e 1 miliardo di barili di petrolio. La presenza di queste riserve domestiche, accertate e potenziali, significa la possibilità di avviare alcune decine di cantieri, con un potenziale di lavoro stimato in oltre 50mila addetti/anno e ricadute sullo sviluppo di numerosi distretti tecnologici, in Emilia Romagna, Lombardia, Toscana, Abruzzo, Basilicata e Sicilia.


Il ciclo della valorizzazione degli idrocarburi
Produzione (2010)
- Petrolio: 5,1 Mtep = 101.000 bbl/g
- Gas: 7,1 Mtep = 8,3 mld mc
Royalties e Canoni
> 272 milioni €
Imposte
>1.000 milioni €
Riduzione bolletta energetica del Paese
4,2 miliardi €
Impianti
1010 pozzi produttivi
103 piattaforme offshore
104 impianti trattamento
10 Stoccaggi
> 7.000 pozzi perforati
Più di 120 Imprese coinvolte
Fatturato
5,5 miliardi €
Investimenti
950 milioni €
Occupazione
65.000 addetti
tra diretti, indiretti e indotto
(13.000 su progetti Italia)
R&S
300 milioni €
+ fatturato parapetrolifero italiano nel mondo
15 miliardi €
ASSOMINERARIA

DECISIONE DELLA COMMISSIONE

del 19 gennaio 2012

relativa all'istituzione del Gruppo di autorità dell'Unione europea per le attività offshore nel settore degli idrocarburi

(2012/C 18/07)

LA COMMISSIONE EUROPEA,

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea,

considerando quanto segue:

(1) L'articolo 191 del trattato stabilisce gli obiettivi di salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente e istituisce l'obbligo di sostenere tutte le azioni dell'Unione attraverso un alto livello di protezione basato sui principi di precauzione e azione preventiva e di utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali.

(2) La politica dell'Unione è intesa a ridurre il verificarsi di incidenti gravi legati alle attività offshore nel settore degli idrocarburi e a limitarne le conseguenze, aumentando così la protezione dell'ambiente marino e delle economie costiere dall'inquinamento, limitando possibili interruzioni alla produzione energetica interna dell'Unione e migliorando i meccanismi di risposta in caso di incidente.

(3) Gli incidenti del 2010 legati alle attività offshore nel settore degli idrocarburi, in particolare quello della Deepwater Horizon nel Golfo del Messico, sono all'origine dell'avvio di un processo di revisione delle politiche volto a garantire la sicurezza delle attività offshore. La Commissione ha espresso il proprio parere iniziale sulla sicurezza delle operazioni offshore nel settore degli idrocarburi nella sua comunicazione «Affrontare la sfida della sicurezza delle attività offshore nel settore degli idrocarburi» ([1]) del 12 ottobre 2010.

(4) I rischi che si verifichino gravi incidenti nell'estrazione di petrolio o gas offshore nelle acque unionali non sono trascurabili. Le industrie offshore del settore degli idrocarburi operano in diverse regioni dell'Unione e nelle acque dell'Unione sono previsti nuovi progetti regionali. La coltivazione offshore di idrocarburi è un elemento significativo per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'UE.

(5) Benché l'Unione disponga già di esempi eccellenti di pratiche normative nazionali per quanto attiene all'attività offshore nel settore degli idrocarburi, un'armonizzazione verso l'alto dell'attuazione del quadro normativo attinenti alle operazioni offshore di estrazione di petrolio o gas, può ulteriormente migliorare la sicurezza di tali attività.

(6) Si riconosce attualmente che lo scambio regolare di esperienze e l'individuazione delle migliori pratiche fra le autorità di regolamentazione e l'industria, così come il miglioramento delle misure di attuazione, costituiscono gli aspetti fondanti di un regime normativo efficace.

(7) Il valore della collaborazione tra le autorità offshore è stato chiaramente stabilito dalle attività del North Sea Offshore Authorities Forum e dell'International Regulators Forum. Partendo da tali premesse è importante incrementare l'efficacia del trasferimento di esperienze e di conoscenze all'interno dell'Unione mediante una struttura formale per tutta l'Unione.

(8) Basandosi soprattutto sulle attività delle autorità nazionali di regolamentazione, il Gruppo di autorità dell'Unione europea per le attività offshore nel settore degli idrocarburi dovrebbe integrare nelle sue attività l'esperienza dei soggetti interessati più coinvolti, ivi compresi i principali paesi terzi. Il Gruppo di autorità dovrebbe agevolare il trasferimento di conoscenze tra i soggetti interessati e coadiuvare nell'elaborazione di orientamenti formali relativi alle migliori pratiche.

(9) Gli obiettivi delle autorità che collaborano per evitare il verificarsi di gravi incidenti offshore, e definire le modalità di intervento in caso di tali incidenti, sono inoltre complementari agli obiettivi del gruppo di lavoro permanente sull'industria mineraria e le altre industrie estrattive, istituito a norma dell'articolo 6 della decisione 2003/C 218/01 del Consiglio, che istituisce un comitato consultivo per la sicurezza e la salute sul luogo di lavoro, e sono complementari agli obiettivi di detto comitato.

(10) Occorre prevedere norme sulla divulgazione delle informazioni da parte dei membri del Gruppo di autorità e dei loro rappresentanti, fatte salve le norme in materia di sicurezza previste dalla Commissione, di cui all'allegato della decisione 2001/844/CE, CECA, Euratom, della Commissione.

(11) È necessario che i dati personali relativi ai membri del Gruppo di autorità siano trattati a norma del regolamento (CE) n. 45/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 dicembre 2000, concernente la tutela delle persone fisiche in relazione al trattamento dei dati personali da parte delle istituzioni e degli organismi comunitari, nonché la libera circolazione di tali dati ([2]),

([1]) COM(2010) 560 definitivo.

([2]) GU L 8 del 12.1.2001, pag. 1.

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1

Oggetto

È istituito il Gruppo di autorità dell'Unione europea per le attività offshore nel settore degli idrocarburi (in appresso «il Gruppo di autorità»).

Articolo 2

Mansioni

1. Il Gruppo di autorità funge principalmente da forum per lo scambio di esperienze e di competenze tra le autorità nazionali e la Commissione.

2. Le attività del Gruppo di autorità possono comprendere, in coordinamento con le attività di altri gruppi di esperti competenti, tutte le questioni connesse alla prevenzione e alla risposta agli incidenti gravi nelle operazioni offshore nel settore degli idrocarburi all'interno dell'Unione, nonché, se del caso, all'esterno delle sue frontiere.

3. Il Gruppo di autorità discute, assiste la Commissione e ad essa comunica il proprio parere, sia su richiesta della Commissione che di propria iniziativa, in particolare sulle seguenti questioni:

a) individuare le priorità per l'elaborazione di documenti orientativi, norme e migliori pratiche nel settore degli idrocarburi;

b) predisporre, o avviare, e controllare l'elaborazione di linee guida inerenti alle migliori pratiche del settore;

c) facilitare il rapido scambio di informazioni tra Commissione e autorità nazionali, ai fini della condivisione di esperienze, per quanto riguarda, ad esempio, il verificarsi di incidenti gravi e le loro cause, le risposte da prevedere, le circostanze che avrebbero potuto causare incidenti gravi, nonché, informazioni operative relative agli impianti di trivellazione che devono spostarsi nei vari Stati membri;

d) suscitare e stimolare un consenso tra Commissione e autorità nazionali per quanto riguarda le migliori pratiche normative;

e) incentivare gli scambi e agevolare i distacchi di personale tra le varie autorità nazionali al fine di accrescerne le conoscenze e l'esperienza;

f) scambiarsi informazioni in merito all'applicazione della normativa e delle politiche, nazionali e dell'Unione, inerenti alle attività offshore nel settore degli idrocarburi, ivi comprese le misure volte a prevenire atti illeciti intenzionali nei confronti di tali attività, nonché a coadiuvare la Commissione nel monitoraggio dell'attuazione del pertinente *acquis* dell'Unione.

Articolo 3

Consultazione

1. Fatte salve le disposizioni di cui all'articolo 2, la Commissione può consultare il Gruppo di autorità su qualsiasi questione relativa ai principali rischi della prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi offshore.

2. Il Gruppo di autorità consulta altri gruppi di esperti della Commissione su temi di interesse complementare, affinché le pertinenti questioni siano trasmesse agli altri gruppi e il Gruppo di autorità riceva le informazioni che possono interessarlo.

Articolo 4

Adesione — Nomina

1. Il Gruppo di autorità è composto dalle autorità degli Stati membri competenti per la sorveglianza dell'applicazione delle norme nelle attività offshore nel settore degli idrocarburi e delle politiche connesse.

2. Dette autorità nominano i rispettivi rappresentanti.

3. I nominativi delle autorità degli Stati membri sono pubblicati nel Registro dei gruppi di esperti della Commissione e di altri organismi analoghi (in appresso, il «Registro»).

4. I dati personali sono raccolti, trattati e pubblicati in conformità del regolamento (CE) n. 45/2001.

Articolo 5

Funzionamento

1. Il Gruppo di autorità è presieduto da un rappresentante della Commissione, che può designare un copresidente.

2. D'accordo con i servizi della Commissione, il Gruppo di autorità, in base ad un apposito mandato, può istituire sottogruppi al fine di esaminare temi specifici, quali lo scambio delle migliori pratiche. Tali sottogruppi si sciolgono dopo aver espletato il loro mandato.

3. I rappresentanti dei settori interessati, tra cui industria, sindacati, università, istituti di ricerca, organizzazioni non governative, pertinenti agenzie dell'Unione, paesi terzi e altri soggetti interessati possono partecipare ai lavori del Gruppo di autorità su invito del presidente. Inoltre può essere concesso lo statuto di osservatore a singoli o a organizzazioni la cui partecipazione può contribuire ai lavori del Gruppo di autorità.

4. In linea di massima il Gruppo di autorità e i sottogruppi si riuniscono nei locali della Commissione secondo le procedure e il calendario da essa stabiliti. Salvo diversa disposizione, la Commissione fornisce i servizi di segreteria.

5. Ogni Stato membro può chiedere il parere del Gruppo di autorità su documenti e informazioni pubblicate riguardanti i principali rischi delle attività offshore nel settore degli idrocarburi, conformemente alla normativa applicabile dell'Unione europea.

6. Il Gruppo di autorità riferisce regolarmente in merito alle proprie attività, in particolare per quanto attiene all'individuazione e all'applicazione delle migliori pratiche e ai risultati dell'industria offshore in materia.

7. Il Gruppo di autorità si riunisce almeno una volta all'anno.

8. Membri appositamente designati del gruppo di autorità e della presidenza si riuniscono almeno una volta all'anno con le controparti del gruppo di lavoro permanente sull'industria mineraria e le altre industrie estrattive per discutere il lavoro di entrambi gli organismi nel periodo precedente e per condividere i futuri programmi di lavoro.

9. Le informazioni ottenute partecipando ai lavori del gruppo di autorità o dei sottogruppi non sono divulgate se le Commissione ritiene che attengano a questioni riservate.

10. Il Gruppo di autorità adotta il proprio regolamento interno basandosi sul modello di regolamento interno dei gruppi di esperti.

Articolo 6

Spese di riunione

1. I partecipanti alle attività del Gruppo di autorità o dei relativi sottogruppi non sono remunerati per i servizi resi.

2. La Commissione rimborsa le spese di viaggio e di soggiorno sostenute dai partecipanti alle attività del Gruppo di autorità o dei relativi sottogruppi in base alle proprie disposizioni interne.

3. Le spese sono rimborsate nei limiti degli stanziamenti disponibili previsti nel quadro della procedura annuale di assegnazione delle risorse.

Fatto a Bruxelles, il 19 gennaio 2012

Per la Commissione
Günther OETTINGER
Membro della Commissione

Sicurezza delle attività offshore nel settore degli idrocarburi

P7_TA(2011)0366

Risoluzione del Parlamento europeo del 13 settembre 2011 sull'affrontare le sfide della sicurezza delle attività offshore nel settore degli idrocarburi (2011/2072(INI))

(2013/C 51 E/06)

Il Parlamento europeo,

— vista la direttiva 94/22/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 1994, relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi (1),

— vista la direttiva 92/91/CEE del Consiglio, del 3 novembre 1992, relativa a prescrizioni minime intese al miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione (2),

— vista la direttiva 2008/1/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 gennaio 2008, sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento (direttiva IPPC) (3),

— vista la direttiva 85/337/CEE del Consiglio del 27 giugno 1985 concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (direttiva sulla valutazione dell'impatto ambientale) (4), come modificata dalle direttive 97/11/CE (5), 2003/35/CE (6) e 2009/31/CE (7),

— vista la direttiva 2004/35/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 aprile 2004, sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale (direttiva sulla responsabilità ambientale, o ELD) (8),

— visto il regolamento (CE) n. 1406/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 giugno 2002, che istituisce un'Agenzia europea per la sicurezza marittima (9), così come modificato,IT 22.2.2013 Gazzetta ufficiale dell’Unione europea C 51 E/43

(1) GU L 164 del 30.6.1994, pag. 3.

(2) GU L 348 del 28.11.1992, pag. 9.

(3) GU L 24 del 29.1.2008, pag. 8.

(4) GU L 175 del 5.7.1985, pag. 40.

(5) GU L 73 del 14.3.1997, pag. 5.

(6) GU L 156 del 25.6.2003, pag. 17.

(7) GU L 140 del 5.6.2009, pag. 114.

(8) GU L 143 del 30.4.2004, pag. 56.

(9) GU L 208 del 5.8.2002, pag. 1. **Martedì 13 settembre 2011**

— visto il regolamento (CE) n. 2038/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 dicembre 2006, sul finanziamento pluriennale dell'azione dell'Agenzia europea per la sicurezza marittima in materia di intervento contro l'inquinamento causato dalle navi e recante modifica del regolamento (CE) n. 1406/2002 (1),

— vista la direttiva 2008/56/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 giugno 2008, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino (direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino) (2),

— vista la sua risoluzione del 7 ottobre 2010 sull'azione UE in materia di prospezione ed estrazione di petrolio in Europa (3),

— vista la comunicazione della Commissione dal titolo "Affrontare la sfida della sicurezza delle attività offshore nel settore degli idrocarburi" (COM(2010)0560),

— visto l'articolo 194 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea,

— visti l'articolo 11 e l'articolo 191 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea,

— visto l'incidente della piattaforma Deepwater Horizon che ha causato una tragica perdita di vite umane e significativi danni ambientali,

— vista la relazione finale della Commissione nazionale statunitense sulla fuoriuscita di petrolio dalla piattaforma Deepwater Horizon della BP e sulla trivellazione offshore,

— vista la direttiva del Consiglio 92/43/CEE, del 21 maggio 1992, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (direttiva Habitat) (4),

— visto l'articolo 48 del suo regolamento,

— visti la relazione della commissione per l'industria, la ricerca e l'energia e i pareri della commissione per l'occupazione e gli affari sociali, della commissione per l'ambiente, la sanità pubblica e la sicurezza alimentare e della commissione giuridica (A7-0290/2011),

A. considerando che l'articolo 194 del TFUE afferma specificamente il diritto di uno Stato membro di determinare le condizioni di utilizzo delle sue fonti energetiche tenendo in considerazione, al contempo, la solidarietà e la protezione dell'ambiente,

B. considerando che l'articolo 191 del TFUE sancisce che la politica dell'Unione in materia ambientale deve mirare a un elevato livello di tutela ed essere fondata sui principi della precauzione e dell'azione preventiva, sul principio della correzione, in via prioritaria alla fonte, dei danni causati all'ambiente, nonché sul principio "chi inquina paga",

C. considerando che le fonti interne di petrolio e gas contribuiscono in modo significativo alle attuali necessità energetiche dell'Europa e sono fondamentali al momento per la nostra sicurezza energetica e la nostra diversità energetica,IT C 51 E/44 Gazzetta ufficiale dell'Unione europea 22.2.2013

(1) GU L 394 del 30.12.2006, pag. 1.

(2) GU L 164 del 25.6.2008, pag. 19.

(3) Testi approvati, P7_TA(2010)0352.

(4) GU L 206 del 22.7.1992, pag. 7.

D. considerando che l'attività offshore è in crescita nelle aree adiacenti al territorio dell'UE, che non sono soggette alla legislazione UE, ma in cui qualsiasi incidente potrebbe avere un impatto sul territorio dell'UE; che molte di queste aree sono attualmente instabili dal punto di vista politico,

E. considerando che esiste già un ampio corpus di diritto internazionale e convenzioni internazionali che disciplinano i mari, comprese le acque europee,

F. considerando che la Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare (UNCLOS) stabilisce il quadro giuridico per la realizzazione di attività in ambito oceanico e marino, compresa la delimitazione della piattaforma continentale e della zona economica esclusiva (ZEE);

G. considerando che occorre garantire la sicurezza e l'integrità della prospezione di petrolio e di gas naturale e la massima protezione per i cittadini europei e l'ambiente,

H. considerando che gli effetti di un incidente potrebbero essere di natura transfrontaliera, il che giustifica pertanto la preparazione preliminare di una capacità di risposta dell'UE contro l'inquinamento che tenga presenti gli incidenti avvenuti al di fuori delle acque dell'UE,

I. considerando che la fuoriuscita di petrolio dalla piattaforma Deepwater Horizon ha mostrato le conseguenze ambientali e umane potenzialmente devastanti dello sfruttamento petrolifero in ambienti estremi, e gli enormi costi economici associati a tali impatti ambientali,

J. considerando che alcune raccomandazioni della Commissione nazionale statunitense sulla fuoriuscita di petrolio dalla piattaforma Deepwater Horizon della BP e sulla trivellazione offshore rispecchiano una serie di pratiche assai comuni in alcune parti dell'UE da oltre 20 anni,

K. considerando che la fuoriuscita di petrolio dalla piattaforma Deepwater Horizon nel Golfo del Messico deve indurre l'Unione europea, laddove necessario, a effettuare con la massima urgenza una revisione approfondita della legislazione e della regolamentazione pertinenti, per quanto concerne il principio di precauzione e il principio dell'azione preventiva, per tutti gli aspetti dell'esplorazione e dell'estrazione offshore di petrolio e di gas, compreso il trasporto sicuro mediante condotte sottomarine situate sopra o sotto il fondo marino, all'interno del suo territorio; che, in tale contesto, il Parlamento plaude all'intenzione della Commissione di colmare con urgenza le lacune nell'attuale legislazione dell'UE,

L. considerando che la catastrofe del Golfo del Messico ha spinto l'industria e le autorità competenti a creare forum, come il GIRG (1) e l'OSPRAG (2), per trarre insegnamenti dalla catastrofe e che molte di queste iniziative hanno già prodotto risultati concreti,

M. considerando che nel 2007 le imprese petrolifere nazionali rappresentavano il 52 % della produzione mondiale di petrolio e controllavano l'88 % delle riserve accertate di petrolio; che la loro importanza rispetto alle compagnie petrolifere internazionali sta aumentando in modo straordinario,

N. considerando che i diversi meccanismi regolamentari degli Stati membri rendono molto più difficile garantire l'integrità delle misure di sicurezza, rappresentano un onere finanziario aggiuntivo per le imprese e pregiudicano l'adeguato e buon funzionamento del mercato interno,

O. considerando che i fatti suggeriscono che separare il processo di concessione di licenze dalle valutazioni sulla salute e la sicurezza può permettere di evitare eventuali conflitti di interesse o una confusione di obiettivi,IT 22.2.2013 Gazzetta ufficiale dell'Unione europea C 51 E/45

(1) Global Industry Response Group (Gruppo di risposta globale dell'industria).

(2) Oil Spill response group (Gruppo di risposta alle fuoriuscite di petrolio).

P. considerando che i regolatori nazionali devono valutare la sostenibilità e la capacità finanziarie prima di concedere la licenza e l'autorizzazione definitiva di trivellazione, garantendo che esistano fondi sufficienti, anche attraverso l'assicurazione contro i danni a terzi e fondi comuni,

Q. considerando che esistono già vari forum internazionali in cui i regolatori possono scambiare le migliori prassi, incluso il NSOAF (1),

R. considerando che la Commissione, a nome dell'UE, è già parte contraente dell'OSPAR (2), una convenzione regionale per la protezione dell'ambiente marino dell'Atlantico nordorientale,

S. considerando che esistono meccanismi per la segnalazione degli incidenti, compresa la relazione annuale OSPAR sugli scarichi, le fuoriuscite e le emissioni, e che si possono utilizzare canali non regolamentari come i "bollettini di sicurezza" del NSOAF per divulgare gli insegnamenti tratti da tali incidenti,

T. considerando che numerosi accordi esistenti definiscono già procedure di risposta internazionale a fuoriuscite di rilevanza internazionale, quali l'accordo OCES (3),

U. considerando che la direttiva Macchine dell'UE è applicabile in generale alle attrezzature delle installazioni offshore di petrolio e di gas, ma esclude le unità mobili di trivellazione offshore e le rispettive attrezzature,

V. considerando che l'Agenzia europea per la sicurezza marittima fornisce già assistenza tecnica alla Commissione per lo sviluppo e l'attuazione della legislazione dell'UE in materia di sicurezza marittima e che le sono state affidate funzioni operative per l'intervento contro l'inquinamento da idrocarburi, il monitoraggio via satellite e l'identificazione e tracciamento a lungo raggio di navi,

W. considerando che la responsabilità del risanamento dopo qualsiasi fuoriuscita di petrolio e la responsabilità per danni sono basate sull'articolo 191 del TFUE, che sancisce il principio "chi inquina, paga", e rispecchiate nel diritto derivato, come la direttiva sulla responsabilità ambientale e la direttiva sui rifiuti,

X. considerando che nel Mare del Nord esiste già un regime di compensazione volontario in caso di inquinamento da idrocarburi,

Approccio normativo

1. riconosce che il rilascio di licenze e di altre autorizzazioni per la prospezione e lo sfruttamento delle risorse di idrocarburi è una prerogativa degli Stati membri e che qualsiasi sospensione delle attività è a discrezione dello Stato membro interessato; sottolinea, tuttavia, che le procedure di concessione di licenze devono conformarsi a determinati criteri comuni dell'UE ed evidenzia il fatto che gli Stati membri devono applicare il principio di precauzione al momento del rilascio delle autorizzazioni per la prospezione e lo sfruttamento delle risorse di idrocarburi;IT C 51 E/46 Gazzetta ufficiale dell’Unione europea 22.2.2013

(1) North Sea Offshore Authorities Forum (Forum delle autorità competenti in materia di installazioni marine nei paesi del Mare del Nord).

(2) La Convenzione OSPAR è lo strumento giuridico attuale che disciplina la cooperazione internazionale sulla protezione dell'ambiente marino dell'Atlantico nordorientale.

(3) Offshore Cooperative Emergency Services, che riunisce le associazioni nazionali della Danimarca, della Germania, dell'Irlanda, dei Paesi Bassi, della Norvegia e del Regno Unito.

2. insiste pertanto sul fatto che l'introduzione di una moratoria su scala UE per tutte le nuove trivellazioni petrolifere offshore nelle acque profonde dell'UE costituirebbe una reazione sproporzionata rispetto alla necessità di assicurare livelli di sicurezza elevati in tutta l'UE;

3. sottolinea che il regime legislativo e regolamentare di ogni Stato membro deve assicurare che tutti gli operatori presentino un "dossier di sicurezza" basato sui rischi specifici del sito che li obblighi a dimostrare pienamente alle autorità competenti in materia di salute, sicurezza e ambiente che tutti i rischi specifici del sito, e di altro tipo, sono stati considerati e che vengono effettuati controlli per ogni impianto;

4. sottolinea che i quadri legislativi e regolamentari di tutti gli Stati membri dovrebbero adottare un regime solido in linea con le migliori prassi attuali in virtù del quale tutte le proposte di trivellazione siano corredate da un dossier di sicurezza che deve essere approvato prima di poter iniziare le operazioni, e che deve includere procedure di verifica indipendenti da parte di terzi e revisioni ad intervalli periodici e adeguati da parte di esperti indipendenti; sottolinea che "punti di attesa" regolatori preliminari alla trivellazione assicureranno inoltre che tutti i rischi sono stati considerati e attenuati e che le revisioni degli esperti indipendenti sono state attuate ad intervalli adeguati per ciascun impianto;

5. chiede che tutti i dossier di sicurezza diventino un documento vivo e in evoluzione in modo che le modifiche materiali, tecniche o in materia di attrezzature siano sottoposte all'approvazione dell'autorità competente interessata e sottolinea che tutti i dossier di sicurezza dovrebbero essere rivisti almeno ogni cinque anni, anche da regolatori indipendenti; sottolinea che tutte le procedure e attrezzature disponibili sul sito per far fronte ad eventuali esplosioni devono essere incluse nel dossier di sicurezza;

6. riconosce che esiste già una rete di regimi e migliori prassi ed è convinto che qualsiasi nuovo atto legislativo specifico dell'UE possa destabilizzare l'attuale rete di regimi, allontanandoli dall'approccio collaudato del dossier di sicurezza, e sottolinea che la nuova legislazione non deve tentare di duplicare o compromettere le migliori prassi esistenti;

7. appoggia l'auspicio della Commissione di livellare verso l'alto le norme minime nell'UE, in cooperazione con gli Stati membri; ritiene che le preoccupazioni relative alla sicurezza e all'ambiente debbano essere integrate in tutta la legislazione e che le norme di sicurezza e di protezione dell'ambiente più elevate debbano essere applicate in tutti gli ambiti delle attività di sfruttamento offshore di petrolio e di gas; chiede che una parte terza indipendente aumenti il livello di coordinamento in caso di incidente; raccomanda di designare l'AESM per tale funzione;

8. sollecita un'estensione del campo di applicazione della direttiva concernente la valutazione dell'impatto ambientale (VIA) (1) a tutte le fasi dei progetti offshore (esplorazione e esercizio) e chiede l'introduzione di requisiti specifici per le VIA nel caso di acque profonde, pozzi complessi, difficili condizioni di trivellazione e trasferimento di petrolio e gas mediante condotte sottomarine situate sopra o sotto il fondo marino; ritiene inoltre che la Commissione debba assicurare che le VIA per i progetti offshore approvati dalle autorità nazionali riguardino anche le modalità che l'operatore deve seguire nella fase di smantellamento; chiede alla Commissione di riesaminare le disposizioni giuridiche in materia di VIA e di stabilire in tal sede che le procedure di valutazione dell'impatto ambientale devono essere affidate ad esperti indipendenti dal cliente;

9. invita la Commissione a esaminare l'attuale quadro regolamentare relativo allo smantellamento delle infrastrutture di trivellazione esistenti e a chiarire, se necessario per via normativa, la responsabilità degli operatori di garantire uno smantellamento sicuro e di rispondere di qualsiasi danno ambientale risultante da tale operazione ovvero da un sito di trivellazione dopo il suo smantellamento;IT 22.2.2013 Gazzetta ufficiale dell’Unione europea C 51 E/47

(1) Direttiva del Consiglio 85/337/CEE (modificata).

10. invita la Commissione a considerare l'opportunità di estendere i validi principi contenuti nella sua legislazione per il controllo dei rischi sulla terraferma (SEVESO II (1) e III (2)) alla legislazione sulle attività offshore relative al petrolio e al gas; invita nel frattempo la Commissione, qualora non proponga questa nuova legislazione specifica, a riesaminare la sua proposta SEVESO III al fine di estenderne il campo d'applicazione agli impianti di trivellazione e alle condotte sottomarine situate sopra o sotto il fondo marino, in tutte le fasi di esplorazione delle riserve di petrolio e gas fino allo smantellamento del pozzo; accoglie con favore il memorandum esplicativo della Commissione sulla revisione della direttiva SEVESO II in cui afferma che valuterà il modo più appropriato per rafforzare la legislazione ambientale;

11. osserva che le attività offshore nel settore degli idrocarburi non sono coperte dalle disposizioni fondamentali della direttiva sulle emissioni industriali (3); suggerisce che la Commissione aggiunga all'Allegato I, punto 1.5, "attività offshore relative a petrolio e gas", quale parte della prima revisione che dovrà essere compiuta entro il 31 dicembre 2011, e suggerisce che l'Ufficio europeo IPPC definisca le migliori prassi disponibili per le attività offshore relative a petrolio e gas;

12. si compiace dell'intenzione della Commissione di rivedere la direttiva 92/91/CEE e chiede un approccio basato su norme comuni, al fine di evitare disparità di trattamento dei lavoratori in seno alla stessa impresa a seconda del luogo di lavoro; chiede quindi una serie di norme trasparenti, efficaci e coerenti applicabili a tutti i dipendenti del settore offshore nonché una valutazione dell'efficacia della legislazione esistente e delle possibilità di una futura armonizzazione della legislazione;

13. chiede all'Unione europea di promuovere l'applicazione delle linee guida dell'Organizzazione internazionale del lavoro sui sistemi di gestione della sicurezza e della salute sul lavoro (OIL-OSH 2001) nel settore degli idrocarburi;

14. avverte, tuttavia, che l'efficacia della legislazione dipende in ultima analisi dalla qualità con cui viene attuata dalle autorità e dagli organi nazionali ed europei competenti che attuano, gestiscono e applicano la legislazione pertinente; ritiene che la Commissione dovrebbe adoperarsi per garantire che le autorità degli Stati membri rispettino detta legislazione;

15. richiama l'attenzione sul fatto che alcuni Stati membri già dispongono di meccanismi di sicurezza eccellenti rispetto al livello europeo e internazionale;

16. sottolinea l'importanza di ispezioni periodiche, variate e rigorose svolte da personale indipendente e specializzato a conoscenza delle condizioni locali; ritiene che i regimi di ispezione di un operatore debbano essere anch'essi oggetto di verifica da parte di terzi; sostiene gli sforzi già profusi da alcuni Stati membri al fine di aumentare il numero delle ispezioni rigorose; sottolinea l'importanza dell'indipendenza delle autorità nazionali e di un trattamento trasparente dei possibili conflitti d'interesse ai quali gli ispettori potrebbero dover far fronte con i potenziali datori di lavoro futuri;

17. prende atto che le risorse sono limitate in termini di ispettori esperti e chiede che siano previsti maggiori investimenti per sviluppare una rete di ispezione più qualificata in tutti gli Stati membri; invita la Commissione ad esaminare le modalità per aiutare gli Stati membri a sviluppare i propri servizi di ispezione;IT C 51 E/48 Gazzetta ufficiale dell'Unione europea 22.2.2013

(1) Direttiva 96/82/CE del Consiglio, del 9 dicembre 1996, sul controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose (GU L 10 del 14.1.1997, pag. 13).

(2) Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio sul controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose, (COM(2010)0781).

(3) Direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 novembre 2010, relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento) (GU L 334 del 17.12.2010, pag. 17).

18. insiste sulla necessità di introdurre sistemi di controllo efficaci da parte di organi di ispezione, con metodi innovativi quali audit specifici sull'orario di lavoro o le operazioni di salvataggio, e sulla possibilità di applicare sanzioni in caso di violazione delle norme sulla salute e la sicurezza dei lavoratori;

19. rileva che i regimi di ispezione di un operatore devono essere oggetto di verifica da parte di terzi e sottoposti a ispezioni a livello di UE e che l'audit delle navi deve essere esteso includendovi le piattaforme offshore di petrolio e gas;

20. riconosce che, in alcune operazioni meno estese, la condivisione delle ispezioni da parte degli Stati membri possa generare economie di scala;

21. sottolinea che ogni eventuale estensione della legislazione dell'UE in materia di prodotti alle attrezzature sulle installazioni offshore dovrebbe riconoscere che, dato il ritmo elevato del progresso tecnologico, specifiche eccessivamente prescrittive possono divenire rapidamente superflue;

22. manifesta preoccupazione per il fatto che un "controllore dei controllori" a livello UE non apporterà un valore aggiunto sufficiente a giustificare il drenaggio delle scarse risorse normative dalle autorità nazionali competenti; riconosce tuttavia le potenzialità rappresentate dall'importante esperienza dell'AESM nel trattare la prevenzione, il monitoraggio e le attività di rilevamento degli incidenti petroliferi e che la raccolta di dati, la condivisione delle migliori prassi e il coordinamento delle risorse di risposta dovrebbero essere coordinati a livello di UE; invita la Commissione ad esaminare se un organismo di regolamentazione europeo per le operazioni offshore che riunisca i regolatori nazionali, analogamente al BEREC per il settore delle comunicazioni elettroniche, possa apportare un valore aggiunto e rafforzare l'applicazione e l'attuazione nell'UE delle norme più elevate,

Prevenzione, scambio di informazioni e migliori prassi

23. sottolinea l'importanza delle iniziative regionali quali prima fase dell'azione multilaterale ed è convinto che si debbano stabilire forum analoghi al NSOAF nel Mare del Nord per gli Stati membri attorno al Mar Mediterraneo, al Mar Baltico e al Mar Nero per controllare l'adozione e l'applicazione delle norme minime; plaude a tal proposito all'iniziativa della Commissione di istituire il Mediterranean Offshore Authorities Forum (MOAF) e incoraggia la partecipazione di paesi non membri dell'UE; è del parere che gli standard e le norme adottate per l'UE dovrebbero tenere conto degli aspetti ambientali relativi alla ricerca degli idrocarburi nei territori dei paesi terzi;

24. riconosce che le condizioni delle diverse aree marine variano considerevolmente ma ritiene che dovrebbe sussistere un coordinamento tra i forum per le iniziative regionali, ove opportuno, per garantire le migliore prassi a livello di UE; sottolinea che la Commissione dovrebbe svolgere un ruolo attivo all'interno di detti forum;

25. accoglie con favore l'iniziativa della Commissione volta a istituire riunioni congiunte UE/NSOAF quali opportunità di scambio delle migliori prassi nell'UE; sottolinea che tali riunioni dovrebbero essere valutate dai partecipanti;

26. plaude alla decisione dell'Associazione internazionale dei produttori di petrolio e di gas di istituire il gruppo di reazione globale dell'industria (GIRG) in seguito alla catastrofe del Golfo del Messico; li esorta ad operare con trasparenza in fase di condivisione di informazioni e di collaborazione con le autorità;

27. mette in evidenza i benefici per la sicurezza derivanti dai programmi che prevedono l’impegno della manodopera; sostiene legami forti e iniziative congiunte tra l'industria, i lavoratori e le autorità nazionali competenti negli ambiti della salute, della sicurezza e della protezione ambientale;IT 22.2.2013 Gazzetta ufficiale dell’Unione europea C 51 E/49

28. sottolinea che la produzione offshore di petrolio e gas comporta rischi molto elevati per la salute e la sicurezza dei lavoratori a causa delle condizioni ambientali talvolta estreme, di orari di lavoro con turni di 12 ore nonché della situazione di isolamento e riconosce che queste specifiche condizioni di lavoro, in particolare lo stress psicologico, sono, e devono continuare a essere, regolamentate per ridurre al minimo gli errori umani e proteggere i lavoratori; raccomanda quindi che i lavoratori possano beneficiare di un'assicurazione commisurata ai rischi affrontati;

29. ritiene che occorra sviluppare una cultura preventiva della salute e della sicurezza mediante l'impegno delle imprese e dei sindacati nonché la partecipazione attiva dei lavoratori, in particolare consultandoli e coinvolgendoli nell'elaborazione e nell'applicazione delle procedure di sicurezza nonché informandoli in merito ai potenziali rischi; sottolinea l'importanza di sperimentare e controllare tali procedure nell'ambito della catena di comando onde garantire che la dirigenza sia qualificata e responsabile in caso di incidenti o problemi di sicurezza;

30. chiede al settore dell'industria di impegnarsi a favore di un'autentica cultura della sicurezza in tutte le sue organizzazioni, siano esse industrie che operano offshore o in un ufficio; promuove pertanto programmi periodici di formazione per tutti i lavoratori fissi o a contratto e i datori di lavoro;

31. chiede alla Commissione di prendere in considerazione la possibilità di definire norme e sistemi comuni di sicurezza elevata per contrastare e limitare le minacce, al fine di ridurre al minimo i rischi e, ove necessario, consentire una risposta rapida ed efficace; chiede inoltre di definire negli Stati membri dell'UE i requisiti di formazione per i lavoratori, compresi appaltatori e subappaltatori, che svolgono mansioni ad alto rischio e di armonizzarli per garantirne l'attuazione coerente in tutte le acque europee; invita la Commissione a impegnarsi concretamente con i partner internazionali al fine di valutare la possibilità di giungere a un'iniziativa mondiale in materia di normative sulla salute e la sicurezza dei lavoratori e di aggiornare regolarmente tali normative per tenere conto degli ultimi sviluppi della tecnologia;

32. invita gli Stati membri a consentire solo la formazione interna o esterna certificata;

33. accoglie con favore i programmi internazionali di scambio e di formazione comune per il personale delle autorità nazionali competenti e chiede alla Commissione e agli Stati membri di proporre iniziative volte a incoraggiare detti programmi;

34. chiede che siano applicate norme rigorose in materia di sicurezza, tutela della salute e formazione alle aziende subappaltanti, le quali devono disporre delle competenze necessarie a svolgere lavori di manutenzione e costruzione nell'ambito delle proprie responsabilità; chiede che i lavoratori, compresi gli appaltatori e i subappaltatori, e le loro organizzazioni siano informati in merito a tutti i rischi relativi a un lavoro, prima della sua effettiva esecuzione;

35. sottolinea che anche i lavoratori dipendenti che operano nelle fasi successive della catena di trasformazione offshore o sulla terraferma sono esposti a rischi estremamente elevati per la salute e la sicurezza; chiede agli Stati membri di inserire tali lavoratori dipendenti nelle proprie attività di regolamentazione;

36. chiede che sia fornita un'assistenza medica secondaria specifica e regolare per i lavoratori che operano nel settore offshore degli idrocarburi; raccomanda di organizzare almeno un esame medico all'anno per accertare la condizione fisica e psicologica dei lavoratori;

37. chiede l'approvazione di un meccanismo che valuti i rischi incorsi dai lavoratori e che si tenga conto di tale valutazione nel calcolo della loro retribuzione;IT C 51 E/50 Gazzetta ufficiale dell’Unione europea 22.2.2013

38. invita l'industria a seguire le migliori prassi relative ai rappresentanti della sicurezza; ritiene che i lavoratori dipendenti dovrebbero poter eleggere un rappresentante della sicurezza che sia coinvolto nelle questioni di sicurezza a tutti i livelli di funzionamento e del processo decisionale; ritiene altresì che dovrebbero poter denunciare i problemi o i rischi di sicurezza alle autorità competenti in forma anonima, in modo da essere tutelati dalle intimidazioni;

39. sostiene il rafforzamento delle iniziative per condividere le migliori prassi tra gli Stati membri in materia di regolamentazione, norme e procedure, e nella segnalazione e gestione degli incidenti, compresi i pareri scientifici, i regimi di sicurezza operativa e di protezione dell'ambiente, la gestione dei rischi, le procedure di reazione, ecc.;

40. riconosce che le informazioni sono già condivise, sia attraverso gruppi di regolamentazione o partenariati commerciali e joint venture; ritiene che la sicurezza non è una proprietà esclusiva;

41. invita le autorità nazionali competenti a raccogliere, condividere e diffondere le informazioni relative alla segnalazione degli incidenti, tenendo debitamente conto della rispettiva sensibilità commerciale, in modo da trarne insegnamenti; riconosce che il consolidamento e il coordinamento aggiuntivo delle pratiche esistenti e della segnalazione degli incidenti potrebbero contribuire a garantire la trasparenza e la coerenza nell'UE; tali informazioni dovrebbero essere condivise quanto più tempestivamente possibile dopo che si è verificato un incidente e dovrebbero includere, tra l'altro, gli incidenti del personale, i guasti ai macchinari, la fuga di idrocarburi e gli altri incidenti che causano inquietudine; plaude alle iniziative internazionali, compreso il gruppo di lavoro del G20, volte a fornire assistenza a livello globale per garantire una conoscenza diffusa degli incidenti e delle eventuali azioni correttive necessarie;

42. è convinto che la Commissione debba valutare l'efficacia dei diversi canali d'informazione esistenti, le ragioni della razionalizzazione e/o le ragioni per l'istituzione di nuovi regimi internazionali, tenendo debitamente conto dell'onere amministrativo derivante;

Concessione di licenze e autorizzazioni di trivellazione

43. prende atto della differenza esistente tra la concessione di licenze e l'autorizzazione alla trivellazione e che il licenziatario può non essere l'organizzazione incaricata della trivellazione; ritiene che debbano esistere "punti di attesa" regolatori dopo la concessione di una licenza e prima della trivellazione;

44. raccomanda che le funzioni di concessione di licenze e di salute e sicurezza siano distinte in tutti gli Stati membri; ritiene che la Commissione debba collaborare con gli Stati membri per istituire criteri comuni, trasparenti e oggettivi per la concessione delle licenze che garantiscano la separazione tra la funzione di concessione di licenze e quella di salute e sicurezza, onde ridurre il rischio di un conflitto d'interesse;

45. osserva che un numero considerevole di installazioni nelle acque dell'UE diventa obsoleto; accoglie con favore i tentativi volti a migliorare l'integrità dei beni delle piattaforme esistenti;

46. ritiene che, nella procedura di concessione delle licenze, per tutto il periodo operativo e in tutte le fasi dei progetti offshore (esplorazione, esercizio e smantellamento), gli operatori del settore degli idrocarburi debbano essere tenuti a dimostrare di avere una capacità finanziaria sufficiente per assicurare il risanamento dei danni ambientali causati dalle attività specifiche da essi compiute, inclusi quelli causati da incidenti con bassa probabilità e impatto rilevante, attraverso sistemi obbligatori di garanzia reciproca per il settore, assicurazioni obbligatorie o un sistema misto che garantisca la sicurezza finanziaria;IT 22.2.2013 Gazzetta ufficiale dell'Unione europea C 51 E/51

Pianificazione d'emergenza

47. sostiene l'uso di piani d'emergenza specifici per sito che identifichino i rischi, valutino le potenziali fonti di inquinamento e i loro effetti, delineino una strategia di risposta e riportino piani di trivellazione per i pozzi di soccorso potenziali; raccomanda che gli operatori che ottengono una licenza debbano aver effettuato, come condizione per ottenere l'autorizzazione a trivellare, una valutazione d'impatto ambientale e presentato i loro piani d'emergenza almeno due mesi prima dell'inizio dei lavori; ritiene che, per i pozzi complessi o condizioni di trivellazione difficili, la pianificazione di emergenza dovrebbe essere valutata, sottoposta a consultazione e approvata simultaneamente ad altri processi di approvazione regolamentare (ad esempio quelli relativi agli impatti ambientali o al progetto dei pozzi); sottolinea che, in tutti i casi, i lavori non devono essere avviati fino a quando non sia stato approvato un piano d'emergenza dallo Stato membro sul cui territorio si svolgeranno detti lavori; l'autorità nazionale competente dovrebbe pubblicare i piani d'emergenza, tenendo debitamente conto della protezione dei dati;

48. invita gli Stati membri ad elaborare, modificare o aggiornare i piani di emergenza nazionali descrivendo in dettaglio i canali di comando e i meccanismi per l'impiego delle risorse nazionali accanto alle risorse dell'industria in caso di fuoriuscita; invita gli Stati membri a cooperare fra loro e con i paesi confinanti dell'UE per la redazione di piani regionali di emergenza; chiede che detti piani siano trasmessi all'AESM;

49. rileva che gli avvenimenti recenti hanno messo in luce i rischi per il trasporto marittimo e l'ambiente marino derivanti dalle attività di prospezione e produzione offshore di petrolio e di gas; è del parere che il ricorso alle capacità d'intervento dell'AESM debba essere esplicitamente esteso alla prevenzione dell'inquinamento proveniente da tali attività e alla risposta a tale fenomeno;

50. suggerisce che gli inventari dell'AESM sulle risorse d'intervento includano tutte le risorse pertinenti pubbliche e dell'industria, in modo che l'AESM sia nella posizione migliore per svolgere un ruolo di coordinamento, ove necessario, in caso di incidenti gravi;

51. suggerisce che le attrezzature disponibili per contenere tutte le potenziali fuoriuscite costituiscano una parte essenziale dei piani di emergenza e che esse siano disponibili in prossimità degli impianti per poter essere utilizzate tempestivamente in caso di incidenti gravi;

52. esorta le imprese a continuare a destinare fondi per la ricerca e lo sviluppo nel settore delle nuove tecnologie di prevenzione e di risanamento in caso di incidente; sottolinea che, prima di essere aggiunte a un piano di emergenza approvato, le tecnologie di risposta alle catastrofi devono essere testate in modo indipendente, valutate e autorizzate;

53. ritiene essenziale effettuare ricerche scientifiche mirate e innovative al fine di rendere possibile l'uso di sistemi automatici per monitorare le operazioni di trivellazione e di chiusura e, così facendo, aumentare l'affidabilità delle operazioni di trivellazione e sfruttamento e dei sistemi di sicurezza antincendio in condizioni climatiche estreme;

54. chiede un rigoroso controllo e una verifica e una valutazione continue dell'impatto ambientale dei disperdenti chimici (anche piani d'intervento in caso di emergenza che comportano l'impiego di disperdenti chimici), tanto per assicurarne l'idoneità in caso di fuoriuscita quanto per evitare ripercussioni sulla salute pubblica e l'ambiente; chiede alla Commissione di garantire ricerche più dettagliate sugli effetti di questi prodotti chimici, se necessario attraverso programmi di ricerca dell'UE;

Risposta alle catastrofi

55. riconosce che l'industria ha la responsabilità primaria di reagire alle catastrofi; accoglie con favore le iniziative congiunte del settore per sviluppare, mobilitare e utilizzare risorse per far fronte alle fuoriuscite di petrolio; sottolinea che il settore pubblico ha un importante ruolo nella regolazione, la sicurezza e il coordinamento della risposta alle catastrofi;IT C 51 E/52 Gazzetta ufficiale dell'Unione europea 22.2.2013

56. raccomanda che sia posta un'enfasi maggiore sulla formazione sistematica, in particolare sull'applicazione pratica delle attrezzature di risposta alle catastrofi;

57. invita gli Stati membri e la Commissione a garantire che il sistema di concessione delle licenze comprenda strumenti di finanziamento della protezione atti ad assicurare che, in caso di incidenti gravi, le necessarie risorse finanziarie possano essere mobilitate con urgenza per far fronte alle perdite economiche, sociali ed ambientali causate da fuoriuscite di petrolio o fughe di gas;

58. accoglie con favore gli sforzi della Commissione volti ad ampliare il mandato dell'Agenzia europea per la sicurezza marittima, in modo da coprire non solo le navi ma anche le installazioni offshore;

59. rileva che l'impiego delle competenze e delle risorse dell'AESM sarà determinato dal regolamento riveduto dell'AESM ma che dovrebbero essere esplicitamente estese agli interventi contro l'inquinamento causato da prospezioni di petrolio e gas ed essere disponibili in tutta l'UE e i paesi vicini, se necessario;

60. ritiene che gli strumenti di risposta e monitoraggio messi a punto a livello di UE, rispettivamente la rete di navi di appoggio per il recupero del petrolio dell'AESM e il CleanSeaNet (CSN) per il controllo e il rilevamento di fuoriuscite di petrolio, possano essere utilizzati nel caso di incidenti negli impianti offshore;

61. raccomanda l'utilizzo del servizio CleanSeaNet dell'AESM per controllare le piattaforme petrolifere e gli scarichi illegali delle navi; riconosce che il 50 % delle immagini fornite attualmente al CleanSeaNet può essere utilizzato per controllare le piattaforme petrolifere;

62. raccomanda pertanto il ricorso alla rete di servizio di navi di appoggio dell'AESM per far fronte alle fuoriuscite di petrolio (SOSRV), dopo aver esaminato i seguenti elementi:

a) non tutte le navi possono operare in ambienti con un punto di infiammabilità inferiore a 60 °C;

b) i contratti devono essere migliorati per consentire interventi prolungati per il recupero del petrolio;

c) occorre ovviare alle lacune nella rete attuale;

d) occorre testare nuove tecniche, quali operazioni con reti per assorbire idrocarburi;

63. rinnova gli appelli rivolti alla Commissione affinché presenti al più presto delle proposte per l'istituzione di una forza di protezione civile europea basata sul meccanismo di protezione civile dell'UE ed elabori un piano d'azione europeo, di concerto con gli Stati membri, che integri meccanismi specifici che definiscano in quale modo l'UE può far fronte al massiccio inquinamento causato dalle installazioni petrolifere offshore, comprese le condotte sottomarine di trasporto del petrolio e del gas situate sopra o sotto il fondo marino;

64. riconosce il ruolo del MIC (1) nell'integrare i meccanismi di risposta di emergenza degli Stati membri e dell'industria;

65. sostiene i servizi innovativi destinati al settore marittimo; accoglie con favore la discussione, in seno alla Commissione e agli Stati membri, relativamente a una nuova iniziativa e-maritime, basata sul progetto SafeSeaNet, e ritiene che essa possa offrire ulteriori benefici di sicurezza all'industria estrattiva del petrolio e del gas offshore;IT 22.2.2013 Gazzetta ufficiale dell’Unione europea C 51 E/53

(1) Centro di monitoraggio e informazione, gestito dalla Commissione.

66. sottolinea che ogni area marittima deve sempre avere accesso ad attrezzature sufficienti e disponibili per far fronte ad eventuali casi di vaste fuoriuscite nelle condizioni peggiori in un'area marittima specifica e non solo nelle acque dell'UE;

67. invita la Commissione a garantire che la migliore gestione dei dati marini, proposta nella comunicazione sulle conoscenze oceanografiche 2020 (1) e nella proposta di regolamento che istituisce un programma di sostegno per l'ulteriore sviluppo di una politica marittima integrata (2), tenga presente la necessità di garantire un controllo appropriato delle minacce di inquinamento, onde determinare la linea d'azione opportuna in modo tempestivo;

68. chiede alla Commissione di preparare una proposta in modo che le conoscenze scientifiche prodotte dagli operatori offshore che lavorano con licenza pubblica siano messe a disposizione delle autorità competenti utilizzando le norme e i protocolli sviluppati nel quadro del piano d'azione sulle conoscenze oceanografiche 2020, al fine di facilitare il controllo pubblico e meglio comprendere l'ambiente marino;

Responsabilità

69. esorta gli Stati membri, in fase di esame dei meccanismi di garanzia finanziaria, compresa la necessità di un'assicurazione di responsabilità civile, a prestare la dovuta attenzione alla fissazione di tassi di assicurazione sulla base del rischio effettivo derivante dalle difficoltà di trivellazione e di sfruttamento, in modo da non escludere dal mercato i piccoli e medi operatori, pur garantendo nel contempo che sia mantenuta la piena copertura di responsabilità;

70. sottolinea che, anche se in linea di principio è possibile fornire garanzie finanziarie mediante un’assicurazione o una mutualizzazione del settore, è importante assicurare che gli operatori dimostrino di avere garanzie finanziarie atte a coprire tutti i costi di risanamento e di risarcimento in caso di incidenti gravi, e che i rischi e le responsabilità non siano esternalizzati a società più piccole, che hanno maggiori probabilità di dichiararsi insolventi in caso di incidente; chiede l'istituzione di regimi comuni che consentano di mantenere gli incentivi alla prevenzione dei rischi e di aderire a standard di sicurezza quanto più possibile elevati nelle operazioni individuali;

71. riconosce i meriti dei fondi comuni come OPOL nel Mare del Nord, e chiede di stabilire fondi analoghi in ogni zona marittima dell'UE; chiede che l'adesione sia obbligatoria per gli operatori e che sia garantita la certezza giuridica onde fornire una rete di sicurezza per rassicurare gli Stati membri, il settore marittimo, in particolare i pescatori, e i contribuenti;

72. sottolinea che il carattere volontario di regimi quali OPOL limita il controllo giuridico del regime stesso e pertanto ritiene che detti fondi sarebbero rafforzati se divenissero un requisito obbligatorio per l'ottenimento della licenza;

73. sottolinea che i contributi dovrebbero essere basati sul livello di rischio del sito in questione e sui piani di emergenza ed essere in armonia con gli stessi;

74. ritiene che l'ambito di applicazione della direttiva sulla responsabilità ambientale (3) debba essere esteso in modo che il principio "chi inquina paga" e una rigorosa responsabilità siano applicati a tutti i danni arrecati alle acque marine e alla biodiversità, cosicché le società petrolifere e di estrazione del gas possano essere ritenute responsabili di qualsiasi tipo di danno ambientale da esse causato e siano tenute a coprire totalmente i potenziali danni;IT C 51 E/54 Gazzetta ufficiale dell’Unione europea 22.2.2013

(1) Comunicazione della Commissione intitolata "Conoscenze oceanografiche 2020" dati e osservazioni relative all'ambiente marino per una crescita intelligente e sostenibile (COM(2010)0461).

(2) (COM(2010)0494).

(3) Direttiva 2004/35/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 aprile 2004 sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale (GU L 143 del 30.4.2004, pag. 56).

75. sollecita una revisione della direttiva sulla responsabilità ambientale per estenderne il campo di applicazione a tutte le acque marine dell'Unione europea, in linea con la direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino (1);

76. invita la Commissione, nell'ambito della direttiva sulla responsabilità ambientale, a ridurre le soglie dei danni e a far rispettare un regime di responsabilità oggettiva che copra tutti i danni arrecati alle acque marine e alla biodiversità;

77. ritiene che la Commissione debba analizzare la possibilità di creare, nel quadro del regime di responsabilità ambientale, un fondo di compensazione per far fronte alle catastrofi petrolifere, il quale includerebbe disposizioni vincolanti in materia di sicurezza finanziaria;

78. raccomanda che gli Stati membri considerino l'adozione e il rafforzamento di misure dissuasive contro la negligenza e la non conformità, come multe, ritiro delle licenze e responsabilità penale per i dipendenti; rileva, tuttavia, che un regime analogo esisteva negli USA prima della fuoriuscita dalla piattaforma Deepwater Horizon;

79. sottolinea che le parti responsabili finanziariamente devono essere definite senza ambiguità prima di procedere alla trivellazione;

Relazioni con i paesi terzi

80. esorta l'industria ad utilizzare perlomeno le norme ambientali e di sicurezza dell'UE o norme equivalenti, in qualunque parte del mondo operi; è consapevole dei problemi di applicazione connessi con la possibilità di incaricare le imprese con sede nell'UE di operare a livello mondiale conformemente alle norme UE, ma invita la Commissione ad esaminare quali potrebbero essere i meccanismi appropriati per garantire che le imprese con sede nell'UE operino a livello mondiale secondo le norme dell'UE perlomeno in materia di sicurezza; ritiene che anche la responsabilità delle imprese dovrebbe essere un fattore chiave in tale ambito e che i regimi di autorizzazione degli Stati membri debbano tenere conto, ai fini della concessione delle licenze, degli incidenti su scala mondiale che coinvolgono le imprese, a condizione che tali episodi siano accompagnati da un esame approfondito; invita la Commissione a favorire l'uso di tali norme elevate, con i suoi partner a livello mondiale;

81. esorta la Commissione e gli Stati membri a continuare a contribuire alle iniziative offshore nel quadro del G20, tenendo al contempo conto della convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare (UNCLOS);

82. rileva l'importanza della legislazione vigente avviata con il Programma delle Nazioni Unite per l'ambiente, attraverso le convenzioni OSPAR, di Barcellona e di Helsinki, ma riconosce che il diritto internazionale vigente non fornisce un quadro completo e coerente in materia di sicurezza e di protezione ambientale per le trivellazioni offshore e può essere di difficile applicazione;

83. sottolinea l'importanza di mettere pienamente in vigore il protocollo non ratificato sulle attività offshore nel Mare Mediterraneo, del 1994, per la protezione contro l'inquinamento dovuto ad esplorazioni e sfruttamento;

84. esorta la Commissione ad impegnarsi attivamente con gli altri paesi confinanti con le aree marittime dell'UE per garantire che i quadri normativi e la supervisione garantiscano livelli altrettanto elevati di sicurezza;IT 22.2.2013 Gazzetta ufficiale dell'Unione europea C 51 E/55

(1) Direttiva 2008/56/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 giugno 2008, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino (direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino) (GU L 164 del 25.6.2008, pag. 19).

85. invita l'Unione europea a collaborare con i paesi interessati che non fanno parte dell'Unione, comprese le loro organizzazioni dei lavoratori e dei datori di lavoro, i cui cittadini prestano servizio nel settore offshore degli idrocarburi, per garantire che le aziende con sede in paesi terzi ma operanti nelle acque dell'UE siano vincolate dalle condizioni di lavoro dell'Unione e dalla legislazione in materia di sicurezza e salute sul lavoro;

86. chiede alla Commissione di avviare un dibattito su normative concernenti la responsabilità per danni ambientali e le garanzie finanziarie che includa anche i paesi terzi;

87. esorta la Commissione a lavorare con i partner e i paesi vicini ai fini del conseguimento di un regime speciale per le operazioni nell'Artico, tenendo adeguatamente conto della sostenibilità e della necessità di attività offshore in questo ambiente vulnerabile ed unico;

88. sostiene partenariati internazionali bilaterali tramite i piani d'azione della politica europea di vicinato che, fra l'altro, incoraggino i paesi terzi ad adottare elevate norme di sicurezza; esorta i paesi che non hanno ancora pienamente attivato la politica europea di vicinato a farlo;

89. sostiene i regimi di aiuto guidati dall'industria per il trasferimento delle competenze, soprattutto ai paesi con quadri normativi meno sviluppati;

*

* *

90. incarica il suo Presidente di trasmettere la presente risoluzione al Consiglio, alla Commissione e agli Stati membri.

Azione dell'UE in materia di esplorazione ed estrazione di petrolio in Europa P7_TA-PROV(2010)0352B7-0540/2010

Risoluzione del Parlamento europeo del 7 ottobre 2010 sull'azione UE in materia di prospezione ed estrazione di petrolio in Europa

Il Parlamento europeo ,

– visti l'articolo 11 e l'articolo 191 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea,

– vista la convenzione ONU sulla diversità biologica,

– viste la rete Natura 2000 istituita dalla direttiva 92/43/CEE del Consiglio, del 21 maggio 1992, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (la direttiva habitat)(1) nonché la direttiva 2008/56/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 giugno 2008, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino (direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino)(2) , quali strumenti primari di protezione della biodiversità marina dell'Europa,

– visti gli obiettivi e i requisiti per conseguire uno stato ambientale buono e favorevole nelle acque marine e costiere dell'Europa, stabiliti dalla direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2000, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque (la direttiva quadro sulle acque)(3) nonché la direttiva quadro sulla strategia marina,

– visto il piano d'azione UE in materia di biodiversità(4) ,

– vista la fuoriuscita di petrolio dalla Deepwater Horizon nel Golfo del Messico,

– visti i pozzi di estrazione petrolifera nelle acque UE,

– viste le interrogazioni del 7 settembre 2010 al Consiglio e alla Commissione sulle conseguenze della fuoriuscita di petrolio dalla Deepwater Horizon per l'UE e sull'azione UE in materia di estrazione e prospezione di petrolio nell'UE (O-0122/2010– B7-0470/2010, O-0123/2010– B7-0551/2010),

– visti l'articolo 115, paragrafo 5, e l'articolo 110, paragrafo 2, del suo regolamento,

A. considerando che, alla luce della fuoriuscita di petrolio dalla Deepwater Horizon nel Golfo del Messico, è indispensabile che l'UE e i suoi Stati membri esaminino urgentemente tutti gli aspetti connessi all'estrazione e alla prospezione di petrolio nell'Unione europea e adottino poi tutti i passi necessari per garantire che una catastrofe ambientale di questo genere non accada nelle acque UE,

B. considerando che i massimi livelli di precauzione, protezione ambientale nonché

sicurezza delle operazioni petrolifere in Europa sono i principi di importanza fondamentale che devono informare ogni azione dell'UE in questo settore,

C. considerando che gran parte delle operazioni di estrazione e prospezione del petrolio avviene nelle acque del Mare del Nord,

D. considerando che le acque UE confinano altresì con paesi che non fanno parte dell'Unione europea, per le quali la normativa UE non prevede il rispetto delle pertinenti disposizioni che disciplinano la responsabilità e il rimedio dei danni,

E. considerando che sono in corso sforzi per estendere l'estrazione e la prospezione di petrolio in parti più profonde e remote del mare che comportano maggiori rischi in termini di gestione e monitoraggio delle operazioni,

1. esprime la propria solidarietà alle vittime del disastro petrolifero della Deepwater Horizon e chiede che l'UE fornisca assistenza e sostegno di natura tecnica in risposta a questo disastro;

2. riconosce l'importante contributo che la produzione offshore di petrolio e gas in Europa può continuare a fornire alla sicurezza degli approvvigionamenti dell'UE nonché i buoni risultati conseguiti in materia di sicurezza del settore in Europa;

3. riconosce l'urgente esigenza di adottare un sistema comune europeo di prevenzione e risposta delle fuoriuscite transfrontaliere di petrolio;

4. esorta la Commissione a presentare una relazione al termine dell'anno che valuti il livello dell'inquinamento ambientale e lo stato biologico del Golfo del Messico;

5. invita la Commissione a seguire strettamente i risultati delle indagini effettuate dalle autorità americane sui fattori umani, naturali e tecnologici che hanno portato al disastro nel Golfo del Messico in modo da trarre tutte le conclusioni necessarie a prevenire l'accadere di tali eventi sulle piattaforme petrolifere offshore nelle acque marittime e costiere dell'UE;

6. invita la Commissione a mettere a punto politiche rigorose di prevenzione degli incidenti a livello UE per le piattaforme petrolifere e ad estendere il campo di applicazione della direttiva SEVESO II(5) ai pozzi petroliferi;

7. invita la Commissione a riesaminare in particolare la capacità d'immediata risposta dell'UE a incidenti che interessano impianti offshore e a mettere a punto un piano d'azione europeo in cooperazione con gli Stati membri; rileva che occorre prestare particolare attenzione alla zona artica per la sua fragilità e importanza nella mitigazione del cambiamento climatico. Inoltre fa notare che l'area mediterranea, quella baltica e del Mare del Nord devono essere prese in considerazione;

8. si compiace del "test stress" della Commissione sui pozzi petroliferi situati nelle acque UE; la invita a identificare vuoti e carenze del quadro regolamentare a livello UE

e a mettere a disposizione del Parlamento la propria analisi al più presto possibile;

9. invita la Commissione in particolare a riesaminare l'attuale normativa la quale prevede che i titolari di licenze di sfruttamento petrolifero offshore possano affittare gli impianti a terzi, al fine di garantire che la responsabilità dei danni alla vita dell'uomo e all'ambiente provocati da incidenti e disastri sulle piattaforme petrolifere offshore possa essere più facilmente stabilita in successive cause civili;

10. esorta la Commissione, a seguito del suo riesame del quadro normativo, a presentare al più presto al Parlamento le proposte legislative che ritenga necessarie per affrontare le carenze individuate – ad esempio nella direttiva sulla responsabilità ambientale(6) , la direttiva SEVESO II e le altre normative europee – nel regime normativo applicabile all'estrazione e alla prospezione di petrolio e ad altre forme di sfruttamento del fondale marino nell'UE;

11. ritiene che l'attuale normativa in materia di responsabilità ambientale contenga varie importanti carenze e chiede quindi alla Commissione di esaminare l'opportunità di rivedere il contenuto e di estendere la portata dell'attuale normativa UE (comprese la direttiva sulla responsabilità ambientale, la direttiva SEVESO II e le misure che comprendono il pacchetto Erika e il terzo pacchetto di sicurezza marittima) e/o di introdurre eventualmente una nuova normativa che sia necessaria per tener conto di tutti i rischi connessi allo sfruttamento offshore e di rafforzare le regole che disciplinano la responsabilità in caso di incidenti petroliferi;

12. prende atto della mancanza di un fondo di risarcimento in caso di disastri petroliferi e invita la Commissione a includere disposizioni obbligatorie in materia di garanzia finanziaria a titolo della direttiva sulla responsabilità ambientale;

13. esorta la Commissione ad abbassare la soglia del danno prevista dalla direttiva sulla responsabilità ambientale e a includere nel suo ambito i danni provocati alle acque marine;

14. invita la Commissione, nella sua attuale revisione della direttiva sulla valutazione dell'impatto ambientale(7) , a garantire che tutte le attività sul fondale marino siano soggette a una valutazione obbligatoria, che sia assicurata la qualità delle VIA e che le attività estremamente pericolose come la perforazione del fondale marino non siano consentite qualora una VIA segnali che i rischi non possono essere attenuati in modo soddisfacente;

15. ritiene inoltre che qualsiasi proposta legislativa debba garantire un ampio quadro giuridico il quale:

- impedisca per quanto possibile alle attività sul fondale marino potenzialmente pericolose di causare danni agli ambienti marino e costiero;
- garantisca che l'intera responsabilità incomba a chi inquina in relazione a qualsiasi danno provocato da tali attività, inclusi i danni all'ambiente marino e terrestre e al clima globale;

– assicuri la protezione della biodiversità dell'Europa negli ambienti marino e costiero;
– garantisca che, prima di pianificare qualsiasi attività economica, esperti indipendenti effettuino una valutazione d'impatto ambientale;

16. invita la Commissione a proporre una normativa per garantire l'applicazione di norme di sicurezza uniformemente elevate a tutte le piattaforme petrolifere dell'UE e alle operazioni estrattive dell'UE e dei paesi terzi dal Margine atlantico al Mar Nero; invita la Commissione e gli Stati membri a lavorare con l'Organizzazione marittima internazionale (OMI) per rafforzare le regole e le norme internazionali in materia di sicurezza e controllo;

17. esorta la Commissione ad esaminare l'istituzione di un sistema efficace di sorveglianza per "controllare i controllori" e chiede il tempestivo rafforzamento dei metodi di ispezione e delle norme minime di sicurezza UE obbligatorie;

18. invita la Commissione a garantire che tutte le disposizioni della valutazione d'impatto ambientale, della valutazione strategica ambientale(8) e delle direttive sugli habitat relative alla valutazione d'impatto ambientale delle piattaforme petrolifere siano applicate uniformemente negli Stati membri;

19. ritiene che il mandato dell'Agenzia europea per la sicurezza marittima (EMSA) dovrebbe essere esteso dalle navi agli impianti offshore; chiede che l'eventuale conferimento di nuove funzioni di questo tipo si rifletta nel bilancio e nell'organico dell'EMSA;

20. invita la Commissione a pubblicare una relazione annuale, elaborata in cooperazione con le autorità degli Stati membri ed esperti indipendenti, intesa a valutare la sicurezza tecnica e la sicurezza degli impianti e delle piattaforme petrolifere offshore che operano nelle acque marittime e costiere dell'UE;

21. ritiene estremamente importante che la Commissione esamini tutte le questioni finanziarie e in materia di responsabilità associate alla prospezione offshore nell'UE al fine di introdurre, se necessario, un'assicurazione obbligatoria a livello UE o altri strumenti opportuni, ad esempio l'istituzione di un fondo speciale europeo da alimentare con contributi obbligatori da parte dei gestori di impianti offshore; ritiene che tale strumento debba tenere pienamente conto della responsabilità di tali gestori, garantire che essi abbiano un'assicurazione sufficiente o dispongano di altre garanzie finanziarie per assicurare il ripristino e il risarcimento in relazione ai danni ambientali causati e prevedere garanzie finanziarie supplementari, ad esempio sotto forma di fondi, per il ripristino e il risarcimento qualora le garanzie finanziarie dei gestori non siano sufficienti;

22. sollecita la Commissione ad esaminare in particolare la possibilità di regimi assicurativi obbligatori a livello UE volti a risarcire le imprese interessate in caso di fuoriuscite di petrolio;

23. esorta la Commissione a esaminare la disattivazione dell'attuale infrastruttura di perforazione, tenendo debito conto delle attuali normative internazionali e nazionali in questo settore e a chiarire, se necessario per via legislativa, la responsabilità dei gestori a garantire lo smaltimento sicuro e la responsabilità per eventuali danni ambientali risultanti dalla disattivazione dell'infrastrutture offshore ed eventuali danni ambientali derivanti da un impianto offshore o da un sito di perforazione in seguito alla disattivazione;

24. invita la Commissione a introdurre un quadro rigoroso e vincolante per la notifica da parte delle società in materia di pratiche ambientali, sociali e di governance e a esaminare le misure per rafforzare l'impegno degli investitori istituzionali con le società per quanto riguarda i rischi di investimento connessi a carenti pratiche ambientali;

25. prende atto della relazione della Health and Safety Executive britannica sulle condizioni di lavoro nel Mare del Nord, la quale evidenzia che le percentuali di lesioni gravi e fatali sono raddoppiate nello scorso anno; invita la Commissione ad analizzare tali affermazioni e a intervenire per garantire elevati livelli di sicurezza e salute per chi lavora nei pozzi offshore;

26. invita la Commissione a svolgere un ruolo attivo nel garantire che le attività condotte da paesi terzi e i progetti di prospezione petrolifera rispettino al massimo rigorosi standard ambientali e a prevedere meccanismi specifici per risarcire eventuali danni provocati da operazioni petrolifere offshore di paesi terzi che confinano con l'UE;

27. incarica il suo Presidente di trasmettere la presente risoluzione al Consiglio e alla Commissione, nonché ai governi e ai parlamenti degli Stati membri.

(1) GU L 206 del 22.7.1992, pag. 7.

(2) GU L 164 del 25.6.2008, pag. 19.

(3) GU L 327 del 22.12.2000, pag. 1.

(4) SEC(2006) 607 e 621.

(5) Direttiva 2003/105/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 dicembre 2003, che modifica la direttiva 96/82/CE del Consiglio sul controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose (GU L 345 del 31.12.2003, pag. 97).

(6) Direttiva 2004/35/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 aprile 2004, sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale (GU 143 del 30.4.2004, pag. 56).

(7) Direttiva 85/337/CEE, nella versione modificata.

(8) Direttiva 2001/42/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 giugno 2001, concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente (GU L 197 del 21.7.2001, pag. 30).

GIURISPRUDENZA

DeJure

Archivio selezionato: Sentenze CE e CEDU

ESTREMI
Autorità: Corte giustizia UE sez. IV
Data: 27 giugno 2013
Numero: n. 569
INTESTAZIONE
Nella causa C-569/10,
avente ad oggetto il ricorso per inadempimento, ai sensi dell'articolo 258 TFUE, proposto il 3 dicembre 2010,
Commissione europea, rappresentata da K. Herrmann e M. Owsiany-Hornung, in qualità di agenti, con domicilio eletto in Lussemburgo,

ricorrente,

contro
Repubblica di Polonia, rappresentata da M. Szpunar, M. Drwiecki e B. Majczyna, in qualità di agenti,

convenuta,

LA CORTE (Quarta Sezione),
composta da L. Bay Larsen (relatore), presidente di sezione, J.-C. Bonichot, C. Toader, A. Prechal e E. Jaraaiunas, giudici,
avvocato generale: P. Cruz Villalón
cancelliere: C. Strömholm, amministratore
vista la fase scritta del procedimento e in seguito all'udienza del 20 giugno 2012,
sentite le conclusioni dell'avvocato generale, presentate all'udienza del 20 novembre 2012,
ha pronunciato la seguente
FATTO
Sentenza
1 Con il proprio ricorso, la Commissione europea chiede alla Corte di dichiarare che, non avendo adottato le misure atte a garantire che l'accesso alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sia esente da qualsivoglia discriminazione tra gli enti interessati e che le autorizzazioni all'esercizio di tali attività siano concesse al termine di un procedimento in cui tutti gli enti interessati possono presentare domande sulla base di criteri pubblicati nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* prima che inizi a decorrere il periodo per la presentazione delle domande, la Repubblica di Polonia è venuta meno agli obblighi ad essa incombenti in forza degli articoli 2, paragrafo 2, 3, paragrafo 1, nonché 5, punti 1 e 2, della direttiva 94/22/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 1994, relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi (GU L 164, pag. 3).
Contesto normativo
La normativa dell'Unione
2 L'articolo 1, punto 3, della direttiva 94/22 definisce il termine «autorizzazione» come «ogni disposizione legislativa, regolamentare, amministrativa o contrattuale, o strumento emanato in sua applicazione, in base alla quale le autorità competenti degli Stati membri autorizzano un ente ad esercitare, per proprio conto e a proprio rischio, il diritto esclusivo di prospezione, ricerca o coltivazione di idrocarburi in un'area geografica. Un'autorizzazione può essere rilasciata separatamente per ciascuna attività o congiuntamente per più attività».
3 L'articolo 2 della medesima direttiva così dispone:

«1. Gli Stati membri mantengono il diritto di determinare, all'interno del loro territorio, le aree da rendere disponibili per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.
2. Se un'area è resa disponibile per le attività di cui al paragrafo 1, gli Stati membri garantiscono che non vi siano discriminazioni tra gli enti per quanto riguarda l'accesso a tali attività ed il loro esercizio da parte degli enti.
Tuttavia gli Stati membri possono negare, per motivi di sicurezza nazionale, l'autorizzazione all'accesso e all'esercizio di queste attività a qualsiasi ente effettivamente controllato da paesi terzi o da cittadini di paesi terzi».
4 L'articolo 3 di detta direttiva prevede quanto segue:
«1. Gli Stati membri adottano le disposizioni necessarie affinché le autorizzazioni siano rilasciate in esito a procedimenti nei quali tutti gli enti interessati possano presentare domanda ai sensi del paragrafo 2 o del paragrafo 3.
2. Questo procedimento è avviato:
a) su iniziativa delle autorità competenti, mediante avviso che invita a presentare domande da pubblicarsi nella *Gazzetta ufficiale delle Comunità europee* almeno 90 giorni prima della data limite per la presentazione delle domande; oppure
b) mediante un avviso che invita a presentare domande, da pubblicarsi nella *Gazzetta ufficiale delle Comunità europee* dopo che un ente ha presentato una domanda, fatto salvo l'articolo 2, paragrafo 1. Ogni altro ente interessato dispone di un termine di almeno 90 giorni a decorrere dalla data di pubblicazione per presentare una domanda.
L'avviso specifica il tipo di autorizzazione, l'area o le aree geografiche che sono o possono essere, in parte o interamente, oggetto della domanda, nonché la data proposta o il termine ultimo per il rilascio dell'autorizzazione.
L'avviso specifica se è prevista una preferenza per le domande presentate da enti costituiti da una singola persona fisica o giuridica.
(...)
5. Non è considerato rilascio di autorizzazione ai sensi del paragrafo 1:
(...)
b) il rilascio di un'autorizzazione ad un ente titolare di un'altra forma di autorizzazione, qualora il possesso di quest'ultimo titolo implichi un diritto al rilascio di quella autorizzazione;
(...)».
5 L'articolo 5 della direttiva 94/22 è del seguente tenore:
«Gli Stati membri adottano le misure necessarie per garantire che:
1) le autorizzazioni siano in ogni caso rilasciate in base a criteri concernenti:
a) le capacità tecniche ed economiche degli enti;
b) le modalità che gli enti intendono adottare per la prospezione, la ricerca e/o la messa in produzione nell'area geografica in questione;
nonché, all'occorrenza:
c) in caso di messa in vendita dell'autorizzazione, il prezzo che l'ente è disposto a versare per ottenerla;
d) se, dopo la valutazione in base ai criteri di cui alle lettere a), b) e, ove applicabile, c), due o più domande sono equipollenti, altri criteri pertinenti, obiettivi e non discriminatori per operare la scelta definitiva tra tali domande.
(...)
I criteri sono formulati e pubblicati nella *Gazzetta ufficiale delle Comunità europee* prima che inizi a decorrere il periodo per la presentazione delle domande. Gli Stati membri che hanno già pubblicato i criteri nelle Gazzette ufficiali nazionali possono limitare la pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale delle Comunità europee* ad un riferimento alla pubblicazione nelle rispettive Gazzette ufficiali. Tuttavia, qualsiasi cambiamento relativo ai criteri è pubblicato per esteso nella *Gazzetta ufficiale delle Comunità europee*;

2) siano stabiliti e resi noti agli enti interessati, in qualsiasi momento, le condizioni e i requisiti relativi all'esercizio o alla cessazione dell'attività, applicabili a ogni tipo di autorizzazione in virtù di disposizioni legislative, regolamentari o amministrative in vigore alla data di presentazione delle domande, indipendentemente dal fatto che siano previsti dall'autorizzazione o che la loro accettazione preventiva sia una condizione per il rilascio dell'autorizzazione stessa. Nella fattispecie prevista all'articolo 3, paragrafo 2, lettera a), essi possono essere resi noti soltanto alla data a decorrere dalla quale possono essere presentate le domande di autorizzazione;
(...)».

6 L'articolo 6, paragrafi 1 e 2, di detta direttiva così recita:

«1. Gli Stati membri provvedono affinché le condizioni e i requisiti di cui all'articolo 5, punto 2), nonché gli obblighi particolareggiati relativi all'esercizio di un'autorizzazione specifica siano giustificati esclusivamente dalla necessità di assicurare il corretto esercizio delle attività nell'area geografica per la quale è richiesta l'autorizzazione, mediante applicazione del paragrafo 2 oppure versamento di un corrispettivo pecuniario o in idrocarburi.

2. Gli Stati membri, se così giustificato da motivi di sicurezza nazionale, sicurezza pubblica, pubblica sanità, sicurezza dei trasporti, protezione dell'ambiente, tutela di risorse biologiche e del patrimonio nazionale avente valore artistico, storico o archeologico, sicurezza degli impianti e degli addetti, gestione pianificata di risorse di idrocarburi (ad esempio, tasso di sfruttamento degli idrocarburi o ottimizzazione del loro recupero) o dalla necessità di garantire un gettito fiscale, possono stabilire condizioni e requisiti per l'esercizio delle attività di cui all'articolo 2, paragrafo 1».

La normativa polacca

7 La direttiva 94/22 è stata recepita nella normativa nazionale polacca dalla legge sulle risorse geologiche e minerarie del 4 febbraio 1994, come modificata (Dz. U. del 2005, n. 228, posizione 1947; in prosieguo: la «legge sulle risorse geologiche e minerarie»), e dal regolamento del Consiglio dei ministri riguardante la procedura di aggiudicazione per l'acquisizione dei diritti di usufrutto minerario del 21 giugno 2005 (Dz. U. n. 135, posizione 1131; in prosieguo: il «regolamento del Consiglio dei ministri»).

8 Detta legge distingue il diritto di usufrutto minerario, attribuito dall'erario in quanto proprietario dei giacimenti di idrocarburi, e la concessione, rilasciata dal Ministro dell'Ambiente. Per poter svolgere attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in Polonia, si devono ottenere contemporaneamente un diritto di usufrutto minerario e una concessione.

9 L'articolo 9 della legge sulle risorse geologiche e minerarie prevede che l'usufruttuario del giacimento, entro i limiti stabiliti dalle leggi vigenti e dal contratto di usufrutto minerario, possa svolgere, ad esclusione di qualsiasi altro soggetto, attività di prospezione, ricerca e coltivazione di un determinato minerale e che, entro i detti limiti, esso possa disporre dei suoi diritti.

10 L'articolo 10, paragrafo 1, della stessa legge stabilisce che l'usufrutto minerario si costituisce mediante un accordo, dietro remunerazione, ed è subordinato al rilascio di una concessione.

11 L'articolo 11, paragrafi da 2 a 4, della legge sulle risorse geologiche e minerarie è così formulato:

«2. Fatte salve le disposizioni dell'articolo 12, paragrafo 1, la costituzione di un usufrutto minerario che contempli la prospezione, la ricerca e lo sfruttamento di gas naturale, petrolio e derivati naturali nonché di metano dello strato carbonifero è preceduta da una procedura di gara.
(...)

3. Le autorità competenti ad indire la procedura di gara relativa all'acquisizione del diritto di usufrutto minerario sono le autorità incaricate del rilascio delle concessioni.

4. Il Consiglio dei ministri fissa, con regolamento, le norme che disciplinano la pubblicazione dei bandi di gara per l'acquisizione del diritto di usufrutto minerario nonché i dati da inserire nei bandi, i requisiti che deve soddisfare l'offerente e quelli che devono rispettare le offerte, il termine di presentazione delle offerte, il termine di chiusura della gara nonché i principi e le modalità di organizzazione e di esecuzione della gara d'appalto e quelle della convocazione e dei lavori del comitato di gara».

12 L'articolo 12, paragrafi 1 e 3, di detta legge così prevede:
«1. L'imprenditore che abbia esplorato e documentato un giacimento minerario di proprietà dell'erario e che abbia redatto la relativa documentazione geologica con la precisione necessaria per ottenere la concessione per la coltivazione mineraria, può chiedere che venga costituito in suo favore un usufrutto minerario con diritto di prelazione.
(...)
3. La possibilità prevista al paragrafo 1 si estingue dopo due anni dalla data di ricezione della comunicazione con cui l'autorità amministrativa competente accetta la documentazione geologica di cui trattasi».
13 Ai sensi dell'articolo 15, paragrafo 1, della legge sulle risorse geologiche e minerarie, è richiesta una concessione per «1) la prospezione e la ricerca di giacimenti minerari, 2) lo sfruttamento di minerali». Per gli aspetti non contemplati dalla legge medesima, il paragrafo 2 di tale disposizione rinvia alla legge del 2 luglio 2004 sul libero esercizio dell'attività economica (Dz. U. n. 173, posizione 1807).
14 L'articolo 17 della legge sulle risorse geologiche e minerarie stabilisce quanto segue:
«1. Il rilascio di una concessione può essere subordinato alla costituzione di una garanzia destinata a far fronte agli eventuali reclami che dovessero conseguire allo sviluppo delle attività oggetto della concessione, sempreché ciò sia giustificato da un interesse dello Stato o da un interesse pubblico particolarmente importanti, in concreto da un interesse collegato alla protezione dell'ambiente.
2. La forma e l'importo della garanzia di cui al paragrafo 1 sono fissati nella concessione in funzione del tipo di attività svolta, dell'area coperta dalla concessione, del periodo per il quale la concessione è stata rilasciata e del grado di nocività per l'ambiente dell'attività contemplata».
15 L'articolo 18, paragrafo 1, sub 2 b), della legge sulle risorse geologiche e minerarie prevede che la domanda di rilascio di una concessione debba contenere un numero di iscrizione nel registro delle imprese o nel registro delle attività economiche.
16 In forza dell'articolo 20, paragrafo 2, punto 1, di detta legge, la domanda di rilascio di una concessione per lo sfruttamento di minerali deve contenere altresì la prova del diritto del richiedente di utilizzare la documentazione geologica.
17 L'articolo 47, paragrafo 3, della legge sulle risorse geologiche e minerarie dispone quanto segue:
«Chi abbia sostenuto i costi per la realizzazione di attività geologiche svolte sulla base di decisioni adottate in applicazione della legge ha il diritto esclusivo di utilizzare senza alcun onere le informazioni geologiche con fini scientifici e di ricerca nonché per realizzare le attività disciplinate dalla legge. Tale diritto si estingue dopo 5 anni a decorrere dalla data in cui abbia perduto i suoi effetti la decisione che ha autorizzato le attività fonti delle informazioni, o che ha permesso lo sviluppo di un'altra attività disciplinata dalla presente legge o da altre disposizioni. La parte che ha diritto ad utilizzare le informazioni geologiche acquisite in tal modo può renderle accessibili ad altri, salvo che la concessione o la decisione di approvazione del programma di attività geologiche disponga altrimenti».
18 Ai sensi dell'articolo 6 del regolamento del Consiglio dei ministri:
«1. Le condizioni particolari della gara d'appalto specificano, tra l'altro:
(...)
4) le informazioni sui documenti che l'offerente deve produrre per dimostrare che esso soddisfa le condizioni richieste, segnatamente l'estratto del registro delle imprese e la dichiarazione che attesta che tale offerente non è escluso dalla gara conformemente all'articolo 5, paragrafo 2;
5) i criteri oggettivi di valutazione delle offerte che garantiscono il rispetto dei principi di concorrenza leale e definiscono il loro significato;
(...)
2. Su richiesta scritta dell'offerente, l'organizzatore della gara d'appalto mette a disposizione di quest'ultimo le condizioni particolari della gara a decorrere dal giorno della pubblicazione del bando.

3. L'offerente è autorizzato a rivolgersi all'organizzatore della gara d'appalto per chiedere spiegazioni sulle condizioni particolari della gara, entro e non oltre 14 giorni prima del termine ultimo per la presentazione delle offerte.
4. L'organizzatore della gara d'appalto invia immediatamente tali spiegazioni a tutti gli offerenti, senza divulgare l'origine della domanda. Le spiegazioni sono ritenute definitive per tutti gli offerenti.
(...)
6. L'organizzatore della gara d'appalto proroga i termini per la presentazione delle offerte al fine di consentire agli offerenti di manifestare nella loro offerta le spiegazioni ricevute o le modifiche delle condizioni particolari della gara d'appalto».

Fatti e procedimento precontenzioso

19 Il 23 marzo 2007 la Commissione ha inviato una lettera di diffida alla Repubblica di Polonia, nella quale dichiarava che la legge sulle risorse geologiche e minerarie non era conforme agli articoli 2, paragrafo 2, 3, paragrafo 1, e 5, punti 1 e 2, della direttiva 94/22.

20 Con lettera del 23 maggio 2007, la Repubblica di Polonia ha risposto alla lettera di diffida, sostenendo, in sostanza, che essa aveva correttamente recepito la direttiva 94/22 nel proprio ordinamento interno.

21 Il 31 gennaio 2008 la Commissione ha emesso nei confronti della Repubblica di Polonia un parere motivato nel quale confermava l'insieme degli addebiti formulati nella lettera di diffida.

22 Con lettera del 20 marzo 2008, la Repubblica di Polonia, senza mettere in discussione la fondatezza degli addebiti sollevati nel parere motivato, ha chiesto la chiusura del procedimento di infrazione, sostenendo che i lavori legislativi vertenti sull'elaborazione di una nuova legge sulle risorse geologiche e minerarie avevano consentito «l'eliminazione degli inadempimenti» e la soppressione delle «disposizioni che hanno determinato l'insorgere dei dubbi della Commissione». Detto Stato membro, inoltre, ha informato la Commissione che le avrebbe presentato un calendario relativo a tale progetto di legge per la fine del mese di giugno del 2008.

23 Con lettera del 27 aprile 2010, la Repubblica di Polonia ha informato la Commissione che detto progetto di legge era stato trasmesso al Parlamento polacco il 18 novembre 2008 e che quest'ultimo non era stato in grado di adottarlo nel 2009, ma che la nuova legge le sarebbe stata comunicata a decorrere dalla sua adozione.

24 In tale contesto, la Commissione ha proposto il presente ricorso.

Sul ricorso

Sulla ricevibilità

25 La Repubblica di Polonia sostiene che il ricorso per inadempimento è irricevibile in quanto gli addebiti in esso sollevati non sono identici a quelli formulati durante il procedimento precontenzioso.

26 La Commissione risponde che l'oggetto della controversia e gli addebiti sollevati durante il procedimento precontenzioso sono identici a quelli che costituiscono il fondamento del ricorso. Gli estratti di quest'ultimo cui fa riferimento la Repubblica di Polonia non conterrebbero addebiti nuovi, bensì una motivazione giuridica più dettagliata a sostegno degli addebiti che la Commissione avrebbe già dedotto nel suo parere motivato.

27 Essa aggiunge che, in ogni caso, anche supponendo che il ricorso contenga nuovi addebiti, solo questi ultimi potrebbero essere dichiarati irricevibili, e non tutti gli addebiti sollevati nel medesimo ricorso.

28 Prima di statuire sulle eccezioni di irricevibilità sollevate dalla Repubblica di Polonia, si deve ricordare che, secondo una costante giurisprudenza della Corte, il procedimento precontenzioso ha lo scopo di offrire allo Stato membro interessato l'opportunità, da un lato, di conformarsi agli obblighi ad esso incombenti in forza del diritto dell'Unione e, dall'altro, di sviluppare un'utile difesa contro gli addebiti formulati dalla Commissione. L'oggetto di un ricorso proposto ai sensi dell'articolo 258 TFUE è determinato, conseguentemente, dal procedimento precontenzioso previsto dal medesimo articolo. Pertanto, l'atto introduttivo del ricorso non può essere basato su addebiti

diversi da quelli formulati nel corso del procedimento precontenzioso (v., segnatamente, sentenze del 10 maggio 2001, Commissione/Paesi Bassi, C-152/98, Racc. pag. I-3463, punto 23, e del 15 marzo 2012, Commissione/Cipro, C-340/10, non ancora pubblicata nella Raccolta, punto 21). In particolare, l'atto introduttivo del ricorso deve fondarsi su motivi e mezzi difensivi identici a quelli enunciati nel parere motivato (v., segnatamente, sentenza del 3 marzo 2011, Commissione/Irlanda, C-50/09, Racc. pag. I-873, punto 93), che deve contenere un'esposizione coerente e particolareggiata dei motivi che hanno condotto la Commissione alla convinzione che lo Stato membro interessato è venuto meno a uno degli obblighi che gli incombono ai sensi del diritto dell'Unione (v., in particolare, sentenza dell'11 settembre 2008, Commissione/Lituania, C-274/07, Racc. pag. I-7117, punto 23 e la giurisprudenza ivi citata).

29 Tale esigenza non implica, tuttavia, che debba sussistere in ogni caso una perfetta coincidenza tra le disposizioni nazionali menzionate nel parere motivato e quelle riportate nel ricorso (v. sentenze del 10 settembre 1996, Commissione/Belgio, C-11/95, Racc. pag. I-4115, punto 74, e del 22 dicembre 2008, Commissione/Italia, C-283/07, punto 22).

30 Cionondimeno, qualora la Commissione non abbia rilevato, durante il procedimento precontenzioso, che l'oggetto di quest'ultimo, vale a dire l'inadempimento imputato allo Stato membro interessato, va al di là delle disposizioni nazionali precisate nell'ambito di tale procedimento, il ricorso, poiché riguarda disposizioni nazionali diverse da quelle esplicitate nel corso del procedimento precontenzioso, è irricevibile (v., in tal senso, sentenze del 7 febbraio 1984, Commissione/Italia, 166/82, Racc. pag. 459, punti da 19 a 22, e del 22 giugno 1993, Commissione/Danimarca, C-243/89, Racc. pag. I-3353, punti da 15 a 17). Infatti, in un caso del genere, risulta che i motivi dell'asserito inadempimento e, pertanto, il fondamento di quest'ultimo sono stati estesi senza che lo Stato membro interessato abbia avuto, al riguardo, l'occasione, da un lato, di conformarsi ai suoi obblighi derivanti dal diritto dell'Unione e, dall'altro, di sviluppare un'utile difesa contro gli addebiti formulati dalla Commissione.

Sul primo motivo del ricorso

- Argomenti delle parti

31 Riguardo al primo motivo del ricorso, relativo ad un'asserita violazione dell'articolo 2, paragrafo 2, primo comma, della direttiva 94/22, la Commissione nota una discriminazione tra gli enti per quanto concerne l'accesso alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e il loro esercizio. Essa fa valere, segnatamente, che il diritto esclusivo di utilizzare gratuitamente informazioni geologiche da parte di un ente che ha condotto lavori geologici sulla base di una concessione di ricerca di giacimenti di idrocarburi, contemplata all'articolo 47, paragrafo 3, della legge sulle risorse geologiche e minerarie, unitamente alla necessità di dimostrare, nella richiesta di rilascio di una concessione di coltivazione, che l'autore di quest'ultima ha il diritto di utilizzare la documentazione geologica, previsto dall'articolo 20, paragrafo 2, punto 1, della medesima legge, è contrario al principio dell'accesso non discriminatorio da parte di tutti gli enti interessati alle attività di coltivazione di idrocarburi.

32 La Repubblica di Polonia sostiene che tale addebito è stato sollevato per la prima volta nella fase del procedimento dinanzi alla Corte e che, pertanto, è irricevibile.

- Giudizio della Corte

33 Se è vero che la Commissione si è limitata, nel parere motivato, a contestare, in sostanza, alla Repubblica di Polonia di non garantire l'accesso non discriminatorio alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione, imponendo ai richiedenti una concessione di coltivazione di minerali l'obbligo, previsto all'articolo 20, paragrafo 2, punto 1, della legge sulle risorse geologiche e minerarie, di fornire la prova dell'esistenza del diritto di utilizzare la documentazione geologica, è giocoforza rilevare che un obbligo siffatto, nel caso di specie, ha come premessa necessaria il fatto che, in forza dell'articolo 47, paragrafo 3, della stessa legge, il diritto all'uso gratuito di una documentazione del genere appartiene all'ente che ha condotto i lavori geologici sulla base di una concessione di ricerca di giacimenti di idrocarburi.

34 Pertanto, occorre ritenere che il riferimento, nell'atto introduttivo di ricorso, a questa seconda disposizione della legge sulle risorse geologiche e minerarie abbia sviluppato un addebito già dedotto dalla Commissione nel parere motivato.
35 Di conseguenza, si deve respingere l'eccezione di irricevibilità sollevata dalla Repubblica di Polonia per quanto concerne il primo motivo del ricorso.
Sul secondo motivo del ricorso
- Argomenti delle parti
36 Riguardo al secondo motivo del ricorso, relativo ad un'asserita violazione dell'articolo 3, paragrafo 1, della direttiva 94/22, la Commissione contesta alla Repubblica di Polonia, segnatamente, di non aver previsto, in ordine al rilascio dell'autorizzazione di cui all'articolo 1, punto 3, di tale direttiva, che l'ottenimento sia del diritto di usufrutto minerario sia della concessione debba essere effettuato mediante una procedura di gara e secondo modalità che garantiscano un accesso non discriminatorio all'autorizzazione. Inoltre, anche la priorità attribuita dall'articolo 12 della legge sulle risorse geologiche e minerarie al titolare del diritto di uso della documentazione geologica sarebbe contraria al requisito della procedura di gara. Per di più, la Commissione rileva che l'articolo 52 della legge sul libero esercizio dell'attività economica prevede l'organizzazione di un procedimento di aggiudicazione solo nel caso in cui il numero delle imprese che soddisfano i requisiti di rilascio di una concessione e che presentano la garanzia di una corretta esecuzione dell'attività oggetto di quest'ultima superi quello delle concessioni che si prevede di attribuire.
37 Infine, nel ricorso, la Commissione sostiene altresì che l'articolo 53, paragrafo 4, di detta legge esige che l'offerta venga presentata in lingua polacca, il che è contrario al principio secondo cui occorre consentire a tutti gli enti interessati di presentare richieste di autorizzazione a svolgere attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi. La Commissione, tuttavia, ha rinunciato a tale addebito nella propria replica.
38 La Repubblica di Polonia eccepisce l'irricevibilità di detti addebiti in quanto essi sono stati sollevati per la prima volta nella fase del procedimento dinanzi alla Corte.
- Giudizio della Corte
39 Riguardo all'addebito relativo al fatto che la Repubblica di Polonia, in ordine al rilascio dell'autorizzazione di cui all'articolo 1, punto 3, della direttiva 94/22, non ha previsto che l'ottenimento sia del diritto di usufrutto minerario sia della concessione debba essere effettuato mediante una procedura di gara e secondo modalità che garantiscano un accesso non discriminatorio all'autorizzazione, è sufficiente rilevare che tale addebito figura già nel parere motivato. Pertanto, un siffatto addebito è ricevibile nell'ambito del presente ricorso.
40 Quanto all'addebito relativo alla circostanza che la priorità attribuita dall'articolo 12 della legge sulle risorse geologiche e minerarie al titolare del diritto d'uso della documentazione geologica sarebbe contraria al requisito della procedura di gara, esso non ha formato oggetto del parere motivato. Ne consegue che tale addebito è irricevibile.
41 Per quanto concerne l'addebito relativo al fatto che l'articolo 52 della legge sul libero esercizio dell'attività economica prevede l'organizzazione di una procedura di aggiudicazione solo nel caso in cui il numero delle imprese che soddisfano le condizioni richieste per il rilascio di una concessione e che presentano la garanzia di una corretta esecuzione dell'attività oggetto della concessione superi quello delle concessioni che si prevede di attribuire, neanch'esso è stato oggetto del parere motivato. Di conseguenza, tale addebito è irricevibile.
42 Non occorre più statuire sull'addebito relativo al requisito previsto all'articolo 53, paragrafo 4, della legge sul libero esercizio dell'attività economica, secondo cui l'offerta deve essere presentata in lingua polacca, poiché la Commissione vi ha rinunciato.
Sul terzo motivo del ricorso
- Argomenti delle parti
43 Riguardo al terzo motivo del ricorso, relativo ad un'asserita violazione dell'articolo 5, punti 1 e 2, della direttiva 94/22, la Commissione fa valere, in particolare, che la normativa polacca non recepisce correttamente il requisito della pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*

dei criteri di valutazione che figurano al punto 1 di tale articolo. Nel proprio ricorso, la Commissione contesta altresì alla Repubblica di Polonia di aver posto sul medesimo piano, da un lato, il criterio attinente alle capacità tecniche ed economiche dell'offerente e quello concernente la portata e la tecnologia previste per i lavori geologici e, dall'altro, l'importo proposto della retribuzione per la costituzione del diritto di usufrutto minerario. La Commissione ha ritirato quest'ultimo addebito durante l'udienza.

44 La Repubblica di Polonia sostiene che tali addebiti sono irricevibili, non essendo stati sollevati nel parere motivato.

- Giudizio della Corte

45 Riguardo al primo addebito, relativo al fatto che la normativa polacca non avrebbe recepito correttamente il requisito della pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* dei criteri di valutazione elencati all'articolo 5, punto 1, della direttiva 94/22, si deve constatare che tale addebito è stato dedotto nel parere motivato. Di conseguenza, esso è ricevibile.

46 Quanto al secondo addebito enunciato nel punto 43 della presente sentenza, poiché la Commissione lo ha ritirato durante l'udienza, non occorre più statuire su di esso.

Nel merito

Sul primo motivo del ricorso

47 Il primo motivo, attinente ad un'asserita violazione dell'articolo 2, paragrafo 2, primo comma, della direttiva 94/22, è diviso in due parti.

Sulla prima parte del primo motivo

- Argomenti delle parti

48 Con la prima parte del suo primo motivo, la Commissione fa valere che, richiedendo, all'articolo 18, paragrafo 1, sub 2 b), della legge sulle risorse geologiche e minerarie, che la domanda di rilascio di una concessione sia corredata del numero di iscrizione nel registro delle imprese o nel registro delle attività economiche in Polonia, la normativa polacca, riguardo all'accesso al procedimento stesso di rilascio di una concessione, crea una situazione discriminatoria nei confronti degli enti stabiliti in altri Stati membri, che potranno chiedere il rilascio di una concessione solo se dispongono di un'impresa registrata in Polonia.

49 La Repubblica di Polonia ribatte che l'obbligo di stabilire una sede, previsto nella fase di richiesta della concessione, non costituisce un ostacolo all'esercizio dell'attività economica contemplata, poiché tale fase fa riferimento al controllo del rispetto dei requisiti formali da parte dell'operatore e conduce, normalmente, al rilascio della concessione.

- Giudizio della Corte

50 In proposito, occorre ricordare che, in forza dell'articolo 2, paragrafo 2, della direttiva 94/22, gli Stati membri garantiscono che non vi siano discriminazioni tra gli enti per quanto riguarda l'accesso alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi ed il loro esercizio nelle aree destinate allo svolgimento delle medesime.

51 Orbene, l'articolo 18, paragrafo 1, sub 2 b), della legge sulle risorse geologiche e minerarie, poiché richiede ad un operatore economico - stabilito in un altro Stato membro e desideroso di ottenere una concessione di prospezione, ricerca o coltivazione di idrocarburi in Polonia - di disporre di una sede o di uno stabilimento nel territorio polacco anche prima che gli venga rilasciata la concessione, rende l'accesso all'attività economica prevista più difficile per tale operatore rispetto ad un operatore avente la sede principale in Polonia. Infatti, detta disposizione richiede all'operatore economico che sollecita il rilascio di una concessione di procedere ad investimenti, eventualmente importanti, sebbene esso non sia sicuro di ottenere una siffatta concessione.

52 Pertanto, l'articolo 18, paragrafo 1, sub 2 b), della legge sulle risorse geologiche e minerarie è incompatibile con l'articolo 2, paragrafo 2, della direttiva 94/22.

53 La circostanza addotta dalla Repubblica di Polonia secondo cui il rilascio della concessione relativa ad una determinata area è soggetto solamente all'osservanza da parte del richiedente di taluni requisiti formali e consegue, normalmente, all'acquisizione da parte di quest'ultimo dei diritti di usufrutto minerario su tale area, non è idonea a rimettere in discussione la constatazione

effettuata nel punto precedente. Infatti, da un lato, non può ritenersi dimostrato che il richiedente soddisfi in ogni caso le condizioni cui è soggetto il rilascio di una concessione e, dall'altro, tale Stato membro ha esso stesso riconosciuto l'esistenza di un caso in cui era stato rifiutato il rilascio di una concessione.

54 Pertanto, la prima parte del primo motivo è fondata.

Sulla seconda parte del primo motivo

- Argomenti delle parti

55 Con la seconda parte del suo primo motivo, la Commissione sostiene che il diritto esclusivo di utilizzare gratuitamente informazioni geologiche da parte di un ente che ha condotto lavori geologici sulla base di una concessione di ricerca di giacimenti di idrocarburi, come previsto dall'articolo 47, paragrafo 3, della legge sulle risorse geologiche e minerarie, unitamente all'esigenza, contemplata all'articolo 20, paragrafo 2, punto 1, della medesima legge, di dimostrare, nella richiesta di rilascio di una concessione di coltivazione, il diritto di utilizzo della documentazione geologica, è contrario al principio dell'accesso non discriminatorio di tutti gli enti interessati alle attività di coltivazione di idrocarburi. Infatti, l'ente che ha ottenuto in precedenza una concessione di ricerca di giacimenti di idrocarburi si troverebbe favorito rispetto agli altri enti interessati dal rilascio di una concessione di coltivazione.

56 La Repubblica di Polonia fa valere al riguardo che, in forza della normativa polacca, ogni ente interessato beneficia di un accesso equo e non discriminatorio al fine di ottenere concessioni relative a lavori di prospezione e ricerca di idrocarburi. Di conseguenza, ogni ente avrebbe la possibilità di documentare un giacimento di minerali, elaborando la rispettiva documentazione geologica e, pertanto, di ottenere il diritto esclusivo di utilizzare tali informazioni geologiche.

57 Le norme applicabili in Polonia sul diritto alle informazioni geologiche, che conferiscono agli enti che hanno sopportato i costi necessari per ottenere tali informazioni il diritto di utilizzare queste ultime, si baserebbero su uno dei principi fondamentali della normativa polacca e del diritto dell'Unione, vale a dire il rispetto del diritto di proprietà e degli altri diritti patrimoniali.

58 Secondo la Repubblica di Polonia, l'articolo 47, paragrafo 3, della legge sulle risorse geologiche e minerarie recepisce l'articolo 3, paragrafo 5, lettera b), della direttiva 94/22, in base al quale non è considerato rilascio di autorizzazione ai sensi del paragrafo 1 del medesimo articolo 3 il rilascio di un'autorizzazione ad un ente titolare di un'altra forma di autorizzazione, qualora il possesso di quest'ultimo titolo comporti un diritto al rilascio di quella autorizzazione.

- Giudizio della Corte

59 Si deve ricordare che, a norma degli articoli 10, paragrafo 1, e 11, paragrafo 2, della legge sulle risorse geologiche e minerarie, la costituzione del diritto di usufrutto minerario che contempli la prospezione, la ricerca e lo sfruttamento di gas naturale, petrolio e derivati naturali nonché di metano dello strato carbonifero è preceduta, fatto salvo l'articolo 12, paragrafo 1, della medesima legge, da una procedura di gara e avviene mediante un accordo, dietro remunerazione, e alla condizione che sia rilasciata una concessione.

60 Orbene, come rilevato dall'avvocato generale al paragrafo 81 delle sue conclusioni, il combinato disposto degli articoli 47, paragrafo 3, e 20, paragrafo 2, punto 1, della legge sulle risorse geologiche e minerarie comporta che l'ente interessato che abbia vinto la gara d'appalto concernente il diritto di usufrutto minerario relativo alla coltivazione degli idrocarburi di cui trattasi non può ottenere, durante il periodo di esclusività di cinque anni, la concessione di coltivazione se l'ente che ha condotto precedentemente lavori geologici e che possiede pertanto il diritto di uso esclusivo della documentazione geologica non mette quest'ultima a sua disposizione.

61 Risulta quindi che il regime in esame, in considerazione della posizione vantaggiosa che concede per cinque anni all'ente che abbia già svolto attività di prospezione e ricerca, rende comunque più difficile, se non addirittura impossibile, il rilascio dell'autorizzazione alla coltivazione di idrocarburi all'ente che non ha proceduto alla prospezione né alla ricerca dei giacimenti interessati.

62 Tale conclusione non può in alcun caso essere rimessa in discussione dall'argomento della Repubblica di Polonia secondo cui l'autorizzazione prevista dalla procedura nazionale comprende sia la concessione relativa alla prospezione e alla ricerca sia quella attinente alla coltivazione.
63 Inoltre, sebbene gli Stati membri possano legittimamente garantire una certa compensazione a favore dell'ente che abbia sostenuto spese per redigere la documentazione geologica nel corso delle sue attività di prospezione e ricerca, una compensazione siffatta non può assumere la forma prevista dalla legge sulle risorse geologiche e minerarie, senza contravvenire alla norma, sancita all'articolo 2, paragrafo 2, della direttiva 94/22, dell'accesso non discriminatorio di tutti gli enti alle attività, segnatamente, di coltivazione degli idrocarburi.
64 Ne consegue che la seconda parte del primo motivo è fondata.
65 Tenuto conto di quanto precede, il primo motivo dedotto dalla Commissione a sostegno del proprio ricorso deve essere accolto.
Sul secondo motivo del ricorso
66 Il secondo motivo del ricorso, relativo ad un'asserita violazione dell'articolo 3, paragrafo 1, della direttiva 94/22, contiene ormai solo due parti.
Sulla prima parte del secondo motivo
- Argomenti delle parti
67 Con la prima parte del suo secondo motivo, la Commissione fa valere che le disposizioni della legge sulle risorse geologiche e minerarie non garantiscono che esista in ogni caso la procedura di gara che soddisfi i principi di cui all'articolo 3, paragrafo 2, della direttiva 94/22 ai fini del rilascio di un'autorizzazione alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.
68 La Commissione non contesta la scelta della Repubblica di Polonia di suddividere l'autorizzazione contemplata all'articolo 1, punto 3, della direttiva 94/22 in modo da rendere necessario l'ottenimento di un diritto di usufrutto minerario, poi di una concessione. In tal caso, tuttavia, l'acquisizione di questi due diritti dovrebbe essere effettuata in conformità della procedura di cui all'articolo 3, paragrafo 2, della direttiva 94/22 e secondo modalità che garantiscano un accesso non discriminatorio all'autorizzazione. Orbene, solo il diritto di usufrutto minerario sarebbe concesso mediante aggiudicazione, mentre la concessione sarebbe attribuita sulla base di una selezione per titoli.
69 La Repubblica di Polonia ricorda che nel sistema previsto dalla legge sulle risorse geologiche e minerarie, l'autorizzazione ai sensi dell'articolo 1, punto 3, della direttiva 94/22 è costituita contemporaneamente dal diritto di usufrutto minerario e dalla concessione.
70 Ciascun ente potrebbe richiedere la costituzione di un diritto di usufrutto minerario, il che gli darebbe la possibilità di ottenere una concessione. Ogni offerta presentata nell'ambito della procedura di gara relativa alla costituzione del diritto di usufrutto minerario sarebbe valutata secondo criteri oggettivi e non discriminatori.
71 Il fatto che, nella pratica, un solo ente sia ammesso nel procedimento amministrativo formale attinente al rilascio della concessione, vale a dire l'ente la cui offerta è stata considerata la migliore e che, pertanto, è stata presa in considerazione in esito alla procedura di gara concernente la costituzione del diritto di usufrutto minerario, conferma, a parere della Repubblica di Polonia, che il risultato dell'aggiudicazione relativa al diritto di usufrutto minerario decide del rilascio della concessione. Di conseguenza, l'obiettivo della direttiva 94/22, diretto a che la concessione sia rilasciata all'ente che abbia presentato la migliore offerta nell'ambito della procedura di gara, valutata secondo criteri trasparenti e non discriminatori, sarebbe pregiudicato dal sistema giuridico nazionale considerato nel suo insieme.
- Giudizio della Corte
72 Ai sensi dell'articolo 3, paragrafo 1, della direttiva 94/22, gli Stati membri adottano le disposizioni necessarie affinché le autorizzazioni siano rilasciate in esito a procedimenti nei quali tutti gli enti interessati possano presentare domanda conformemente al paragrafo 2 o al paragrafo 3 di tale articolo.

73 È pacifico che, in forza del procedimento nazionale previsto dalla legge sulle risorse geologiche e minerarie, l'autorizzazione ad esercitare il diritto esclusivo di prospettare, ricercare o coltivare idrocarburi in un'area geografica, a norma dell'articolo 1, punto 3, della direttiva 94/22, è costituita contemporaneamente dal diritto di usufrutto minerario e dalla concessione.
74 Orbene, il fatto che solo il rilascio del diritto di usufrutto minerario sia effettuato mediante aggiudicazione, mentre il rilascio della concessione all'aggiudicatario di tale diritto è soggetto soltanto all'osservanza di taluni requisiti formali, non è di per sé incompatibile con l'articolo 3, paragrafo 1, della direttiva 94/22. Infatti, non si può escludere a priori che un sistema del genere possa garantire che «le autorizzazioni siano rilasciate in esito a procedimenti nei quali tutti gli enti interessati possano presentare domanda», ai sensi di tale articolo 3, paragrafo 1. Ciò varrebbe anche nel caso in cui, in particolare, poiché tutti gli enti interessati possono presentare richieste di attribuzione del diritto di usufrutto in condizioni non discriminatorie, il rilascio della concessione all'aggiudicatario di tale diritto sarebbe subordinato solo a requisiti che non comportano una valutazione del merito delle domande a norma dell'articolo 5, punto 1, lettera d), della direttiva 94/22.
75 Pertanto, la prima parte del secondo motivo è infondata.
Sulla seconda parte del secondo motivo
- Argomenti delle parti
76 Con la seconda parte del secondo motivo, la Commissione sostiene che l'avviso che rende nota la necessità di avviare una procedura di gara è pubblicato solo nel *Dziennik Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej (Gazzetta ufficiale della Repubblica di Polonia)*, e non nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, come richiede l'articolo 3, paragrafo 2, della direttiva 94/22, cui rinvia l'articolo 3, paragrafo 1, di quest'ultima.
77 La Repubblica di Polonia sottolinea che, conformemente all'articolo 4, paragrafo 2, del regolamento del Consiglio dei ministri, l'avviso relativo alla procedura di gara attinente all'attribuzione di un diritto di usufrutto minerario che contempli la prospezione, la ricerca o lo sfruttamento di gas naturale, petrolio e derivati naturali nonché di metano dello strato carbonifero è pubblicato anche nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.
- Giudizio della Corte
78 A norma dell'articolo 3, paragrafo 2, della direttiva 94/22, cui rinvia il paragrafo 1 del medesimo articolo, il procedimento nel quale tutti gli enti interessati devono poter presentare domanda di autorizzazione è avviato su iniziativa delle autorità competenti, mediante avviso che invita a presentare domande da pubblicarsi nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, oppure mediante un avviso che invita a presentare domande, da pubblicarsi nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* dopo che un ente ha presentato una domanda.
79 Non è contestato che tale requisito di pubblicazione, riguardo all'aggiudicazione del diritto di usufrutto minerario, è rispettato nell'ordinamento giuridico polacco.
80 Orbene, la circostanza che il procedimento di concessione non sia oggetto di una pubblicazione siffatta non è di per sé contrario - per le stesse ragioni di quelle esposte nell'ambito dell'esame della prima parte del secondo motivo - all'articolo 3, paragrafo 2, della direttiva 94/22 né, pertanto, al paragrafo 1 dello stesso articolo.
81 Ne consegue che la seconda parte del secondo motivo è infondata e che, di conseguenza, quest'ultimo deve essere respinto.
Sul terzo motivo
82 Il terzo motivo, relativo ad un'asserita violazione dell'articolo 5, punti 1 e 2, della direttiva 94/22, si suddivide ormai in tre parti.
Sulla prima parte del terzo motivo
- Argomenti delle parti
83 Con la prima parte del suo terzo motivo, la Commissione sostiene che, poiché l'articolo 17 della legge sulle risorse geologiche e minerarie prevede che il rilascio di una concessione possa essere subordinato alla costituzione di una garanzia destinata a far fronte agli eventuali reclami che

dovessero conseguire allo sviluppo delle attività oggetto della concessione, sempreché ciò sia giustificato da un interesse dello Stato o da un interesse pubblico particolarmente importanti, in concreto da un interesse collegato alla protezione dell'ambiente, detto articolo è contrario all'articolo 5, punto 1, lettera a), della direttiva 94/22. La Commissione rileva, inoltre, che il fatto di subordinare il rilascio di una concessione alla costituzione di una garanzia non può fondarsi sull'articolo 6, paragrafo 2, di tale direttiva, disposizione, questa, che non riguarda il rilascio o il rifiuto di un'autorizzazione, bensì soltanto la situazione esistente nel momento in cui è concessa l'autorizzazione.

84 La Repubblica di Polonia confuta la tesi della Commissione e ritiene che l'articolo 6, paragrafo 2, della direttiva 94/22 consenta all'autorità nazionale competente per il rilascio della concessione di subordinare il rilascio di quest'ultima alla costituzione di una garanzia, qualora ciò sia giustificato da un interesse dello Stato particolarmente importante, in concreto da un interesse collegato alla protezione dell'ambiente.

- Giudizio della Corte

85 A norma dell'articolo 5, punto 1, lettera a), della direttiva 94/22, le autorizzazioni sono in ogni caso rilasciate in base a criteri concernenti le capacità tecniche ed economiche degli enti.

86 Certamente è vero che una garanzia, alla cui costituzione può essere subordinato il rilascio di una concessione, ai sensi dell'articolo 17 della legge sulle risorse geologiche e minerarie, non rientra nell'articolo 5, punto 1, lettera a), della direttiva 94/22.

87 Tuttavia, dalla lettura congiunta degli articoli 5, punto 2, e 6, paragrafi 1 e 2, della direttiva 94/22 risulta che uno Stato membro, come stabilisce l'articolo 17 della legge sulle risorse geologiche e minerarie, può subordinare il rilascio di una concessione alla costituzione di una garanzia destinata a far fronte agli eventuali reclami che dovessero conseguire allo sviluppo delle attività oggetto della concessione, sempreché ciò sia giustificato da un interesse dello Stato o da un interesse pubblico particolarmente importanti, in concreto da un interesse collegato alla protezione dell'ambiente.

88 Pertanto, la prima parte del terzo motivo è infondata.

Sulla seconda parte del terzo motivo

- Argomenti delle parti

89 Con la seconda parte del suo terzo motivo, la Commissione fa valere che il requisito della pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* dei criteri precisi concernenti gli elementi di cui all'articolo 5, punto 1, della direttiva 94/22 non è recepito in modo soddisfacente nell'ordinamento giuridico polacco.

90 La Repubblica di Polonia contesta di aver violato l'obbligo di pubblicare e di definire chiaramente tutti i criteri di valutazione dell'offerta degli enti interessati. A suo avviso, l'articolo 2, punto 3, del regolamento del Consiglio dei ministri soddisfa tale obbligo.

- Giudizio della Corte

91 In forza dell'articolo 5, punto 1, quinto comma, della direttiva 94/22, gli Stati membri adottano le disposizioni necessarie affinché i criteri sulla base dei quali sono concesse le autorizzazioni siano formulati e pubblicati nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* prima che inizi a decorrere il periodo per la presentazione delle domande.

92 Va rilevato in proposito che, come sottolineato dalla Commissione senza essere contraddetta dalla Repubblica di Polonia, l'articolo 2, punto 3, del regolamento del Consiglio dei ministri - che tale Stato membro fa valere - menziona solamente tipi di criteri sulla base dei quali l'offerta è considerata la più vantaggiosa. Inoltre, sebbene, come rilevato dalla Commissione, l'articolo 4, paragrafi 2 e 3, del medesimo regolamento preveda la pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* dei bandi di gara contenenti in particolare i criteri di valutazione delle offerte, risulta che, nella pratica, il governo polacco si è limitato a pubblicare in detta Gazzetta ufficiale le categorie di criteri di valutazione delle offerte, rinviando, per la determinazione precisa di tali criteri, alle «condizioni dettagliate dell'aggiudicazione relativa all'acquisizione dei diritti di usufrutto minerario per la prospezione e lo sfruttamento di giacimenti di petrolio e di gas naturale in

determinate zone comprese nella concessione», le quali possono essere richieste al dipartimento competente del Ministero dell'Ambiente.
93 Da quanto precede risulta che la Repubblica di Polonia non ha adottato tutte le misure atte a garantire un recepimento soddisfacente dell'articolo 5, punto 1, della direttiva 94/22 nell'ordinamento giuridico polacco.
94 Conseguentemente, la terza parte del terzo motivo è fondata.
Sulla terza parte del terzo motivo
- Argomenti delle parti
95 Con la terza parte del suo terzo motivo, relativa all'asserita violazione dell'articolo 5, punto 2, della direttiva 94/22, la Commissione sostiene che la normativa polacca non garantisce che l'insieme delle condizioni e dei requisiti concernenti l'esercizio delle attività contemplate da detta direttiva sia fissato e reso noto agli enti interessati alla data a decorrere dalla quale possono essere presentate le domande.
96 La Repubblica di Polonia, nel contestare l'addebito dedotto dalla Commissione, si limita a sottolineare che la normativa polacca prevede la comunicazione di tutte le informazioni necessarie agli enti interessati e che tali informazioni sono accessibili in una determinata fase della procedura, riservando la possibilità, unicamente in via eccezionale, di precisare determinate condizioni negli atti di concessione.
- Giudizio della Corte
97 Come prevede l'articolo 5, punto 2, della direttiva 94/22, sono stabiliti e resi noti agli enti interessati, in qualsiasi momento, le condizioni e i requisiti relativi all'esercizio o alla cessazione dell'attività, applicabili a ogni tipo di autorizzazione in virtù di disposizioni legislative, regolamentari o amministrative in vigore alla data di presentazione delle domande, indipendentemente dal fatto che siano previsti dall'autorizzazione o che la loro accettazione preventiva sia una condizione per il rilascio dell'autorizzazione stessa. Nella fattispecie prevista all'articolo 3, paragrafo 2, lettera a), essi possono essere resi noti a detti enti soltanto alla data a decorrere dalla quale possono essere presentate le domande di autorizzazione.
98 Orbene, sebbene la Repubblica di Polonia contesti l'addebito che costituisce la terza parte del terzo motivo fatto valere dalla Commissione, essa non confuta l'argomento di quest'ultima secondo cui la normativa polacca non garantisce che l'insieme di dette condizioni e requisiti concernenti l'esercizio delle attività contemplate dalla direttiva 94/22 sia fissato e reso noto agli enti interessati alla data a decorrere dalla quale possono essere presentate le domande.
99 Pertanto, detta normativa non è conforme all'articolo 5, punto 2, della direttiva 94/22.
100 Di conseguenza, la terza parte del terzo motivo è fondata.
101 Tenuto conto di quanto precede, il terzo motivo dedotto dalla Commissione a sostegno del suo ricorso deve essere respinto nella prima parte e accolto nella seconda e nella terza parte.
102 Pertanto, si deve, da un lato, constatare che la Repubblica di Polonia, non avendo adottato le misure atte a garantire che l'accesso alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sia esente da qualsiasi discriminazione tra gli enti interessati e che le autorizzazioni a svolgere tali attività siano concesse in esito ad una procedura nella quale tutti gli enti interessati possono presentare domande sulla base di criteri pubblicati nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* prima che inizi a decorrere il periodo per la presentazione delle domande, è venuta meno agli obblighi ad essa incombenti in forza degli articoli 2, paragrafo 2, nonché 5, punti 1 e 2, della direttiva 94/22 e, dall'altro, respingere il ricorso quanto al resto.
Sulle spese
103 Ai sensi dell'articolo 138, paragrafo 3, prima frase, del regolamento di procedura, se le parti soccombono rispettivamente su uno o più capi, le spese sono compensate. Nella fattispecie, poiché ciascuna parte è rimasta soccombente su uno o più motivi, si deve dichiarare che ciascuna di esse sopporterà le proprie spese.
P.Q.M.
Per questi motivi, la Corte (Quarta Sezione) dichiara e statuisce:

1) Non avendo adottato le misure atte a garantire che l'accesso alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sia esente da qualsiasi discriminazione tra gli enti interessati e che le autorizzazioni a svolgere tali attività siano concesse in esito ad una procedura nella quale tutti gli enti interessati possono presentare domande sulla base di criteri pubblicati nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea**prima che inizi a decorrere il periodo per la presentazione delle domande, la Repubblica di Polonia è venuta meno agli obblighi ad essa incombenti in forza degli articoli 2, paragrafo 2, nonché 5, punti 1 e 2, della direttiva 94/22/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 1994, relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.**
2) Per il resto, il ricorso è respinto.
3) La Commissione europea e la Repubblica di Polonia sopportano le proprie spese.

Corte giustizia UE SENTENZA DELLA Grande Sezione 9 marzo 2010

«Principio "chi inquina paga" – Direttiva 2004/35/CE – Responsabilità ambientale – Applicabilità ratione temporis – Inquinamento anteriore alla data prevista per il recepimento di detta direttiva e proseguito dopo tale data – Misure di riparazione – Obbligo di consultazione delle imprese interessate – Allegato II»

Nei procedimenti riuniti C-379/08 e C-380/08,

aventi ad oggetto le domande di pronuncia pregiudiziale proposte alla Corte, ai sensi dell'art. 234 CE, dal Tribunale amministrativo regionale della Sicilia, con decisioni, rispettivamente, 5 e 19 giugno 2008, pervenute in cancelleria il 21 agosto 2008, nelle cause

Raffinerie Mediterranee (ERG) SpA (causa C-379/08)**,**

Polimeri Europa SpA,
Syndial SpA
contro
Ministero dello Sviluppo economico,
Ministero della Salute,
Ministero Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare,
Ministero delle Infrastrutture,
Ministero dei Trasporti,
Presidenza del Consiglio dei Ministri,
Ministero dell'Interno,
Regione siciliana,
Assessorato regionale Territorio ed Ambiente (Sicilia),
Assessorato regionale Industria (Sicilia),
Prefettura di Siracusa,
Istituto superiore di Sanità,
Commissario Delegato per Emergenza Rifiuti e Tutela Acque (Sicilia),
Vice Commissario Delegato per Emergenza Rifiuti e Tutela Acque (Sicilia),
Agenzia Protezione Ambiente e Servizi tecnici (APAT),
Agenzia regionale Protezione Ambiente (ARPA Sicilia),
Istituto centrale Ricerca scientifica e tecnologica applicata al Mare,
Subcommissario per la Bonifica dei Siti contaminati,
Provincia regionale di Siracusa,
Consorzio ASI Sicilia orientale Zona Sud,
Comune di Siracusa,
Comune di Augusta,
Comune di Melilli,
Comune di Priolo Gargallo,
Azienda Unità sanitaria locale n. 8,
Sviluppo Italia Aree Produttive SpA,
Invitalia (Agenzia nazionale per l'attrazione degli investimenti e lo sviluppo d'impresa) SpA, già Sviluppo Italia SpA,
con l'intervento di:
ENI Divisione Exploration and Production SpA,
ENI SpA,
Edison SPA,

e
ENI SpA (causa C-380/08)
contro
Ministero Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare,
Ministero dello Sviluppo economico,
Ministero della Salute,
Regione siciliana,
Istituto superiore di Sanità,
Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi tecnici,
Commissario delegato per l'Emergenza rifiuti e la Tutela delle Acque,
con l'intervento di:
Invitalia (Agenzia nazionale per l'attrazione degli investimenti e lo sviluppo d'impresa) SpA, già Sviluppo Italia SpA,

LA CORTE (Grande Sezione),

composta dal sig. V. Skouris, presidente, dai sigg. J.N. Cunha Rodrigues, K. Lenaerts, J.-C. Bonichot, dalle sig.re R. Silva de Lapuerta, P. Lindh e C. Toader (relatore), presidenti di sezione, dai sigg. C.W.A. Timmermans, K. Schiemann, P. Kūris, E. Juhász, A. Arabadjiev e J.-J. Kasel, giudici,

avvocato generale: sig.ra J. Kokott

cancelliere: sig.ra L. Hewlett, amministratore principale

vista la fase scritta del procedimento e in seguito all'udienza del 15 settembre 2009,

considerate le osservazioni presentate:

– per la Raffinerie Mediterranee (ERG) SpA, dagli avv.ti D. De Luca, M. Caldarera, L. Acquarone e G. Acquarone;

– per la Polimeri Europa SpA e la Syndial SpA, dagli avv.ti G.M. Roberti, I. Perego, S. Grassi e P. Amara;

– per l'ENI SpA, dagli avv.ti G.M. Roberti, I. Perego, S. Grassi e C. Giuliano;

– per la Sviluppo Italia Aree Produttive SpA e la Invitalia (Agenzia nazionale per l'attrazione degli investimenti e lo sviluppo d'impresa) SpA, già Sviluppo Italia SpA, dall'avv. F. Sciaudone;

– per il governo italiano, dalla sig.ra G. Palmieri, in qualità di agente, assistita dal sig. D. Del Gaizo, avvocato dello Stato;

– per la Commissione delle Comunità europee, dal sig. C. Zadra e dalla sig.ra D. Recchia, in qualità di agenti,

sentite le conclusioni dell'avvocato generale, presentate all'udienza del 22 ottobre 2009,

ha pronunciato la seguente

Sentenza

1 Le domande di pronuncia pregiudiziale vertono sull'interpretazione del principio «chi inquina paga» e della direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 21 aprile 2004, 2004/35/CE, sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale (GU L 143, pag. 56).

2 Dette domande sono state proposte nell'ambito di controversie tra le società Raffinerie Mediterranee (ERG) SpA, Polimeri Europa SpA, Syndial SpA ed ENI SpA, da una parte, e diverse autorità nazionali, regionali e comunali italiane, dall'altra, in merito a talune misure di riparazione di danni ambientali adottate da queste autorità per quanto concerne la Rada di Augusta, attorno alla quale si trovano gli impianti e/o i terreni di dette società.

Contesto normativo

Il diritto dell'Unione

3 I 'considerando' della direttiva 2004/35 rilevanti in questa sede sono del seguente tenore:

«(1) (…) Occorre tener conto delle circostanze locali allorché si decide come riparare il danno.

(2) La prevenzione e la riparazione del danno ambientale dovrebbero essere attuate applicando il principio "chi inquina paga", quale stabilito nel trattato e coerentemente con il principio dello sviluppo sostenibile. Il principio fondamentale della presente direttiva dovrebbe essere quindi che l'operatore la cui attività ha causato un danno ambientale o la minaccia imminente di tale danno sarà considerato finanziariamente responsabile in modo da indurre gli operatori ad adottare misure e a sviluppare pratiche atte a ridurre al minimo i rischi di danno ambientale.

(3) (…) [L]'obiettivo della presente direttiva, ossia istituire una disciplina comune per la prevenzione e riparazione del danno ambientale a costi ragionevoli per la società non può essere sufficientemente raggiunto dagli Stati membri e (…) [può] dunque essere realizzat[o] meglio a livello comunitario (…).

(…)

(7) Ai fini della valutazione del danno al terreno come definito dalla presente direttiva, sarebbe opportuno utilizzare procedure di valutazione del rischio per determinare quali possono essere gli effetti nocivi per la salute umana.

(…)

(24) È necessario assicurare la disponibilità di mezzi di applicazione ed esecuzione efficaci, garantendo un'adeguata tutela dei legittimi interessi degli operatori e delle altre parti interessate. Si dovrebbero conferire alle autorità competenti compiti specifici che implicano appropriata discrezionalità amministrativa, ossia il dovere di valutare l'entità del danno e di determinare le misure di riparazione da prendere.

(...)

(30) La presente direttiva non si dovrebbe applicare al danno cagionato prima dello scadere del termine per la sua attuazione.

(…)».

4 L'art. 2, punto 11, della direttiva 2004/35 definisce le «misure di riparazione» come «qualsiasi azione o combinazione di azioni, tra cui misure di attenuazione o provvisorie dirette a

riparare, risanare o sostituire risorse naturali e/o servizi naturali danneggiati, oppure a fornire un'alternativa equivalente a tali risorse o servizi, come previsto nell'allegato II».

5 L'art. 6 di detta direttiva, intitolato «Azione di riparazione», prevede quanto segue:

«1. Quando si è verificato un danno ambientale, l'operatore comunica senza indugio all'autorità competente tutti gli aspetti pertinenti della situazione e adotta:

a) tutte le iniziative praticabili per controllare, circoscrivere, eliminare o gestire in altro modo, con effetto immediato, gli inquinanti in questione e/o qualsiasi altro fattore di danno, allo scopo di limitare o prevenire ulteriori danni ambientali e effetti nocivi per la salute umana o ulteriori deterioramenti ai servizi e

b) le necessarie misure di riparazione conformemente all'articolo 7.

2. L'autorità competente, in qualsiasi momento, ha facoltà di:

a) chiedere all'operatore di fornire informazioni supplementari su qualsiasi danno verificatosi;

b) adottare, chiedere all'operatore di adottare o dare istruzioni all'operatore circa tutte le iniziative praticabili per controllare, circoscrivere, eliminare o gestire in altro modo, con effetto immediato, gli inquinanti in questione e/o qualsiasi altro fattore di danno, allo scopo di limitare o prevenire ulteriori danni ambientali e effetti nocivi per la salute umana o ulteriori deterioramenti ai servizi;

c) chiedere all'operatore di prendere le misure di riparazione necessarie;

d) dare all'operatore le istruzioni da seguire riguardo alle misure di riparazione necessarie da adottare; oppure

e) adottare essa stessa le misure di riparazione necessarie.

3. L'autorità competente richiede che l'operatore adotti le misure di riparazione. Se l'operatore non si conforma agli obblighi previsti al paragrafo 1 o al paragrafo 2, lettere b), c) o d), se non può essere individuato o se non è tenuto a sostenere i costi a norma della presente direttiva, l'autorità competente ha facoltà di adottare essa stessa tali misure, qualora non le rimangano altri mezzi».

6 L'art. 7 della direttiva 2004/35, intitolato «Determinazione delle misure di riparazione», così dispone:

«1. Conformemente all'allegato II, gli operatori individuano le possibili misure di riparazione e le presentano per approvazione all'autorità competente, a meno che questa non abbia intrapreso un'azione a norma dell'articolo 6, paragrafo 2, lettera e), e paragrafo 3.

2. L'autorità competente decide quali misure di riparazione attuare conformemente all'allegato II e, se necessario, in cooperazione con l'operatore interessato.

3. Se una pluralità di casi di danno ambientale si sono verificati in modo tale che l'autorità competente non è in grado di assicurare l'adozione simultanea delle misure di riparazione necessarie, essa può decidere quale danno ambientale debba essere riparato a titolo prioritario.

Ai fini di tale decisione, l'autorità competente tiene conto, fra l'altro, della natura, entità e gravità dei diversi casi di danno ambientale in questione, nonché della possibilità di un ripristino naturale. Sono inoltre presi in considerazione i rischi per la salute umana.

4. L'autorità competente invita le persone di cui all'articolo 12, paragrafo 1 e, in ogni caso, le persone sul cui terreno si dovrebbero effettuare le misure di riparazione a presentare le loro osservazioni e le prende in considerazione».

7 L'art. 8, n. 2, primo comma, della citata direttiva enuncia quanto segue:

«Fatti salvi i paragrafi 3 e 4, l'autorità competente recupera, tra l'altro attraverso garanzie reali o altre adeguate garanzie, dall'operatore che ha causato il danno o l'imminente minaccia di danno i costi da essa sostenuti in relazione alle azioni di prevenzione o di riparazione adottate a norma della presente direttiva».

8 L'art. 11 della medesima direttiva, intitolato «Autorità competente», prevede quanto segue:

«1. Gli Stati membri designano l'autorità competente o le autorità competenti ai fini dell'esecuzione dei compiti previsti dalla presente direttiva.

2. Spetta all'autorità competente individuare l'operatore che ha causato il danno o la minaccia imminente di danno, valutare la gravità del danno e determinare le misure di riparazione da prendere a norma dell'allegato II. A tal fine, l'autorità competente è legittimata a chiedere all'operatore interessato di effettuare la propria valutazione e di fornire tutte le informazioni e i dati necessari.

3. Gli Stati membri provvedono affinché l'autorità competente possa delegare o chiedere a terzi di attuare le misure di prevenzione o di riparazione necessarie.

4. Le decisioni adottate ai sensi della presente direttiva che impongono misure di prevenzione o di riparazione sono motivate con precisione. Tali decisioni sono notificate senza indugio all'operatore interessato, il quale è contestualmente informato dei mezzi di ricorso di cui dispone secondo la legge vigente dello Stato membro in questione, nonché dei termini relativi a detti ricorsi».

9 L'art. 12 della direttiva 2004/35, intitolato «Richiesta di azione», prevede quanto segue:

«1. Le persone fisiche o giuridiche:

a) che sono o potrebbero essere colpite dal danno ambientale, o

b) che vantino un interesse sufficiente nel processo decisionale in materia di ambiente concernente il danno o, in alternativa,

c) che facciano valere la violazione di un diritto, nei casi in cui il diritto processuale amministrativo di uno Stato membro esiga tale presupposto,

sono legittimate a presentare all'autorità competente osservazioni concernenti qualsiasi caso di danno ambientale o minaccia imminente di danno ambientale di cui siano a conoscenza e a chiedere all'autorità competente di intervenire a norma della presente direttiva».

10 L'art. 16 della direttiva 2004/35, intitolato «Relazione con il diritto nazionale», prevede, nel suo n. 1, che questa direttiva «non preclude agli Stati membri di mantenere o adottare disposizioni

più severe in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, comprese l'individuazione di altre attività da assoggettare agli obblighi di prevenzione e di riparazione previsti dalla presente direttiva e l'individuazione di altri soggetti responsabili».

11 L'art. 17 della medesima direttiva, intitolato «Applicazione nel tempo», prevede che quest'ultima non si applica:

«(…)

– al danno causato da un'emissione, un evento o un incidente verificatosi prima della data di cui all'articolo 19, paragrafo 1;

– al danno causato da un'emissione, un evento o un incidente verificatosi dopo la data di cui all'articolo 19, paragrafo 1, se derivante da una specifica attività posta in essere e terminata prima di detta data;

– al danno in relazione al quale sono passati più di 30 anni dall'emissione, evento o incidente che l'ha causato».

12 L'art. 19, n. 1, primo comma, di detta direttiva precisa che gli Stati membri dovevano mettere in vigore le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi alla medesima entro il 30 aprile 2007.

13 L'allegato II alla direttiva 2004/35, intitolato «Riparazione del danno ambientale», contenente un punto 1.3 dedicato alla scelta delle opzioni di riparazione, è del seguente tenore:

«(…)

1.3.1. Le opzioni ragionevoli di riparazione dovrebbero essere valutate, usando le migliori tecnologie disponibili, qualora siano definite, in base ai seguenti criteri:

– l'effetto di ciascuna opzione sulla salute e la sicurezza pubblica;

– il costo di attuazione dell'opzione;

– la probabilità di successo di ciascuna opzione;

– la misura in cui ciascuna opzione impedirà danni futuri ed eviterà danni collaterali a seguito dell'attuazione dell'opzione stessa;

– la misura in cui ciascuna opzione giova a ogni componente della risorsa naturale e/o del servizio;

– la misura in cui ciascuna opzione tiene conto dei pertinenti aspetti sociali, economici e culturali e di altri fattori specifici della località;

– il tempo necessario per l'efficace riparazione del danno ambientale;

– la misura in cui ciascuna opzione realizza la riparazione del sito colpito dal danno ambientale;

– il collegamento geografico al sito danneggiato.

(…)».

Il diritto nazionale

14 Il giudice del rinvio fa riferimento al decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, recante attuazione delle direttive 91/156/CEE [del Consiglio 18 marzo 1991, che modifica la direttiva 75/442/CEE relativa ai rifiuti] (GU L 178, pag. 32), 91/689/CEE [del Consiglio 12 dicembre 1991,] sui rifiuti pericolosi (GU L 377, pag. 20) e 94/62/CE [del Parlamento europeo e del Consiglio 20 dicembre 1994], sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio (GU L 365, pag. 10) (Supplemento ordinario alla GURI n. 38 del 15 febbraio 1997; in prosieguo: il «d. lgs. n. 22/1997»). Questo decreto è stato abrogato e sostituito con decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale (Supplemento ordinario alla GURI n. 88 del 14 aprile 2006; in prosieguo: il «d. lgs n. 152/2006»), il quale, negli artt. 299-318, recepisce nell'ordinamento giuridico italiano la direttiva 2004/35.

15 L'art. 17 del d. lgs. n. 22/1997 disponeva che «chiunque cagiona, anche in maniera accidentale, il superamento dei limiti di cui al comma 1, lettera a), ovvero determina un pericolo concreto ed attuale di superamento dei limiti medesimi, è tenuto a procedere a proprie spese agli interventi di messa in sicurezza, di bonifica e di ripristino ambientale delle aree inquinate e degli impianti dai quali deriva il pericolo di inquinamento».

16 L'art. 9 del decreto ministeriale 25 ottobre 1999, n. 471, recante criteri, procedure e modalità per la messa in sicurezza, la bonifica e il ripristino ambientale dei siti inquinati, ai sensi dell'articolo 17 del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, e successive modifiche e integrazioni (Supplemento ordinario alla GURI n. 293 del 15 dicembre 1999) ha il seguente disposto:

«Il proprietario di un sito o altro soggetto che (…) intenda attivare di propria iniziativa le procedure per gli interventi di messa in sicurezza d'emergenza, di bonifica e di ripristino ambientale, ai sensi dell'articolo 17, comma 13 bis, del D. lgs. [n. 22/1997], è tenuto a comunicare alla Regione, alla Provincia e al Comune la situazione di inquinamento rilevata nonché gli eventuali interventi di messa in sicurezza di emergenza necessari per assicurare la tutela della salute e dell'ambiente adottati e in fase di esecuzione. La comunicazione deve essere accompagnata da idonea documentazione tecnica dalla quale devono risultare le caratteristiche dei suddetti interventi. (…) Il Comune o, se l'inquinamento interessa il territorio di più comuni, la Regione verifica l'efficacia degli interventi di messa in sicurezza d'emergenza adottati e può fissare prescrizioni ed interventi integrativi con particolare riferimento alle misure di monitoraggio da attuare per accertare le condizioni di inquinamento ed ai controlli da effettuare per verificare l'efficacia degli interventi attuati a protezione della salute pubblica e dell'ambiente circostante (…)».

17 L'art. 311, secondo comma, del d. lgs. n. 152/2006 così dispone:

«Chiunque realizzando un fatto illecito, o omettendo attività o comportamenti doverosi, con violazione di legge, di regolamento, o di provvedimento amministrativo, con negligenza, imperizia, imprudenza o violazione di norme tecniche, arrechi danno all'ambiente, alterandolo, deteriorandolo o distruggendolo in tutto o in parte, è obbligato al ripristino della precedente situazione e, in mancanza, al risarcimento per equivalente patrimoniale nei confronti dello Stato».

Cause principali e questioni pregiudiziali

18 Le presenti cause rientrano in una serie di ricorsi promossi dalle società i cui stabilimenti costeggiano la Rada di Augusta avverso alcune decisioni delle varie autorità amministrative italiane, mediante le quali a dette società sono stati imposti obblighi di riparazione dell'inquinamento accertato nel sito di interesse nazionale di Priolo.

19 Le ricorrenti nelle cause principali contestano essenzialmente a dette autorità amministrative di aver agito unilateralmente nella definizione delle misure di riparazione dei danni ambientali provocati al sito citato. In particolare, esse le criticano per aver modificato, in modo radicale e senza consultare gli interessati, alcuni progetti di intervento approvati in precedenza dalle medesime autorità. Questi progetti, che implicavano in particolare la realizzazione di un confinamento di natura idraulica della falda, sarebbero già stati avviati. Ebbene, quello che è attualmente il progetto in discussione, in particolare la realizzazione di uno sbarramento fisico lungo tutto il litorale marino adiacente ai siti industriali delle ricorrenti, sarebbe radicalmente diverso e non sarebbe stato oggetto di nessuna valutazione di impatto ambientale. Infine, è contestato all'amministrazione di aver ingiustamente subordinato la possibilità per queste ricorrenti di disporre dei loro siti industriali alla condizione che esse realizzino i detti lavori, che riguarderebbero in realtà terreni o aree demaniali diversi da quelli di cui esse sono proprietarie.

20 Adito già in precedenza dalle ricorrenti nelle cause principali, il giudice del rinvio aveva annullato i provvedimenti adottati dall'amministrazione, in particolare con sentenza 21 luglio 2007, n. 1254. Esso aveva rilevato infatti che, poiché i progetti definitivi iniziali erano già stati approvati con decreto interministeriale, circostanza che attribuiva loro carattere definitivo, ed erano in fase di avanzata esecuzione, eventuali modifiche di detti progetti potevano essere decise solo mediante un nuovo decreto interministeriale. Questo giudice constatava parimenti che era illogico voler ottenere una realizzazione più rapida dei lavori facendo appello ad una tecnologia totalmente diversa da quella già approvata. Infine, detto tribunale aveva giudicato che la decisione dell'amministrazione non era motivata e non era corredata del benché minimo accertamento tecnico, e che non era stata effettuata nessuna valutazione di impatto ambientale delle nuove misure di riparazione imposte alle ricorrenti nelle cause principali.

21 Malgrado tale pronuncia, l'amministrazione italiana ha rinnovato successivamente le sue richieste in merito alla realizzazione, in particolare, di un confinamento fisico. È stato così adottato il decreto 16 aprile 2008, n. 4486, avente ad oggetto un «provvedimento finale di adozione (…) delle determinazioni della conferenza dei servizi decisoria relativa al sito di interesse nazionale di Priolo del 6 marzo 2008». Le ricorrenti hanno allora adito di nuovo il giudice del rinvio, il quale si chiede se una prassi amministrativa siffatta sia conforme al diritto dell'Unione. Secondo questo tribunale, la situazione peculiare di inquinamento ambientale del sito di interesse nazionale di Priolo, che potrebbe rendere eventualmente inutile ed inconcludente un'analisi del sito per quanto riguarda i rischi e le responsabilità, potrebbe però giustificare il fatto che l'amministrazione, da un lato, agisca d'ufficio, senza rispettare il principio del contraddittorio e della motivazione degli atti, e che, dall'altro, essa imponga pertanto le soluzioni che ritiene le più idonee a contenere gli effetti sull'ambiente della produzione industriale.

22 È in tale contesto che il Tribunale amministrativo regionale della Sicilia ha deciso di sospendere il procedimento e di proporre alla Corte le seguenti questioni:

«1) Se la direttiva [2004/35], ed, in ispecie, l'articolo 7 e l'allegato II ivi richiamato, osti ad una normativa nazionale che consenta alla Pubblica Amministrazione di imporre, quali "ragionevoli opzioni di riparazione del danno ambientale", interventi sulle matrici ambientali (costituiti, nella specie, dal "confinamento fisico" della falda lungo tutto il fronte mare) diversi ed ulteriori rispetto a quelli prescelti all'esito di un'apposita istruttoria in contraddittorio, già approvati, realizzati e in corso di esecuzione.

2) Se la direttiva [2004/35], ed, in ispecie, l'articolo 7 e l'allegato II ivi richiamato, osti ad una normativa nazionale che consenta alla Pubblica Amministrazione di imporre, d'autorità, tali prescrizioni, ossia senza aver valutato le condizioni [specifiche del sito], i costi di attuazione in relazione ai benefici ragionevolmente prevedibili, i possibili o probabili danni collaterali ed effetti avversi sulla salute e la sicurezza pubblica, i tempi necessari alla realizzazione.

3) Se, data la specificità della situazione che esiste nel [sito di interesse nazionale] di Priolo, la direttiva [2004/35], ed, in ispecie, l'articolo 7 e l'allegato II ivi richiamato, osti ad una normativa nazionale che consenta alla Pubblica Amministrazione di imporre, d'autorità, tali prescrizioni, quali condizioni per l'autorizzazione all'uso legittimo di aree non direttamente interessate alla bonifica, in quanto già bonificate o comunque non inquinate, comprese nel perimetro del sito di interesse nazionale di Priolo».

23 Con ordinanza del presidente della Corte 21 ottobre 2008, i procedimenti C-379/08 e C-380/08 sono stati riuniti ai fini della fase scritta e orale del procedimento nonché ai fini della sentenza.

Sulle questioni pregiudiziali

Sulla ricevibilità

24 Il governo italiano asserisce che il rinvio pregiudiziale sarebbe irricevibile in quanto, in particolare, da un lato, le questioni proposte implicherebbero che la Corte esamini la normativa nazionale e, dall'altro, lo scopo del giudice del rinvio sarebbe non di risolvere la controversia di cui è investito, bensì piuttosto di rimettere in discussione la giurisprudenza del suo giudice di appello.

25 A questo proposito basta ricordare che, nell'ambito di un rinvio pregiudiziale, benché non spetti alla Corte pronunciarsi sulla compatibilità di norme del diritto interno con il diritto dell'Unione, essa è tuttavia competente a fornire al giudice a quo tutti gli elementi di interpretazione concernenti tale diritto, atti a consentirgli di valutare tale compatibilità per pronunciarsi nella causa di cui è investito (sentenza 22 maggio 2008, causa C-439/06, citiworks, Racc. pag. I-3913, punto 21 e giurisprudenza ivi citata).

26 Peraltro, il giudice che non decide in ultima istanza dev'essere libero, segnatamente se esso ritiene che la valutazione in diritto formulata dall'istanza superiore possa condurlo ad emettere un giudizio contrario al diritto dell'Unione, di sottoporre alla Corte le questioni con cui deve confrontarsi (v., in tal senso, sentenza 16 gennaio 1974, causa 166/73, Rheinmühlen-Düsseldorf, Racc. pag. 33, punto 4).

27 In considerazione delle precedenti osservazioni, occorre esaminare le questioni proposte dal Tribunale amministrativo regionale della Sicilia, miranti a ottenere un'interpretazione delle disposizioni della direttiva 2004/35.

Sulle prime due questioni

28 Con le sue prime due questioni, che occorre esaminare congiuntamente, il giudice del rinvio chiede, in sostanza, se gli artt. 7 e 11, n. 4, della direttiva 2004/35, in combinato disposto con l'allegato II alla medesima, conferiscano all'autorità competente il potere di imporre d'ufficio una modifica sostanziale delle misure di riparazione del danno ambientale decise in esito a un procedimento in contraddittorio, condotto in collaborazione con gli operatori interessati, che siano già state eseguite o la cui esecuzione sia già stata avviata, e ciò senza che l'imposizione di queste nuove misure sia stata preceduta da una valutazione, da parte di detta autorità, dei costi e dei vantaggi delle modifiche previste dal punto di vista economico, ambientale e sanitario.

29 In considerazione delle circostanze delle cause principali quali illustrate dal giudice del rinvio e quali affrontate dal governo italiano nonché dalla Commissione delle Comunità europee, occorre determinare le condizioni di applicabilità ratione temporis di detta direttiva nelle richiamate circostanze prima di risolvere le questioni proposte.

Sull'applicabilità ratione temporis della direttiva 2004/35

30 Il governo italiano nonché la Commissione dubitano che la direttiva 2004/35 possa applicarsi ratione temporis ai fatti delle cause principali, in quanto il danno ambientale sarebbe anteriore al 30 aprile 2007 e/o esso deriverebbe comunque da attività precedenti, che sarebbero state ultimate prima di tale data. La Commissione fa capire, però, che questa direttiva potrebbe applicarsi limitatamente ai danni successivi al 30 aprile 2007 derivanti dall'attività presente degli operatori coinvolti. Tuttavia, essa non potrebbe applicarsi a un inquinamento anteriore a questa stessa data, causato da operatori diversi da quelli attualmente in attività nella Rada di Augusta, ai quali si vorrebbe addossare detto inquinamento.

31 A questo proposito, come si evince dal trentesimo 'considerando' della direttiva 2004/35, il legislatore dell'Unione ha ritenuto che la normativa relativa al regime di responsabilità ambientale istituito da questa direttiva «non si dovrebbe applicare al danno cagionato prima dello scadere del termine per la sua attuazione», ossia prima del 30 aprile 2007.

32 Detto legislatore ha indicato espressamente, nell'art. 17 della direttiva 2004/35, le ipotesi in cui quest'ultima non si applica. Dal momento che le ipotesi che non rientrano nella sfera di applicazione ratione temporis di questa direttiva sono state così definite in modo negativo, occorre dedurne che qualsiasi altra ipotesi è soggetta, in linea di principio, dal punto di vista cronologico, al regime di responsabilità ambientale istituito da detta direttiva.

33 Dall'art. 17, primo e secondo trattino, della direttiva 2004/35 si ricava che quest'ultima non si applica ai danni causati da un'emissione, un evento o un incidente verificatosi prima del 30 aprile 2007 né a quelli causati dopo tale data, se derivanti da una specifica attività posta in essere e terminata prima di detta data.

34 Occorre dedurne che questa direttiva si applica ai danni causati da un'emissione, un evento o un incidente avvenuti dopo il 30 aprile 2007 quando questi danni derivano o da attività svolte successivamente a tale data, o da attività svolte anteriormente a tale data, ma non ultimate prima della scadenza della medesima.

35 In forza dell'art. 267 TFUE, basato sulla netta separazione di funzioni tra i giudici nazionali e la Corte, questa può pronunciarsi unicamente sull'interpretazione o sulla validità di un testo

normativo dell'Unione sulla base dei fatti indicati dal giudice nazionale. Ne consegue che non spetta alla Corte, nell'ambito di un procedimento ai sensi dell'articolo citato, ma al giudice nazionale l'applicazione ad atti o fatti di carattere nazionale delle norme del diritto dell'Unione di cui la Corte abbia fornito l'interpretazione (v. sentenza 11 settembre 2008, causa C-279/06, CEPSA, Racc. pag. I-6681, punto 28).

36 Spetta pertanto al giudice del rinvio verificare, in base ai fatti che esso solo è in grado di valutare, se, nelle cause principali, i danni oggetto delle misure di riparazione ambientale decise dalle autorità nazionali competenti rientrino in una delle ipotesi elencate nel punto 34 della presente sentenza.

37 Qualora detto giudice dovesse giungere alla conclusione che la direttiva 2004/35 non è applicabile nella causa di cui è investito, un'ipotesi del genere dovrà essere allora disciplinata dall'ordinamento nazionale, nel rispetto delle norme del Trattato e fatti salvi altri eventuali atti di diritto derivato.

38 A questo proposito, l'art. 174 CE ricorda che la politica della Comunità europea in materia ambientale mira a un livello elevato di protezione e si basa, segnatamente, sul principio «chi inquina paga». Questa disposizione si limita pertanto a definire gli obiettivi generali della Comunità in materia ambientale, mentre l'art. 175 CE affida il compito di decidere le azioni da avviare al Consiglio dell'Unione europea, eventualmente applicando la procedura di codecisione con il Parlamento europeo (v., in tal senso, sentenza 14 luglio 1994, causa C-379/92, Peralta, Racc. pag. I-3453, punti 57 e 58).

39 Dal momento che l'art. 174 CE, che contiene il principio «chi inquina paga», è rivolto all'azione della Comunità, questa disposizione non può essere invocata in quanto tale dai privati al fine di escludere l'applicazione di una normativa nazionale, quale quella oggetto delle cause principali, emanata in una materia rientrante nella politica ambientale, quando non sia applicabile nessuna normativa comunitaria adottata in base all'art. 175 CE, che disciplini specificamente l'ipotesi di cui trattasi.

40 Se e in quanto il giudice del rinvio giunga alla conclusione che, da un lato, la direttiva 2004/35 è applicabile ratione temporis nelle cause principali e che, dall'altro, sono soddisfatte le condizioni di applicazione ratione materiae della citata direttiva, in particolare quelle precisate nei punti 53-59 della sentenza 9 marzo 2010, causa C-378/08, ERG e a. (non ancora pubblicata nella Raccolta), occorre affrontare le questioni pregiudiziali nel modo seguente.

Sulle modalità di adozione di misure di riparazione ai sensi della direttiva 2004/35

– Osservazioni presentate alla Corte

41 Le ricorrenti nelle cause principali affermano sostanzialmente che, nel sistema della direttiva 2004/35, la definizione delle misure di riparazione ambientale dovrebbe essere fatta su proposta degli operatori interessati o, quanto meno, dopo una loro consultazione. Ne conseguirebbe che l'autorità competente non potrebbe modificare, unilateralmente e senza consultare detti operatori, misure di riparazione del danno ambientale già approvate dalla stessa autorità, e ciò tanto più quando le misure di riparazione iniziali siano state già oggetto di un principio di esecuzione e consentirebbero di raggiungere lo scopo di riparare l'ambiente ed eliminare qualsiasi grave rischio di incidenza negativa sulla salute umana.

42 Inoltre, nella definizione delle misure di riparazione ambientale, l'autorità competente sarebbe tenuta a procedere a un'analisi costi-benefici delle misure ipotizzate nonché della loro fattibilità tecnica, in quanto potrebbero essere validamente scelte solo «opzioni ragionevoli di riparazione», ossia non sproporzionate e basate sulle «migliori tecnologie disponibili». Infine, questa autorità dovrebbe tener conto parimenti dei danni potenziali che le misure di riparazione potrebbero provocare esse stesse sull'ambiente e sulla salute delle persone.

43 Il governo italiano ritiene che la sua normativa sia conforme all'art. 7 della direttiva 2004/35, poiché l'autorità competente potrebbe prescrivere non solo misure di riparazione conformi a quelle di cui all'allegato II a questa direttiva, ma anche misure più onerose, eventualmente diverse da quelle adottate su proposta degli operatori interessati in esito a un confronto in contraddittorio. Nelle cause principali, la circostanza che non ci sia stato un confronto in occasione delle misure successivamente adottate da detta autorità non sarebbe assolutamente in contrasto con le prescrizioni della citata direttiva.

44 La Commissione ritiene che, anche ammettendo che la direttiva 2004/35 sia applicabile alle cause principali, quest'ultima non osti a un intervento unilaterale dell'autorità competente. Infatti, gli artt. 6, n. 2, e 7, n. 2, di questa direttiva conferirebbero a una siffatta autorità un ampio potere discrezionale in sede di definizione delle misure di riparazione ambientale adeguate, poiché sarebbe previsto che la determinazione di queste ultime avvenga solo «se necessario, in cooperazione con l'operatore interessato». L'allegato II a detta direttiva non prevederebbe forme specifiche e vincolanti di riparazione, né specifiche modalità procedurali a tale riguardo. Quest'allegato si limiterebbe soltanto a determinare i criteri e gli scopi da raggiungere nella scelta delle misure più idonee.

45 Inoltre, l'art. 16, n. 1, della direttiva 2004/35 consentirebbe agli Stati membri di mantenere o adottare discipline nazionali più rigorose in materia di responsabilità ambientale, e ciò alle condizioni previste dall'art. 176 CE. Benché, ai sensi dell'art. 7, n. 4, della medesima direttiva, l'autorità competente debba invitare «le persone sul cui terreno si dovrebbero effettuare le misure di riparazione a presentare le loro osservazioni e [debba prenderle] in considerazione», la Commissione reputa che questa autorità non sia però vincolata da siffatte osservazioni, a condizione però che le modalità prescelte, ai sensi dell'allegato II a questa direttiva, consentano di raggiungere gli scopi ambientali stabiliti dalla direttiva.

– Risposta della Corte

46 Nel sistema degli artt. 6 e 7 della direttiva 2004/35, spetta in linea di principio all'operatore che sia all'origine del danno ambientale di prendere l'iniziativa di proporre misure di riparazione che esso reputi adeguate alla situazione. In considerazione della conoscenza che si pensa che l'operatore abbia della natura del danno provocato all'ambiente dalla sua attività, un sistema del genere può consentire la definizione ed esecuzione rapide di misure di riparazione ambientale opportune.

47 Così, dall'art. 6, n. 1, della direttiva 2004/35 si ricava che, quando si sia prodotto un danno ambientale, l'operatore informa senz'indugio l'autorità competente e adotta, in particolare, le misure di riparazione necessarie, conformemente all'art. 7 di questa direttiva.

48 Tuttavia, a norma del n. 2 del medesimo art. 6, questa autorità, in particolare, può obbligare, in qualsiasi momento, l'operatore ad adottare le misure di riparazione necessarie, dargli le istruzioni da seguire per realizzare le medesime o addirittura, in mancanza di altre alternative, adottare essa stessa queste misure.

49 Inoltre, ai sensi dell'art. 7, n. 2, della direttiva 2004/35, l'autorità competente decide le misure di riparazione da attuare conformemente all'allegato II a questa direttiva e ciò, se necessario, in cooperazione con l'operatore interessato.

50 Secondo l'art. 11 di detta direttiva, l'obbligo di determinare le misure di riparazione da adottare a norma dell'allegato II alla citata direttiva spetta, in ogni caso e in ultima istanza, all'autorità competente.

51 Alla luce di tutto ciò, occorre considerare che, come rilevato dall'avvocato generale nei paragrafi 141 e 142 delle sue conclusioni, l'autorità competente è parimenti legittimata a modificare, anche d'ufficio, ossia persino in mancanza di una proposta iniziale da parte dell'operatore, misure di riparazione ambientale precedentemente disposte. Infatti, quest'autorità può essere indotta a constatare in pratica, segnatamente, la necessità di un'azione supplementare rispetto a quella già decisa, ossia può giungere alla conclusione che le misure inizialmente disposte si rivelino inefficaci e che ne siano necessarie altre per porre rimedio a un determinato inquinamento ambientale.

52 A questo proposito, si evince tuttavia dal ventiquattresimo 'considerando' della direttiva 2004/35 che, in sede di applicazione ed esecuzione di mezzi efficaci diretti ad applicare il regime di responsabilità ambientale previsto da questa direttiva, occorre garantire un'adeguata tutela dei legittimi interessi degli operatori e delle altre parti interessate.

53 Mentre l'art. 7, n. 4, di detta direttiva obbliga l'autorità competente, in qualunque caso, ad invitare in particolare le persone sui cui terreni devono essere eseguite misure di riparazione a presentare le loro osservazioni, di cui essa deve tener conto, lo stesso art. 7, in particolare il n. 2 del medesimo, non contiene una formula analoga riguardo all'operatore interessato dalle misure di riparazione che detta autorità programmi di imporgli.

54 Tuttavia, il principio del contraddittorio, di cui la Corte garantisce il rispetto, impone all'autorità pubblica di sentire gli interessati prima dell'adozione di una decisione che li riguardi (v. sentenza 13 settembre 2007, cause riunite C-439/05 P e C-454/05 P, Land Oberösterreich e Austria/Commissione, Racc. pag. I-7141, punto 35 e giurisprudenza ivi citata).

55 Alla luce di ciò, benché un diritto dell'operatore interessato ad essere ascoltato in qualsiasi caso non sia stato espressamente citato nell'art. 7, n. 2, della direttiva 2004/35, si deve riconoscere che questa disposizione non può essere interpretata nel senso che, in sede di definizione delle misure di riparazione, comprese quelle di cui all'art. 6, n. 2, lett. c) e d), di questa direttiva, l'autorità competente non sia tenuta ad ascoltare detto operatore.

56 Ne consegue che, al fine di modificare sostanzialmente misure di riparazione ambientale che l'autorità competente abbia già approvato, modificazioni che quest'ultima è autorizzata ad adottare in forza della direttiva 2004/35, l'art. 7, n. 2, della medesima impone a detta autorità di ascoltare gli operatori ai quali siano imposte misure del genere, salvo quando l'urgenza della situazione ambientale imponga un'azione immediata dell'autorità competente. Inoltre, conformemente al n. 4 di questo stesso art. 7, questa autorità dovrà invitare, in particolare, le persone sui cui terreni queste misure dovranno essere applicate a presentare le loro osservazioni, di cui essa deve tener conto.

57 Per quanto concerne i dati da prendere in considerazione in sede di applicazione delle misure di riparazione necessarie, dagli artt. 7, n. 2, e 11, n. 2, della direttiva 2004/35 si evince che spetta

all'autorità competente valutare la rilevanza dei danni e decidere queste misure, conformemente all'allegato II a questa direttiva.

58 L'allegato II alla direttiva 2004/35 stabilisce criteri comuni che l'autorità competente deve applicare per scegliere le misure più idonee ad assicurare la riparazione dei danni ambientali. Il punto 1.3.1 di questo allegato afferma che le opzioni di riparazione «dovrebbero essere valutate usando le migliori tecnologie disponibili», qualora siano definite in base a una serie di criteri specificati nel medesimo punto.

59 Il legislatore dell'Unione non ha definito in modo preciso e dettagliato la metodologia esatta che l'autorità competente deve seguire in sede di decisione delle misure di riparazione, in particolare a causa del fatto che, come si evince dal ventiquattresimo 'considerando' della direttiva 2004/35, al fine di adempiere i compiti ad essa attribuiti nel sistema di questa direttiva, detta autorità deve poter disporre di un potere discrezionale adeguato al fine di valutare la rilevanza dei danni e determinare le misure di riparazione da adottare. Tuttavia, l'allegato II alla stessa direttiva elenca a tal fine alcuni elementi giudicati rilevanti da detto legislatore che, di conseguenza, devono essere tenuti in considerazione dall'autorità competente, senza però che siano indicate le conseguenze che quest'autorità debba ricavarne in un'ipotesi concreta di inquinamento.

60 A questo proposito, allorché l'autorità competente, nell'esercizio delle sue attribuzioni, è chiamata a compiere valutazioni complesse, il potere discrezionale di cui gode si applica parimenti, in una determinata misura, all'accertamento degli elementi in fatto alla base della sua azione [v., per analogia, sentenze 29 ottobre 1980, causa 138/79, Roquette Frères/Consiglio, Racc. pag. 3333, punto 25; 21 gennaio 1999, causa C-120/97, Upjohn, Racc. pag. I-223, punto 34, e 15 ottobre 2009, causa C-425/08, Enviro Tech (Europe), non ancora pubblicata nella Raccolta, punto 62].

61 Inoltre, nell'esercizio di questo potere discrezionale, detta autorità ha l'obbligo di esaminare in modo accurato e imparziale tutti gli elementi rilevanti della fattispecie (v., per analogia, sentenze 21 novembre 1991, causa C-269/90, Technische Universität München, Racc. pag. I-5469, punto 14, e 6 novembre 2008, causa C-405/07 P, Paesi Bassi/Commissione, Racc. pag. I-8301, punto 56).

62 Alla luce di ciò, quando sorge il problema della scelta tra diverse opzioni di riparazione, cosa che avviene quando l'autorità competente pensa di modificare misure di riparazione da essa adottate precedentemente, spetta all'autorità competente, conformemente all'art. 7, n. 2, della direttiva 2004/35, in combinato disposto con il punto 1.3.1 dell'allegato II a quest'ultima, valutare ogni singola opzione in base, in particolare, ai criteri elencati in detto punto.

63 Pertanto, quando l'autorità competente pensa di modificare sostanzialmente misure di riparazione del danno ambientale, decise in esito ad un procedimento in contraddittorio svolto in collaborazione con gli operatori interessati e già eseguite o la cui esecuzione sia già stata avviata, ossia in caso di mutamento dell'opzione di riparazione, quest'autorità è obbligata, in linea di principio, a prendere in considerazione i criteri di cui al punto 1.3.1 dell'allegato II alla direttiva 2004/35 e, inoltre, conformemente all'art. 11, n. 4, della medesima, essa deve indicare, nella decisione che adotta a questo proposito, le ragioni specifiche che motivino la sua scelta nonché, eventualmente, quelle in grado di giustificare il fatto che non fosse necessario o possibile effettuare un esame circostanziato alla luce dei detti criteri a causa, ad esempio, dell'urgenza della situazione ambientale.

64 In particolare, l'autorità competente deve vigilare affinché l'opzione accolta alla fine consenta realmente di raggiungere risultati migliori dal punto di vista ambientale, senza con ciò esporre gli operatori interessati a costi manifestamente sproporzionati rispetto a quelli che essi dovevano o avrebbero dovuto sostenere nel quadro della prima opzione accolta da detta autorità. Considerazioni siffatte non valgono però quando quest'ultima è in grado di dimostrare che l'opzione inizialmente accolta si è rivelata comunque inadeguata a riparare, risanare o sostituire le risorse naturali danneggiate o i servizi deteriorati ai sensi dell'art. 2, punto 11, della direttiva 2004/35.

65 Infine, uno Stato membro non può validamente invocare l'art. 16, n. 1, della direttiva 2004/35, ossia il perseguimento del medesimo obiettivo di tutela dell'ambiente fissato da questa direttiva (v. sentenza 14 aprile 2005, causa C-6/03, Deponiezweckverband Eiterköpfe, Racc. pag. I-2753, punto 41), in un'ipotesi in cui esso manterrebbe, adotterebbe norme o autorizzerebbe una prassi che consenta all'autorità competente di svincolarsi, da un lato, dal rispetto del diritto degli operatori di essere ascoltati e dall'obbligo di invitare le persone sui cui terreni debbano essere poste in esecuzione misure di riparazione a presentare le loro osservazioni nonché, dall'altro, dall'obbligo di procedere a un esame circostanziato delle opzioni possibili di riparazione ambientale.

66 Infatti, da una parte, il diritto degli operatori di essere ascoltati e quello delle persone i cui terreni siano interessati da misure di riparazione di presentare osservazioni appaiono come una protezione minima, garantita dalla direttiva 2004/35, che non può essere ragionevolmente rimessa in discussione. Dall'altra, una decisione riguardante la scelta di un'opzione di riparazione ambientale, adottata dall'autorità competente senza svolgere un esame circostanziato della situazione alla luce dei criteri indicati nel punto 1.3.1 dell'allegato II alla direttiva 2004/35 potrebbe condurre, in violazione degli obiettivi di quest'ultima, a una valutazione inadeguata della rilevanza dei danni e/o delle misure di riparazione da adottare.

67 Alla luce di quanto sin qui esposto, occorre risolvere le prime due questioni dichiarando che gli artt. 7 e 11, n. 4, della direttiva 2004/35, in combinato disposto con l'allegato II alla medesima, devono essere interpretati nel senso che l'autorità competente ha il potere di modificare sostanzialmente misure di riparazione del danno ambientale decise in esito a un procedimento in contraddittorio, condotto in collaborazione con gli operatori interessati, che siano già state poste in esecuzione o la cui esecuzione sia già stata avviata. Tuttavia, al fine di adottare una siffatta decisione:

– questa autorità è obbligata ad ascoltare gli operatori ai quali sono imposte misure del genere, salvo quando l'urgenza della situazione ambientale imponga un'azione immediata da parte dell'autorità competente;

– detta autorità è tenuta parimenti ad invitare, in particolare, le persone sui cui terreni queste misure devono essere poste in esecuzione a presentare le loro osservazioni, di cui essa deve tener conto, e

– questa autorità deve tener conto dei criteri di cui al punto 1.3.1 dell'allegato II alla direttiva 2004/35 e indicare, nella sua decisione, le ragioni specifiche che motivino la sua scelta nonché, eventualmente, quelle in grado di giustificare il fatto che non fosse necessario o possibile effettuare un esame circostanziato alla luce dei detti criteri a causa, ad esempio, dell'urgenza della situazione ambientale.

Sulla terza questione

68 Con la sua terza questione, il giudice del rinvio desidera sapere se la direttiva 2004/35 debba essere interpretata nel senso che essa osta a una normativa nazionale, la quale consenta all'autorità competente di subordinare l'esercizio del diritto degli operatori destinatari di misure di riparazione ambientale all'utilizzo dei loro terreni alla condizione che essi realizzino i lavori imposti da queste ultime, e ciò persino quando detti terreni non siano interessati da tali misure perché sono già stati oggetto di precedenti misure di bonifica o non sono mai stati inquinati.

Osservazioni presentate alla Corte

69 Le ricorrenti nelle cause principali sostengono che, quando un terreno sia stato oggetto di una bonifica o non sia mai stato inquinato, l'autorità competente non disporrebbe assolutamente del potere di subordinare l'uso di questo terreno alla realizzazione di misure di riparazione ambientale riguardanti un sito diverso, nel caso di specie il litorale marino e il suo sottosuolo. Una prassi siffatta limiterebbe eccessivamente il loro diritto di proprietà e sarebbe pertanto contraria al principio di proporzionalità. L'interesse stesso di un operatore all'esecuzione di una misura di riparazione ambientale consisterebbe proprio nella prospettiva di una ripresa dell'attività produttiva sul suo terreno. Inoltre, i terreni delle ricorrenti nelle cause principali sarebbero già stati risanati, o addirittura non sarebbero nemmeno mai stati inquinati. Infine, queste restrizioni verrebbero imposte malgrado esse avessero effettuato spontaneamente i lavori di risanamento sui loro terreni e non siano responsabili dell'inquinamento in questione.

70 Il governo italiano ritiene che la prassi dell'autorità competente, consistente nel subordinare l'uso dei terreni delle ricorrenti nelle cause principali alla condizione che esse eseguano le misure di riparazione ambientale, sia pienamente legittima e compatibile con la normativa dell'Unione. Una prassi siffatta risponderebbe parimenti al principio di precauzione poiché, se gli operatori interessati potessero utilizzare le zone bonificate senza restrizioni, essi potrebbero allora realizzare altre infrastrutture industriali, circostanza che costituirebbe un ostacolo insormontabile alla realizzazione delle misure di riparazione decise da quest'autorità.

71 Secondo la Commissione, la direttiva 2004/35 non osta a che l'autorità competente imponga a un operatore misure di bonifica ambientale e subordini l'autorizzazione per quest'ultimo di utilizzare i suoi terreni non direttamente interessati dal risanamento alla realizzazione di queste misure. Essa sostiene che misure siffatte potrebbero persino essere escluse dalla sfera d'applicazione del diritto dell'Unione.

Risposta della Corte

72 Anzitutto occorre rilevare, in primo luogo, che, come si ricava dalle indicazioni del giudice del rinvio, l'inquinamento in questione nelle cause principali riveste un carattere del tutto eccezionale, sia per le sue dimensioni sia per la gravità dei danni arrecati all'ambiente.

73 In secondo luogo, occorre ricordare che, anche se, come sostengono le ricorrenti nelle cause principali, i loro terreni non sono interessati dalle misure di riparazione in questione poiché essi sono già stati oggetto di precedenti misure di bonifica o non sono mai stati inquinati, ciò nondimeno questi terreni sono adiacenti a tutto il litorale che costituisce oggetto di dette misure di riparazione e che nuove attività avviate sui detti terreni potrebbero rendere più difficile il risanamento della zona nel suo complesso.

74 Come già chiarito nei punti 37 e 40 della presente sentenza, qualora il giudice del rinvio dovesse giungere alla conclusione che la direttiva 2004/35 non è applicabile ratione temporis e/o

ratione materiae nell'ambito delle cause di cui è investito, una situazione del genere dovrà essere allora disciplinata dal diritto nazionale, nel rispetto delle norme del Trattato e fatti salvi altri eventuali atti di diritto derivato.

75 Se viceversa detta direttiva dovesse essere applicabile, occorre sottolineare che, nel sistema della medesima, gli operatori sono soggetti ad obblighi sia di prevenzione sia di riparazione. Pertanto, proprio in forza del principio di precauzione e come si ricava dal secondo 'considerando' della stessa direttiva, questi operatori, da un lato, devono adottare le misure preventive necessarie per evitare il verificarsi di un danno ambientale.

76 Dall'altro, quando si sono verificati danni ambientali, come nelle cause principali, l'art. 6, n. 1, della direttiva 2004/35 prevede che gli operatori devono adottare, in particolare, le misure di riparazione necessarie conformemente all'art. 7 di questa direttiva. Se del caso, l'autorità competente dispone di prerogative per costringerli a ciò o adottare essa stessa misure di tal genere.

77 Nelle cause principali, le ricorrenti si oppongono alle misure decise dalle autorità italiane, invocando la circostanza che queste ultime non riguardano i terreni da esse occupati, che sono già stati oggetto peraltro di bonifica. Tuttavia, secondo queste stesse autorità, l'inquinamento che colpisce la Rada di Augusta proverrebbe dai detti terreni, poiché esso si sarebbe propagato in mare.

78 In circostanze eccezionali del tipo di quelle descritte nei punti 72 e 73 della presente sentenza, la direttiva 2004/35 dev'essere interpretata nel senso che essa consente all'autorità competente di chiedere agli operatori dei terreni adiacenti a tutto il litorale oggetto delle misure di riparazione di realizzare essi stessi dette misure.

79 La direttiva 2004/35 non precisa le modalità secondo le quali l'autorità competente può costringere gli operatori interessati ad adottare le misure di riparazione da essa decise. Alla luce di ciò, spetta a ciascuno Stato membro determinare modalità del genere che devono, da un lato, tendere alla realizzazione dello scopo di questa direttiva quale definito dal suo art. 1, ossia prevenire e riparare i danni ambientali, e, dall'altro, rispettare il diritto dell'Unione, segnatamente i principi generali del medesimo.

80 Quanto alla lesione del loro diritto di proprietà, lamentato dalle ricorrenti nelle cause principali, si deve ricordare che, secondo una giurisprudenza costante, il diritto di proprietà fa parte dei principi generali del diritto dell'Unione. Esso tuttavia non costituisce una prerogativa assoluta, ma va considerato alla luce della sua funzione sociale. Ne consegue che possono essere apportate restrizioni all'esercizio del diritto di proprietà, purché tali restrizioni rispondano effettivamente ad obiettivi di interesse generale perseguiti dall'Unione e non costituiscano, rispetto allo scopo perseguito, un intervento sproporzionato e inaccettabile che leda la sostanza stessa del diritto così garantito (sentenze 13 dicembre 1979, causa 44/79, Hauer, Racc. pag. 3727, punto 23; 11 luglio 1989, causa 265/87, Schräder HS Kraftfutter, Racc. pag. 2237, punto 15; 29 aprile 1999, causa C-293/97, Standley e a., Racc. pag. I-2603, punto 54, nonché 3 settembre 2008, cause riunite C-402/05 P e C-415/05 P, Kadi e Al Barakaat International Foundation/Consiglio e Commissione, Racc. pag. I-6351, punto 355).

81 Per quanto concerne gli obiettivi di interesse generale precedentemente menzionati, risulta parimenti da una giurisprudenza costante che la tutela dell'ambiente compare tra tali obiettivi (v. sentenze 7 febbraio 1985, causa 240/83, ADBHU, Racc. pag. 531, punto 13; 20 settembre

1988, causa 302/86, Commissione/Danimarca, Racc. pag. 4607, punto 8, e 2 aprile 1998, causa C-213/96, Outokumpu, Racc. pag. I-1777, punto 32).

82 Alla luce di ciò, subordinare il diritto degli operatori interessati all'uso dei loro terreni alla condizione che essi eseguano le misure necessarie di riparazione dell'ambiente può apparire giustificato al fine di obbligarli ad adottare effettivamente tali misure.

83 A questo proposito, come giustamente sostenuto dal governo italiano, è legittimo per l'autorità competente, in attesa che siano realizzate le misure di riparazione ambientale da essa decise, di adottare ogni misura idonea ad impedire il peggioramento della situazione ambientale dove dette misure sono poste in esecuzione o, meglio, in applicazione del principio di precauzione, a prevenire il verificarsi o il ripetersi di altri danni ambientali nei siti limitrofi a quelli oggetto di dette misure.

84 Infatti, subordinare l'uso dei terreni degli operatori interessati alla realizzazione, da parte di questi ultimi, di misure di riparazione aventi ad oggetto siti limitrofi a tali terreni può apparire necessario al fine di evitare che altre attività industriali, che potrebbero aggravare i danni in questione o intralciare la riparazione dei medesimi, vengano avviate attorno a detti siti il cui risanamento si riveli necessario.

85 Ne consegue che spetta al giudice del rinvio verificare a questo riguardo se, nelle cause principali, la sospensione di talune prerogative attinenti al diritto di proprietà degli operatori sui loro terreni sia giustificata dallo scopo di impedire il peggioramento della situazione ambientale dove le misure di riparazione ambientale sono poste in esecuzione, ossia nella rada, o, in applicazione del principio di precauzione, dallo scopo di prevenire il verificarsi o il ripetersi di altri danni ambientali nei detti terreni, limitrofi all'intero litorale oggetto di queste misure di riparazione.

86 Occorre però esaminare se misure di tal genere, consentite dalla normativa nazionale, non eccedano i limiti di ciò che è idoneo e necessario al conseguimento degli scopi legittimamente perseguiti dalla normativa di cui trattasi, fermo restando che, qualora sia possibile una scelta tra più misure appropriate, si deve ricorrere alla meno restrittiva e che gli inconvenienti causati non devono essere sproporzionati rispetto agli scopi perseguiti (v., in tal senso, sentenze 5 giugno 2008, causa C-534/06, Industria Lavorazione Carni Ovine, Racc. pag. I-4129, punto 25, e 11 giugno 2009, causa C-170/08, Nijemeisland, non ancora pubblicata nella Raccolta, punto 41).

87 A questo proposito, è giocoforza constatare che, conformemente alla direttiva 2004/35, gli operatori interessati sono tenuti ad eseguire le misure di riparazione decise dall'autorità competente e che quest'ultima deve poterli obbligare a farlo.

88 Indubbiamente, in conformità agli artt. 6, n. 2, lett. e), e 8, n. 2, primo comma, di detta direttiva, l'autorità competente ha facoltà di adottare essa stessa le misure di riparazione necessarie e di recuperare i costi di misure siffatte mediante cauzione o altre garanzie idonee.

89 Tuttavia, occorre sottolineare che si tratta in questo caso di una facoltà concessa all'autorità competente, la quale può preferire di obbligare gli operatori interessati a porre in esecuzione le misure di riparazione necessarie piuttosto che farlo essa stessa.

90 Inoltre, la lesione arrecata al diritto di proprietà di detti operatori è limitata al loro diritto di uso dei loro terreni e rimane temporanea nel senso che, una volta eseguite le misure di riparazione

loro imposte dalle autorità competenti, essi potranno recuperare il pieno godimento delle prerogative attinenti ai loro diritti di proprietà.

91 Alla luce di ciò, siffatte misure dell'autorità competente non sembrano eccedere quanto necessario al raggiungimento dello scopo fondamentale della direttiva 2004/35, di prevenire e riparare i danni ambientali, che implica, nel caso di specie, che gli operatori interessati pongano in esecuzione le misure di riparazione decise da detta autorità.

92 Pertanto, occorre risolvere la terza questione dichiarando che, in circostanze quali quelle di cui alle cause principali, la direttiva 2004/35 non osta a una normativa nazionale la quale consenta all'autorità competente di subordinare l'esercizio del diritto degli operatori destinatari di misure di riparazione ambientale all'utilizzo dei loro terreni alla condizione che essi realizzino i lavori imposti da queste ultime, e ciò persino quando detti terreni non siano interessati da tali misure perché sono già stati oggetto di precedenti misure di bonifica o non sono mai stati inquinati. Tuttavia, una misura siffatta dev'essere giustificata dallo scopo di impedire il peggioramento della situazione ambientale dove dette misure sono poste in esecuzione oppure, in applicazione del principio di precauzione, dallo scopo di prevenire il verificarsi o il ripetersi di altri danni ambientali nei detti terreni degli operatori, limitrofi all'intero litorale oggetto di dette misure di riparazione.

Sulle spese

93 Nei confronti delle parti nelle cause principali il presente procedimento costituisce un incidente sollevato dinanzi al giudice nazionale, cui spetta quindi statuire sulle spese. Le spese sostenute da altri soggetti per presentare osservazioni alla Corte non possono dar luogo a rifusione.

Per questi motivi, la Corte (Grande Sezione) dichiara:

1) Gli artt. 7 e 11, n. 4, della direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 21 aprile 2004, 2004/35/CE, sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, in combinato disposto con l'allegato II alla medesima, devono essere interpretati nel senso che l'autorità competente ha il potere di modificare sostanzialmente misure di riparazione del danno ambientale decise in esito a un procedimento in contraddittorio, condotto in collaborazione con gli operatori interessati, che siano già state poste in esecuzione o la cui esecuzione sia già stata avviata. Tuttavia, al fine di adottare una siffatta decisione:

– questa autorità è obbligata ad ascoltare gli operatori ai quali sono imposte misure del genere, salvo quando l'urgenza della situazione ambientale imponga un'azione immediata da parte dell'autorità competente;

– detta autorità è tenuta parimenti ad invitare, in particolare, le persone sui cui terreni queste misure devono essere poste in esecuzione a presentare le loro osservazioni, di cui essa deve tener conto, e

– questa autorità deve tener conto dei criteri di cui al punto 1.3.1 dell'allegato II alla direttiva 2004/35 e indicare, nella sua decisione, le ragioni specifiche che motivino la sua scelta nonché, eventualmente, quelle in grado di giustificare il fatto che non fosse necessario o possibile

effettuare un esame circostanziato alla luce dei detti criteri a causa, ad esempio, dell'urgenza della situazione ambientale.

2) In circostanze quali quelle di cui alle cause principali, la direttiva 2004/35 non osta a una normativa nazionale la quale consenta all'autorità competente di subordinare l'esercizio del diritto degli operatori destinatari di misure di riparazione ambientale all'utilizzo dei loro terreni alla condizione che essi realizzino i lavori imposti da queste ultime, e ciò persino quando detti terreni non siano interessati da tali misure perché sono già stati oggetto di precedenti misure di bonifica o non sono mai stati inquinati. Tuttavia, una misura siffatta dev'essere giustificata dallo scopo di impedire il peggioramento della situazione ambientale dove dette misure sono poste in esecuzione oppure, in applicazione del principio di precauzione, dallo scopo di prevenire il verificarsi o il ripetersi di altri danni ambientali nei detti terreni degli operatori, limitrofi all'intero litorale oggetto di dette misure di riparazione.

Firme

---

* Lingua processuale: l'italiano.

CONCLUSIONI DELL'AVVOCATO GENERALE JULIANE KOKOTT 22 ottobre 2009 in causa C-378/08

Raffinerie Mediterranee SpA (ERG),

Polimeri Europa SpA,

Syndial SpA

contro

Ministero dello Sviluppo Economico e a.

e

cause riunite C-379/08 e C-380/08

Raffinerie Mediterranee SpA (ERG)

Polimeri Europa SpA

Syndial SpA

contro

Ministero dello Sviluppo Economico e a.

[domanda di pronuncia pregiudiziale, proposta dal Tribunale Amministrativo Regionale della Sicilia (Italia)]

«Direttiva 2004/35/CE – Sito di interesse nazionale di Priolo – Applicabilità ratione temporis – Responsabilità per la riparazione di danni ambientali – Principio "chi inquina paga" – Misure per l'eliminazione di danni ambientali – Misure supplementari disposte d'autorità – Affidamento di appalti pubblici»

I – **Introduzione**

«δός μοί (φησι) ποῦ στῶ καὶ κινῶ τὴν γῆν» (2)

1. Questa frase è attribuita al sapiente greco Archimede. Essa illustra la portata dei principi della leva da lui formulati.

2. Archimede viveva nella città siciliana di Siracusa. Non lontano da questa si trova la Rada di Augusta, una zona da molti anni gravemente inquinata da sostanze nocive. I tentativi di rimediare a

tali danni ambientali hanno fornito l'occasione per le presenti domande di pronuncia pregiudiziale (3).

3. Certo, non si tratta qui di trovare un punto d'appoggio per spostare il mondo. Si pone però la questione di quali siano i presupposti della responsabilità per danni ambientali, vale a dire, più precisamente, se possano essere chiamati a rispondere soltanto gli autori del danno oppure anche soggetti possessori di terreni o esercenti un'attività industriale nella zona interessata.

4. Nella causa nazionale all'origine del procedimento C-378/08 si sostiene infatti che le autorità competenti hanno obbligato imprese operanti nella zona in questione al risanamento di danni ambientali, senza prima verificare e dimostrare l'esistenza di un nesso causale tra il comportamento di tali imprese ed il danno, ovvero l'esistenza di un dolo o di una colpa in capo ad esse.

5. Il giudice del rinvio solleva tale questione segnatamente in riferimento alla direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 21 aprile 2004, 2004/35/CE, sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale (4) (in prosieguo: la «direttiva sulla responsabilità ambientale»). Occorre però anzitutto chiarire in che misura tale direttiva assuma rilievo con riguardo a danni che siano stati prevalentemente cagionati prima della sua entrata in vigore.

6. Ulteriori questioni traggono origine dai provvedimenti che hanno imposto misure per la riparazione dei danni. Le autorità competenti avrebbero ampiamente modificato, in un momento successivo, un progetto di bonifica già approvato, senza sentire in proposito le imprese interessate, senza svolgere alcuna istruttoria in merito alle conseguenze di tali modifiche e senza motivare tale modo di procedere. Si chiede pertanto se ciò sia compatibile con la direttiva sulla responsabilità ambientale.

7. Da ultimo viene sollevata una questione in materia di affidamento di appalti pubblici, con cui si chiede in presenza di quali presupposti la pubblica amministrazione possa affidare appalti riguardanti la progettazione e l'esecuzione di interventi di bonifica senza esperire una pubblica procedura di gara.

II – **Contesto normativo**

8. I principi disciplinanti la politica ambientale della Comunità, e in particolare il principio «chi inquina paga», sono fissati all'art. 174 CE nei seguenti termini:

> «La politica della Comunità in materia ambientale mira a un elevato livello di tutela, tenendo conto della diversità delle situazioni nelle varie regioni della Comunità. Essa è fondata sui principi della precauzione e dell'azione preventiva, sul principio della correzione, in via prioritaria alla fonte, dei danni causati all'ambiente, nonché sul principio "chi inquina paga".
>
> (...)»

9. Alla luce delle finalità stabilite al suo art. 1, la direttiva sulla responsabilità ambientale è ispirata al principio «chi inquina paga»:

> «La presente direttiva istituisce un quadro per la responsabilità ambientale, basato sul principio "chi inquina paga", per la prevenzione e la riparazione del danno ambientale».

10. A norma del suo art. 3, n. 1, la direttiva si applica:

«a) al danno ambientale causato da una delle attività professionali elencate nell'allegato III e a qualsiasi minaccia imminente di tale danno a seguito di una di dette attività;

b) al danno alle specie e agli habitat naturali protetti causato da una delle attività professionali non elencate nell'allegato III e a qualsiasi minaccia imminente di tale danno a seguito di una di dette attività, in caso di comportamento doloso o colposo dell'operatore».

11. L'art. 4 stabilisce alcune eccezioni all'applicabilità della direttiva. Il n. 5 di tale articolo è così formulato:

> «La presente direttiva si applica al danno ambientale o alla minaccia imminente di tale danno causati da inquinamento di carattere diffuso unicamente quando sia possibile accertare un nesso causale tra il danno e le attività di singoli operatori».

12. Per quanto riguarda i costi delle misure di riparazione, l'art. 8, n. 1, stabilisce quanto segue:

> «L'operatore sostiene i costi delle azioni di prevenzione e di riparazione adottate in conformità della presente direttiva».

13. La nozione di «operatore» viene definita all'art. 2, punto 6, nei seguenti termini:

> «qualsiasi persona fisica o giuridica, sia essa pubblica o privata, che esercita o controlla un'attività professionale oppure, quando la legislazione nazionale lo prevede, a cui è stato delegato un potere economico decisivo sul funzionamento tecnico di tale attività, compresi il titolare del permesso o dell'autorizzazione a svolgere detta attività o la persona che registra o notifica l'attività medesima».

14. L'art. 16, n. 1, detta la seguente disciplina per l'emanazione di norme più rigorose da parte degli Stati membri:

> «La presente direttiva non preclude agli Stati membri di mantenere o adottare disposizioni più severe in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, comprese l'individuazione di altre attività da assoggettare agli obblighi di prevenzione e di riparazione previsti dalla presente direttiva e l'individuazione di altri soggetti responsabili».

15. All'art. 17, l'applicabilità ratione temporis della direttiva viene delimitata come segue:

> «La presente direttiva non si applica:

– al danno causato da un'emissione, un evento o un incidente verificatosi prima della data di cui all'articolo 19, paragrafo 1;

– al danno causato da un'emissione, un evento o un incidente verificatosi dopo la data di cui all'articolo 19, paragrafo 1, se derivante da una specifica attività posta in essere e terminata prima di detta data;

– (...)»

16. L'art. 19, n. 1, fissa il termine di trasposizione:

«Gli Stati membri mettono in vigore le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi alla presente direttiva entro il 30 aprile 2007».

17. La domanda di pronuncia pregiudiziale nella causa C-378/08 fa inoltre riferimento alla direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 31 marzo 2004, 2004/18/CE, relativa al coordinamento delle procedure di aggiudicazione degli appalti pubblici di lavori, di forniture e di servizi (5), alla direttiva del Consiglio 14 giugno 1993, 93/37/CEE (6), che coordina le procedure di aggiudicazione degli appalti pubblici di lavori (7), ed alla direttiva del Consiglio 21 dicembre 1989, 89/665/CEE, che coordina le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative relative all'applicazione delle procedure di ricorso in materia di aggiudicazione degli appalti pubblici di forniture e di lavori (8), tutte riguardanti la materia degli appalti pubblici. Tuttavia, si può soprassedere in questa sede alla riproduzione di singole disposizioni di tali direttive.

III – **Situazione di fatto e domande di pronuncia pregiudiziale**

A – *Causa C-378/08*

18. Dalla domanda di pronuncia pregiudiziale presentata nella causa C-378/08 si desume la situazione di fatto illustrata qui di seguito.

19. La zona della Rada di Augusta è caratterizzata da fenomeni di inquinamento ambientale che hanno avuto origine, presumibilmente, già in epoche assai lontane, apparentemente non oltre l'immediato dopoguerra. In particolare, il fondale marino in tale zona risulta gravemente contaminato da sostanze nocive.

20. Nel periodo nel corso del quale si è presumibilmente prodotto l'inquinamento, nel sito della Rada di Augusta hanno operato, in parallelo o l'una di seguito all'altra, una pluralità di imprese industriali e petrolifere. Secondo le considerazioni svolte dal giudice del rinvio, ciò può avere la conseguenza di rendere impossibile il concreto accertamento di una responsabilità individuale di singole imprese per l'inquinamento.

21. In una serie di decisioni succedutesi nel tempo, l'amministrazione italiana ha imposto alle imprese attualmente operanti nelle vicinanze della Rada di Augusta l'obbligo di risanare il fondale marino contaminato. Per il caso di inottemperanza alle decisioni adottate, l'amministrazione ha minacciato le imprese interessate che avrebbe fatto eseguire i lavori di bonifica con oneri e costi a loro carico.

22. Le imprese chiamate a effettuare la bonifica esercitano attività che comportano l'utilizzo o la preparazione di sostanze inquinanti per l'ambiente.

23. Secondo le constatazioni del giudice del rinvio, l'amministrazione ha obbligato le imprese operanti nella Rada di Augusta a procedere al risanamento dei danni ambientali esistenti, senza distinguere tra l'inquinamento pregresso e quello attuale e senza accertare in quale misura ciascuna impresa fosse responsabile per il danno cagionato.

24. Le suddette decisioni sono state impugnate da alcune delle imprese interessate. Prima di sottoporre alla Corte le presenti domande di pronuncia pregiudiziale, il Tribunale Amministrativo Regionale della Sicilia aveva già dichiarato illegittime, con una serie di sentenze, varie delle decisioni impugnate, tra l'altro a motivo della violazione del principio comunitario «chi inquina paga». Il Consiglio di Giustizia Amministrativa per la Regione Siciliana, in veste di giudice d'appello, ha però giudicato legittimo il coinvolgimento delle imprese insediate nella Rada di

Augusta, sospendendo pertanto nell'ambito di un procedimento l'esecuzione di una sentenza del Tribunale Amministrativo Regionale della Sicilia.

25. Nel giudizio amministrativo all'origine del procedimento C-378/08, varie imprese operanti nella Rada di Augusta contestano una decisione adottata in data 20 dicembre 2007, la quale ha imposto loro l'obbligo di risanamento del fondale marino.

26. La bonifica del fondale marino deve essere effettuata sulla base di un progetto predisposto dalla Società Sviluppo Italia Aree Produttive (in prosieguo: la «Sviluppo Italia»). Tale progetto prevede il dragaggio dei sedimenti contaminati e il loro utilizzo, previo trattamento, ai fini della costruzione di un'isola artificiale in mare. Tale isola artificiale è destinata a servire quale «hub portuale» per navi portacontainer di differenti dimensioni.

27. La Sviluppo Italia è una società costituita dallo Stato e operante sul mercato. L'amministrazione italiana ha conferito alla Sviluppo Italia l'incarico della progettazione e – in caso di inerzia delle imprese interessate – della successiva realizzazione delle misure di risanamento controverse, senza previamente procedere ad una pubblica gara. Secondo la valutazione del giudice nazionale, i lavori affidati sono «di elevatissimo valore economico».

28. Le imprese ricorrenti – oltre alla domanda di annullamento della decisione impugnata – hanno proposto in sede cautelare una domanda di sospensione dell'esecuzione della decisione medesima.

29. Nell'ambito del procedimento cautelare, il Tribunale Amministrativo Regionale della Sicilia ha sottoposto alla Corte le seguenti questioni pregiudiziali:

1) Se il principio «chi inquina paga» (art. 174, ex art. 130 R, comma 2, del Trattato della Comunità europea) nonché le disposizioni di cui alla direttiva 21 aprile 2004, 2004/35/CE, di cui in narrativa, ostino ad una normativa nazionale che consenta alla Pubblica Amministrazione di imporre ad imprenditori privati – per il solo fatto che essi si trovino attualmente ad esercitare la propria attività in una zona da lungo tempo contaminata o limitrofa a quella storicamente contaminata – l'esecuzione di misure di riparazione a prescindere dallo svolgimento di qualsiasi istruttoria in ordine all'individuazione del responsabile dell'inquinamento.

2) Se il principio «chi inquina paga» (art. 174, ex art. 130 R, comma 2, del Trattato della Comunità europea) nonché le disposizioni di cui alla direttiva 21 aprile 2004, 2004/35/CE, di cui in narrativa, ostino ad una normativa nazionale che consenta alla Pubblica Amministrazione di attribuire la responsabilità del risarcimento del danno ambientale in forma specifica al soggetto titolare di diritti reali e/o esercente un'attività imprenditoriale nel sito contaminato, senza la necessità di accertare previamente la sussistenza del nesso causale tra la condotta del soggetto e l'evento di contaminazione, in virtù del solo rapporto di «posizione» nel quale egli stesso si trova (cioè essendo egli un operatore la cui attività sia volta all'interno del sito).

3) Se la normativa comunitaria di cui all'art. 174 (ex art. 130 R, comma 2, del Trattato della Comunità europea) nonché alla direttiva 21 aprile 2004, 2004/35/CE, osti ad una normativa nazionale che, superando il principio «chi inquina paga», consenta alla Pubblica Amministrazione di attribuire la responsabilità del risarcimento del danno ambientale in forma specifica al soggetto titolare di diritti reali e/o d'impresa nel sito contaminato, senza la necessità di accertare previamente la sussistenza, oltre che del nesso causale tra la condotta del soggetto e l'evento di contaminazione, anche del requisito soggettivo del dolo o della colpa.

4) Se i principi comunitari in materia di tutela della concorrenza di cui al Trattato costitutivo della Comunità europea e le citate direttive n. 2004/18/CE, n. 93/37/CEE, n. 89/665/CEE, ostino ad una normativa nazionale che consenta alla Pubblica Amministrazione di affidare a soggetti privati (Società Sviluppo S.p.A. e Sviluppo Italia Aree Produttive S.p.A.) attività di caratterizzazione, di progettazione ed esecuzione di interventi di bonifica – recte: di realizzazione di opere pubbliche – su aree demaniali in via diretta, senza esperire preliminarmente le necessarie procedure di evidenza pubblica.

B – *Cause riunite C-379/08 e C-380/08*

30. Tali procedimenti riguardano due misure disposte con decisione in data 16 aprile 2008 ai fini della eliminazione dei danni.

31. Più precisamente, in primo luogo, le imprese ricorrenti sarebbero state obbligate a realizzare un barrieramento fisico delle aree di loro proprietà affacciantisi sulla Rada di Augusta. In secondo luogo, l'autorizzazione all'utilizzo di superfici nella zona di bonifica sarebbe stata subordinata al risanamento dei danni ambientali e alla creazione della detta barriera. Tali condizioni riguarderebbero anche superfici già bonificate o comunque non inquinate.

32. Le imprese ricorrenti sostengono che tali provvedimenti modificano decisioni precedenti e sono stati adottati senza contraddittorio, senza alcuna motivazione e senza che venisse effettuata un'adeguata istruttoria in ordine ai loro effetti.

33. Il Tribunale Amministrativo Regionale della Sicilia sottopone pertanto alla Corte, nell'ambito del procedimento cautelare dinanzi ad esso pendente, le seguenti questioni pregiudiziali:

1) Se la direttiva comunitaria in materia di risarcimento per danno ambientale (direttiva 21 aprile 2004, 2004/35/CE, ed, in specie, l'articolo 7 e l'Allegato II ivi richiamato) osti ad una normativa nazionale che consenta alla Pubblica Amministrazione di imporre, quali «ragionevoli opzioni di riparazione del danno ambientale», interventi sulle matrici ambientali (costituiti, nella specie, dal «confinamento fisico» della falda lungo tutto il fronte mare) diversi ed ulteriori rispetto a quelli prescelti all'esito di una apposita istruttoria in contraddittorio, già approvati, realizzati e in corso di esecuzione.

2) Se la direttiva comunitaria in materia di risarcimento per danno ambientale (direttiva 21 aprile 2004, 2004/35/CE, ed, in specie, l'articolo 7 e l'Allegato II ivi richiamato) osti ad una normativa nazionale che consenta alla Pubblica Amministrazione di imporre, d'Autorità, tali prescrizioni, ossia senza aver valutato le condizioni sitospecifiche, i costi di attuazione in relazione ai benefici ragionevolmente prevedibili, i possibili o probabili danni collaterali ed effetti avversi sulla salute e la sicurezza pubblica, i tempi necessari alla realizzazione.

3) Se, data la specificità della situazione che esiste nel S.I.N. di Priolo, la direttiva comunitaria in materia di risarcimento per danno ambientale (direttiva 21 aprile 2004, 2004/35/CE, ed, in specie, l'articolo 7 e l'Allegato II ivi richiamato) osti ad una normativa nazionale che consenta alla Pubblica Amministrazione di imporre, d'Autorità, tali prescrizioni, quali condizioni per l'autorizzazione all'uso legittimo di aree non direttamente interessate alla bonifica, in quanto già bonificate o comunque non inquinate, comprese nel perimetro del Sito di Interesse Nazionale di Priolo.

IV – **Procedimento dinanzi alla Corte**

34. Alla fase scritta del procedimento hanno preso parte la Polimeri Europa S.p.A. e la Syndial S.p.A. (in prosieguo congiuntamente denominate: la «Polimeri e a.») mediante deposito di una memoria congiunta nella causa C-378/08, nonché la ENI S.p.A., la Polimeri Europa S.p.A. e la Syndial S.p.A. (in prosieguo congiuntamente denominate: l'«ENI e a.») mediante deposito di una memoria congiunta nelle cause C-379/08 e C-380/08, e altresì la ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A. (in prosieguo: la «ERG»), tutte in veste di ricorrenti nelle cause principali; sono altresì intervenute con proprie osservazioni la Repubblica italiana e la Commissione delle Comunità europea. Il Regno dei Paesi Bassi e la Repubblica ellenica hanno presentato osservazioni scritte nella causa C-378/08.

35. All'udienza di trattazione congiunta di tutte le tre cause, svoltasi il 15 settembre 2009, hanno preso parte, in qualità di parti delle cause principali, la Polimeri e a., l'ENI e a., la ERG e la Sviluppo Italia, nonché la Repubblica italiana, la Repubblica ellenica, il Regno dei Paesi Bassi e la Commissione.

V – **Analisi giuridica**

A – *Sulla ricevibilità delle domande di pronuncia pregiudiziale*

36. Dedicherò anzitutto alcune brevi osservazioni generali alle obiezioni sollevate dalla Repubblica italiana contro la ricevibilità delle domande di pronuncia pregiudiziale. In caso di specifiche perplessità riguardanti la ricevibilità di singole questioni, procederò al loro esame nell'ambito della valutazione riservata alle questioni stesse.

1. Sulla finalità e sull'oggetto delle domande di pronuncia pregiudiziale

37. Il governo italiano sostiene che la domanda di pronuncia pregiudiziale è principalmente intesa a ottenere una conferma dell'interpretazione delle norme interne operata dal giudice del rinvio in senso difforme da quella del giudice d'appello, e dunque persegue una finalità non prevista dall'art. 234 CE.

38. È certo vero che il procedimento previsto dall'art. 234 CE può avere ad oggetto soltanto l'interpretazione del diritto comunitario oppure la validità del diritto derivato (9). Tuttavia, le presenti domande sono dirette espressamente ad ottenere l'interpretazione di norme comunitarie di diritto primario e secondario. Pertanto, le asserzioni del governo italiano sono prive di qualsiasi fondamento.

39. Alla domanda di pronuncia pregiudiziale non osta neppure la difformità rispetto all'interpretazione del giudice d'appello. Il rinvio pregiudiziale serve infatti a risolvere dubbi riguardanti l'interpretazione del diritto comunitario (10). Eventuali differenze di opinione tra organi giurisdizionali in ordine alle questioni di diritto comunitario costituiscono elementi che depongono a favore dell'autenticità dei dubbi sollevati con la domanda di pronuncia pregiudiziale.

2. Sul contenuto delle domande di pronuncia pregiudiziale

40. Oltre ai rilievi sopra formulati, il governo italiano reputa le questioni sollevate eccessivamente dettagliate e contesta al tempo stesso l'esposizione dei fatti in quanto inesatta e tendenziosa.

41. La questione se determinati quesiti siano eccessivamente dettagliati può assumere rilievo ai fini della ricevibilità di una domanda di pronuncia pregiudiziale soltanto nella misura in cui la Corte non è legittimata, nell'ambito della procedura prevista dall'art. 234 CE, ad applicare norme di

diritto comunitario al singolo caso (11). Tuttavia, nella specie, occorre interpretare unicamente disposizioni di diritto comunitario in riferimento alle circostanze del caso specifico. L'applicazione delle norme al singolo caso resta di competenza del giudice nazionale.

42. Nell'ambito del procedimento di rinvio giudiziale, la Corte non è tenuta a verificare l'esattezza delle circostanze riferite dal giudice del rinvio (12). L'accertamento dei fatti è invece riservato ai competenti giudici nazionali.

43. Pertanto, le eccezioni sollevate dalla Repubblica italiana in merito alla ricevibilità delle domande di pronuncia pregiudiziale non meritano accoglimento.

B – *Sulle prime tre questioni pregiudiziali nella causa C-378/08*

44. Le prime tre questioni nella causa C-378/08 mirano a chiarire se sia compatibile con il principio «chi inquina paga» sancito dall'art. 174 CE e con la direttiva sulla responsabilità ambientale il fatto di addossare la responsabilità per la riparazione di danni ambientali a determinati soggetti a motivo della loro attività imprenditoriale o della loro qualità di proprietari di terreni, e ciò indipendentemente da un eventuale contributo causale all'evento o dalla sussistenza di un dolo o di una colpa.

45. La domanda di pronuncia pregiudiziale menziona invero l'art. 174 CE, ma tale norma non necessita di un esame separato. Essa si limita a enunciare gli obiettivi generali della Comunità in materia di ambiente, cui il legislatore comunitario deve dare attuazione prima che essi possano spiegare effetti vincolanti per gli Stati membri (13). Pertanto, l'art. 174 CE non costituisce un parametro per valutare l'applicabilità di norme interne in materia di responsabilità.

46. Per contro, non si può escludere che la direttiva sulla responsabilità ambientale osti a norme nazionali in materia di responsabilità. Nell'interpretare tale direttiva assumono rilievo, in particolare, l'art. 174 CE e il principio «chi inquina paga» sancito da questa norma, dal momento che la direttiva suddetta dà attuazione ai principi guida della Comunità in materia di politica ambientale.

47. L'adozione di una disciplina in materia di responsabilità quale quella vigente in Italia, descritta nella domanda di pronuncia pregiudiziale, non risulta né imposta né espressamente vietata dalla direttiva sulla responsabilità ambientale. Vero è piuttosto che, ai sensi dell'art. 16 di tale direttiva, gli Stati membri possono mantenere o adottare disposizioni più severe in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, compresa l'individuazione di ulteriori soggetti responsabili.

48. L'art. 16 della direttiva sulla responsabilità ambientale riprende l'art. 176 CE. In base a tale norma del Trattato, i provvedimenti adottati sulla base dell'art. 175 CE – vale a dire le normative comunitarie in materia puramente giuridico-ambientale (14), come la direttiva sulla responsabilità ambientale – non impediscono ai singoli Stati membri di mantenere e di prendere provvedimenti per una protezione rafforzata.

49. Secondo la Corte, una misura nazionale di protezione rafforzata ai sensi dell'art. 176 CE deve perseguire un orientamento di protezione ambientale identico a quello della direttiva che viene in questione (15), ovvero essere a questa conforme (16). Eventuali misure che non soddisfino tali requisiti si pongono in contrasto con la direttiva oppure riguardano questioni da questa non disciplinate.

50. Sarebbe incompatibile con l'efficacia giuridica vincolante del diritto comunitario l'eventualità che gli Stati membri potessero adottare misure contrastanti con la direttiva. La direttiva osta a misure siffatte.

51. Per contro, il richiamo all'art. 176 CE è escluso qualora la misura nazionale riguardi una questione non disciplinata dalla direttiva. La nozione di misure di protezione rafforzata presuppone dal punto di vista logico un raffronto. Costituisce presupposto di eventuali «provvedimenti per una protezione ancora maggiore» il fatto che nel diritto comunitario esista una misura potenzialmente meno incisiva. Qualora una misura siffatta non esista, non può neppure esistere una misura di protezione rafforzata. Poiché però lo Stato membro, in assenza di pertinenti disposizioni comunitarie, esercita unicamente le competenze sue proprie, le disposizioni della Comunità in materia strettamente giuridico-ambientale non possono in tal caso ostare all'efficacia di normative nazionali. Se e in che misura altre disposizioni comunitarie ostino a eventuali misure nazionali non è materia disciplinata dall'art. 176 CE.

52. Le considerazioni sopra svolte devono aver valore non soltanto per le misure di protezione rafforzata di cui all'art. 176 CE, ma anche per le disposizioni più severe consentite dall'art. 16 della direttiva sulla responsabilità ambientale.

1. Sull'applicabilità della direttiva sulla responsabilità ambientale

53. Alla luce di quanto sopra esposto, la direttiva sulla responsabilità ambientale può fungere soltanto da termine di raffronto per misure più severe, se ed in quanto essa sia applicabile. Tuttavia, viene posta in dubbio la sua applicabilità alle cause principali tanto ratione temporis quanto ratione materiae.

a) Sull'ambito di applicazione ratione temporis della direttiva sulla responsabilità ambientale

54. Ai sensi degli artt. 17 e 19, n. 1, della direttiva sulla responsabilità ambientale, questa non si applica al danno causato da un'emissione, un evento o un incidente verificatosi prima del 30 aprile 2007. Del pari, essa non trova applicazione al danno causato da un'emissione, un evento o un incidente verificatosi dopo la data suddetta, se derivante da una specifica attività posta in essere e terminata prima di tale data.

55. Per tale motivo, il governo italiano e quello olandese nonché la Commissione esprimono nelle loro osservazioni dei dubbi quanto all'applicabilità della direttiva ratione temporis. Essi partono dal presupposto che i danni ambientali da risanare si siano tutti prodotti prima del 30 aprile 2007. Ove tale presupposto sia corretto, occorre aderire alla tesi dei governi suddetti.

56. Il governo olandese sottolinea giustamente che la decisione impugnata nella causa principale si basa tra l'altro sulle risultanze di un'indagine che erano state presentate già nell'aprile 2007, ossia prima della data di riferimento. Per il resto, secondo la scarna descrizione dei danni ambientali contenuta nella domanda di pronuncia pregiudiziale, il sito della Rada di Augusta è caratterizzato da fenomeni di inquinamento che hanno avuto origine, presumibilmente, in epoca alquanto risalente (17).

57. Le attività che si suppongono quale causa determinante del danno sembra però che vengano esercitate ancor oggi. Ne desumo che, secondo l'attuale valutazione del giudice del rinvio, i danni ambientali da risanare hanno carattere cumulativo e si sono prodotti in gran parte già prima del 30 aprile 2007, senza però che ciò escluda un ulteriore inquinamento in un momento successivo. Non

spetta alla Corte verificare, nell'ambito del procedimento pregiudiziale, se questa sia la realtà dei fatti (18). L'accertamento degli stessi è riservato piuttosto ai competenti giudici nazionali.

58. Il tenore letterale dell'art. 17, primo e secondo trattino, della direttiva sulla responsabilità ambientale, nonché l'economia sistematica della stessa, mostrano come questa, in una simile fattispecie caratterizzata da danni cumulativi, sia applicabile alla parte di danno prodottasi o che rischia di prodursi dopo la data del 30 aprile 2007.

59. Ai sensi dell'art. 17, primo trattino, della direttiva sulla responsabilità ambientale, l'applicazione di quest'ultima è esclusa per quanto riguarda i danni cagionati prima della suddetta data di riferimento (danni pregressi).

60. Inoltre, l'art. 17, secondo trattino, della detta direttiva esclude i danni causati da un'emissione, un evento o un incidente verificatosi dopo la data di riferimento, se derivanti da una specifica attività posta in essere e terminata prima di tale data.

61. Il caso tipico in cui viene applicata questa seconda disposizione è presumibilmente soprattutto quello in cui inquinamenti di vecchia data causino danni nuovi, ad esempio qualora sostanze nocive fuoriescano da una discarica di rifiuti inquinando acque adiacenti. Anche tale forma di diffusione di sostanze dannose può essere considerata quale emissione (19). Nell'ordinamento tedesco, nel settore della responsabilità civile, per designare questo tipo di danno è stata sviluppata la nozione figurata di «propagazione» [«Weiterfressen»] (20).

62. L'art. 17, primo e secondo trattino, della direttiva sulla responsabilità ambientale è inteso ad escludere un'applicazione retroattiva di quest'ultima. Tale finalità è stata perseguita dalla Commissione già durante i lavori preparatori della direttiva (21). Il trentesimo 'considerando' di quest'ultima recepisce l'idea, affermando che essa non dovrebbe applicarsi ai danni cagionati prima della scadenza del termine per la sua trasposizione.

63. L'esclusione di un'efficacia retroattiva trova il proprio fondamento nel principio della certezza del diritto, il quale vieta in generale di fissare l'inizio della validità di un atto giuridico comunitario ad una data precedente la pubblicazione di quest'ultimo. A tale principio può derogarsi eccezionalmente soltanto nel caso in cui lo richieda l'obiettivo perseguito e venga tenuto debito conto del legittimo affidamento degli interessati (22). Tuttavia, il legislatore ha esplicitamente mostrato di non voler attribuire alla direttiva sulla responsabilità ambientale una siffatta efficacia retroattiva.

64. D'altra parte, una nuova norma può applicarsi immediatamente agli effetti futuri di situazioni sorte in momento precedente (23). La sfera di applicazione del principio della tutela del legittimo affidamento non può infatti essere estesa fino ad impedire, in generale, che una nuova disciplina si applichi agli effetti futuri di situazioni sorte in precedenza (24).

65. Letto in quest'ottica, l'art. 17, primo trattino, della direttiva sulla responsabilità ambientale qualifica i danni prodottisi prima del 30 aprile 2007 come fatti esauriti, che non possono più ricadere sotto la direttiva stessa.

66. Contrariamente a quanto affermato dal governo greco nella fase scritta del procedimento, tale conclusione vale anche nel caso in cui l'attività all'origine del danno abbia sì avuto origine prima della data di riferimento, ma sia stata proseguita anche successivamente. Tale ipotesi non è invero contemplata dall'art. 17, secondo trattino, della direttiva sulla responsabilità ambientale, in quanto ai sensi di tale disposizione l'attività deve essere stata terminata prima del 30 aprile 2007. Tuttavia,

il primo trattino dell'articolo suddetto è idoneo a escludere tali attività dall'ambito di applicazione della direttiva nei limiti in cui esse abbiano avuto luogo prima della data suddetta.

67. Per contro, come giustamente chiarito dalla Commissione, la direttiva sulla responsabilità ambientale deve trovare applicazione nel caso in cui un'attività portata a prosecuzione determini l'insorgenza di danni nuovi. Tale conclusione si impone già in virtù della necessità di dare attuazione all'obbligo, sancito dall'art. 5, di prevenire i danni all'ambiente. Oltre al principio «chi inquina paga», tale disciplina concretizza due ulteriori principi comunitari di diritto dell'ambiente sanciti dall'art. 174, n. 2, CE: il principio dell'azione preventiva e quello della correzione alla fonte dei danni causati all'ambiente.

68. La circostanza che un'attività sia iniziata già prima dell'entrata in vigore della direttiva sulla responsabilità ambientale non può costituire un ostacolo all'obbligo di prevenzione dei danni. Se, ad esempio, un impianto in condizioni di normale esercizio cagiona da lungo tempo danni all'ambiente, la direttiva impone in linea di principio di attivarsi, a partire dal 30 aprile 2007, per prevenirli.

69. Nel presente caso non si può escludere, in particolare, che l'ingiunzione controversa nelle cause C-379/08 e C-380/08 di erigere una barriera fisica serva anche alla prevenzione di futuri danni all'ambiente derivanti dalla prosecuzione dell'attività degli impianti. L'idoneità di tale misura a conseguire lo scopo dovrà eventualmente essere accertata dai competenti giudici nazionali.

70. L'attuazione dell'obbligo di prevenzione implica allo stesso tempo l'obbligo di sanare eventuali danni che, sebbene dovessero essere evitati, si siano nondimeno prodotti. Di conseguenza, ai sensi della direttiva sulla responsabilità ambientale, vanno sanati i danni cagionati, a partire dalla data di riferimento, per effetto di attività portate a prosecuzione. Tuttavia, l'art. 8, n. 4, consente di esentare l'operatore dai relativi costi se ed in quanto tali attività da lui realizzate siano conformi alle norme vigenti e/o allo stato delle conoscenze tecnico-scientifiche.

71. In effetti, in caso di danni cumulativi, potrà essere difficile in pratica distinguere tra danni nuovi e danni pregressi. Tuttavia, il problema della causazione cumulativa del danno è noto ad altri settori dell'ordinamento riguardanti la responsabilità per danni, e non è affatto insolubile. Al riguardo, l'art. 9 della direttiva sulla responsabilità ambientale consente agli Stati membri ampi margini di manovra, in quanto chiarisce che la direttiva lascia impregiudicata qualsiasi disposizione del diritto nazionale riguardante l'imputazione dei costi nel caso di pluralità di autori del danno. Tra costoro è possibile ricomprendere anche quegli operatori che, in quanto responsabili di danni pregressi, non ricadono nella sfera di applicazione della direttiva, ma vi rientrano invece ove abbiano cagionato danni nuovi.

72. Resta dunque da chiarire se gli elementi di danno di nuova formazione prodottisi *per propagazione* di danni pregressi ricadano sotto l'impero della direttiva sulla responsabilità ambientale nel caso in cui venga proseguita l'attività che ne costituisce la causa.

73. Una soluzione affermativa di tale questione potrebbe trovare sostegno nel tenore letterale dell'art. 17, secondo trattino, della direttiva sulla responsabilità ambientale, in quanto l'attività causativa non è terminata, bensì viene proseguita. La continuazione di tale attività e l'aggravarsi di danni pregressi sarebbero indici di una situazione di fatto non ancora esaurita, la quale riceve una nuova disciplina per il futuro. Al tempo stesso si garantirebbe che in avvenire simili danni per propagazione vengano circoscritti conformemente alle prescrizioni della direttiva.

74. Tuttavia, gli effetti della direttiva verrebbero indirettamente estesi ad attività esercitate prima dell'acquisto di efficacia della stessa. Questo è proprio ciò che le disposizioni disciplinanti l'applicazione ratione temporis della direttiva mirano ad evitare.

75. L'obbligo di prevenire i danni all'ambiente non porta ad un diverso risultato. La prevenzione dei danni ambientali nell'esercizio di un'attività presenta una natura totalmente differente rispetto all'impedimento della propagazione dei danni pregressi. Le misure per impedire la propagazione degli effetti dannosi difficilmente possono essere considerate come prevenzione o correzione alla fonte di danni causati all'ambiente. Esse spesso si apparenteranno ad un risanamento dei danni pregressi. Tuttavia, la direttiva sulla responsabilità ambientale non istituisce proprio un simile obbligo a carico dell'operatore. La prevenzione di nuovi danni futuri nell'esercizio di un'attività si ricollega al contrario proprio all'attività stessa. L'esplicito obiettivo della direttiva è che tale attività in futuro non cagioni più danni.

76. Pertanto, la direttiva sulla responsabilità ambientale non si applica ai danni all'ambiente che siano stati causati da attività realizzate prima del 30 aprile 2007. Essa dunque non osta a norme nazionali disciplinanti la riparazione di tali danni.

b) Sull'applicabilità ratione materiae della direttiva sulla responsabilità ambientale

77. La Commissione formula poi dei dubbi quanto all'applicabilità ratione materiae della direttiva sulla responsabilità ambientale alla fattispecie oggetto dei procedimenti principali. Tali dubbi si fondano sul fatto che, secondo la valutazione del giudice nazionale, potrebbe risultare impossibile accertare le responsabilità individuali a motivo della pluralità di imprese che hanno operato nella Rada di Augusta.

78. Ai sensi del suo art. 4, n. 5, la direttiva sulla responsabilità ambientale si applica al danno ambientale causato da inquinamento a carattere diffuso unicamente quando sia possibile accertare un nesso causale tra il danno stesso e le attività di singoli operatori.

79. Tale disposizione costituisce una delle eccezioni previste all'applicazione della direttiva. Tuttavia, si tratta in realtà più che altro di una precisazione della portata delle regole generali riguardanti l'applicazione della direttiva dettate dall'art. 3, n. 1. Ai sensi di tale disposizione, la direttiva si applica ai danni ambientali causati dall'esercizio di attività professionali. L'art. 4, n. 5, chiarisce che sono compresi anche i danni causati da inquinamento a carattere diffuso. Tale inquinamento non costituisce pertanto, in linea di principio, un ostacolo applicativo fintanto che sia accertabile il necessario nesso causale.

80. L'art. 4, n. 5, della direttiva sulla responsabilità ambientale è fondato sull'idea secondo cui può essere in pratica particolarmente difficile, dinanzi ad inquinamenti a carattere diffuso, fornire la prova di una concreta condotta causativa. Ciò è quanto mostrano gli esempi che si presentavano agli occhi della Commissione all'epoca dei lavori preparatori della normativa: variazioni climatiche indotte dalle emissioni di diossido di carbonio e di altre sostanze, distruzione delle foreste determinata dalle piogge acide e inquinamento dell'aria collegato al traffico (25). Tuttavia, ciò non modifica l'ambito di applicazione ratione materiae della direttiva.

81. Occorre tuttavia interpretare restrittivamente il presupposto di applicabilità della direttiva sulla responsabilità ambientale stabilito dal suo art. 3, n. 1, secondo cui il danno ambientale di cui trattasi deve essere stato causato da un'attività professionale. Infatti, la direttiva prevede anche l'accertamento delle cause dell'evento dannoso. Ai sensi dell'art. 11, n. 2, spetta all'autorità competente individuare l'operatore che ha causato il danno o la minaccia imminente di danno.

Inoltre, gli artt. 5, n. 4, 6, n. 3, e 8, n. 2, secondo comma, consentono l'adozione di particolari misure nel caso in cui l'autore non possa essere individuato. Tali disposizioni, che verranno qui di seguito analizzate più in dettaglio (26), verrebbero svuotate di significato qualora la direttiva non fosse applicabile fintanto che non consti la causa del danno.

82. Pertanto, giustamente la causazione di un danno a motivo dell'esercizio di un'attività professionale costituisce il presupposto primario di un'eventuale responsabilità per danni ambientali ai sensi delle direttiva. Altre disposizioni di quest'ultima possono per contro essere applicabili malgrado che non consti (ancora) che i danni ambientali di cui si discute sono stati causati da un'attività siffatta.

c) Sulla responsabilità ai sensi della direttiva sulla responsabilità ambientale

83. Qualora alla fattispecie di cui alle cause principali sia applicabile la direttiva sulla responsabilità ambientale, dalla disciplina da questa dettata in materia di responsabilità per la riparazione di danni ambientali derivano eventuali effetti preclusivi a carico del diritto nazionale alla luce del principio «chi inquina paga».

84. Ai sensi dell'art. 174, n. 2, CE, il principio «chi inquina paga» costituisce un fondamento della politica comunitaria in materia di ambiente. L'art. 1 e il secondo 'considerando' della direttiva sulla responsabilità ambientale enunciano in tal senso che la prevenzione e la riparazione dei danni all'ambiente devono ispirarsi a tale principio. Pertanto, quest'ultimo è il principio guida della direttiva.

85. Il termine «Verursacherprinzip» [letteralmente: «principio del soggetto causatore» - NdT], con cui viene designato in tedesco il principio «chi inquina paga», mira a stabilire che colui che ha provocato un inquinamento è responsabile per la sua eliminazione. Altre versioni linguistiche, nelle quali si afferma espressamente che «l'inquinatore è pagatore» (*«polluter-pays» principle, principe du «pollueur-payeur»*), evidenziano come il principio «chi inquina paga» sia un principio disciplinante la ripartizione dei costi (27). Non la società, e neppure i terzi, bensì l'inquinatore è il soggetto tenuto a sopportare le spese per eliminare un inquinamento. La conseguenza è che si verifica una internalizzazione dei costi ambientali, vale a dire questi ultimi vengono inglobati nei costi di produzione dell'impresa inquinatrice (28).

86. Ciò costituisce un incitamento per potenziali autori di danni all'ambiente a prevenire gli inquinamenti ambientali (29). Oltre alla funzione intesa all'equa ripartizione dei costi, il principio «chi inquina paga» svolge dunque anche una funzione di stimolo e contribuisce al principio dell'azione preventiva (30).

87. La direttiva sulla responsabilità ambientale dà attuazione al principio «chi inquina paga», in particolare obbligando l'operatore responsabile alla riparazione del danno, ai sensi dell'art. 6, e disponendo, all'art. 8, n. 1, che l'operatore sostiene i costi delle azioni di prevenzione e di riparazione adottate in conformità della direttiva medesima. Ai sensi dell'art. 2, punto 6, l'operatore è colui che sopporta la responsabilità per l'attività che ha cagionato il danno. Egli è il soggetto che, in linea di principio, si trova nella migliore posizione per prevenire danni all'ambiente derivanti dalla sua attività.

88. È possibile che nella pratica emerga il bisogno di ulteriori norme per disciplinare l'ipotesi di danni arrecati a terreni di proprietà di terzi. La direttiva prevede il coinvolgimento di tali proprietari disponendo, all'art. 7, n. 4, che essi vengano sentiti. Da ciò tuttavia non è possibile desumere che il

soggetto obbligato alla riparazione del danno possa senz'altro adottare misure riguardanti immobili di proprietà di terzi.

89. Del resto, la direttiva sulla responsabilità ambientale, ai sensi del suo art. 3, n. 1, stabilisce una responsabilità che non riguarda tutti i danni ambientali, e distingue inoltre, nell'ambito di tale responsabilità, tra varie categorie di danni.

90. Sono ricompresi, da un lato, i danni ambientali causati da una delle attività professionali elencate nell'allegato III [art. 3, n. 1, lett. a), della direttiva sulla responsabilità ambientale]. L'allegato III elenca varie attività che, ai sensi di altre disposizioni della normativa comunitaria sull'ambiente, sono connesse con particolari rischi ambientali. Nel presente caso potrebbero ad esempio trovare applicazione il punto 1 e/o il punto 7 del detto allegato, riguardanti il funzionamento di impianti soggetti ad autorizzazione conformemente alla direttiva 96/61 (31), ovvero la fabbricazione, l'uso, lo stoccaggio, il trattamento, l'interramento, il rilascio nell'ambiente e il trasporto sul sito di determinate sostanze pericolose.

91. Oltre a ciò, l'art. 3, n. 1, lett. b), della direttiva sulla responsabilità ambientale prevede una responsabilità per il danno arrecato nell'esercizio di attività diverse da quelle sopra indicate, con dolo o colpa, alle specie e agli habitat naturali protetti ai sensi degli artt. 6, n. 3, e 4 ovvero 16 della direttiva sugli habitat naturali (32) oppure dell'art. 9 della direttiva sugli uccelli (33). Tuttavia, non è stato indicato o addotto alcun elemento che suggerisca l'esistenza di danni di questo tipo.

92. Poiché la responsabilità per il danneggiamento di specie o habitat naturali protetti viene espressamente subordinata all'esistenza di un comportamento doloso o colposo, se ne desume, con ragionamento a contrario, che la responsabilità per danni derivanti da attività comprese tra quelle descritte nell'allegato III sorge in linea di principio indipendentemente dall'esistenza di un dolo o di una colpa. Tale circostanza risulta confermata dalla facoltà che l'art. 8, n. 4, offre agli Stati membri di prevedere un'esenzione dai costi di riparazione del danno nel caso in cui l'operatore abbia agito senza dolo o colpa *e* l'attività all'origine del danno fosse autorizzata o sia stata realizzata in conformità delle conoscenze tecnico-scientifiche disponibili. Il rigoroso criterio di responsabilità svincolato dall'esistenza di un dolo o di una colpa corrisponde ai rischi particolari per l'ambiente di cui si accetta l'insorgere nell'esercizio delle attività di cui si discute, per loro natura fonte di potenziali danni.

93. In entrambi i casi, una responsabilità ex art. 3, n. 1, della direttiva sulla responsabilità ambientale presuppone quantomeno che i danni siano stati cagionati dalle attività previste alle lettere a) e b) di tale disposizione. Ai sensi dell'art. 11, n. 2, spetta alle competenti autorità nazionali individuare l'operatore che ha causato il danno. Indipendentemente da tale accertamento, l'operatore è obbligato, in forza degli art. 5-7, ad attivarsi per prevenire danni all'ambiente, a provvedere eventualmente alla loro riparazione e a informare gli organi competenti. Tale responsabilità subisce un temperamento, in virtù del disposto dell'art. 8, n. 3, qualora l'operatore dimostri che il danno è stato causato da terzi o che esso è conseguenza di un ordine delle autorità.

94. Pertanto, la direttiva sulla responsabilità ambientale è intesa a concretizzare in una forma determinata il principio «chi inquina paga». In linea di massima, gli operatori sono tenuti a sopportare i costi dei danni all'ambiente da essi cagionati. Tale imputazione di costi costituisce uno stimolo affinché gli operatori si adoperino per prevenire i danni all'ambiente. Essa corrisponde ad equità nella misura in cui gli operatori, specialmente in caso di responsabilità svincolata dalla colpevolezza, esercitano un'attività potenzialmente pericolosa e di norma beneficiano anche dei vantaggi economici da questa derivanti.

95. Per contro, finché gli autori del danno restano ignoti, la direttiva non impone alcun obbligo di riparazione del danno. Poiché questa è la situazione che risulta dalle domande di pronuncia pregiudiziale nella fattispecie oggetto delle cause principali, occorre ritenere che i controversi ordini dell'autorità volti al risanamento del danno non possano configurare un'applicazione della direttiva sulla responsabilità ambientale.

d) Sulla responsabilità svincolata dalla causazione del danno

96. Con la seconda questione nella causa C-378/08, il giudice del rinvio desidera sapere se sia consentito attribuire la responsabilità della riparazione del danno ambientale al soggetto titolare di diritti reali e/o esercente un'attività imprenditoriale nel sito contaminato. Il giudice nazionale precisa tale questione aggiungendo che la responsabilità viene addossata in virtù del solo rapporto di «posizione» nel quale tale soggetto si trova (ad esempio perché si tratta di un operatore che svolge la propria attività all'interno del sito). Secondo il detto giudice, in tale contesto non viene richiesta la prova dell'esistenza di un nesso causale tra il comportamento del soggetto di cui trattasi e l'inquinamento verificatosi.

97. La Commissione sostiene la tesi secondo cui una responsabilità di questo tipo è ammissibile in quanto misura più severa ai sensi dell'art. 176 CE e dell'art. 16 della direttiva sulla responsabilità ambientale.

98. Non mi sento di sottoscrivere incondizionatamente tale posizione. Infatti, una responsabilità svincolata da un contributo alla causazione del danno non corrisponderebbe all'orientamento della direttiva sulla responsabilità ambientale e non sarebbe neppure conforme a quest'ultima, qualora essa avesse l'effetto di attenuare la responsabilità del soggetto effettivamente responsabile, in forza della direttiva stessa, per i danni ambientali. Infatti, la direttiva costituisce proprio per l'operatore responsabile un incitamento ad attivarsi per la prevenzione dei danni all'ambiente e stabilisce che egli debba sopportare le spese per la riparazione dei danni che dovessero comunque verificarsi.

99. La questione dei presupposti per un esonero dell'operatore autore del danno dal pagamento dei costi di risanamento viene disciplinata, in particolare, all'art. 8 della direttiva sulla responsabilità ambientale. Eventuali più ampie fattispecie di esenzione dal pagamento dei costi minerebbero con ogni probabilità l'attuazione del principio «chi inquina paga» perseguita dalla direttiva. Esse attenuerebbero l'effetto di stimolo associato alla responsabilità prevista e modificherebbero la ripartizione dei costi giudicata equa dal legislatore comunitario.

100. Tuttavia, già l'art. 16, n. 1, della direttiva sulla responsabilità ambientale mostra come l'operatore autore del danno possa non essere l'unico soggetto responsabile. Tale disposizione consente espressamente agli Stati membri di individuare ulteriori soggetti responsabili.

101. L'ammissibilità di norme sussidiarie in materia di responsabilità viene inoltre esplicitata dagli artt. 5, n. 4, 6, n. 3, e 8, n. 2, secondo comma, della direttiva sulla responsabilità ambientale. In base a tali disposizioni, l'autorità competente ha facoltà di adottare essa stessa ed eventualmente a proprie spese misure di riparazione o prevenzione, nel caso in cui l'operatore autore del danno non possa essere individuato. Tale disciplina, inizialmente non prevista nella proposta della Commissione, è stata inserita dal Consiglio nel testo definitivo su richiesta di vari Stati membri (34).

102. Se non si vuole svuotare di significato la responsabilità a titolo prioritario dell'operatore che ha causato il danno, l'art. 16, n. 1, della direttiva sulla responsabilità ambientale non deve essere interpretato nel senso che gli Stati membri possano individuare altri (35) soggetti responsabili

destinati a subentrare al predetto. Va respinta altresì l'ipotesi di individuare ulteriori (36) soggetti responsabili chiamati a rispondere insieme e a pari titolo con l'autore in modo tale da diminuire la responsabilità di quest'ultimo.

103. Sarebbe inoltre discutibile chiamare a rispondere in prima battuta e senza necessità un altro soggetto, il quale sarebbe poi obbligato a rivalersi delle spese sostenute sull'operatore responsabile. L'art. 8, n. 3, della direttiva sulla responsabilità ambientale sembra invero evocare tale possibilità, prevedendo che gli Stati membri debbano prevedere il rimborso delle spese sostenute dall'operatore per la riparazione del danno qualora questi dimostri che tale danno è stato causato da terzi ovvero a motivo di ordini impartiti dall'autorità. Tuttavia, ciò si spiega con il fatto che l'operatore di norma si trova nella miglior posizione per riparare i danni all'ambiente, dal momento che la fonte di danno e almeno i terreni inizialmente interessati dal medesimo si trovano nella sua sfera di disponibilità. Al contrario, altri soggetti responsabili dell'evento possono essere per lo più chiamati in causa soltanto per le spese.

104. È necessario piuttosto che la responsabilità di ulteriori soggetti abbia carattere sussidiario. Essa può intervenire soltanto nel caso in cui non sia possibile chiamare in causa alcun operatore autore del danno.

105. Rispettando tale limite, gli Stati membri possono tanto concretizzare il principio «chi inquina paga» in una forma diversa da quella prevista dalla direttiva sulla responsabilità ambientale [in proposito, v. infra, sub i)], quanto sviluppare regole di responsabilità operanti a prescindere da un contributo alla causazione del danno [in proposito, v. infra, sub ii)].

i) Modelli sussidiari di responsabilità fondati sul principio «chi inquina paga»

106. Appare logico che la prima soluzione consista nell'individuare soggetti responsabili in via sussidiaria proprio in base al principio «chi inquina paga». In virtù della possibile complessità dei fattori causali di danni ambientali, sussiste al riguardo un ampio margine di scelta tanto per gli Stati membri quanto per la Comunità (37). Il margine di manovra della Comunità non viene esaurito dalla direttiva sulla responsabilità ambientale. Quest'ultima chiama in causa soltanto l'operatore responsabile quale autore dell'evento dannoso, ma lascia agli Stati membri la facoltà di coinvolgere come responsabili anche altri soggetti che abbiano causato il danno. L'art. 16, n. 1, menziona a titolo di esempio l'inclusione di ulteriori attività quali possibili fonti di obblighi.

107. Nella specie, oltre alla soluzione di cui sopra, si potrebbe pensare, ad esempio, all'eventuale coinvolgimento come responsabile dell'evento dannoso, indipendentemente dall'esercizio di un'attività professionale, del proprietario o dell'utilizzatore di un terreno che, per lo stato in cui versi, causi – ad esempio mediante propagazione – danni all'ambiente. Questo perché la causa del danno si trova nella sfera di disponibilità di tale soggetto e può essere eliminata soltanto con la sua collaborazione. Pertanto, non comporterebbe alcun conflitto con il principio «chi inquina paga» il fatto di chiamare a rispondere per tale danno il proprietario o l'utilizzatore del terreno.

108. Non sarebbe in contrasto con il detto principio neppure il fatto di considerare responsabile anche il soggetto giuridico succeduto all'autore dell'evento dannoso, quanto meno ogni volta che non possa più essere chiamato in causa il responsabile originario.

109. Inoltre, una responsabilità per i costi corrisponde in linea di massima al principio «chi inquina paga» anche nel caso in cui sia possibile accertare l'esistenza di un contributo alla causazione del danno, ma non l'entità di tale contributo. Infatti, nella pratica sarà spesso difficile o addirittura impossibile quantificare esattamente il contributo causale di singoli soggetti a determinati danni

ambientali. Qualora costoro venissero globalmente liberati dalla propria responsabilità, il principio «chi inquina paga» ne risulterebbe indebolito. In simili casi, gli Stati membri potrebbero addebitare i costi agli autori responsabili identificabili, in solido tra loro. In tale contesto, le legislazioni nazionali dovrebbero adottare le norme necessarie in materia di ripartizione degli oneri tra i singoli responsabili, assumendo eventualmente a riferimento le analoghe disposizioni vigenti in altri settori attinenti alla materia del risarcimento dei danni. Tale competenza degli Stati membri corrisponde alla valutazione compiuta nell'ambito dell'art. 9 della direttiva sulla responsabilità ambientale.

110. Appare chiaro che nel corso dell'iter di approvazione della direttiva la Commissione riteneva ancora che fosse compatibile con il principio «chi inquina paga» il fatto di addossare ad un possibile soggetto responsabile di un evento dannoso l'onere della prova di non aver cagionato un danno (38). Alla fine essa ha proposto un alleggerimento probatorio almeno riguardo al fatto che i danni ricadono nell'ambito di applicazione ratione temporis della direttiva (39). Sebbene tale disciplina non sia confluita nel testo finale della direttiva, sarebbero in tal senso ipotizzabili – salve le norme della direttiva, ancora da esaminare, in materia di accertamento delle cause del danno (40) – norme nazionali che stabiliscano presunzioni iuris tantum quanto alla causazione dell'evento dannoso.

ii) Modelli sussidiari di responsabilità indipendentemente da un contributo causale all'evento

111. Ad avviso della Polimeri e a., una responsabilità che non presupponga alcun nesso causale tra la condotta dell'autore e il danno si porrebbe invece in contrasto con il principio «chi inquina paga» sancito dalla direttiva sulla responsabilità ambientale. Tale tesi va condivisa nella misura in cui la funzione di equa ripartizione dei costi che va riconosciuta a tale principio verrebbe indebolita qualora le spese di riparazione del danno venissero accollate ad un soggetto che non ha causato l'evento (41).

112. Tuttavia, dal principio «chi inquina paga» non può desumersi un divieto assoluto di addossare a soggetti diversi dagli autori dell'evento i costi per l'eliminazione dei danni ambientali. Un simile divieto finirebbe per tradursi nella passiva accettazione di eventuali danni all'ambiente, nel caso in cui l'autore di questi non potesse essere chiamato a rispondere. Infatti, anche in caso di riparazione a carico della collettività, le spese dovrebbero essere sopportate da un soggetto che non è responsabile per il danno. Tuttavia, l'accettazione dei danni all'ambiente sarebbe incompatibile con la finalità di promuovere un elevato livello di protezione dell'ambiente e il miglioramento della qualità di quest'ultimo. Il principio «chi inquina paga» è funzionale al raggiungimento di tale finalità, sancita non soltanto dal n. 2, ma anche dal n. 1 dell'art. 174 CE, e soprattutto dall'art. 2 CE. Il detto principio non può essere inteso in un senso tale da risultare in definitiva confliggente con la tutela dell'ambiente, ad esempio considerandolo idoneo a precludere la riparazione dei danni ambientali nel caso in cui l'autore degli stessi non possa essere chiamato a rispondere.

113. Conformemente a ciò, anche la direttiva sulla responsabilità ambientale accetta l'eventualità che i costi di riparazione vengano sopportati da soggetti diversi dall'operatore responsabile. Essa infatti consente che lo Stato adotti delle misure a proprie spese, qualora l'autore del danno non possa essere individuato o non abbia sufficienti capacità (42).

114. Inoltre, nel caso in cui non potesse essere individuato l'autore del danno, l'equa ripartizione dei costi giustificherebbe il fatto che al proprietario di terreni bonificati dall'inquinamento vengano addossate le spese di bonifica nella misura in cui il valore di tali terreni subisca un incremento. In caso contrario, tale proprietario otterrebbe un indebito arricchimento a spese di altri.

115. Sulla scorta delle indicazioni fornite nella domanda di pronuncia pregiudiziale, può lasciarsi irrisolta nel presente procedimento la questione se siano immaginabili norme sussidiarie in materia

di responsabilità indipendentemente da un contributo alla causazione del danno, le quali sarebbero suscettibili di censura sotto il profilo del diritto comunitario. Un possibile limite potrebbe essere costituito dal principio di proporzionalità, il quale osta al perseguimento di risultati manifestamente sproporzionati (43). È dubbio tuttavia che tale principio di diritto comunitario possa essere applicato a eventuali misure più severe ai sensi dell'art. 176 CE (44). In ogni caso, qualora venga rispettata la responsabilità a titolo prioritario dell'operatore autore del danno, non consta nella fattispecie l'esistenza di norme in materia di responsabilità manifestamente sproporzionate.

iii) Risposta alla seconda questione nella causa C-378/08

116. Tornando ora alla frase di Archimede citata in esordio, la responsabilità per danni ambientali non presuppone necessariamente un punto di appoggio costituito dalla causazione del danno, quale disciplinata dalla direttiva sulla responsabilità ambientale. Vero è piuttosto che gli Stati membri dispongono di un ampio margine discrezionale nella fissazione di regole di responsabilità sussidiarie.

117. In tal senso occorre rispondere alla seconda questione dichiarando che la direttiva sulla responsabilità ambientale osta ad una responsabilità per danni ambientali indipendente da un contributo alla causazione dei medesimi soltanto se ed in quanto essa abbia l'effetto di elidere quella incombente a titolo prioritario sull'operatore che ha causato i danni in questione.

e) Sulla rinuncia all'accertamento delle cause

118. La prima questione nella causa C-378/08 mira a chiarire se possa essere imposta ad imprese attualmente operanti in una zona da lungo tempo contaminata o limitrofa a quella storicamente contaminata l'esecuzione di misure di riparazione, a prescindere dallo svolgimento di qualsiasi istruttoria diretta a individuare il responsabile dell'inquinamento.

119. Ai sensi dell'art. 11, n. 2, della direttiva sulla responsabilità ambientale, spetta all'autorità competente individuare l'operatore che ha causato il danno o la minaccia imminente di danno. Tale obbligo è di cruciale importanza per l'attuazione del principio «chi inquina paga», quale configurato dalla direttiva. Se i potenziali autori di eventi dannosi non debbono temere di essere scoperti, non vi è alcuno stimolo a prevenire i danni. Se il colpevole resta ignoto, diventa impossibile anche un'equa ripartizione dei costi.

120. Inoltre, la procedura di denuncia di possibili danni ambientali prevista dall'art. 12 della direttiva («Richiesta di azione») risulterebbe ampiamente svuotata di significato se le autorità competenti non fossero obbligate a svolgere accertamenti sui danni stessi. Conformemente a ciò, il giudice del rinvio dovrà tener conto dell'indicazione fornita dalla ERG, dall'ENI e a. e dalla Polimeri e a., secondo cui in altri procedimenti è stata identificata un'altra impresa quale autore responsabile del danno ambientale.

121. La domanda di pronuncia pregiudiziale rende chiaro tuttavia come l'individuazione del responsabile possa comportare gravi difficoltà. A fronte di ciò, la direttiva sulla responsabilità ambientale riconosce espressamente che è possibile che l'operatore responsabile non possa essere individuato. L'art. 4, n. 5, prevede che la direttiva non si applichi agli inquinamenti a carattere diffuso quando non sia possibile accertare un nesso causale tra il danno e le attività di singoli operatori. Quanto agli altri inquinamenti, gli artt. 5, n. 4, 6, n. 3, e 8, n. 2, secondo comma, stabiliscono che le autorità competenti hanno la facoltà di adottare esse stesse – vale a dire a proprie spese – misure di riparazione o prevenzione nel caso in cui esse non siano in grado di individuare l'operatore responsabile e non rimangano loro altri mezzi.

122. Da ciò si desume che la direttiva consente di soprassedere all'accertamento della causa del danno qualora non ci si possa attendere alcun risultato positivo da un'eventuale prosecuzione delle indagini.

123. È altresì immaginabile l'adozione di misure d'urgenza prima che le indagini siano concluse o anche solo avviate. Il modo di procedere deve essere stabilito dagli organi competenti, previa esauriente valutazione delle circostanze del singolo caso di specie.

124. Poiché tali decisioni presuppongono una complessa valutazione prognostica, va riconosciuto agli organi competenti un ampio margine discrezionale. Tuttavia, essi sono obbligati – così come richiede in generale l'art. 174, n. 3, CE per l'applicazione delle norme comunitarie in materia di ambiente – a fondarsi sui migliori dati scientifici e tecnici disponibili (45).

125. La prima questione va dunque risolta dichiarando che la direttiva sulla responsabilità ambientale consente:

– di soprassedere all'accertamento della causa del danno qualora non ci si possa attendere alcun risultato positivo da un'eventuale prosecuzione delle indagini, e

– di adottare misure d'urgenza prima della conclusione delle indagini.

f) Sulla responsabilità svincolata dall'esistenza di un dolo o di una colpa

126. Con la terza questione il giudice del rinvio desidera sapere, in sostanza, se la direttiva sulla responsabilità ambientale osti a una normativa nazionale che preveda una responsabilità per danno ambientale indipendentemente dalla sussistenza del requisito soggettivo del dolo o della colpa.

127. La direttiva sulla responsabilità ambientale conosce di per sé due tipi di responsabilità per danni all'ambiente. Da un lato, l'art. 3, n. 1, lett. a), prevede una responsabilità a carattere oggettivo, svincolata dal requisito della colpevolezza, per determinate attività connesse a particolari rischi. Dall'altro, alla lett. b) della medesima disposizione è prevista una responsabilità per determinati danni arrecati con dolo o con colpa, nell'esercizio di attività professionali di qualsiasi tipo, a specie e habitat naturali protetti.

128. Un'eventuale responsabilità del soggetto autore del danno svincolata dal requisito della colpevolezza e relativa ad attività ulteriori rispetto a quelle previste dall'art. 3, n. 1, lett. a), della direttiva sulla responsabilità ambientale perseguirebbe il medesimo orientamento di protezione ambientale e sarebbe conforme a tale direttiva. Infatti, quest'ultima, là dove presuppone il dolo o la colpa, introduce una restrizione al principio «chi inquina paga». Gli Stati membri devono avere la facoltà di rinunciare a tale restrizione adottando misure più severe. Infatti, dal punto di vista pratico, una responsabilità svincolata dalla colpevolezza determina in sostanza l'insorgere, in capo ai soggetti coinvolti, di più rigorosi obblighi di diligenza nei confronti dell'ambiente. Ciò vale non soltanto per i modelli di responsabilità previsti dalla direttiva, ma anche per eventuali regimi di responsabilità sussidiari adottati dagli Stati membri.

129. Dalle considerazioni sopra esposte consegue, relativamente alla terza questione nella causa C-378/08, che la direttiva sulla responsabilità ambientale non osta a norme che prevedano una responsabilità per danni all'ambiente svincolata dall'esistenza di un dolo o di una colpa.

2. Sulla rilevanza del principio «chi inquina paga» nell'ambito della direttiva quadro sui rifiuti

130. Indipendentemente dalla direttiva sulla responsabilità ambientale, le questioni riguardanti il principio «chi inquina paga» presentano rilevanza per le cause principali anche per il fatto che trova forse applicazione la direttiva quadro sui rifiuti (46).

131. La direttiva quadro sui rifiuti è divenuta applicabile soltanto a partire dal 1977 (47), e dunque anch'essa, con ogni probabilità, non trova applicazione a tutti gli inquinamenti che hanno portato ai danni ambientali oggetto dei procedimenti nazionali. Tuttavia, è possibile che nei 30 anni precedenti l'entrata in vigore della direttiva sulla responsabilità ambientale sia stata realizzata una percentuale dei danni ambientali di cui si discute sensibilmente più grande di quella prodottasi nei due anni successivi all'inizio della sua applicabilità. Nel presente caso, la questione se e in che misura la direttiva quadro sui rifiuti continui ad essere applicabile dopo l'entrata in vigore della direttiva sulla responsabilità ambientale e quali conseguenze future comporti la sua nuova formulazione (48), non è stata sollevata e neppure necessita di essere risolta.

132. La Corte ha già statuito che gli idrocarburi accidentalmente sversati nel terreno, nelle acque sotterranee o in mare, i quali non possano più essere utilizzati conformemente alla loro destinazione, debbono essere considerati rifiuti (49). Va del pari considerato quale rifiuto il terreno contaminato a seguito di uno sversamento accidentale di idrocarburi (50). È ragionevole ritenere che tali considerazioni possano valere anche per altre sostanze nocive.

133. Ai sensi dell'art. 4 della direttiva quadro sui rifiuti, i rifiuti devono essere recuperati o smaltiti senza pericolo per la salute dell'uomo e senza usare procedimenti o metodi che potrebbero recare pregiudizio all'ambiente. In molti casi, il recupero o lo smaltimento delle sostanze nocive da cui sono derivati i danni ambientali controversi, nonché quello del terreno contaminato, potranno già includere profili di riparazione del danno medesimo.

134. Ai sensi dell'art. 15 della direttiva quadro sui rifiuti, conformemente al principio «chi inquina paga», il costo dello smaltimento dei rifiuti deve essere sostenuto dal detentore che consegna i rifiuti ad un raccoglitore o ad un'impresa di smaltimento, e/o dai precedenti detentori o dal produttore del prodotto causa dei rifiuti. La responsabilità ai sensi della direttiva quadro sui rifiuti non presuppone l'esistenza di un dolo o di una colpa.

135. A differenza della disciplina sulla responsabilità ambientale, tale normativa non specifica quale dei detti soggetti sia tenuto a sopportare le spese per lo smaltimento dei rifiuti. Nondimeno la Corte ha affermato, in riferimento ad idrocarburi fuoriusciti da una stazione di servizio nell'esercizio della sua attività, che il soggetto responsabile per tale sversamento era in linea di principio il gestore della stazione di servizio nella sua veste di possessore e produttore di tali rifiuti (51). Nel caso di idrocarburi accidentalmente sversati in mare a seguito di avaria, il proprietario della nave che li ha trasportati ne è, di fatto, in possesso immediatamente prima che divengano rifiuti. Pertanto, in linea di principio, egli è responsabile per le spese di smaltimento (52).

136. È tuttavia ipotizzabile una responsabilità di altri soggetti qualora questi, in virtù di particolari circostanze, siano responsabili della produzione dei rifiuti (53).

137. Pertanto, numerosi elementi inducono a ritenere che, ai sensi della direttiva quadro sui rifiuti, nella fattispecie oggetto delle cause principali la responsabilità per lo smaltimento delle sostanze nocive spetti alle imprese nell'esercizio delle cui attività tali sostanze, fuoriuscendo dagli impianti di produzione, si sono sversate nell'ambiente.

138. In linea di principio, la possibilità di una disciplina difforme è ammessa dalla direttiva quadro sui rifiuti entro gli stessi limiti consentiti per la direttiva sulla responsabilità ambientale. Ciò vuol

dire che la responsabilità prioritaria dei soggetti chiamati a rispondere in prima battuta in base al principio «chi inquina paga» può sì essere integrata, ma non sostituita o sminuita. Per tale motivo, non è consentito neppure rinunciare senz'altro all'individuazione dei responsabili.

C – *Sulle questioni nelle cause C-379/08 e C-380/08*

139. Le questioni nelle cause C-379/08 e C-380/08 non riguardano la responsabilità in via di principio per danni all'ambiente, bensì la determinazione di misure di riparazione del danno ai sensi della direttiva sulla responsabilità ambientale. Poiché non può escludersi che per almeno una parte dei danni ambientali in questione trovi applicazione la direttiva (54), è necessario che la Corte si pronunci anche su tali questioni.

1. Sulla prima questione nelle cause C-379/08 e C-380/08 – Modifica di precedenti misure di riparazione

140. Con la prima questione, il giudice del rinvio desidera sapere se la direttiva sulla responsabilità ambientale osti a una normativa nazionale la quale consenta alla pubblica amministrazione di imporre misure di riparazione diverse e ulteriori da quelle precedentemente prescelte all'esito di una apposita istruttoria in contraddittorio, già approvate, realizzate e in corso di esecuzione.

141. La direttiva non contiene disposizioni espresse riguardanti la modifica di ingiunzioni di riparazione del danno già adottate. Gli artt. 7, n. 2, e 11, n. 2, affermano soltanto che l'autorità competente decide in merito alle misure di riparazione da adottare. Tale formulazione può essere pacificamente intesa nel senso da includervi misure di riparazione adottate a modifica di precedenti o in aggiunta a queste (55).

142. Tale interpretazione si impone già per il fatto che la valutazione dell'efficacia di misure di riparazione può variare durante o dopo la realizzazione di queste ultime. Sarebbe pertanto incompatibile con la finalità di un elevato livello di tutela dell'ambiente, e del resto anche potenzialmente sproporzionato, un eventuale obbligo di rimanere per sempre ancorati, senza possibilità di modifica, a misure di riparazione precedentemente ordinate, anche qualora la loro efficacia risultasse in progresso di tempo sempre più dubbia.

143. Poiché nella direttiva mancano pertinenti disposizioni in materia di modifica di misure di riparazione precedentemente imposte, spetta agli Stati membri disciplinare tale questione. Nel fare ciò, essi debbono tuttavia rispettare il quadro giuridico costituito dai pertinenti principi del diritto comunitario dei quali deve essere assicurato il rispetto nell'ambito della trasposizione e dell'applicazione di quest'ultimo (56), quali ad esempio la tutela del legittimo affidamento (57) o il principio di proporzionalità (58).

144. Conformemente a ciò, un legittimo affidamento quanto al mantenimento in vigore di misure di riparazione precedentemente disposte può sorgere nel caso in cui gli atti dell'autorità amministrativa abbiano ingenerato in capo ad un operatore economico prudente ed accorto fondate aspettative riguardo al fatto che le suddette misure non sarebbero più state modificate (59). Tuttavia, considerata l'incertezza esistente a livello scientifico in ordine alla riparazione dei danni ambientali, è presumibile che soltanto di rado possa insorgere un simile affidamento degno di tutela.

145. Il principio di proporzionalità impone che le misure di riparazione di danni ambientali non eccedano i limiti di quanto è idoneo e necessario per ripristinare l'ambiente. In tale contesto, qualora sia possibile una scelta tra più misure appropriate, si deve ricorrere alla meno restrittiva;

inoltre, gli inconvenienti in tal modo causati non devono essere sproporzionati rispetto agli scopi perseguiti (60).

146. Nella sua questione il giudice del rinvio sottolinea, in particolare, che le misure modificate hanno già avuto attuazione. Tale circostanza va senz'altro tenuta in considerazione nell'ambito della decisione sulla modifica delle misure, ma non vale necessariamente a escludere un'eventuale modifica. Invero, può ben risultare sproporzionato il fatto che le autorità competenti caduchino determinate misure di riparazione sostituendole con altre, senza che le nuove garantiscano migliori risultati. Tuttavia, qualora in sede di esecuzione di determinate misure di riparazione appaia che esse non sono sufficienti, deve essere possibile disporre misure modificative o aggiuntive, al fine di garantire il successo delle attività di riparazione del danno all'ambiente.

147. Riguardo alla prima questione, occorre dunque constatare che la direttiva sulla responsabilità ambientale non osta alla modifica di misure di riparazione già disposte, se e in quanto vengano rispettati i principi generali del diritto comunitario.

2. Sulla seconda questione nelle cause C-379/08 e C-380/08 – Rinuncia ad una verifica degli effetti

148. Stante quanto sopra illustrato, gli organi competenti certo possono, in linea di principio, modificare precedenti ingiunzioni di riparazione del danno; non è però chiaro a quali condizioni ciò sia possibile. Una parte di queste condizioni costituisce l'oggetto della seconda questione, volta a stabilire se gli organi competenti possano modificare d'autorità precedenti prescrizioni intese alla riparazione di danni ambientali e rinunciare a valutare le specifiche condizioni dei luoghi, i costi di attuazione in relazione ai benefici ragionevolmente prevedibili, i possibili o probabili danni collaterali e gli effetti avversi sulla salute e sulla sicurezza pubblica, nonché i tempi necessari alla realizzazione.

a) Sull'imposizione di prescrizioni in via autoritativa

149. Come sottolineato dall'ENI e a. e dalla ERG, l'art. 7, n. 1, della direttiva sulla responsabilità ambientale stabilisce che, in linea di principio, le misure di riparazione vengono proposte dagli operatori responsabili. La disposizione suddetta menziona espressamente, a titolo di eccezione, la facoltà per le autorità di adottare esse stesse le necessarie misure di riparazione [art. 6, n. 2, lett. e)], in particolare nel caso in cui non possa essere chiamato in causa l'operatore (art. 6, n. 3).

150. Ciò tuttavia non significa che le autorità debbano altrimenti attendere sempre e comunque le proposte degli operatori. In caso contrario, gli operatori potrebbero con la loro inerzia bloccare o comunque ostacolare la riparazione dei danni all'ambiente.

151. Conformemente a ciò, l'art. 6, n. 2, lett. b-d), della direttiva sulla responsabilità ambientale consente alle autorità di imporre all'operatore, *in qualsiasi momento*, di adottare misure di riparazione. Anche l'art. 11, n. 2, sottolinea che è l'autorità competente a stabilire le misure di riparazione da adottare. Secondo quanto espressamente enunciato dal ventiquattresimo 'considerando' della direttiva, tale decisione rientra nella sfera di discrezionalità delle autorità.

152. Vero è che l'art. 11, n. 2, della direttiva consente all'autorità di chiedere all'operatore interessato di effettuare la propria valutazione e di fornire tutte le informazioni e i dati necessari. Tuttavia, l'autorità non ha un obbligo di rivolgersi in tal senso all'operatore.

153. Pertanto, non consta l'esistenza di alcuna disposizione della direttiva sulla responsabilità ambientale che impedisca agli organi competenti di modificare d'autorità precedenti misure di riparazione del danno ambientale.

b) Sulla valutazione degli effetti

154. La valutazione degli effetti è prevista al punto 1.3.1. dell'allegato II. Accanto ad altri criteri, vengono contemplati anche i parametri di valutazione indicati dal giudice del rinvio nel suo quesito.

155. Ai sensi dell'art. 7, n. 2, e della frase introduttiva dell'allegato II della direttiva, tale allegato ha, in linea di principio, valore vincolante quanto alla determinazione delle misure di riparazione. Tuttavia, il punto 1.3.1. afferma soltanto che «dovrebbero» essere valutate le opzioni ragionevoli di riparazione. La proposta presentata dalla Commissione presupponeva ancora che tale valutazione avesse sempre luogo (61), ma il Consiglio ha fortemente rielaborato tale disciplina ed evitato, chiaramente in modo consapevole, una formulazione in termini cogenti (62).

156. Tuttavia, tale tecnica normativa non può essere intesa nel senso che le autorità competenti non debbano effettuare alcuna valutazione allorché scelgono le misure di riparazione. Piuttosto, qualsiasi decisione in proposito presuppone una valutazione delle diverse opzioni. Ciò viene chiarito in particolare dall'art. 7, n. 3, della direttiva sulla responsabilità ambientale, il quale stabilisce in forma cogente che, in presenza di una pluralità di danni, la scelta di quello da riparare in via prioritaria deve essere effettuata tenendo conto di determinati criteri. La scelta tra varie possibili misure di riparazione del danno presenta, in linea di principio, analoga natura.

157. In particolare, la valutazione deve essere effettuata tenendo conto anche del principio di proporzionalità (63) menzionato dall'ENI e a. Secondo la valutazione del legislatore comunitario, i criteri di cui all'allegato II, punto 1.3.1., della direttiva sulla responsabilità ambientale sono particolarmente idonei a favorire una decisione proporzionata in merito alle misure di riparazione da adottare. Tuttavia, tale disposizione conferisce un potere discrezionale nella scelta dei criteri di valutazione. Tale discrezionalità deve di norma essere esercitata utilizzando i criteri espressamente indicati; tuttavia, in presenza di giustificati motivi, le autorità competenti possono discostarsi in tutto o in parte da essi.

158. Si può ad esempio immaginare che occorra stabilire misure particolarmente urgenti, senza previamente effettuare una valutazione esaustiva ai sensi dell'allegato II, punto 1.3.1., della direttiva sulla responsabilità ambientale. Non si può neppure escludere che – a motivo, ad esempio, di particolari circostanze del caso di specie o di nuove cognizioni – intervengano nella scelta criteri di valutazione aggiuntivi.

159. In ogni caso, i criteri di valutazione utilizzati, il risultato della valutazione e i motivi della rinuncia a taluni dei criteri enunciati nell'allegato II, punto 1.3.1., della direttiva sulla responsabilità ambientale devono essere indicati nella motivazione della decisione riguardante le misure di riparazione. Infatti, l'art. 11, n. 4, esige, ai fini di un'efficace tutela dei diritti degli interessati, che le decisioni riguardanti le misure di riparazione siano «motivate con precisione». Tale motivazione è necessaria affinché i competenti giudici nazionali possano esercitare un controllo sulla decisione (64).

160. Poiché, secondo la domanda di pronuncia pregiudiziale, i ricorrenti nelle cause principali asseriscono di non essere stati ascoltati in merito alle controverse misure di riparazione, occorre altresì fare riferimento all'art. 7, n. 4, della direttiva sulla responsabilità ambientale. In base a tale

norma, l'autorità competente invita, in ogni caso, i soggetti sul cui terreno si dovrebbero effettuare le misure di riparazione a presentare le loro osservazioni, e le prende in considerazione.

161. Tuttavia, anche se eccezionalmente non fossero proprietari dei terreni ai sensi della norma suddetta, i soggetti tenuti alla riparazione del danno ambientale dovrebbero comunque essere sentiti. Infatti, la direttiva sulla responsabilità ambientale parte dal presupposto che tali soggetti di norma partecipano in forma ancora più intensa alla determinazione delle misure di riparazione. Ai sensi dell'art. 7, n. 1, essi devono individuare possibili soluzioni e presentare proposte. Qualora l'autorità competente deroghi a tale regola individuando essa stessa le misure da adottare, deve, prima di una decisione, quantomeno invitare i suddetti soggetti responsabili della riparazione del danno a presentare le proprie osservazioni.

162. La ENI e a. sottolinea giustamente che i sopra accennati requisiti procedurali valgono a maggior ragione per la modifica di misure di riparazione precedentemente ordinate. Se tali misure vengono inizialmente adottate sulla base di una valutazione esaustiva, la loro successiva modifica deve essere fondata su ragioni preponderanti rispetto alla valutazione originariamente compiuta. Ciò presuppone in particolare che le ragioni nuove siano basate su un analogo fondamento scientifico.

163. Tuttavia, l'onere connesso alla valutazione di una modifica di precedenti misure di riparazione può risultare ridotto già in virtù del fatto che importanti informazioni sono state raccolte in occasione della valutazione condotta per le misure disposte in origine. Non si può escludere che nuove informazioni a carattere relativamente limitato, raccolte ad esempio osservando gli effetti di misure di riparazione già messe in atto, rimettano in discussione i precedenti risultati e, insieme con le informazioni già note, impongano una rielaborazione delle attività di riparazione dei danni ambientali.

164. Occorre infine evidenziare che eventuali restrizioni incidenti sulla valutazione delle misure di riparazione, sulla motivazione della decisione in merito a misure siffatte e sull'audizione dell'operatore responsabile non possono costituire né «provvedimenti per una protezione ancora maggiore» ai sensi dell'art. 176 CE, né una «disposizione più severa» ai termini dell'art. 16 della direttiva sulla responsabilità ambientale. La rinuncia a tali adempimenti procedurali non sarebbe idonea a promuovere una più elevata tutela dell'ambiente, bensì costituirebbe un pericolo per quest'ultimo. La valutazione e l'audizione sono atti idonei a migliorare il complesso di informazioni a base della decisione sulle misure di riparazione. Per contro, l'esposizione dei motivi di una decisione configura una forma di autocontrollo (65). Qualora non si riesca a formulare motivazioni convincenti, appare opportuno procedere a un riesame della decisione.

c) Risposta alla seconda questione nelle cause C-379/08 e C-380/08

165. Alla luce di tali considerazioni, la direttiva sulla responsabilità ambientale non osta ad una normativa nazionale la quale consenta alla pubblica amministrazione di modificare, d'autorità, precedenti prescrizioni in materia di riparazione di danni ambientali. Ai fini di tale decisione, occorre di norma valutare le condizioni specifiche dei luoghi, i costi di attuazione in relazione ai benefici ragionevolmente prevedibili, i possibili o probabili danni collaterali ed effetti avversi sulla salute e la sicurezza pubblica, nonché i tempi necessari alla realizzazione. Tuttavia, in casi particolari, l'autorità competente può, nell'esercizio della discrezionalità di legge, soprassedere in tutto o in parte alla valutazione suddetta, qualora la decisione al riguardo venga adottata previa audizione degli interessati e sia accuratamente motivata.

3. Sulla terza questione nelle cause C-379/08 e C-380/08 – Collegamento tra misure di riparazione e utilizzo di aree

166. La terza questione nelle cause C-379/08 e C-380/08 concerne il collegamento tra misure di riparazione e utilizzo di aree. Il giudice del rinvio intende sapere se sia compatibile con la direttiva sulla responsabilità ambientale imporre misure di riparazione a modifica di precedenti quale condizione per l'autorizzazione all'uso legittimo di aree non direttamente interessate dalla bonifica, in quanto già bonificate o comunque non inquinate.

167. La direttiva sulla responsabilità ambientale concerne in via diretta l'utilizzo di terreni soltanto nella misura in cui tale utilizzo sia connesso a misure di prevenzione o riparazione. In particolare, le misure di prevenzione possono incidere direttamente sull'attività esercitata sulle aree, ad esempio qualora debbano essere rispettati valori limite. Non è neppure escluso che nell'ambito di misure di riparazione vengano stabilite le condizioni da rispettare per poter utilizzare superfici interessate dalla bonifica. Come chiarito dal governo italiano, occorre impedire eventuali conflitti tra le esigenze legate all'utilizzo delle aree e quelle connesse alla riparazione del danno. Inoltre, ad esempio, l'allegato II, punto 2, della direttiva sulla responsabilità ambientale chiarisce la necessità di adottare misure al fine di escludere pericoli connessi all'utilizzo che potrebbero derivare dall'inquinamento di un'area.

168. Simili prescrizioni devono rispettare i precetti della direttiva sulla responsabilità ambientale, e segnatamente gli adempimenti di natura procedurale già illustrati.

169. Invece, per il caso in cui – come suggeriscono le questioni pregiudiziali sollevate – le aree in questione non presentino (più) danni ambientali né costituiscano più fonte di danno, la direttiva non detta alcuna norma applicabile. Contrariamente alla opinione della ERG, non può in particolare desumersi dalla direttiva alcun divieto di dettare restrizioni all'utilizzo di superfici completamente bonificate. Al contrario: qualora restrizioni all'uso di tali superfici costituiscano un mezzo efficace e proporzionato per l'attuazione degli obblighi derivanti dalla direttiva sulla responsabilità ambientale, può risultare addirittura obbligatorio sotto il profilo del diritto comunitario imporre tali restrizioni (66).

170. Pertanto, la direttiva sulla responsabilità ambientale non osta a che vengano imposte misure di riparazione a modifica di precedenti quale condizione per l'autorizzazione all'uso legittimo di aree non direttamente interessate dalla bonifica, in quanto già bonificate o comunque non inquinate.

D – *Sulla quarta questione nella causa C-378/08 – Necessità di una pubblica gara*

1. Sulla ricevibilità

171. La Commissione manifesta forti dubbi in ordine alla ricevibilità della quarta questione nella causa C-378/08, in quanto il giudice nazionale non avrebbe sufficientemente chiarito il contesto di fatto e di diritto in cui tale questione si colloca.

172. In effetti, secondo una costante giurisprudenza della Corte, l'esigenza di giungere ad un'interpretazione del diritto comunitario che sia utile per il giudice nazionale impone che quest'ultimo definisca il contesto di fatto e di diritto in cui si inseriscono le questioni da esso sollevate o che esso spieghi almeno le ipotesi di fatto su cui tali questioni sono fondate (67).

173. La presente domanda di pronuncia pregiudiziale non soddisfa tali requisiti. Infatti, il giudice del rinvio indica soltanto che la Sviluppo Italia è stata incaricata, senza una procedura di gara pubblica, della progettazione e – in caso di inerzia delle imprese interessate – della successiva attuazione delle misure di riparazione, e che la detta società è un'impresa costituita dallo Stato e operante sul mercato.

174. Mancano indicazioni più precise riguardo all'affidamento dell'appalto. Non consta quando e in che forma l'appalto sia stato affidato, né quale sia il suo oggetto e il suo valore. Il giudice del rinvio si limita piuttosto a descrivere i lavori affidati in appalto in termini assai generici come «operazioni di rilevante impatto ambientale e di elevatissimo valore economico». Mancano inoltre indicazioni in ordine alla misura del controllo esercitato dallo Stato sulla Sviluppo Italia. Da ultimo, ma non meno importante, il giudice del rinvio omette di chiarire quali siano le norme di diritto italiano pertinenti riguardo all'affidamento dell'appalto.

175. Sulla base di tali indicazioni imprecise, la Corte di giustizia non può stabilire con esattezza quali siano le norme di diritto comunitario rilevanti ai fini della valutazione giuridica dell'avvenuto affidamento di appalto e, a maggior ragione, non può fornire un'interpretazione in relazione ai fatti oggetto del procedimento nazionale. Di conseguenza, le indicazioni contenute nell'ordinanza di rinvio pregiudiziale non consentono alla Corte di fornire al giudice nazionale un'interpretazione utile del diritto comunitario.

176. Pertanto, occorre a mio avviso dichiarare irricevibile la quarta questione.

2. Considerazioni aggiuntive riguardo alla soluzione del quesito

177. Malgrado quanto sopra chiarito, per il caso in cui la Corte ritenesse di trattenere in decisione la quarta questione pregiudiziale, mi permetto di fornire comunque, nell'ambito delle presenti conclusioni, alcune indicazioni riguardo al quadro normativo comunitario disciplinante l'affidamento di appalti pubblici, le quali possono facilitare al giudice nazionale la valutazione, sotto il profilo giuridico comunitario, dei fatti oggetto del procedimento principale.

178. Il giudice del rinvio si interroga in merito alla compatibilità con le direttive 2004/18, 93/37 e 89/665 di una normativa nazionale la quale consenta l'affidamento della realizzazione di misure di riparazione senza previo esperimento di una procedura di gara pubblica.

179. Come giustamente evidenziato dalla Commissione, la direttiva 89/665 non è rilevante ai fini della valutazione della questione se l'affidamento in appalto delle misure di riparazione sia stato effettuato in forma corretta sotto il profilo giuridico comunitario nell'ambito della fattispecie all'origine delle cause principali. Infatti, la direttiva 89/665 contiene unicamente norme procedurali in merito ai ricorsi diretti a contestare possibili violazioni di norme sugli appalti. Per contro, la direttiva 89/665 non contiene prescrizioni sostanziali applicabili alle procedure di affidamento.

180. Inoltre, giustamente la Commissione fa presente che la direttiva 93/37 non pare applicabile ratione temporis. Infatti, ai sensi del combinato disposto degli artt. 82 e 80, n. 1, della direttiva 2004/18, la direttiva 93/37 è stata abrogata con effetto dal 31 gennaio 2006. La direttiva 93/37 è stata sostituita dalla direttiva 2004/18 (68). Sebbene il giudice del rinvio non menzioni la data di affidamento dell'appalto alla Sviluppo Italia, occorre presumere, sulla base delle indicazioni contenute nell'ordinanza di rinvio, che tale affidamento abbia avuto luogo dopo il 31 gennaio 2006. Infatti, il progetto redatto dalla Sviluppo Italia – che prevede tra l'altro la costruzione di un'isola artificiale – sembra essere costituito da piani di data recente, sui quali è intervenuta una decisione per la prima volta in data 20 dicembre 2007.

181. Pertanto, il giudice nazionale dovrà anzitutto appurare se sussista la possibilità di un'applicazione della direttiva 2004/18. A tal fine occorre che venga in questione un «appalto pubblico» ai sensi dell'art. 1, n. 2, lett. a), di tale direttiva, e che quest'ultima sia suscettibile di applicazione sulla scorta delle norme di cui al capo II del suo titolo II. Le indicazioni fornite nella domanda di pronuncia pregiudiziale non sono sufficienti per acclarare tale punto. Il contesto

generale della presente fattispecie sembra tuttavia indicare che si tratti di appalti di servizi e di lavori eccedenti la soglia di rilevanza comunitaria. Ove ciò sia esatto, sarebbe stato necessario, in linea di principio, applicare la procedura di affidamento disciplinata dalla direttiva 2004/18. La necessità di tale procedura non viene necessariamente meno neppure nel caso in cui l'appalto di cui trattasi venga conferito a motivo del fatto che una parte prioritariamente obbligata all'esecuzione dei lavori non adempie tale suo obbligo («esecuzione in via sostitutiva»).

182. Tuttavia, il governo italiano sostiene che l'appalto in questione, costituendo un cosiddetto «affidamento in house», non ricade nell'ambito di applicazione della direttiva 2004/18. La Polimeri e a. si oppone a tale tesi.

183. Secondo la giurisprudenza della Corte, le norme comunitarie in materia di appalti non sono applicabili ai cosiddetti «affidamenti in house», dal momento che nell'ambito di tali operazioni non viene concluso un contratto tra due soggetti distinti. Sussiste un affidamento in house allorché vengono soddisfatti i due criteri che seguono. In primo luogo, l'amministrazione aggiudicatrice deve esercitare sull'organismo affidatario dell'appalto un controllo analogo a quello esercitato sui propri servizi. La partecipazione di un'impresa privata al capitale dell'organismo di cui trattasi ha l'effetto di escludere che l'amministrazione aggiudicatrice eserciti su quest'ultimo un controllo analogo a quello esercitato sui propri servizi. In secondo luogo, l'organismo affidatario deve realizzare la parte più importante della propria attività con l'amministrazione aggiudicatrice che lo controlla (69).

184. La Polimeri e a. sostiene che il capitale della Sviluppo Italia non è interamente detenuto dalla pubblica amministrazione e che la società suddetta non realizza la parte più importante delle proprie attività con la pubblica amministrazione. Tuttavia, in mancanza di corrispondenti indicazioni nella domanda di pronuncia pregiudiziale, la Corte non può accettare tali argomenti. Tale valutazione è riservata al giudice nazionale.

185. Qualora non sussista un'operazione di affidamento in house e anche per il resto non vi sia adito ad un'applicazione della direttiva 2004/18, un appalto può essere affidato senza pubblicazione di un bando di gara soltanto nei casi elencati all'art. 31 della direttiva stessa.

186. Nel presente caso, l'unica norma rilevante potrebbe essere l'art. 31, n. 1, lett. c), della direttiva 2004/18. Esso stabilisce che un appalto può essere affidato mediante procedura negoziata senza previa pubblicazione di un bando di gara, nella misura strettamente necessaria, quando l'estrema urgenza, risultante da eventi imprevedibili per le amministrazioni aggiudicatrici in questione, non consente di rispettare i termini previsti. Sembra però improbabile che la progettazione e l'esecuzione delle misure di riparazione siano divenute urgenti senza che l'amministrazione fosse in grado di prevederlo. In ultima analisi, l'inquinamento ambientale sussiste già da lungo tempo ed è addirittura già stato oggetto di altre misure di riparazione. Tuttavia, anche tale circostanza può in definitiva essere valutata soltanto dal giudice nazionale.

VI – **Conclusione**

187. Sulla base delle considerazioni sopra esposte, propongo alla Corte di risolvere le questioni sollevate nella causa C-378/08 dichiarando quanto segue:

1. La direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 21 aprile 2004, 2004/35/CE, sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, non si applica ai danni all'ambiente che siano stati causati da attività realizzate prima del 30 aprile 2007. Essa dunque non osta a norme nazionali disciplinanti la riparazione di tali danni.

2. La direttiva 2004/35 osta ad una responsabilità per danni ambientali indipendente da un contributo alla causazione dei medesimi soltanto se ed in quanto essa abbia l'effetto di elidere quella incombente a titolo prioritario sull'operatore che ha causato i danni in questione.

3. La direttiva 2004/35 consente:

– di soprassedere all'accertamento della causa del danno qualora non ci si possa attendere alcun risultato positivo da un'eventuale prosecuzione delle indagini, e

– di adottare misure d'urgenza prima della conclusione delle indagini.

4. La direttiva 2004/35 non osta a norme che prevedano una responsabilità per danni all'ambiente svincolata dall'esistenza di un dolo o di una colpa.

5. La quarta questione è irricevibile.

188. Le questioni nelle cause C-379/08 e C-380/08 dovrebbero essere risolte dalla Corte dichiarando quanto segue:

1. La direttiva 2004/35 non osta alla modifica di misure di riparazione già disposte, se e in quanto vengano rispettati i principi generali del diritto comunitario.

2. La direttiva 2004/35 non osta ad una normativa nazionale la quale consenta alla pubblica amministrazione di modificare, d'autorità, precedenti prescrizioni in materia di riparazione di danni ambientali. Ai fini di tale decisione, occorre di norma valutare le condizioni specifiche dei luoghi, i costi di attuazione in relazione ai benefici ragionevolmente prevedibili, i possibili o probabili danni collaterali ed effetti avversi sulla salute e la sicurezza pubblica, nonché i tempi necessari alla realizzazione. Tuttavia, in casi particolari, l'autorità competente può, nell'esercizio della discrezionalità di legge, soprassedere in tutto o in parte alla valutazione suddetta, qualora la decisione al riguardo venga adottata previa audizione degli interessati e sia accuratamente motivata.

3. La direttiva 2004/35 non osta a che vengano imposte misure di riparazione a modifica di precedenti quale condizione per l'autorizzazione all'uso legittimo di aree non direttamente interessate dalla bonifica, in quanto già bonificate o comunque non inquinate.

---

1 – Lingua originale: il tedesco.

---

2 – «Datemi un punto di appoggio e solleverò il mondo»: citazione tratta da Pappo di Alessandria, Collectionis quae supersunt, Voluminis 3, Tomus 1, edito da Friedrich Hultsch, 1878, pag. 1060 (consultabile alla pagina Internet http://gallica.bnf.fr/ark:/12148/bpt6k99429t.image.f62.pagination, visitata da ultimo il 2 settembre 2009).

---

3 – Oltre ai tre procedimenti oggetto delle presenti conclusioni, risultano pendenti dinanzi alla Corte due ulteriori procedimenti riguardanti tale zona contaminata, e precisamente quelli iscritti a ruolo con i numeri C-478/08 e C-479/08, Buzzi Unicem e a. (comunicazione in GU 2009, C 19, pagg. 14 e segg.).

---

4 – GU L 143, pag. 56.

---

5 – GU L 134, pag. 114.

---

6 – Nella domanda di pronuncia pregiudiziale il giudice del rinvio si interroga in realtà sulla compatibilità con la direttiva 93/97/CEE. Ciononostante, con tutta evidenza, la direttiva 93/97/CEE, che integra la direttiva 91/263/CEE del Consiglio per quanto attiene alle apparecchiature delle stazioni terrestri di comunicazione via satellite, non presenta alcuna rilevanza in rapporto alla causa principale, sicché deve ritenersi che si tratti di un errore di battitura e che il giudice nazionale volesse in realtà porre un quesito in merito alla compatibilità con la direttiva 93/37/CE.

7 – GU L 199, pag. 54.

8 – GU L 395, pag. 33.

9 – Sentenza 19 settembre 2006, causa C-506/04, Wilson (Racc. pag. I-8613, punto 34).

10 – V. sentenza 15 settembre 2005, causa C-495/03, Intermodal Transports (Racc. pag. I-8151, punto 33).

11 – Sentenze 24 settembre 1987, causa 37/86, Coenen (Racc. pag. 3589, punto 8), e 5 marzo 2009, causa C-350/07, Kattner Stahlbau (Racc. pag. I-1513, punto 24).

12 – Sentenze 13 novembre 2003, causa C-153/02, Neri (Racc. pag. I-13555, punti 34 e segg.); 29 aprile 2004, cause riunite C-482/01 e C-493/01, Orfanopoulos e Oliveri (Racc. pag. I-5257, punto 42), e 12 gennaio 2006, causa C-246/04, Turn- und Sportunion Waldburg (Racc. pag. I-589, punto 21).

13 – Sentenza 14 luglio 1994, causa C-379/92, Peralta (Racc. pag. I-3453, punti 57 e segg.).

14 – L'adozione da parte degli Stati membri di misure divergenti da quelle che la Comunità abbia adottato in materia giuridico-ambientale quantomeno anche sulla base dell'art. 95 CE, riceve una speciale disciplina ai paragrafi 4-6 di tale articolo.

15 – Sentenza 14 aprile 2005, causa C-6/03, Deponiezweckverband Eiterköpfe (Racc. pag. I-2753, punto 41).

16 – Sentenza Deponiezweckverband Eiterköpfe, cit. alla nota 15 (punto 52).

17 – All'udienza, la Polimeri e a. ha addirittura affermato che il danno è stato causato da inquinamenti verificatisi negli anni dal 1958 al 1979.

18 – V. i rimandi effettuati alla nota 12.

19 – V. la definizione di cui all'art. 2, punto 8, della direttiva sulla responsabilità ambientale, che qualifica come emissione «il rilascio nell'ambiente, a seguito dell'attività umana, di sostanze, preparati, organismi o microrganismi».

20 – V. sentenza del Bundesgerichtshof (Corte di cassazione) del 24 novembre 1976 (VIII ZR 137/75, *Neue Juristische Wochenschrift* 1977, pag. 379 [381]).

21 – Il Libro bianco della Commissione sulla responsabilità per danni all'ambiente [COM(2000) 66 def., del 9 febbraio 2000, pag. 14 e segg.) e la Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 23 gennaio 2002 sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale [COM(2002) 17 def., del 23 gennaio 2002, pagg. 17 e 24] rigettano esplicitamente la possibilità di un'applicazione retroattiva.

22 – Sentenze 25 gennaio 1979, causa 98/78, Racke (Racc. pag. 69, punto 20); 22 novembre 2001, causa C-110/97, Paesi Bassi/Consiglio (Racc. pag. I-8763, punto 151), e 29 aprile 2004, causa C-17/01, Sudholz (Racc. pag. I-4243, punto 33).

23 – Sentenze 5 dicembre 1973, causa 143/73, SOPAD (Racc. pag. 1433, punto 8); 10 luglio 1986, causa 270/84, Licata/CES (Racc. pag. 2305, punto 31); 2 ottobre 1997, causa C-122/96, Saldanha e MTS (Racc. pag. I-5325, punto 14); 29 gennaio 2002, causa C-162/00, Pokrzeptowicz-Meyer (Racc. pag. I-1049, punto 50), e 11 dicembre 2008, causa C-334/07 P, Commissione/Freistaat Sachsen (Racc. pag. I-9465, punto 43).

24 – Sentenze 16 maggio 1979, causa 84/78, Tomadini (Racc. pag. 1801, punto 21); 14 gennaio 1987, causa 278/84, Germania/Commissione (Racc. pag. 1, punto 36); 29 giugno 1999, causa C-60/98, Butterfly Music (Racc. pag. I-3939, punto 25), e Pokrzeptowicz-Meyer, cit. alla nota 23 (punto 55).

25 – V. il Libro bianco della Commissione, cit. alla nota 21 (pag. 11).

26 – V. infra, paragrafi 118 e segg.

27 – Al riguardo, v. le conclusioni da me presentate il 13 marzo 2008 nella causa C-188/07, Commune de Mesquer (Racc. pag. I-4501, paragrafo 120).

28 – V. le conclusioni presentate dall'avvocato generale Jacobs in data 30 aprile 2002 nella causa C-126/01, GEMO (Racc. pag. I-13769, paragrafo 66).

29 – V. punto 1 dell'allegato della Raccomandazione del Consiglio 3 marzo 1975, 75/436/Euratom, CECA, CEE, concernente l'imputazione dei costi e l'intervento dei pubblici poteri in materia di ambiente (GU L 194, pag. 94).

30 – V. le considerazioni da me svolte in merito alle funzioni del principio «chi inquina paga» nell'ambito delle conclusioni che ho presentato il 23 aprile 2009 nella causa C-254/08, Futura Immobiliare e a. (non ancora pubblicate nella Raccolta, paragrafi 30 e segg.).

31 – Direttiva del Consiglio 24 settembre 1996, 96/61/CE, sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento (GU L 257, pag. 26), codificata dalla direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 15 gennaio 2008, 2008/1/CE, sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento (GU L 24, pag. 8).

32 – Direttiva del Consiglio 21 maggio 1992, 92/43/CEE, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (GU L 206, pag. 7).

33 – Direttiva del Consiglio 2 aprile 1979, 79/409/CEE, concernente la conservazione degli uccelli selvatici (GU L 103, pag. 1).

34 – V. artt. 4, n. 4, 5, n. 3, e 6 bis, n. 4, della proposta del 16 aprile 2002, documento del Consiglio n. 7771/02, nonché l'art. 8, n. 4, della proposta del 7 maggio 2002, documento del Consiglio n. 8647/02.

35 – Questo è il termine che compare, in particolare, nelle versioni francese, italiana, spagnola, portoghese e romena della direttiva sulla responsabilità ambientale.

36 – Così si esprimono, segnatamente, le versioni tedesca e inglese.

37 – V. le mie conclusioni nella causa Futura Immobiliare e a. (citate alla nota 30, paragrafi 52 e segg., in particolare paragrafo 58).

38 – Libro bianco, cit. alla nota 21 (pag. 18).

39 – Art. 19, n. 2, della proposta, cit. alla nota 21 (pag. 46).

40 – V. infra, paragrafi 118 e segg.

41 – V. le mie conclusioni nelle cause Commune de Mesquer (citate alla nota 27, paragrafi 141 e segg.) e Futura Immobiliare e a. (citate alla nota 30, paragrafo 32).

42 – V. supra, paragrafo 100.

43 – V. la sentenza 16 luglio 2009, causa C-254/08, Futura Immobiliare e a. (non ancora pubblicata nella Raccolta, punto 56), e le conclusioni da me presentate in tale causa, cit. alla nota 30 (paragrafo 32).

44 – V. sentenza Deponiezweckverband Eiterköpfe, cit. alla nota 15 (punto 63).

45 – V. sentenze 28 giugno 2007, causa C-235/04, Commissione/Spagna (Racc. pag. I-5415, punto 25, in merito alle zone di protezione degli uccelli); 9 dicembre 2004, causa C-79/03, Commissione/Spagna (Racc. pag. I-11619, punto 41, in merito ai quantitativi di caccia), e 6 novembre 2008, causa C-405/07 P, Paesi Bassi/Commissione (Racc. pag. I-I-8301, punto 61, in ordine a misure della Commissione ai sensi dell'art. 95, nn. 5 e 6, CE).

46 – Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 5 aprile 2006, 2006/12/CE, relativa ai rifiuti (GU L 114, pag. 9). Questa direttiva codifica la direttiva del Consiglio 15 luglio 1975, 75/442/CEE, relativa ai rifiuti (GU L 194, pag. 39), e le sue successive modifiche.

47 – Nella versione di cui alla direttiva 75/442, che già conteneva, all'art. 11, una disciplina in merito alla responsabilità per i costi secondo il principio «chi inquina paga».

48 – Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 19 novembre 2008, 2008/98/CE, relativa ai rifiuti e che abroga alcune direttive (GU L 312, pag. 3). Ai sensi dell'art. 2, n. 1, lett. b), sono esclusi dall'ambito di applicazione della direttiva quadro sui rifiuti come riformulata i terreni (in situ), inclusi il suolo contaminato non escavato e gli edifici collegati permanentemente al terreno. Ai sensi dell'art. 41, la precedente direttiva quadro sui rifiuti è abrogata con effetto dal 12 dicembre 2010.

49 – Sentenze 7 settembre 2004, causa C-1/03, Van de Walle e a. (Racc. pag. I-7613, punti 47-50), e 24 giugno 2008, causa C-188/07, Commune de Mesquer (Racc. pag. I-4501, punti 57-59).

50 – Sentenza van de Walle, cit. alla nota 49 (punto 52).

51 – Sentenza van de Walle, cit. alla nota 49 (punto 59).

52 – Sentenza Commune de Mesquer, cit. alla nota 49 (punto 74).

53 – V. le sentenze van de Walle (punto 60) e Commune de Mesquer (punti 76 e segg.), cit. alla nota 49.

54 – V. supra, paragrafi 54 e segg. (in particolare, paragrafo 57).

55 – Da non confondersi con le «misure di riparazione complementari» che, ai sensi dell'allegato II, punto 1, lett. b), sono destinate a compensare la perdita di risorse e/o servizi naturali non ripristinabili.

56 – Sentenze 24 marzo 1994, causa C-2/92, Bostock (Racc. pag. I-955, punto 16); 18 maggio 2000, causa C-107/97, Rombi e Arkopharma (Racc. pag. I-3367, punto 65); 6 novembre 2003, causa C-101/01, Lindqvist (Racc. pag. I-12971, punto 87); 27 giugno 2006, causa C-540/03, Parlamento/Consiglio (Racc. pag. I-5769, punto 105), e 26 giugno 2007, causa C-305/05, Ordre des barreaux francophones et germanophone e a. (Racc. pag. I-5305, punto 28).

57 – Sentenze 3 dicembre 1998, causa C-381/97, Belgocodex (Racc. pag. I-8153, punto 26); 26 aprile 2005, causa C-376/02, Goed Wonen (Racc. pag. I-3445, punto 32), e 14 settembre 2006, cause riunite da C-181/04 a C-183/04, Elmeka (Racc. pag. I-8167, punto 31).

58 – Sentenze 17 dicembre 1970, causa 25/70, Köster, Berodt & Co. (Racc. pag. 1161, punti 21 e segg.); 18 novembre 1987, causa 137/85, Maizena e a. (Racc. pag. 4587, punto 15); 13 novembre 1990, causa C-331/88, Fedesa e a. (Racc. pag. I-4023, punto 13); 7 settembre 2006, causa C-310/04, Spagna/Consiglio (Racc. pag. I-7285, punto 97), e 17 gennaio 2008, cause riunite C-37/06 e C-58/06, Viamex Agrar Handel (Racc. pag. I-69, punto 33).

59 – Sentenza Elmeka, cit. alla nota 57 (punto 32).

60 – V., in tal senso, le sentenze, cit. alla nota 58, Köster, Berodt & Co. (punti 28 e 32), Fedesa e a. (punto 13) e Viamex Agrar Handel (punto 35), nonché le sentenze 11 luglio 1989, causa 265/87, Schräder HS Kraftfutter (Racc. pag. 2237, punto 21), e 12 luglio 2001, causa C-189/01, Jippes e a. (Racc. pag. I-5689, punto 81).

61 – V. allegato II, punto 3.2.1. della proposta della Commissione (cit. alla nota 21).

62 – Ciò sembra essersi verificato per la prima volta nella versione dell'allegato II, punto 1.3.1., di cui al documento del Consiglio 6191/03 del 13 febbraio 2003.

63 – V. supra, paragrafo 145.

64 – V. sentenze 15 ottobre 1987, causa 222/86, Heylens e a. (Racc. pag. 4097, punto 15); 15 febbraio 2007, causa C-239/05, BVBA Management, Training en Consultancy (Racc. pag. I-1455, punto 36), e 30 aprile 2009, causa C-75/08, Mellor (Racc. pag. I-3799, punto 59 con ulteriori rimandi).

65 – V. le conclusioni da me presentate il 13 dicembre 2007 nella causa C-413/06 P, Bertelsmann e Sony Corporation of America/Impala (Racc. pag. I-4951, paragrafo 97), e il 22 gennaio 2009 nella causa C-75/08, Mellor (Racc. pag. I-3799, paragrafo 32).

66 – V. ad esempio sentenza 3 maggio 2005, cause riunite C-387/02, C-391/02 e C-403/02, Berlusconi e a. (Racc. pag. I-3565, punto 65 con ulteriori rimandi).

67 – Sentenza 26 gennaio 1993, cause riunite da C-320/90 a C-322/90, Telemarsicabruzzo e a. (Racc. pag. I-393, punto 6); ordinanze 19 marzo 1993, causa C-157/92, Banchero (Racc. pag. I-1085, punto 4); 30 aprile 1998, cause riunite C-128/97 e C-137/97, Testa e Modesti (Racc. pag. I-2181, punto 5); 28 giugno 2000, causa C-116/00, Laguillaumie (Racc. pag. I-4979, punto 15), e 8 ottobre 2002, causa C-190/02, Viacom (Racc. pag. I-8287, punto 15); sentenze 9 settembre 2004, causa C-72/03, Carbonati Apuani (Racc. pag. I-8027, punto 10); 17 febbraio 2005, causa C-134/03, Viacom Outdoor (Racc. pag. I-1167, punto 22); 6 dicembre 2005, cause riunite C-453/03, C-11/04, C-12/04 e C-194/04, ABNA e a. (Racc. pag. I-10423, punto 45); 14 dicembre 2006, causa C-217/05, Confederación Española de Empresarios de Estaciones de Servicio (Racc. pag. I-11987, punto 26), e 2 aprile 2009, causa C-260/07, Pedro IV Servicios (Racc. pag. I-2437, punto 29).

68 – V. il primo 'considerando' della direttiva 2004/18/CE.

69 – In merito a questi due presupposti, v. le sentenze 18 novembre 1999, causa C-107/98, Teckal (Racc. pag. I-8121, punto 50); 11 gennaio 2005, causa C-26/03, Stadt Halle e RPL Lochau (Racc. pag. I-1, punto 49); 13 gennaio 2005, causa C-84/03, Commissione/Spagna (Racc. pag. I-139, punto 38); 11 maggio 2006, causa C-340/04, Carbotermo e Consorzio Alisei (Racc. pag. I-4137, punto 33), e 9 giugno 2009, causa C-480/06, Commissione/Germania (non ancora pubblicata nella Raccolta, punto 34).

DOTTRINA

Istituto Affari Internazionali

DOCUMENTI IAI 12 | 07 – dicembre 2012

ISSN 2280-6164

Sull'energia l'Europa si muove

Valeria Termini

Abstract

Una rivoluzione tecnologica sta cambiando il mondo dell'energia. In discussione è la capacità dell'Europa di cogliere le opportunità aperte in termini di sviluppo industriale, sicurezza degli approvvigionamenti, diversificazione delle fonti, miglioramento dell'impatto ambientale e crescita economica, che già si prospettano per gli Stati Uniti dopo la crescita straordinaria dello *shale* gas e dei mercati del gas liquefatto. La maggior parte dei commentatori attribuisce infatti all'Europa una debolezza strutturale e comportamenti conservativi e inerziali che costituirebbero ostacoli insormontabili a questi sviluppi. In direzione opposta, l'autrice identifica numerosi tasselli di cambiamento che, se ricomposti in uno scenario dinamico delineato da nuove regole, nuovi fondamentali e nuovi meccanismi di formazione dei prezzi, mostrano che l'Europa sta reagendo nei mercati energetici alla rottura degli equilibri consolidati nei decenni trascorsi. L'esito di questa dinamica non è scontato e si delineano i rischi di una transizione complessa.

Parole chiave: *Energia / Stati Uniti / Shale gas / Unione europea / Gas naturale liquefatto (Gnl)*

© 2012 IAI

Sull'energia l'Europa si muove

di Valeria Termini*

Una rivoluzione tecnologica sta cambiando il mondo dell'energia. Le considerazioni di Alberto Clò[1] sul forte impatto economico e geopolitico dell'estrazione di idrocarburi non convenzionali (*shale gas* e *shale oil*) negli Stati Uniti sono del tutto condivisibili; danno conto dei cambiamenti straordinari che possiamo attenderci, forse anche da una nuova politica energetica di Obama.

Resta da chiedersi se l'Europa saprà trarre vantaggio da questo processo o se, come ipotizzano alcuni, questa rivoluzione renderà ancor più profondo il divario tra le due regioni, di fronte ad un'Europa inerte e conservativa. La risposta non è affatto scontata. Qualche mese fa il *Wall Street Journal*[2], come molti commentatori americani, attribuiva all'Europa una debolezza strutturale che non le avrebbe consentito di usufruire delle opportunità aperte con la rivoluzione dello *shale* gas in termini di sviluppo industriale, competitività, sicurezza di approvvigionamento energetico, diversificazione delle fonti, miglioramento dell'impatto ambientale, persino di crescita economica, come invece si prospettava per gli Stati Uniti.

È possibile essere ben più ottimisti, pur riconoscendo i problemi e gli interrogativi aperti da una difficile transizione dopo la rottura, ormai già consumata, del modello di mercato energetico che per decenni ha dominato lo scenario europeo. Molto dipenderà naturalmente dalla percezione dei cambiamenti in corso e dalla dinamica di sistema che riusciranno ad avere governo, regolatori e imprese della filiera energetica europea.

1. Fondamentali nel mercato del gas

I tasselli del nuovo scenario sono riconducibili a tre fronti. La prima discontinuità riguarda i nuovi fondamentali nel mercato del gas. Tradizionalmente la domanda di gas ha un andamento correlato alla crescita economica, e infatti si è abbattuta nella crisi recente[3]. Oggi invece nuovi elementi strutturali attribuiscono al gas, il meno inquinante

Documento preparato per l'Istituto affari internazionali (IAI). Altra versione pubblicata in *AffarInternazionali*, 11 dicembre 2012, http://www.affarinternazionali.it/articolo.asp?ID=2204.

* Valeria Termini è professore ordinario di Economia politica all'Università degli studi Roma Tre, componente del collegio dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Aeeg), e membro del Board of Regulators dell'Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (Acer).

[1] Alberto Clò, "La rivoluzione energetica che allontana Usa e Ue", in *AffarInternazionali*, 22 novembre 2012, http://www.affarinternazionali.it/articolo.asp?ID=2186.

[2] Alan Riley, "Europe Can't Ignore Shale Gas", in *The Wall Street Journal*, 22 febbraio 2012, http://online.wsj.com/article/SB10001424052970204909104577234830507450266.html.

[3] Nel 2011 la crescita dei consumi di gas (+2,2% a livello globale) è risultata inferiore alla media in tutte le regioni, ad eccezione del Nord America. Il maggior calo è stato registrato nell'Unione europea (-9,9%). Vedi British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy 2012*, June 2012, p. 4, http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481.

© *Istituto Affari Internazionali*

tra i combustibili fossili, un nuovo ruolo in Europa e ne cambiano in prospettiva il peso relativo tra le fonti. Le politiche per il contenimento delle emissioni di anidride carbonica (CO_2), la graduale *exit strategy* dal nucleare, il ruolo di *backup* svolto oggi dal gas per le energie rinnovabili caratterizzate da una produzione naturalmente intermittente e, da ultimo, la consistente riduzione del prezzo del gas sui mercati spot che ne favorisce l'uso per la produzione elettrica, fanno prevedere all'Agenzia internazionale dell'energia (Aie) una crescita importante nella domanda di gas dell'Unione europea nei prossimi due decenni, sia pure al netto degli effetti della crisi economica[4]. Anche per questo il ruolo del gas assume una valenza strategica nuova negli equilibri dell'Unione europea.

Sul fronte dell'offerta la rottura col passato è più profonda per l'Europa, che importa oltre il 60% dei propri consumi di gas. All'aumento del gas disponibile per la raggiunta indipendenza energetica americana, si aggiunge un nuovo elemento dirompente, lo sviluppo del mercato del gas naturale liquefatto (Gnl) che arriva al mercato europeo trasportato per mare nei grandi *tankers* criogenici ed è destinato a modificare profondamente la struttura dell'industria del gas. Il trasporto per nave, infatti, con lo sviluppo di una nuova filiera del Gnl, offre un'alternativa al tradizionale oligopolio dei gasdotti e ha già introdotto elementi di concorrenza in un mercato, come quello europeo, caratterizzato da una forte dipendenza dall'estero e dal potere di mercato di un ristretto numero di produttori - Russia, Algeria, Libia e pochi altri - che fino ad oggi lo hanno rifornito sotto il vincolo fisico e commerciale dei gasdotti transnazionali. Tra il 2008 e il 2012, a fronte di importazioni nette dell'Ue stabili (250 miliardi di metri cubi), la quota di Gnl è cresciuta del 15%, da 50 a 87 miliardi di metri cubi[5].

Un ulteriore elemento di rottura col passato è poi rappresentato dalla crescita dei mercati spot, stimolata dall'aumento del differenziale tra il prezzo del petrolio, cui sono indicizzati i contratti di lungo periodo di approvvigionamento del gas via tubo (*take or pay*) e il prezzo spot del gas venduto negli *hub* europei, fortemente ridotto a seguito della rivoluzione dello *shale gas* americano e della crescente penetrazione del Gnl. In soli due anni, il peso dei contratti *take or pay* nel portafoglio degli importatori europei è sceso dal 79% al 69%, compensato dall'aumento dei contratti spot dal 21% al 31%, mentre la proporzione del gas scambiato sugli *hub* è salita dall'8% al 58% tra il 2006 e il 2011[6].

E' significativo dunque l'impatto del cambiamento che già si rileva sul mercato energetico europeo, anche se è difficile immaginare che nel breve periodo si sviluppi una produzione interna di *shale* gas, nonostante la presenza di riserve consistenti in Francia, Polonia e Ucraina: la densità abitativa del territorio europeo e la stringente normativa europea di protezione ambientale sono ostacoli obiettivi allo sviluppo di una produzione locale.

[4] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2012*, November 2012, http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012.
[5] International Energy Agency (IEA), *Natural Gas Information 2012*, August 2012, http://www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=614; *Global LNG Info*, http://www.globallnginfo.com.
[6] International Energy Agency (IEA), *Medium Term Gas Market Report 2012*, June 2012, http://www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=427.

© *Istituto Affari Internazionali*

Ma saranno sufficienti i volumi di gas a consentire all'Europa una reale diversificazione delle fonti e ai nuovi *hub* di sviluppare una liquidità adeguata? Conoscendo l'impegno del Qatar nella produzione di Gnl[7], l'interrogativo principale riguarda ancora la politica americana: raggiunta l'indipendenza energetica, gli Stati Uniti esporteranno gas? Interessi contrastanti emergono su questo fronte, poiché le esportazioni farebbero lievitare il prezzo interno del gas, crollato un anno fa a 2 dollari per milione di *British thermal unit* (Btu) e oggi risalito intorno ai 3,5 dollari ancora assai distante dai 16 dollari del mercato Lng in Asia e dai 10 dollari del mercato spot europeo[8].

Da un lato è indubbio che un prezzo del gas così basso porti benefici importanti a settori di base - acciaio e chimica in particolare - che stanno riavviando la produzione interna con evidenti ricadute positive sulla crescita e l'occupazione. Dall'altro è comprensibile che diversi attori esercitino pressioni per un'apertura del mercato: sia imprese della filiera del gas e produttori - per i quali il prezzo attuale è troppo basso per consentire gli investimenti ingenti necessari - sia, tra gli altri, diverse imprese della filiera del trasporto per nave e del *refining* e molti interlocutori politici del presidente Obama (come la *Brookings Institution*), favorevoli ad un nuovo ruolo economico per il governo degli Stati Uniti nella costruzione di una rete di supporto attraverso l'offerta di gas a paesi alleati[9].

L'esito di queste diverse pressioni non è scontato, ma molti segnali sono favorevoli ad uno scenario di esportazione. L'allargamento del canale di Panama, che consentirà il trasporto del gas da una costa all'altra e poi verso il Pacifico e l'Europa, sarà concluso per il 2014; su entrambe le coste alcuni impianti di rigassificazione - predisposti per l'importazione di Gnl - sono oggi in corso di trasformazione per consentire flussi in senso contrario, di esportazione, mentre in Asia e in Europa si intensificano i progetti di costruzione di nuovi rigassificatori. Delle 15 richieste di autorizzazione a esportare finora una è stata concessa alla Cheniere Energy per il progetto Sabine Pass[10]. Si tratta di un processo avviato, che prenderà del tempo, consentendo gradualmente alle esportazioni di bilanciare il mercato interno del gas statunitense, scosso dalla rivoluzione tecnologica. E' verosimile ritenere che il volume offerto sarà crescente e l'Europa un significativo mercato di sbocco.

[7] Global LNG, *Global LNG Info*, http://www.globallnginfo.com.

[8] Platts; World Gas Intelligence; US Energy Information Administration (EIA), *Natural Gas*, http://www.eia.gov/naturalgas.

[9] Charles K. Ebinger, Kevin Massy and Govinda Avasarala, *Liquid Markets: Assessing the Case for U.S. Exports of Liquefied Natural Gas*, Washington, Brookings Institution, May 2012, p. 45-47, http://www.brookings.edu/research/reports/2012/05/02-lng-exports-ebinger.

[10] Cheniere Energy Partners, *FERC Approves the Sabine Pass Liquefaction Project*, 16 April 2012, http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=207560&p=irol-newsArticle&ID=1683623. Un elenco delle altre richieste è disponibile nel sito della US Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Si veda *Proposed/Potential North American LNG Import/Export Terminals*, http://ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng.asp. Vedi anche James Henderson, *The Potential Impact of North American LNG Exports*, Oxford, Oxford Institute for Energy Studies, October 2012 (Working Papers NG 68), http://www.oxfordenergy.org/2012/10/the-potential-impact-of-north-american-lng-exports.

2. Dilemmi europei: regole e comportamenti

Il secondo tassello riguarda il cambiamento di regole e comportamenti nel mercato europeo. L'insieme di regole introdotte dall'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (Acer) dell'Unione europea[11] è destinato a creare un cambiamento dirompente nel mercato dell'energia dell'Ue, la cui portata non è stata ancora del tutto percepita. Le nuove regole approvate dall'Acer introducono, tra l'altro, meccanismi che aprono alla concorrenza la capacità di trasporto transfrontaliero del gas tra paesi membri, e ridimensionano il controllo sulla domanda locale, tradizionalmente svolta dai grandi intermediari degli stati membri e di fatto abbattono le frontiere interne all'Unione. Concorrono così, nei fatti, a costruire quel mercato unico dell'energia che la Commissione auspica da ormai 17 anni e che il Consiglio europeo ha deliberato di completare entro il 2014[12]. Alle nuove regole si stanno associando nuovi investimenti per sviluppare le infrastrutture che connetteranno le diverse parti dell'Unione, portando il gas da paesi diversi[13].

Il modello che si sta delineando è quello di un mercato dell'energia più flessibile. Il concetto stesso di sicurezza energetica si va modificando, basandosi più sulla flessibilità, sull'apertura degli snodi transfrontalieri, sulla capacità di compensazione reciproca tra gli stati membri e sulla diversificazione dei paesi esportatori, che sui rapporti bilaterali tra le grandi imprese nazionali e pochi grandi produttori. Il dilemma istituzionale risiede nella necessità di bilanciare due opposte esigenze nella transizione verso un nuovo modello: da un lato quella di aprire gli stati membri all'offerta dei mercati spot, più vantaggiosa, dall'altro quella di garantire stabilità di lungo periodo agli investitori per finanziare le infrastrutture che sono necessarie ad aprire il mercato europeo ad altre fonti.

3. Riposizionamento delle imprese europee

Il terzo tassello, forse il più problematico, riguarda la capacità delle imprese europee di ridefinire il proprio perimetro di azione nella filiera dell'industria del gas. Una parte importante di esse - il c.d. *midstream*, più legato ai tradizionali contratti a lungo termine indicizzati al petrolio - sta soffrendo una importante compressione dei margini di profitto, se non rilevanti perdite[14]. Alcuni tra questi operatori stanno rinegoziando con

[11] Per informazioni specifiche si veda il sito dell'ACER - http://www.acer.europa.eu - e in particolare le pagine relative alle linee guida (*Framework Guidelines*, FG) sui meccanismi di allocazione della capacità di trasporto transfrontaliero, approvate nell'agosto 2011, e a quelle sul bilanciamento, approvate nell'ottobre 2011.

[12] Conclusioni del Consiglio europeo del 4 febbraio 2011 (EUCO 2/1/11 REV 1), http://register.consilium.europa.eu/pdf/it/11/st00/st00002-re01.it11.pdf. Si veda anche la comunicazione della Commissione europea: *Rendere efficace il mercato interno dell'energia* (COM(2012)663 final), 15 novembre 2012, http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2012:0663:FIN:IT:PDF.

[13] Si veda al riguardo il regolamento del Parlamento e del Consiglio europeo sulle infrastrutture energetiche di interesse comune, in corso di approvazione: *Proposta di regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee che abroga la decisione n. 1364/2006/CE* (COM(2011) 658 definitivo), 19 ottobre 2011, http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0658:FIN:IT:PDF.

[14] Si veda ad esempio A.T. Kearney, *The Future of European Gas Supply*, 2011, http://www.atkearney.it/images/italy/pdf/the%20future%20of%20the%20european%20gas%20supply.pdf.

© *Istituto Affari Internazionali*

successo i propri contratti: il nuovo prezzo spot del gas che si contratta negli *hub* europei ha giocato un ruolo importante dando agli importatori un punto di riferimento competitivo e forza negoziale, permettendo loro di contrapporsi, e spesso di vincere, negli arbitrati con Gazprom per rinegoziare i prezzi assai più elevati dei contratti *take or pay* tradizionalmente indicizzati al petrolio. Il frequente ricorso agli arbitrati ha provocato reazioni da parte del produttore russo, che vede ridimensionarsi lo straordinario margine di extra-profitto maturato nei decenni trascorsi. La stessa Gazprom è inoltre oggetto di un'indagine aperta lo scorso 4 settembre dalla Direzione generale per la Concorrenza della Commissione europea e volta ad accertare se la società stia ostacolando la concorrenza nei mercati del gas dell'Europa centro-orientale[15]. È significativo che l'utile netto di Gazprom si sia ridotto del 33,4% nel primo semestre del 2012 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, scendendo a 3,73 mld di euro, e del 50% nel secondo semestre e che il valore delle azioni della società si sia contratto da 199 a 140 rubli tra marzo e dicembre 2012[16]. Infine vi sono soggetti che riescono a trarre (extra)profitti da questa nuova situazione, acquistando gas a pronti a prezzi bassi e rivendendolo al prezzo regolato che ancora risente del peso dei prezzi indicizzati al petrolio.

I cambiamenti strutturali in atto stanno portando a un processo di *distruzione creativa*, come lo avrebbe definito Schumpeter[17], cui le imprese europee sono chiamate a rispondere. La possibilità dell'Europa di trarre beneficio dal cambiamento in termini di crescita e di indipendenza dipenderà dalla loro capacità imprenditoriale e dalla lungimiranza di governi e regolatori nel garantire una transizione ordinata a questo imprevisto processo di cambiamenti strutturali.

Conclusioni

La rivoluzione dello *shale* gas americano e lo sviluppo del trasporto via nave del Gnl trovano dunque un mercato europeo in forte cambiamento, potenzialmente pronto a cogliere la spinta propulsiva che proviene da quei mutamenti esterni.

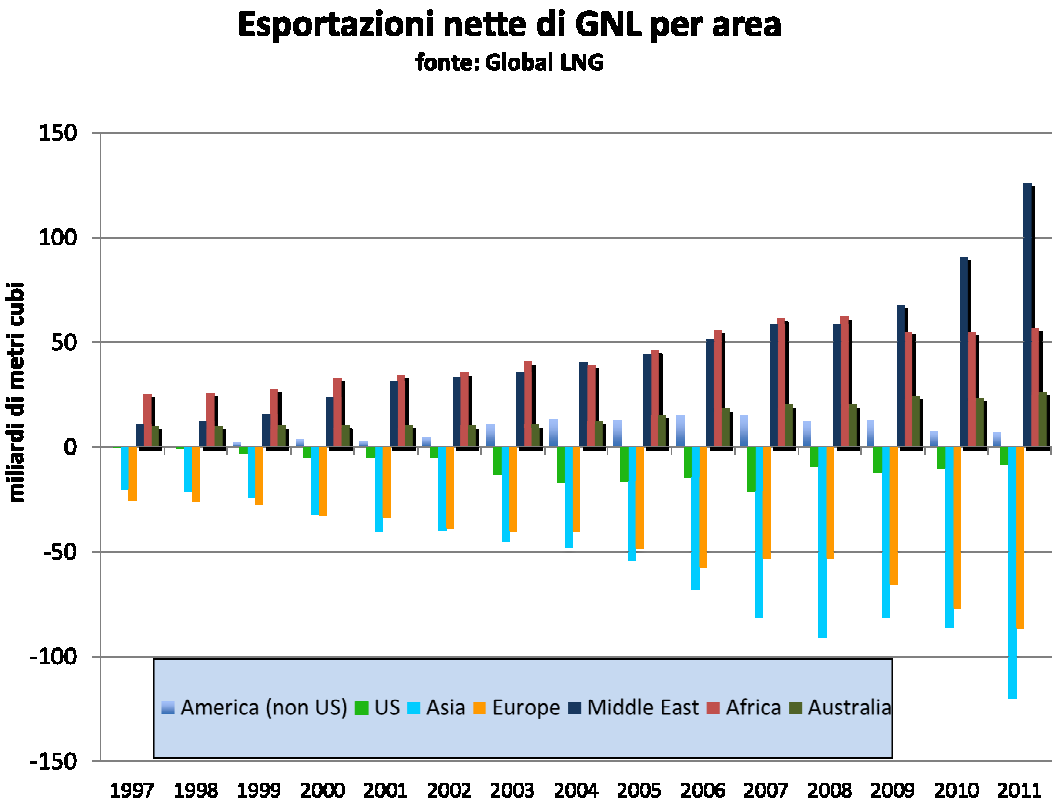
Certo, problemi complessi si aprono ora per affrontare con gradualità una transizione non facile. Gli operatori del mercato europeo si trovano ad affrontare nuovi rischi e nuove incertezze. Questi derivano dalla volatilità dei prezzi spot - che richiederanno solidi strumenti di copertura finanziaria - e da una diversa articolazione degli anelli della catena industriale, in cui per *shipper* e intermediari si stanno con difficoltà definendo nuovi ruoli e si sta aprendo la prospettiva di agire in nuovi mercati per ricostruire margini di profitto intaccati dal repentino cambiamento di prezzi, volumi e modalità contrattuali. La dinamica innestata ha introdotto una rottura inarrestabile in un equilibrio consolidato da decenni, nel quale due esigenze opposte devono oggi trovare un ragionevole equilibrio: da un lato quella di aprire anche il mercato europeo ai flussi di gas (spot e a lungo termine) che consentiranno di diversificare le fonti di approvvigionamento, dall'altro l'esigenza altrettanto essenziale di mitigare le condizioni

[15] Case No. 39816: Upstream gas supplies in Central and Eastern Europe, http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=1_39816.
[16] Gazprom, *Share price graph*, http://www.gazprom.com/investors/stock/stocks.
[17] Joseph A. Schumpeter, *Capitalismo, socialismo e democrazia*, Milano, ETAS, 2001.

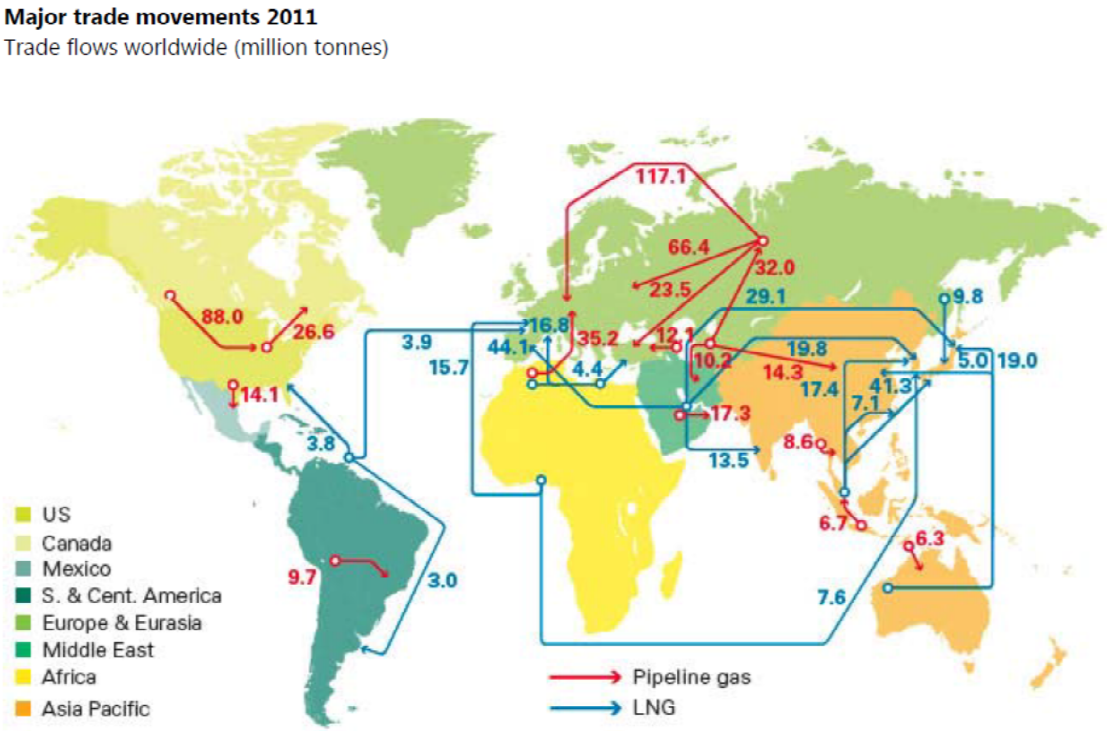
di incertezza che questo sviluppo comporta, garantendo condizioni di stabilità e coerenza delle regole per consentire il finanziamento degli investimenti di lunghissimo periodo richiesti dal sistema. La scommessa non è facile, quello che è certo è che, di fronte allo sconvolgimento del mercato del gas sul mercato mondiale, l'Europa oggi non è ferma.

Aggiornamento: 21 dicembre 2012

© Istituto Affari Internazionali



Fonte: *Global LNG Info*, http://www.globallnginfo.com.



Fonte: British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy 2012*, June 2012, http://www.bp.com/extendedsectiongenericarticle.do?categoryId=9041232&contentId=7075237.

Ultimi Documenti IAI

12 | 06 N. Frandi, L'Unione europea e la creazione di una zona libera da armi di distruzione di massa in Medio Oriente

12 | 05 S. Forte e A. Marrone (a cura di), L'Italia e le missioni internazionali

12 | 04 F. Di Camillo e V. Miranda (a cura di), L'Unione europea e la politica di sicurezza e di difesa comune: elementi

12 | 03 A. Colombo e E. Greco, L'Italia e la trasformazione dello scenario internazionale

12 | 02e B. Nascimbene, The "Push-back Policy" Struck Down Without Appeal? The European Court of Human Rights in *Hirsi Jamaa and Others v. Italy*

12 | 02 B. Nascimbene, Condanna senza appello della "politica dei respingimenti"? La sentenza della Corte europea dei diritti dell'uomo *Hirsi e altri c. Italia*

12 | 01 A. Marrone, Forza NEC e la trasformazione delle Forze Armate italiane

11 | 15e M.C. Paciello, The Arab Spring: Socio-economic Challenges and Opportunities. Report Summary

11 | 15 M.C. Paciello, La primavera araba: sfide e opportunità economiche e sociali. Sintesi del rapporto

11 | 14 M. Haubrich-Seco, Re-thinking Western Policies in Light of the Arab Uprising. Report of the Transatlantic Security Symposium 2011

11 | 13 E. Alessandri and R. Matarazzo, Hanging Between Hope and Fear: Italians at the Heart of International Crisis

11 | 12 N. Ronzitti, Quale legittimità per le operazioni Nato e italiane in Libia?

Istituto Affari Internazionali
Via Angelo Brunetti, 9 00186 Roma
Tel.: +39/06/3224360 Fax: + 39/06/3224363
E-mail: **iai@iai.it** - website: **http://www.iai.it**
Per ordini: **iai_library@iai.it**

L'Istituto

L'Istituto Affari Internazionali (IAI), fondato nel 1965 su iniziativa di Altiero Spinelli, svolge studi nel campo della politica estera, dell'economia e della sicurezza internazionali. Ente senza scopo di lucro, lo IAI mira a promuovere la conoscenza dei problemi attraverso ricerche, conferenze e pubblicazioni. A questo scopo collabora con istituti, università, fondazioni di altri paesi, partecipando a diverse reti internazionali.
I principali settori di ricerca sono le istituzioni e le politiche dell'Unione Europea, la politica estera italiana, le tendenze dell'economia globale e i processi di internazionalizzazione dell'Italia, il Mediterraneo e il Medio Oriente, l'economia e la politica della difesa, i rapporti transatlantici.
Lo IAI pubblica una rivista trimestrale in lingua inglese (The International Spectator), una online in italiano (AffarInternazionali), due collane monografiche (Quaderni IAI e IAI Research Papers) e un annuario sulla politica estera italiana (La politica estera dell'Italia).

ESPERIENZE ESTERE

parere n. 2 del 20/02/08

Comunicato del governo del Regno Unito ai sensi della direttiva 94/22/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi (Testo rilevante ai fini del SEE)

Pubblicato su: GU C 47 del 20.2.2008, pagg. 22-24 (BG, ES, CS, DA, DE, ET, EL, EN, FR, IT, LV, LT, HU, MT, NL, PL, PT, RO, SK, SL, FI, SV)
Fonte: Ufficio delle pubblicazioni ufficiali delle Comunità Europee - © CELEX

Comunicato del governo del Regno Unito ai sensi della direttiva 94/22/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi
(Testo rilevante ai fini del SEE)
(2008/C 47/07)
Annuncio della 24a tornata di concessione, da parte del Regno Unito, di licenze di esplorazione off-shore di **PETROLIO** e gas
Ministero delle attività economiche e delle riforme regolamentari
The Petroleum Act 1998
Tornata di concessione di licenze di esplorazione off-shore
1. Il ministro delle attività economiche e delle riforme regolamentari (Secretary of State for Business, Enterprise and regulatory Reform) invita le persone interessate a presentare domanda di licenza di coltivazione di idrocarburi in mare per una determinata superficie della piattaforma continentale britannica.
2. Tale invito riguarda i blocchi e le parti di blocchi indicati su mappe depositate presso il ministero delle attività economiche e delle riforme regolamentari (BERR). Queste mappe possono essere consultate su appuntamento [tel. (44-207) 215 50 32] dal lunedì al venerdì tra le 9.15 e le 16.45 nel corso del periodo previsto dal presente comunicato.
3. Maggiori informazioni sull'offerta, ivi compresi gli elenchi e le mappe della superficie interessata dal presente invito nonché

le istruzioni riguardanti le licenze, le clausole che figureranno in tali licenze e le modalità di presentazione della domanda sono disponibili sul sito web dell'EDU (Energy development unit - Unità di sviluppo dell'energia) (cfr. di seguito).
4. Tutte le domande saranno esaminate sulla base delle disposizioni dei Hydrocarbons Licensing Directive Regulations 1995 (S.I. 1995, n. 1434) e in funzione della costante necessità di effettuare ricerche rapide, approfondite, efficaci e sicure per individuare le risorse di **PETROLIO** e di gas del Regno Unito nonché tenendo in debito conto gli aspetti ambientali.
Domande di "licenze tradizionali" e di "licenze frontiera"
5. Le candidature saranno valutate sulla base dei criteri seguenti:
a) la sostenibilità finanziaria e la capacità finanziaria del richiedente per portare a compimento le attività autorizzate nell'ambito della licenza nel corso del periodo iniziale, ivi compreso il programma di lavoro presentato per valutare il potenziale effettivo dell'area situata nel blocco o nei blocchi oggetto della domanda;
b) la capacità tecnica del richiedente di realizzare le attività autorizzate nell'ambito della licenza nel periodo iniziale, ivi compresa la determinazione del potenziale di produzione di idrocarburi nel blocco o nei blocchi oggetto della domanda. La capacità tecnica sarà valutata in parte in funzione della qualità dell'analisi effettuata del o dei blocchi oggetto della domanda;
c) il modo in cui il richiedente intende realizzare le attività autorizzate dalla licenza, in particolare la qualità del programma di lavoro presentato per valutare il potenziale effettivo dell'area oggetto della domanda;
d) quando il richiedente è o è stato titolare di una licenza accordata nell'ambito del Petroleum Act 1998 o considerata tale, eventuali inefficienze o carenze del senso di responsabilità dimostrate dal richiedente nel corso delle operazioni svolte nell'ambito di tale licenza.
6. L'operatore proposto all'interno di ciascun gruppo di richiedenti (comprese le imprese che presentano domanda a titolo individuale) deve presentare una dichiarazione che attesti la politica generale in materia ambientale da esso perseguita ai fini della realizzazione delle attività in mare oggetto di un'autorizzazione.
7. Per quanto riguarda le domande di "licenze tradizionali" e di "licenze frontiera", il ministro le concederà solo se è disposto

ad approvare nel contempo la scelta dell'operatore effettuata dal richiedente. Prima di approvare un operatore, il ministro deve accertarsi che l'operatore proposto sia in grado di pianificare e gestire operazioni di perforazione in termini di organico, esperienza e formazione del personale, procedure e metodologie proposte, struttura del management, interfacce con i contraenti e strategia aziendale generale. Nell'esaminare la candidatura dell'operatore proposto, il ministro terrà conto sia delle nuove informazioni contenute nella domanda sia delle precedenti esperienze del candidato in qualità di operatore, nel Regno Unito e all'estero.

Domande di "licenze di promozione"

8. Le candidature saranno valutate sulla base dei seguenti criteri:

a) la sostenibilità finanziaria del richiedente;

b) la capacità tecnica del richiedente di realizzare le attività autorizzate nell'ambito della licenza nei primi due anni, ivi compresa la determinazione del potenziale di produzione di idrocarburi nel blocco o nei blocchi oggetto della domanda. La capacità tecnica sarà valutata in parte sulla base della qualità dell'analisi effettuata del o dei blocchi oggetto della domanda;

c) la qualità dell'approccio del richiedente per reperire le risorse finanziarie e tecniche supplementari che potrebbero risultare necessarie per svolgere la parte essenziale del programma di lavoro del secondo biennio del periodo iniziale;

d) quando il richiedente è o è stato titolare di una licenza accordata nell'ambito del Petroleum Act 1998 o considerata tale, eventuali inefficienze o carenze del senso di responsabilità dimostrate dal richiedente nel corso delle operazioni svolte nell'ambito di tale licenza.

9. Le "licenze di promozione" scadono dopo due anni qualora il licenziatario non abbia dimostrato al BERR la propria capacità tecnica e finanziaria di portare a compimento il programma di lavoro del periodo iniziale, il che comprende l'impegno fermo di perforare almeno un pozzo o di portare a compimento un'attività equivalente. Il programma di lavoro del periodo iniziale deve essere portato a termine entro quattro anni.

10. Per ulteriori informazioni sulle istruzioni di cui sopra, relative al presente invito, consultare il sito web dell'Energy Development Unit - Unità di sviluppo dell'energia (EDU): http://www.og.berr.gov.uk/

Licenze

11. Qualora il ministro decida di assegnare una licenza a seguito del presente invito, l'offerta ha luogo entro dodici mesi dalla data del presente avviso.
12. Il ministro declina qualsiasi responsabilità per le eventuali spese sostenute dal richiedente al momento in cui ha previsto di presentare o ha effettivamente presentato la domanda.
Valutazione ambientale
13. Il BERR ha svolto una valutazione ambientale strategica di tutta l'area oggetto dell'offerta secondo i criteri fissati dalla direttiva 2001/42/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente. Il risultato della valutazione può essere consultato sul sito web dell'Energy Development Unit - Unità di sviluppo dell'energia (EDU):
http://www.og.berr.gov.uk/
14. Le licenze da concedere in virtù del presente invito saranno rilasciate soltanto se a) non vi è un impatto significativo sulle zone speciali di conservazione (ZSC) né sulle zone di protezione speciale (ZPS) oppure se b) da un'adeguata valutazione in base alle direttive "habitat" e "uccelli selvatici" si desume che non vi saranno effetti negativi sulle suddette ZSC e ZPS.
15. Amministrazione responsabile del rilascio delle licenze: Energy Development Unit (EDU), Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform, 1 Victoria Street, London SW1H 0ET, United Kingdom [tel. (44-207) 215 50 32, fax (44-207) 215 50 70].
Sito web dell'Energy Development Unit - Unità di sviluppo dell'energia (EDU) web: http://www.og.berr.gov.uk/
---------- <BR< p>
Versione PDF

(c) 2002-2005 www.infoleges.it - Note legali e Condizioni d'uso

http://www.loc.gov/lawweb/servlet/lloc_news?disp3_l205403543_text

Poland: Draft Proposals Completed on Hydrocarbon Tax Law and Amendment to Geology and Mining Law

To link to this article, copy this persistent link:
http://www.loc.gov/lawweb/servlet/lloc_news?disp3_l205403543_text

(Apr 08, 2013) It was reported on March 3, 2013, that Poland's Ministry of Finance had completed a draft hydrocarbon taxation proposal. The proposal sets forth tax rates for natural gas and oil extraction. It stipulates that extractive industries will be subject to an overall tax rate of 39% on extractions from shale deposits and a rate of 41.92% for extractions from conventional deposits. (*Poland Announces Draft Hydrocarbon Taxation Bill* (Mar. 3, 2013).)

The proposal calls for a 6% royalty tax on conventional oil extraction; a 1.5% levy on non-conventional gas extraction; and a 3% levy on conventional natural gas and on non-conventional (shale) oil extraction. The taxation scheme is aimed at being competitive with rates imposed in other countries; for example, Norway has an extraction tax rate of 68%, and the United Kingdom has a rate of 62%. The Ministry is aiming for the law to enter into force in 2015. (*Id.*; *Draft of Hydrocarbon-Extraction Tax Law Complete*, WARSAW BUSINESS JOURNAL (Mar. 4, 2013).)

At about the same time that the draft hydrocarbon tax proposal was completed, Poland's Ministry of Environment put forward a draft proposal to amend the Geology and Mining Law and eight other laws. This proposal was published for public comment until March 18, 2013. (*Poland: Draft of New Hydrocarbons Bill Finally Released* (Feb. 16, 2013); Ustawa z dnia …. o zmianie ustawy - Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw [The Act of .... Amending the Law - the Geology and Mining Law and Some Other Laws] [this was the draft proposal for public comment], (Feb. 15, 2013), Ministry of the Environment of the Republic of Poland website.) It seems that originally the government had envisaged the drafting of a new hydrocarbons law jointly by the Ministries of Finance and Environment, but that this idea was abandoned. (*Poland: Draft of New Hydrocarbons Bill Finally Released, supra*.)

Some features of the draft proposal on amendment of the Geology and Mining Law and other laws are:

Licensing

- reduction of concession types from three to one and issuance of all new concessions by tenders;
- retention of priority for existing exploration concession holders in obtaining access to production licenses, for a two-year period after the date of approval of the geological documentation; and
- permissibility of the creation of partnerships by companies in order to share mining rights and obligations. (*Poland: Draft of New Hydrocarbons Bill Finally Released*, *supra*.)

National Energy Minerals Operator (Narodowy Operator Kopalin Energetycznych, or NOKE, a 100% state-owned company created by the state-owned bank BGK and the National Fund for Environmental Protection and Water Management)

- representation of the state interest by NOKE, as a minority shareholder (5%) in exploratory and production operations; and

- creation of a Generations Fund, which from 2019 will invest oil and gas production profits to support R&D, science, and education, as well as pension and health systems. (*Id*.)

Environment

- simplification of procedures, clarification of requirements, and general diminishing of the regulatory burden in connection with mining operations and the environment;
- drilling of wells up to five kilometers deep during the exploratory phase of operations without the application of full environmental assessment procedures;
- faster and cheaper obtaining of environmental impact assessment reports, with such reports required only for a drilling site of two square kilometers (under existing regulations, reports must include the concession's entire acreage);
- elimination of the obligation to obtain separate environmental impact permission in order to deepen exploration wells or change drilling schedules;
- modernization of systems for monitoring and controlling concession holders; and
- establishment of a new condition for environmental groups wishing to take part in the environmental impact assessment process, such that only an organization established at least 12 months prior to the date when the process starts will be allowed to participate. (*Id*.)

Impact on Communities

- guarantee of an increased share of profits from the mining operations for regions and districts and fourfold growth in revenues for local communities; and
- requirement that companies establish websites and publish on the Internet "full information concerning their activities." (*Id*.)

Taxation

- stipulation that the overall tax burden on oil and gas extraction not exceed 40% of the gross profit of the companies; and
- determination of taxes to be based on the value of the extracted raw material, at a rate of 5% for gas extraction, 10% for oil, and 25% for other hydrocarbons. *(Poland Could See Billions from Hydrocarbon Tax*, WARSAW BUSINESS JOURNAL (Mar. 27, 2013).)

The proposed amendments are expected to be sent to the parliament by the end of June. (*Id*.) According to the Ministry of the Environment, the "new legal framework will pave the way for rapid development of exploration and mining, particularly of shale gas, help increase the gas production and the number of jobs in the sector, while also protecting the environment and guaranteeing benefits for the nation." (*Poland: Draft of New Hydrocarbons Bill Finally Released*, NATURAL GAS EUROPE (Feb. 16, 2013).)

Author: Wendy Zeldin More by this author

Le 18 juillet 2011

JORF n°0162 du 14 juillet 2011

Texte n°2

LOI

LOI n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique (1)

NOR: DEVX1109929L

L'Assemblée nationale et le Sénat ont adopté,

Le Président de la République promulgue la loi dont la teneur suit :

Article 1

En application de la Charte de l'environnement de 2004 et du principe d'action préventive et de correction prévu à l'article L. 110-1 du code de l'environnement, l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche sont interdites sur le territoire national.

Article 2

Il est créé une Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux.

Elle a notamment pour objet d'évaluer les risques envionnementaux liés aux techniques de fracturation hydraulique ou aux techniques alternatives.

Elle émet un avis public sur les conditions de mise en œuvre des expérimentations, réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public, prévues à l'article 4.

Cette commission réunit un député et un sénateur, désignés par les présidents de leurs assemblées respectives, des représentants de l'Etat, des collectivités territoriales, des associations, des salariés et des employeurs des entreprises concernées. Sa composition, ses missions et ses modalités de fonctionnement sont précisées par décret en Conseil d'Etat.

Article 3

I. — Dans un délai de deux mois à compter de la promulgation de la présente loi, les titulaires de permis exclusifs de recherches de mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux remettent à l'autorité administrative qui a délivré les permis un rapport précisant les techniques employées ou envisagées dans le cadre de leurs activités de recherches. L'autorité administrative rend ce rapport public.

II. — Si les titulaires des permis n'ont pas remis le rapport prescrit au I ou si le rapport mentionne le recours, effectif ou éventuel, à des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche, les permis exclusifs de recherches concernés sont abrogés.

III. — Dans un délai de trois mois à compter de la promulgation de la présente loi, l'autorité administrative publie au Journal officiel la liste des permis exclusifs de recherches abrogés.

IV. — Le fait de procéder à un forage suivi de fracturation hydraulique de la roche sans l'avoir déclaré à l'autorité administrative dans le rapport prévu au I est puni d'un an d'emprisonnement et de 75 000 € d'amende.

Article 4

Le Gouvernement remet annuellement un rapport au Parlement sur l'évolution des techniques d'exploration et d'exploitation et la connaissance du sous-sol français, européen et international en matière d'hydrocarbures liquides ou gazeux, sur les conditions de mise en œuvre d'expérimentations réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public, sur les travaux de la Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation créée par l'article 2, sur la conformité du cadre législatif et réglementaire à la Charte de l'environnement de 2004 dans le domaine minier et sur les adaptations législatives ou réglementaires envisagées au regard des éléments communiqués dans ce rapport.

La présente loi sera exécutée comme loi de l'Etat.

Fait à Paris, le 13 juillet 2011.

Nicolas Sarkozy

Par le Président de la République :

Le Premier ministre,
François Fillon
La ministre de l'écologie,
du développement durable,
des transports et du logement,
Nathalie Kosciusko-Morizet
Le ministre de l'économie,
des finances et de l'industrie,
François Baroin

Le ministre de l'enseignement supérieur
et de la recherche,
Laurent Wauquiez
Le ministre auprès du ministre de l'économie,
des finances et de l'industrie,
chargé de l'industrie,
de l'énergie et de l'économie numérique,
Eric Besson

(1) Travaux préparatoires : loi n° 2011-835. Assemblée nationale : Proposition de loi n° 3301 ; Rapport de MM. Jean-Paul Chanteguet et Michel Havard, au nom de la commission du développement durable, n° 3392 ; Discussion le 10 mai 2011 et adoption, après engagement de la procédure accélérée, le 11 mai 2011 (TA n° 658). Sénat : Proposition de loi, adoptée par l'Assemblée nationale, n° 510 (2010-2011) ; Rapport de M. Michel Houel, au nom de la commission de l'économie, n° 556 (2010-2011) ; Texte de la commission n° 557 (2010-2011) ; Discussion les 1er et 9 juin 2011 et adoption le 9 juin 2011 (TA n° 140, 2010-2011). Assemblée nationale : Proposition de loi, modifiée par le Sénat, n° 3525 ; Rapport de M. Michel Havard, au nom de la commission mixte paritaire, n° 3537 ; Discussion et adoption le 21 juin 2011 (TA n° 691). Sénat : Rapport de M. Michel Houel, au nom de la commission mixte paritaire, n° 640 (2010-2011) ; Texte de la commission n° 641 (2010-2011) ; Discussion et adoption le 30 juin 2011 (TA n° 155, 2010-2011).

Codice minerario

Article L111-1
Créé par Ordonnance n°2011-91 du 20 janvier 2011 - art. Annexe

Relèvent du régime légal des mines les gîtes renfermés dans le sein de la terre ou existant à la surface connus pour contenir les substances minérales ou fossiles suivantes :
1° De la houille, du lignite, ou d'autres combustibles fossiles, la tourbe exceptée, des bitumes, des hydrocarbures liquides ou gazeux, du graphite, du diamant ;
2° Des sels de sodium et de potassium à l'état solide ou en dissolution, à l'exception de ceux contenus dans les eaux salées utilisées à des fins thérapeutiques ou de loisirs ;
3° De l'alun, des sulfates autres que les sulfates alcalino-terreux ;
4° De la bauxite, de la fluorine ;
5° Du fer, du cobalt, du nickel, du chrome, du manganèse, du vanadium, du titane, du zirconium, du molybdène, du tungstène, de l'hafnium, du rhénium ;
6° Du cuivre, du plomb, du zinc, du cadmium, du germanium, de l'étain, de l'indium ;
7° Du cérium, du scandium et autres éléments des terres rares ;
8° Du niobium, du tantale ;
9° Du mercure, de l'argent, de l'or, du platine, des métaux de la mine du platine ;
10° De l'hélium, du lithium, du rubidium, du césium, du radium, du thorium, de l'uranium et autres éléments radioactifs ;
11° Du soufre, du sélénium, du tellure ;
12° De l'arsenic, de l'antimoine, du bismuth ;
13° Du gaz carbonique, à l'exception du gaz naturellement contenu dans les eaux qui sont ou qui viendraient à être utilisées pour l'alimentation humaine ou à des fins thérapeutiques ;
14° Des phosphates ;
15° Du béryllium, du gallium, du thallium.

Article L111-2
Créé par Ordonnance n°2011-91 du 20 janvier 2011 - art. Annexe

Eu égard à leur utilisation dans l'économie, des substances qui relèvent en vertu du principe énoncé à l'article L. 100-2 du régime légal des carrières peuvent être ajoutées aux substances de mine énumérées à l'article L. 111-1, dans les conditions prévues à l'article L. 312-1.

Disponibile anche al seguente indirizzo: http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/

Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities

Last amended by Act **24 June 2011 No 38**.

Last translated November 23th 2012.

CONTENTS

Chapter 1 Introductory provisions.

- Section 1-1 The right to subsea petroleum deposits and resource management
- Section 1-2 Resource management
- Section 1-3 Requirements relating to licence etc.
- Section 1-4 Scope of application.
- Section 1-5 Other Norwegian law.
- Section 1-6 Definitions.

Chapter 2 Exploration licence.

- Section 2-1 Granting of exploration licence etc.
- Section 2-2 The area covered by the exploration licence.

Chapter 3 Production licence etc.

- Section 3-1 Opening of new areas.
- Section 3-2 Division of the continental shelf.
- Section 3-3 Production licence.
- Section 3-4 Agreements with a view to applying for a production licence.
- Section 3-5 Announcement and granting of a licence.
- Section 3-6 State participation.
- Section 3-7 Operator
- Section 3-8 Work obligation.
- Section 3-9 The duration of a production licence etc.
- Section 3-10 Dividing the area of a production licence.
- Section 3-11 Right for others to exploration.
- Section 3-12 Right for others to place facilities etc.
- Section 3-13 Natural resources other than petroleum resources etc.
- Section 3-14 Relinquishment of areas.
- Section 3-15 Surrender of a production licence.

Chapter 4 Production etc. of petroleum.

- Section 4-1 Prudent production.
- Section 4-2 Plan for development and operation of petroleum deposits.
- Section 4-3 Specific licence to install and to operate facilities for transport and utilisation of petroleum
- Section 4-4 Stipulation of production schedule etc.
- Section 4-5 Postponement of exploration drilling and development
- Section 4-6 Preparation, commencement and continuation of production.
- Section 4-7 Joint petroleum activities.
- Section 4-8 Use of facilities by others.
- Section 4-9 Extended operator responsibility for the overall operation of upstream pipeline network etc.
- Section 4-10 Area fee, production fee etc.
- Section 4-11 Landing of petroleum.
- Section 4-12 Supplies to cover national requirements.
- Section 4-13 Supplies in the event of war, threat of war etc.

Chapter 5 Cessation of petroleum activities.

- Section 5-1 Decommissioning plan.
- Section 5-2 Notification of termination of use.
- Section 5-3 Decision relating to disposal
- Section 5-4 Liability.
- Section 5-5 Encumbrances.
- Section 5-6 Takeover by the State.

Chapter 6 Registration and mortgaging.

- Section 6-1 Registration of licences.
- Section 6-2 Mortgaging of licences.
- Section 6-3 Scope of the mortgage.
- Section 6-4 The rights of the mortgagee etc.

Chapter 7 Liability for pollution damage.

- Section 7-1 Definition.
- Section 7-2 Scope and applicable law.
- Section 7-3 The liable party and the extent of liability.
- Section 7-4 Channelling of liability.
- Section 7-5 Recourse.
- Section 7-6 Petroleum activities without a licence.
- Section 7-7 Public announcement. Preclusive notice.
- Section 7-8 Legal venue.

Chapter 8 Special rules relating to compensation to Norwegian fishermen

- Section 8-1 Scope of application and definitions.
- Section 8-2 Occupation of a fishing area.
- Section 8-3 Pollution and waste.
- Section 8-4 Joint and several liability.
- Section 8-5 Facility etc. causing damage.
- Section 8-6 Commissions etc.

Chapter 9 Special requirements to safety.

- Section 9-1 Safety.
- Section 9-2 Emergency preparedness.
- Section 9-3. Emergency preparedness against deliberate attacks.
- Section 9-4 Safety zones etc.
- Section 9-5 Suspension of the petroleum activities etc.
- Section 9-6 Requirements to safety documentation.
- Section 9-7 Qualifications.

Chapter 10 General provisions.

- Section 10-1 Requirements to prudent petroleum activities.
- Section 10-2 Management of the petroleum activities, bases etc.
- Section 10-3 Regulatory supervision of the petroleum activities. Section 10-4 Material and information concerning the petroleum activities.
- Section 10-5 Agreements between affiliated companies.
- Section 10-6 Obligation to comply with the Act and to see to it thatprovisions are complied with.
- Section 10-7 Security.
- Section 10-8 Responsibility for commitments.
- Section 10-9 Liability for damage caused.
- Section 10-10 Commission of inquiry.

- Section 10-11 Training.
- Section 10-12 Transfer etc.
- Section 10-13 Revocation.
- Section 10-14 Consequences of revocation, surrender of rights or lapse for other reasons.
- Section 10-15 Immunity etc. for civil servants of other states.
- Section 10-16 Enforcement measures.
- Section 10-17 Penal provisions.
- Section 10-18 Authority to issue regulations and stipulate conditions.

Chapter 11 management of the state direct financial interest.

- Section 11-1 The State's participation in petroleum activities.
- Section 11-2 Management company.
- Section 11-3 The State's responsibility for the company.
- Section 11-4 Raising of loans etc.
- Section 11-5 The relationship to company law.
- Section 11-6 Duties of the Board of Directors.
- Section 11-7 Duty of submission of the Board of Directors.
- Section 11-8 Annual report and annual accounts.
- Section 11-9 The relationship to provisions of the Public Administration Act etc.
- Section 11-10 Instructions. Supplementary provisions.

Chapter 12 Entry into force and amendment of laws.

- Section 12-1 Entry into force etc.
- Section 12-2 Repeal and amendment of acts.

Chapter 1
Introductory provisions

Section 1-1
The right to subsea petroleum deposits and resource management

The Norwegian State has the proprietary right to subsea petroleum deposits and the exclusive right to resource management.

Section 1-2
Resource management

Resource management is executed by the King in accordance with the provisions of this Act and decisions made by the Storting (Parliament).

Resource management of petroleum resources shall be carried out in a long-term perspective for the benefit of the Norwegian society as a whole. In this regard the resource management shall provide revenues to the country and shall contribute to ensuring welfare, employment and an improved environment, as well as to the strengthening of Norwegian trade and industry and industrial development, and at the same time take due regard to regional and local policy considerations and other activities.

Section 1-3
Requirements relating to licence etc.

None other than the State may conduct petroleum activities without the licences, approvals and consents required pursuant to this Act. Provisions otherwise in the Act and regulations issued pursuant to the Act shall apply to such activities insofar as they are appropriate.

Section 1-4
Scope of application

This Act applies to petroleum activities in connection with subsea petroleum deposits under Norwegian jurisdiction. The Act also applies to petroleum activities inside and outside the realm and the Norwegian continental shelf to the extent such application follows from international law or from agreement with a foreign state.

The Act shall apply to utilisation of produced petroleum that takes place on Norwegian land territory or seabed subject to private property rights only when such utilisation is necessary to or constitutes an integrated part of production or transportation of petroleum.

When a pipeline located in Norwegian internal waters, in Norwegian territorial sea or the continental shelf starts outside Norwegian jurisdiction, the King may, to the extent this follows from international law, decide which provisions of this Act shall apply to such pipeline with associated equipment.

As regards liability for pollution damage according to Chapter 7 and damage arisen as a result of pollution and waste according to Chapter 8, the special provisions laid down in those chapters shall apply.

The Act does not apply to Svalbard, including its internal waters and territorial sea.

The King may issue regulations to supplement or delimit the provisions of this Section, i.a. with regard to what utilisation is considered necessary to or constitutes an integrated part of production or transportation of petroleum as mentioned in the second paragraph. In case of doubt, the King may decide whether a facility or an activity shall be comprised by the Act or not.

Section 1-5
Other Norwegian law

Norwegian law other than this Act, including provisions relating to licences, consents or approvals required according to the legislation, shall also be applicable to petroleum activities. This applies unless otherwise warranted by an Act, a decision by the King, international law or agreement with a foreign state.

Notwithstanding the above, other Norwegian law shall not apply to mobile facilities under foreign flag other than those that are permanently placed, unless otherwise stipulated by an Act or by a decision made by the King in Council.

Section 1-6
Definitions

In this Act the following definitions shall apply:

a) petroleum, all liquid and gaseous hydrocarbons existing in their natural state in the subsoil, as well as other substances produced in association with such hydrocarbons.

b) petroleum deposit, an accumulation of petroleum in a geological unit, limited by rock characteristics by structural or stratigraphic boundaries, contact surface between petroleum and water in the formation, or a combination of these, so that all the petroleum comprised everywhere is in pressure communication through liquid or gas. In cases of doubt, the Ministry will determine what shall be regarded as a petroleum deposit.

c) petroleum activity, all activities associated with subsea petroleum deposits, including exploration, exploration drilling, production, transportation, utilisation and decommissioning, including planning of such activities, but not including, however, transport of petroleum in bulk by ship.

d) facility, installation, plant and other equipment for petroleum activities, however not supply and support vessels or ships that transport petroleum in bulk. Facility also comprises pipeline and cable unless otherwise provided,

e) exploration, geological, petrophysical, geophysical, geochemical and geotechnical activities, including shallow drilling, as well as operation and use of a facility to the extent it is used for the purpose of exploration.

f) exploration drilling, drilling of wildcat and appraisal wells, as well as operation and use of a facility to the extent it is used for the purpose of exploration drilling.

g) production, production of petroleum, including drilling of production wells, injection, improved recovery, treatment and storage of petroleum for transport, and shipment of petroleum for transport by ship, as well as the construction, placing, operation and use of a facility for the purpose of production.

h) transportation, shipment of petroleum by pipeline as well as the construction, placing, operation and use of a facility for the purpose of transportation.

i) utilisation, cooling in order to liquefy gas, refining and petrochemical activity, production and transmission of electric power and other use of produced petroleum, storage of petroleum as well as the construction, placing, operation and use of a facility for the purpose of utilisation.

j) licensee, physical person or body corporate, or several such persons or bodies corporate, holding a licence according to this Act or previous legislation to carry out exploration, production, transportation or utilisation activities. If a licence has been granted to several such persons jointly, the term licensee may comprise the licences collectively as well as the individual licensee.

k) operator, anyone executing on behalf of the licensee the day to day management of the petroleum activities.

l) the continental shelf, the seabed and subsoil of the marine areas extending beyond the Norwegian territorial sea, throughout the natural prolongation of the Norwegian land territory to the outer edge of the continental margin, but no less than 200 nautical miles from the base lines from which the breadth of the territorial sea is measured, however, not beyond the median line to another state, unless otherwise can be derived from the rules of international law for the continental shelf beyond 200 nautical miles from the base lines, or from an agreement with the relevant state.

m) upstream pipeline network, any pipeline or network of pipelines operated or constructed as part of an oil or gas production project, or used to convey natural gas from one or more production facilities of this type to a processing plant, a terminal or a final landing terminal. Those parts of such networks and facilities that are used for local production activities of a deposit where the natural gas is produced are not regarded as upstream pipeline networks.

n) natural gas undertaking, any natural or legal person carrying out at least one of the following functions: production, transmission, distribution, supply, purchase or storage of natural gas, including liquefied natural gas (LNG), and which is responsible for the commercial and technical tasks or maintenance related to these functions, but shall not include final customers.

o) eligible customers, all customers domiciled in an EEA state, with the exception of household customers. From and including 1 July 2007: All customers.

Chapter 2
Exploration licence

Section 2-1
Granting of exploration licence etc.

After opening of an area pursuant to section 3-1 the Ministry may grant to a body corporate a licence to explore for petroleum within limited areas of the seabed or its subsoil. Exploration licence may also be granted to a physical person domiciled in an EEA state.

The exploration licence gives the right to explore for petroleum. It does not give exclusive right to exploration in those areas that are mentioned in the licence, nor any preferential right when production licences are granted. Production licence may be granted to others, or licence may be granted according to Section 4-3 in areas covered by exploration licences, without giving rise to any liability or any obligation to refund fees that have been paid.

Exploration licence is granted for a period of 3 calendar years unless another period of time is stipulated.

The Ministry may authorise a licensee holding an exploration licence to undertake other exploration activities.

The King may issue regulations relating to the contents of an application for exploration licence, the scope of such licence, the further conditions of the licence and the fee to be paid.

Section 2-2
The area covered by the exploration licence

The exploration licence shall state the area covered by the licence. The exploration licence does not give any right to exploration in areas covered by production licences, unless otherwise decided by the Ministry in accordance with Section
3-11.

Chapter 3
Production licence etc.

Section 3-1
Opening of new areas

Prior to the opening of new areas with a view to granting production licences, an evaluation shall be undertaken of the various interests involved in the relevant area. In this evaluation, an assessment shall be made of the impact of the petroleum activities on trade, industry and the environment, and of possible risks of pollution, as well as the economic and social effects that may be a result of the petroleum activities.

The opening of new areas is a matter which shall be put before local public authorities, central trade and industry associations and other organisations which may be presumed to have a particular interest in the matter.

Furthermore it shall be made known through public announcement which areas are planned to be opened for petroleum activities, and the nature and extent of the activities in question. Interested parties shall be given a period of time of no less than 3 months to present their views.

The Ministry decides on the administrative procedure to be followed in each individual case.

Section 3-2
Division of the continental shelf

Offshore areas inside the outer boundary of the continental shelf are divided into blocks of 15 latitude minutes and 20 longitude minutes in size, unless adjacent land areas, common boundaries with the continental shelf of other states, or other circumstances warrant otherwise.

Section 3-3
Production licence

The King in Council may, on conditions to be further stipulated, grant production licence. A production licence may cover one or several blocks or parts of blocks.

Production licence may be granted to a body corporate established in conformity with Norwegian legislation and registered in the Norwegian Register of Business Enterprises, insofar as other requirements are not applicable pursuant to international agreements. Production licence may also be granted to a physical person domiciled in a state of the European Economic Area (EEA).

A production licence entails an exclusive right to exploration,

exploration drilling and production of petroleum deposits in areas covered by the licence. The licensee becomes the owner of the petroleum which is produced.

The King may stipulate as a condition for granting a production licence that the licensees shall enter into agreements with specified contents with one another.

Section 3-4
Agreements with a view to applying for a production licence

Co-operation agreements entered into with a view to applying for a production licence shall be submitted to the Ministry. The Ministry may require alterations to be made in such agreements.

Section 3-5
Announcement and granting of a licence

Prior to the granting of a production licence, the Ministry shall, as a rule, announce the area for which applications for production licences may be submitted.

The announcement shall be published through notification in The Norwegian Gazette (Norsk Lysingsblad) and the Official Journal of the European Communities. The notification shall stipulate a time limit for the filing of applications of not less than 90 days, and it shall contain such information as decided by the Ministry.

The granting of a production licence shall be done on the basis of factual and objective criteria, and the requirements and conditions stated in the notification. The King is not obliged to grant any production licence on the basis of the applications received.

The King may grant production licences without announcement. Prior to such granting of a production licence, the licensees of production licences in all adjacent areas shall be given the opportunity to apply for a production licence for the area in question. Notification shall be published in The Norwegian Gazette (Norsk Lysingsblad) and the Official Journal of the European Communities indicating the blocks which are affected.

Further regulations about the content of an application for production licence, and about the payment of application fees, are issued by the King.

Section 3-6
State participation

The King may decide that the Norwegian State shall participate in petroleum activities according to this Act.

Section 3-7
Operator

When granting a production licence, the Ministry shall appoint or approve an operator .

Change of operator must be approved by the Ministry. When warranted for particular reasons, the Ministry may undertake the change of operator.

If the Ministry appoints or approves an operator who is not a licensee according to the production licence, the provisions concerning the obligations of the licensee established in or pursuant to this Act shall apply correspondingly to the operator unless otherwise specifically provided. Notwithstanding the above, an operator who is not a licensee according to the production licence shall not be responsible under Section 5-4 second paragraph.

This provision shall apply correspondingly to specific licence to install and to operate facilities according to Section 4-3.

Section 3-8
Work obligation

The King may impose on the licensee a specific work obligation for the area covered by the production licence.

Section 3-9
The duration of a production licence etc.

The production licence shall be granted for up to 10 years. If the production licence is granted for a shorter period of time, the Ministry may subsequently extend the licence period within the 10 years limit.

A licensee who has fulfilled the work commitment according to Section 3-8 and the conditions otherwise applicable to the individual production licence, may demand that the licence shall be extended after the expiry of the period stipulated pursuant to the first paragraph. The extension period shall be stipulated in the individual production licence, and shall as a general rule be up to 30 years, but may in specific cases be up to 50 years.

When granting a licence, the King shall stipulate what part of the area covered by the production licence the licensee may demand an extension for pursuant to the second paragraph. The Ministry may on application consent to the licensee keeping more than the area stipulated when the licence is granted according to this provision.

The King may issue regulations relating to delimitation of the areas to be relinquished according to the third paragraph.

The Ministry may, on application from the licensee and when particular reasons so warrant, extend the production licence in excess of the extension according to the second paragraph. Application for extension must have been submitted no later than 5 years prior to the expiry of the production licence, unless otherwise approved or decided by the Ministry. The Ministry stipulates the conditions for such particular extension.

Section 3-10
Dividing the area of a production licence

The Ministry may on application from a licensee approve that part of the area covered by the production licence is partitioned off and issue a separate production licence for the area partitioned off.

The King may issue regulations relating to delimitation of the area partitioned off.

Section 3-11
Right for others to exploration

The Ministry may, in specific cases, grant to someone other than the licensee the right to carry out exploration in an area covered by a production licence. The Ministry shall determine the kind of exploration that may be carried out and the duration of the activities.

Section 3-12
Right for others to place facilities etc.

A licensee cannot oppose the laying of pipelines, cables or wires of various kinds, or the placing of other facilities on, in or above the area covered by the production licence. Such facilities must not cause unreasonable inconvenience to the licensee.

The provisions of the first paragraph shall apply correspondingly to any surveys concerning routing or the subsoil, and which are necessary prior to such placement.

Section 3-13
Natural resources other than petroleum resources etc.

A production licence does not preclude the granting to others than the licensee of rights to undertake exploration for and production of natural resources other than petroleum resources, provided it does not cause unreasonable inconvenience to the petroleum activities conducted by a licensee pursuant to the production licence. The same applies to scientific research.

If there has been any discovery of natural resources other than petroleum resources in an area covered by a production licence, and if continued activities cannot take place without causing unreasonable inconvenience to the petroleum activities conducted by the licensee pursuant to the production licence, the King shall decide which of the activities shall be postponed, and, if applicable, to what extent. In so deciding, account shall be taken of the nature of the discovery made, investments undertaken,

the stage the activities have reached, the duration and extent of the activities and their economic and social impact etc., seen in relation to the activities conducted pursuant to the production licence.

Anyone subject to postponement of his activities may require extension of the licence for a period of time corresponding to the postponement. If the postponement only applies to a limited part of the activities which may be conducted pursuant to the licence, the Ministry may stipulate a shorter period for the extension, decide that extension shall not be granted or that extension shall only be granted for part of the area to which the licence applies.

If the postponement has the effect that the work obligation imposed according to Section 3-8 cannot be accomplished within the stipulated time limit, the time limit shall be extended to the extent necessary.

If' the petroleum activities are postponed, the area fee for the extension period shall be waived or reduced according to the discretionary judgement of the Ministry. Fees which have been paid in advance shall not be refunded.

If the postponement according to the second paragraph must be assumed to be of particularly long duration, the relevant licence may instead be revoked.

The King may decide that the party authorised to maintain his activities shall wholly or partly refund to the party that has to postpone or curtail his activities the costs incurred and, to a reasonable extent, cover other losses.

Section 3-14
Relinquishment of areas

The licensee may during the period mentioned in Section 3-9, first paragraph, with 3 months notice, relinquish parts of the area covered by the production licence. Thereafter, relinquishment of parts of the area may take place at the end of each calendar year, provided notice of such relinquishment has been given at least 3 months in advance. The Ministry may require the obligations stipulated according to the production licence and the conditions on which it has been granted to be fulfilled prior to relinquishment.

The King may issue regulations relating to delimitation of relinquished areas.

Section 3-15
Surrender of a production licence

The licensee may during the period mentioned in Section 3-9, first paragraph, with 3 months notice, surrender a production licence in its entirety. Thereafter, surrender may take place at the end of each calendar year, provided notice of such surrender has been given at least 3 months in advance. The Ministry may require the obligations stipulated according to the production licence and the conditions on which it has been granted to be fulfilled prior to surrender.

Chapter 4
Production etc. of petroleum

Section 4-1
Prudent production

Production of petroleum shall take place in such a manner that as much as possible of the petroleum in place in each individual petroleum deposit, or in several deposits in combination, will be produced. The production shall take place in accordance with prudent technical and sound economic principles and in such a manner that waste of petroleum or reservoir energy is avoided. The licensee shall carry out continuous evaluation of production strategy and technical solutions and shall take the necessary measures in order to achieve this.

Section 4-2
Plan for development and operation of petroleum deposits

If a licensee decides to develop a petroleum deposit, the licensee shall submit to the Ministry for approval a plan for development and operation of the petroleum deposit.

The plan shall contain an account of economic aspects, resource aspects, technical, safety related, commercial and environmental aspects, as well as information as to how a facility may be decommissioned and disposed of when the petroleum activities have ceased. The plan shall also comprise information on facilities for transportation or utilisation comprised by Section 4-3. In the event that a facility is to be placed on the territory, the plan shall in addition provide information about what applications for licences etc. have been submitted according to other applicable legislation.

The Ministry may, when particular reasons so warrant, require the licensee to produce a detailed account of the impact on the environment, possible risks of pollution and the impact on other affected activities, in respect of a larger defined area.

If the development is planned in two or more stages, the plan shall, to the extent possible, comprise the total development. The Ministry may limit the approval to apply to individual stages.

Substantial contractual obligations must not be undertaken, nor construction work be started, until the plan for development and operation has been approved, unless by consent from the Ministry.

The Ministry may on application from a licensee waive the requirement to submit a plan for development and operation.

The Ministry shall be notified of and shall approve any significant deviation or alteration of the terms and preconditions on which a plan has been submitted or approved and any significant alteration of facilities. The Ministry may require a new or amended plan to be submitted for approval.

Section 4-3
Specific licence to install and to operate facilities for transport and utilisation of petroleum

The Ministry may on specified conditions grant a specific licence to install and to operate facilities when right to install and to operate facilities does not follow from an approved plan for development and operation pursuant to Section 4-2.

Application shall be submitted containing plan for the construction, placing, operation and use of facilities as mentioned in the first paragraph, including shipment facilities, pipelines, liquefaction facilities, facilities for generation and transmission of electric power and other facilities for transportation or utilisation of petroleum.

Licence may be granted for a fixed period of time, and may on application from the licensee be extended by the Ministry.

The provisions of Section 4-2, with the exception of the first and fifth paragraphs, shall apply correspondingly unless otherwise decided by the Ministry.

Section 4-4
Stipulation of production schedule etc.

The Ministry shall, prior to or concurrently with approval pursuant to Section 4-2 or a licence being granted pursuant to Section 4-3, approve the production schedule. A production schedule other than that which follows from Section 4-1 may be stipulated if warranted by resource management considerations or other significant social considerations.

Burning of petroleum in excess of the quantities needed for normal operational safety shall not be allowed unless approved by the Ministry.

Upon application from the licensee, the Ministry shall stipulate, for fixed periods of time, the quantity which may be produced, injected or cold vented at all times. An application shall be submitted at such times and shall have such contents as decided by the Ministry. The Ministry shall base this stipulation on the production schedule on which the development plan is based, unless new information on the deposit or other circumstances warrant otherwise.

When so required due to important interests of society, the King in Council may, for an individual petroleum deposit or several petroleum deposits, stipulate other production schedules than those stipulated or approved pursuant to the first and third paragraph, and may in this connection order improved recovery. If the decision according to this paragraph is to the effect that production shall be reduced in relation to the production schedule stipulated or approved, the Ministry shall endeavour to apportion to a reasonable extent the reduction proportionately between the relevant petroleum deposits. In the event of such apportionment, special considerations shall be given to long-term agreements for the supply of gas and to petroleum deposits which in part are situated on the continental shelf of another state.

Upon application from the licensee, the Ministry may approve test production of a petroleum deposit. Duration, quantity and other conditions for such test production shall be decided by the Ministry.

The Ministry may require the licensee to produce a report on field related matters, including alternative schemes for production and, if applicable, injection, and the total recovery factor for various production schedules.

Section 4-5
Postponement of exploration drilling and development

The Ministry may decide that exploration drilling or development of a deposit shall be postponed.

The provisions relating to extension of the licence, extension of the time limit set for implementing the work obligation and payment of area fee during the extension period in Section 3-13 third, fourth and fifth paragraphs shall apply accordingly.

Section 4-6
Preparation, commencement and continuation of production

The Ministry may make a decision to require preparation, commencement or continuation of production, and hereunder, that on-going production shall be continued or increased, when this is economically beneficial to society, when necessary to develop an efficient transportation system or to ensure efficient utilisation of facilities comprised by Sections 4-2 and 4-3. Such

decision may also be made if it is efficient for reservoir engineering reasons, or when it is desirable that two or more petroleum deposits are produced in conjunction with each other, or when warranted by other significant social reasons.

If the decision according to the first paragraph is to the effect that production shall be prepared or commenced, the licensee shall be given a period of two years to present a plan according to Section 4-2 and a progress schedule. If the decision is to the effect that production shall be continued, the licensee shall be given a period of no less than 6 months to present a plan for implementation.

If the plan according to the second paragraph is not submitted prior to expiry of the time limit, or if the licensee informs the Ministry that he will not prepare, commence or continue production of the deposit, or if the licensee without plausible reason and in spite of order to such effect fails to take the necessary steps to implement the plan, the Ministry may initiate measures to commence or continue production, and in this connection revoke the production licence or parts of the area of the production licence to the extent this is considered necessary to achieve efficient production. The same shall apply if the licensee presents a plan which the Ministry does not consider to be satisfactory, provided that the licensee shall nevertheless be given a period of at least 6 months to present an amended plan.

If the production licence is revoked pursuant to the third paragraph, the licensee’s costs for exploration and exploration drilling in connection with the deposit in question shall be reimbursed by the State.

Section 4-7
Joint petroleum activities

If a petroleum deposit extends over more than one block with different licensees, or onto the continental shelf of another state, efforts shall be made to reach agreement on the most efficient co-ordination of petroleum activities in connection with the petroleum deposit as well as on the apportionment of the petroleum deposit. This shall apply similarly when, in the case of several petroleum deposits, joint petroleum activities would obviously be more efficient.

Agreements on joint exploration drilling shall be submitted to the Ministry. Agreements on joint production, transportation, utilisation and cessation of petroleum activities shall be submitted to the Ministry for approval. If consensus on such agreements is not reached within reasonable time, the Ministry may determine how such joint petroleum activities shall be conducted, including the apportionment of the deposit.

Section 4-8
Use of facilities by others

The Ministry may decide that facilities comprised by Sections 4-2 and 4-3, and which are owned or used by a licensee, may be used by others, if so warranted by considerations for efficient operation or for the benefit of society, and the Ministry deems that such use would not constitute any unreasonable detriment of the licensee's own requirements or those of someone who has already been assured the right of use. Nevertheless, natural gas undertakings and eligible customers domiciled in an EEA State shall have a right of access to upstream pipeline networks, including facilities supplying technical services incidental to such access. The Ministry stipulates further rules in the form of regulations and may impose conditions and issue orders relating to such access in the individual case.

Any agreement on the use of facilities comprised by Sections 4-2 and 4-3 shall be submitted to the Ministry for approval unless otherwise decided by the Ministry. The Ministry may on approving an agreement according to the first sentence, or in the event that no such agreement is reached within a reasonable period of time, as well as in the case of an order according to the first paragraph, stipulate tariffs and other conditions or subsequently alter the conditions that have been agreed, approved or stipulated, in order to ensure that implementation of projects is carried out with due regard to considerations relating to resource management and providing the owner of the facility with a reasonable profit taking into account, among other things, investments and risks.

The Ministry may, on conditions equivalent to the conditions set out in the first paragraph first sentence, decide that facilities may be used by others in connection with treatment, transportation and storage of CO_2. The second paragraph shall apply accordingly.

Section 4-9
Extended operator responsibility for the overall operation of upstream pipeline network etc.

The Ministry may appoint someone to assume extended operator responsibility for the overall operation of upstream pipeline network and associated facilities, including undertake change of operator when warranted for particular reasons.

The overall operation of upstream pipeline network and associated facilities shall be carried out in accordance with prudent technical and sound economic principles. Whoever has the extended operator responsibility as mentioned in the first paragraph, shall act in a neutral and non-discriminatory manner.

The King may issue further rules relating to the responsibility as mentioned in the first and second paragraphs, including deciding that whoever has been assigned to assume this responsibility, shall also make decisions in respect of access to upstream pipeline network, and may order owners and users of upstream pipeline network and associated facilities and licensees of production licences where petroleum is produced, to adapt their activities. Such order might be given to ensure prudent resource management and efficient operation of the of upstream pipeline network in question.

The King may decide that the Act of 10 February 1967 pertaining to procedures regarding public administration shall not be applicable to the party assigned a specific responsibility as operator in accordance with the first paragraph.

Section 4-10
Area fee, production fee etc.

The licensee shall pay a fee for a production licence, after expiry of the period stipulated pursuant to Section 3-9 first paragraph first sentence, calculated per square kilometre (area fee).

The licensee shall furthermore pay a fee calculated on the basis of the quantity and value of petroleum produced at the shipment point of the production area (production fee). With regard to petroleum which is injected, exchanged or stored prior to being delivered to be taken ashore or used for consumption, the production fee shall be calculated on the basis of the quantity and value of the petroleum at the shipment point for the original production area at the time when the petroleum according to contract is delivered to be taken ashore or used for consumption. Nevertheless, production fee shall not be paid for petroleum produced from deposits where the development plan is approved or where the requirement to submit a plan for development and operation is waived after 1 January 1986.

When granting a production licence, a non-recurring fee (cash bonus) may be levied and there may be stipulated a fee which shall be calculated on the basis of production volume (production bonus).

The Ministry may with 6 months' notice decide that the production fee shall be paid wholly or partly in the form of produced petroleum. The Ministry may in such cases require the licensee to make sure that such petroleum is transported, processed, stored and made available at prices, priority and other conditions which are no less favourable than the terms applicable to the licensee's own petroleum from the relevant production area. The Ministry may, with 6 months' notice, decide that the fee shall again be paid in cash.

Petroleum which the State is entitled to receive as production fee, and the State's right to transportation, processing and storage of such petroleum may be transferred to others. Such transfer shall relieve the State of future obligations.

The King may issue regulations relating to the size of the fees and bonuses mentioned in first, second and third paragraphs and on the method of calculation, including provisions on stipulation of the value which shall form the basis for the calculation, on metering of the petroleum e.g. for fiscal purposes, and on information which the licensee shall provide about the production. The King may determine that the fees mentioned in the first and second paragraphs shall not be paid wholly or partly, or that the duty to pay such fees shall be postponed.

Claims for fees with accrued interest and charges are grounds for enforcement of distraint.

Section 4-11
Landing of petroleum

The King decides where and in which way landing of petroleum shall take place.

Section 4-12
Supplies to cover national requirements

The King may decide that the licensee shall make deliveries from his production to cover national requirements, and provide transportation to Norway. The King may further decide to whom such petroleum shall be delivered.

A price shall be paid for the petroleum delivered, which shall be determined in the same way as the price which forms the basis for calculation of the production fee, with the addition of transportation costs. For the transportation, Section 4-10, fourth paragraph, shall apply correspondingly. If agreement is not reached on the further terms of delivery, they shall be determined by the Ministry.

Section 4-13
Supplies in the event of war, threat of war etc.

In the event of war, threat of war or other extraordinary crisis, the King may decide that a licensee shall place petroleum at the disposal of Norwegian authorities.

The provisions of Section 4-12, second paragraph, shall apply correspondingly unless the particular situation warrants otherwise. In such a situation, the King shall with binding effect determine the price.

Chapter 5
Cessation of petroleum activities

Section 5-1
Decommissioning plan

The licensee shall submit a decommissioning plan to the Ministry before a licence according to Section 3-3 or Section 4-3 expires or is surrendered, or the use of a facility is terminated permanently. The plan shall contain proposals for continued production or shutdown of production and disposal of facilities. Such disposal may inter alia constitute further use in the petroleum activities, other uses, complete or part removal or abandonment. The plan shall contain the information and evaluations deemed necessary in order to make a decision according to Section 5-3. The Ministry may require further information and evaluations, alternatively require a new or amended plan.

Unless the Ministry consents to or decides otherwise, the decommissioning plan shall be submitted at the earliest five years, but at the latest two years prior to the time when the use of a facility is expected to be terminated permanently. A corresponding time limit shall apply when a licence granted pursuant to Sections 3-3 and 4-3 expires, provided the licence expires before the use of the facility is expected to be terminated permanently.

The Ministry may waive the requirement to submit a decommissioning plan.

In the event of revocation of a licence, the provisions of this Section shall apply correspondingly to the extent they are suitable.

Section 5-2
Notification of termination of use

The licensee shall notify the Ministry of the time of termination if the use of the facility is expected to terminate permanently before the expiry of the licence.

Section 5-3
Decision relating to disposal

The Ministry shall make a decision relating to disposal and shall stipulate a time limit for implementation of the decision. In the evaluation on which the decision is based, emphasis shall, inter alia, be attached to technical, safety, environmental and economic aspects as well as to consideration for other users of the sea. The Ministry may stipulate specific conditions in connection with the decision.

The licensee and the owner are under obligation to make sure that a decision relating to disposal is carried out, unless otherwise decided by the Ministry. The obligation to carry out the decision relating to disposal is applicable even if this decision is made or is to be implemented after the expiry of the licence.

If a license or a participating interest in a license has been transferred pursuant to Section 10-12 first paragraph, the assignor shall be alternatively liable for financial obligations towards the remaining licensees for the cost of carrying out the decision relating to disposal. The assignor shall also be alternatively liable towards the State if costs related to the Ministry's decision regarding measures pursuant to paragraph six are not covered by the licensee or another responsible party. The financial obligation stipulated according to the first and second sentences shall be calculated on the basis of the size of the participating interest assigned and shall be claimed from the assignor after deduction of the assessed value of the costs incurred by implementation of the decision regarding disposal. The assignor's obligations will exist through subsequent transfers of the license or a participating interest in the license, but to the effect that claims shall initially be directed to the company being the previous assignor of the participating interest. The financial obligation shall be limited to costs related to facilities, including wells, which existed at the time of the transfer.

If the ownership of a facility has been transferred pursuant to Section 10-12, the licensee and the owner are jointly under obligation to make sure that a decision relating to disposal is carried out, unless otherwise decided by the Ministry.

If the decision is to the effect that the facility shall continue to be used in the petroleum activities or for other purposes, the licensee, owner and user are jointly obliged to make sure that future decisions on disposal are carried out, unless otherwise decided by the Ministry.

If a decision relating to disposal is not carried out within the stipulated time limit, the Ministry may take necessary measures on behalf of the licensee or other responsible party, and for their account and risk. Costs of such measures are grounds for enforcement of distraint.

Use of a facility for purposes other than petroleum activities, complete or partly removal or abandonment cannot be decided under this Act for a facility onshore or on seabed subject to private property rights.

Section 5-4
Liability

Whoever is under obligation to implement a decision relating to disposal according to Section 5-3 is liable for damage or inconvenience caused wilfully or negligently in connection with disposal of the facility or other implementation of the decision.

If the decision is abandonment, the licensee or owner shall be liable for damage or inconvenience caused wilfully or inadvertently in connection with the abandoned facility, unless otherwise decided by the Ministry.

If there are more than one party liable according to the first or second paragraph, they shall be jointly and severally liable for financial obligations, unless otherwise decided by the Ministry.

In the event of decisions for abandonment, it may be agreed between the licensees and the owners on one side and the State on the other side that future maintenance, responsibility and liability shall be taken over by the State based on an agreed financial compensation.

Section 5-5
Encumbrances

In the event that the State requires removal of a facility, any liens,

charges and encumbrances thereon shall lapse. The same applies if the State takes over the facility according to Section 5-6, however, in such cases the rights of use established with the Ministry's consent shall remain in force.

Section 5-6
Takeover by the State

The State has a right to take over the licensee's fixed facility when a licence expires, is surrendered or revoked, or when the use of such facility has been terminated permanently.

The King decides with binding effect if and to what extent compensation shall be paid for the takeover.

In the event of takeover of a facility onshore or on seabed subject to private property rights, compensation shall be paid to the extent this follows from otherwise applicable rules.

If the State has confirmed that it wishes to exercise its right to take over fixed facilities, the takeover shall take effect 6 months after the time when the licence has expired, has lapsed for other reasons, or the use of the facility has been terminated permanently, unless otherwise agreed or decided by the Ministry.

At the State takeover, the facility with appurtenances shall be in such condition as adequate maintenance to ensure functional capability for operation would require. Any dispute regarding this, and, if applicable, regarding the compensation to be paid to the State for lack of maintenance, shall be determined by appraisement.

Chapter 6
Registration and mortgaging

Section 6-1
Registration of licences

The Ministry shall keep a register of all production licences, called the Petroleum Register. The Ministry may by regulations decide that the register shall also comprise licences as mentioned in Section 4-3.

Each licence shall be given a separate sheet in the register. The Ministry shall keep a journal of documents to be registered. The Ministry may issue further regulations on how the journal and the register shall be arranged and kept, on obligation of notification for the licensee in the event of transfer and other alterations in connection with the licence, and other aspects of the procedure for registration. This also includes provisions regarding fees that may be levied.

The rules contained in Act of 7 June 1935 No. 2 relating to Public Registration, Chapters 2 and 3, shall apply correspondingly to the extent that they are suitable and unless otherwise provided by this Act or regulations issued pursuant to the Act.

Section 6-2
Mortgaging of licences

The Ministry may consent to the mortgaging by the licensee of an entire licence, or that the individual licensee mortgages his share of the licence as part of the financing of the activities associated with the licence. In special cases, the Ministry may allow the financing to include activities pursuant to a licence other than the one which is mortgaged.

When consent is granted to mortgaging according to the first paragraph the Ministry may consent to allow forced sale and forced usage according to Act of 26 June 1992 No. 86 relating to enforcement of claims to take place without any change in the terms of the licence.

Mortgaging according to this section will gain legal protection by registration in the Petroleum Register.

Section 6-3
Scope of the mortgage

Mortgaging of the entire licence according to Section 6-2 comprises those rights which at any time follow from the licence as well as the mortgagor's other rights in connection with activities carried out in accordance with the licence.

The mortgage does not comprise rights in relation to facilities registered in another register of mortgages or rights in relation to facilities onshore or on seabed subject to private property rights.

In addition the mortgage does not comprise rights in relation to mobile construction machinery which may be mortgaged according to Section 3-8 of the Mortgage Act or rights in relation to other chattels which may be registered in another register of mortgages. The rules of Section 3-4 and Section 3-7 of the Mortgage Act shall apply correspondingly to the extent they are suitable.

In the event of mortgaging of a participating interest in a licence according to Section 6-2, the mortgage comprises the mortgagor's pro rata share of the total assets at any time linked with the licence as well as the mortgagor's other rights in connection with activities carried out in accordance with the licence.

Section 6-4
The rights of the mortgagee etc.

The Ministry shall give the mortgagee notice in writing of revocation or surrender of a licence or of a participating interest in a licence together with the information that the mortgage will lapse if forced sale is not requested without undue delay. If forced sale is requested in time, a new licence may not be granted to the detriment of the mortgagee's rights.

Mortgage rights as mentioned in the first paragraph may not be transferred or mortgaged without the Ministry's consent. Similarly it cannot without such consent be made subject of distraint, arrest, debt settlement proceedings or be included in the mortgagee's estate in bankruptcy.

Chapter 7
Liability for pollution damage

Section 7-1
Definition

Pollution damage means damage or loss caused by pollution as a consequence of effluence or discharge of petroleum from a facility, including a well, and costs of reasonable measures to avert or limit such damage or such loss, as well as damage or loss as a consequence of such measures. Damage or loss incurred by fishermen as a consequence of reduced possibilities for fishing is also included in pollution damage.

Ships used for stationary drilling are regarded as a facility. Ships used for storage of petroleum in conjunction with production facilities are regarded as part of the facility. The same applies to ships for transport of petroleum during the time when loading from the facility takes place.

Section 7-2
Scope and applicable law

The provisions of this chapter are applicable to liability for pollution damage from a facility when such damage occurs in Norway or inside the outer limits of the Norwegian continental shelf or affects a Norwegian vessel, Norwegian hunting or catching equipment or Norwegian facility in adjacent sea areas. With regard to measures to avert or limit pollution damage it is sufficient that damage may occur in such area.

The provisions of this chapter are also applicable to pollution damage from facilities used in petroleum activities according to this Act, when the damage occurs in onshore or offshore territory belonging to a state which has acceded to the Nordic Convention on Environment Protection of 19 February 1974.

The King may, irrespective of the provisions contained in this Act, by agreement with a foreign state issue rules relating to liability for pollution damage caused by petroleum activities pursuant to this Act. Such rules shall, however, not restrict the right to compensation according to this Act in respect of any injured party under Norwegian jurisdiction.

Section 7-3
The liable party and the extent of liability

The licensee is liable for pollution damage without regard to fault. The provisions relating to the liability of licensees apply correspondingly to an operator who is not a licensee when the Ministry has so decided in connection with the approval of operator status.

If there are several licensees under the licence and one of them is the operator, or if the Ministry has made a decision according to the first paragraph, claims for compensation shall initially be directed to the operator. If any part of the compensation is left unpaid on the due date by the operator, this part shall be covered by the licensees in accordance with their participating interest in the licence. If someone fails to cover his share, this shall be allocated proportionately between the others.

If it is demonstrated that an inevitable event of nature, act of war, exercise of public authority or a similar force majeure event has contributed to a considerable degree to the damage or its extent under circumstances which are beyond the control of the liable party, the liability may be reduced to the extent it is reasonable, with particular consideration to the scope of the activity, the situation of the party that has sustained damage and the opportunity for taking out insurance on both sides.

In the event of pollution damage from a facility located in an area outside the Norwegian continental shelf, the party who has approval from the competent authority to conduct the activities to which the facility is connected, is regarded to be a licensee.

Section 7-4
Channelling of liability

The liability of a licensee for pollution damage may only be claimed pursuant to the rules of this Act.

Liability for pollution damage cannot be claimed against:

a) anyone who by agreement with a licensee or his contractors has performed tasks or work in connection with the petroleum activities.

b) anyone who has manufactured or delivered equipment to be used in the petroleum activities.

c) anyone who undertakes measures to avert or limit pollution damage, or to save life or rescue values which have been endangered in connection with the petroleum activities, unless the measures are performed in conflict with prohibitions imposed by public authorities or are performed by someone other than public authorities in spite of express prohibition by the operator or the owner of the values threatened.

d) anyone employed by a licensee or by someone mentioned under literas a, b or c.

If the licensee has been ordered to pay compensation for pollution damage, but fails to pay within the time limit stipulated by the judgement, the party that has sustained damage may bring action against the party that has caused the damage to the same extent as the licensee may bring action for recourse against the party causing the damage, cf. Section 7-5.

The licensee may claim compensation from the party causing pollution damage to him to the same extent as the licensee may bring action for recourse against the party causing the damage, cf. Section 7-5.

Section 7-5
Recourse

The licensee cannot claim recourse for pollution damage against someone exempted from liability pursuant to the rules of Section 7-4, unless the person in question or someone in his service has acted wilfully or by gross negligence.

Recourse liability may be mitigated to the extent that this is considered reasonable in view of manifested conduct, economic ability and the circumstances in general.

The provisions contained in the Maritime Act of 24 June 1994 No. 39 relating to limitation of liability shall be applicable to the extent recourse is claimed against someone entitled to limitation of liability pursuant to the rules of the Maritime Act.

Any agreement on further recourse in respect of those against whom liability cannot be claimed pursuant to Section 7-4, second paragraph, shall be invalid.

Section 7-6
Petroleum activities without a licence

If pollution damage occurs in a petroleum activity and the activity has been conducted without a licence, the party that has conducted the petroleum activity shall be liable for the damage regardless of fault. The same liability rests on others who have taken part in the petroleum activity and who knew, or should have known, that the activity was conducted without a licence

Section 7-7
Public announcement. Preclusive notice

Unless the Ministry considers it obviously unnecessary, the operator shall without undue delay, by public announcement, provide information regarding the party to whom claims for compensation for pollution damage shall be directed and of the period of limitation.

Announcement shall take place by advertising twice with no less than 1 week's interval in The Norwegian Gazette (Norsk Lysingsblad) and in newspapers and other publications which are generally read in those places where damage is caused, or is presumed to occur.

With the Ministry's consent, possible claimants may be summoned by preclusive notice with the effect that claims which have not been presented within the expiry of the time limit set forth in the preclusive notice will lapse. The Ministry shall in such event, give further rules regarding the notice and the length of the period for the preclusive notice, and may issue rules about the method of settlement.

Section 7-8
Legal venue

Legal action for compensation for pollution damage shall be brought before the courts in the court district where the effluence or discharge of petroleum has taken place or where damage has been caused.

The Ministry decides where the action shall be brought if:

a) the effluence or discharge has taken place or the damage has been caused outside the area of any court district.

b) it cannot be demonstrated within which court district the effluence or discharge has taken place or damage has been caused.

c) the effluence or discharge has taken place in one court district and the damage is caused in another court district.

d) damage has been caused in more than one court district.

Chapter 8
Special rules relating to compensation to Norwegian fishermen

Section 8-1
Scope of application and definitions

This chapter applies to compensation for financial losses incurred by Norwegian fishermen as a result of the petroleum activities occupying fishing fields or resulting in pollution and waste, or as a result of damage caused by a facility or actions in connection with the placing of a facility.

This chapter does not apply to pollution damage as mentioned in Section 7-1.

The terms pollution and waste in this chapter are defined as pollution and waste as mentioned in Act of 13 March 1981 No. 6 relating to protection against pollution and relating to waste, Section 6, first paragraph subsections 1 and 2, and Section 27, first paragraph, respectively.

Norwegian fishermen are in this chapter defined as persons registered in the registration list of fishermen and owners of vessels listed in the registry of Norwegian fishing vessels subject to registration licences.

The provisions in the remaining chapters of the Act are also applicable to this chapter to the extent they are suitable and are not in conflict with the provisions of this chapter.

Section 8-2
Occupation of a fishing area

In the event of petroleum activities within an area entirely or partly occupying a fishing field, the State is obliged, to the extent that fishing becomes impossible or is substantially impeded, to award compensation in respect of any resulting financial loss.

Compensation may be set entirely or partly as a lump sum or as fixed annual payments. Compensation may normally not be claimed for losses that have occurred more than seven years after the occupation took place.

The State may claim recovery from the licensee if the licensee ought to have averted the loss.

Section 8-3
Pollution and waste

The licensee is liable, regardless of fault, in respect of financial

losses incurred as a result of pollution and waste from the petroleum activities, and the cost of reasonable measures to avert or limit such damage or such loss, including damage or loss as a result of such measures.

The liability of the licensee pursuant to the first paragraph also includes damage and inconvenience due to pollution and waste as a result of supply vessel and support vessel traffic, as well as during relocation of the facility to or from the field concerned. The licensee has the right of recourse against the perpetrator actually causing the loss or the ship-owner, providing the other prevailing conditions of liability have been fulfilled.

In order to claim compensation for lost fishing time in connection with locating, marking, retrieval or bringing ashore objects, the objects must be properly marked or brought ashore and presented to the police or port authority or other equivalent public authority, unless absolute obstacles exist. Their location must in any case be reported to the police or port authority.

What is mentioned in the third paragraph also applies to compensation for other losses insofar as such marking, indication of location or bringing ashore can reasonably be required.

Liability for damages also comprises other vessels assisting a fishing vessel in bringing objects ashore.

Section 8-4
Joint and several liability

If damage has been caused as described in Section 8-3 and it is not possible to identify who caused the damage, the licensees shall be jointly and severally liable insofar as the damage may be believed to have been caused by petroleum activities in connection with the licence in question.

Section 8-5
Facility etc. causing damage

If a facility or an action in connection with the placing of such facility causes damage, and the injured party does not have a right to compensation pursuant to the provisions of Section 8-2, the licensee shall, regardless of fault, be liable for damages in respect of the financial losses suffered by fishermen as a result of the damage.

Section 8-6
Commissions etc.

Claims made pursuant to this chapter, shall be dealt with by a commission. The King shall issue regulations relating to the composition of the commission and its procedures, as well as provisions regarding the handling of administrative appeal.

Decisions made by the administrative appeal body may be brought straight before the district court, within two months of the party in question having been notified of the decision by summons.

After expiry of the time limit for lodging a complaint or expiry of the time limit stipulated in the second paragraph, claims upheld by the commission or by the administrative appeal body shall be grounds for enforcement of distraint.

When the deadline in the second paragraph is exceeded, the administrative appeal body may, pursuant to the rules in Section 31 of the Public Administration Act, decide that the district court shall hear the matter. Decisions regarding failure to comply with deadlines may be appealed to the district court.

Chapter 9
Special requirements to safety

Section 9-1
Safety

The petroleum activities shall be conducted in such manner as to enable a high level of safety to be maintained and further developed in accordance with the technological development.

Section 9-2
Emergency preparedness

The licensee and other participants in the petroleum activities shall at all times maintain efficient emergency preparedness with a view to dealing with accidents and emergencies which may lead to loss of lives or personal injuries, pollution or major damage to property. The licensee shall see to it that necessary measures are taken to prevent or reduce harmful effects, including the measures required in order, to the extent possible, to return the environment to the condition it had before the accident occurred. The Ministry may issue rules about such emergency preparedness and such measures, and may in this connection order co-operation between several licensees in matters of emergency preparedness.

In the event of accidents and emergencies as mentioned in first paragraph, the Ministry may decide that other parties shall make available necessary contingency resources for the account of a licensee. The Ministry may also for the account of the licensee take measures to obtain the necessary additional resources in other ways.

The rules of Act of 15 December 1950 No. 7 relating to special measures in time of war, threat of war and similar circumstances, Chapter V, relating to compulsory surrender to the public authorities, shall apply correspondingly to the extent they are suitable.

Section 9-3
Emergency preparedness against deliberate attacks

The licensee shall initiate and maintain security measures to contribute to avoiding deliberate attacks against facilities and shall at all times have contingency plans to deal with such attacks.

The licensee shall place facilities at the disposal of public authorities for drills and shall participate in such drills to the extent this is necessary.

The Ministry may order implementation of such measures as referred to in the first and second paragraphs.

Section 9-4
Safety zones etc.

Around and above facilities there shall be a safety zone unless otherwise decided by the Ministry. In the event of accidents and emergencies the Ministry may establish or extend safety zones. The extent of zones referred to in the first and second sentences shall be determined by the King. This provision is not applicable to pipelines and cables.

The King may decide that a safety zone shall extend across the border line onto the continental shelf of another state. Furthermore, the King may decide that there shall be a safety zone on the Norwegian continental shelf even if the facility in question is located outside the Norwegian continental shelf.

The Ministry may decide that a zone corresponding to the safety zone shall be established in reasonable time prior to the placing of facilities as mentioned in first paragraph.

The Ministry may decide that there shall be a safety zone around and above abandoned or dumped facilities, or parts of such facilities.

Unauthorised vessels, hovercrafts, aircrafts, fishing gear or other objects must not be present in zones as mentioned in the first, second, third and fourth paragraphs. If fishing can take place in the zone or in parts of the zone without threatening safety or interfering with the exercise of the petroleum activities, the Ministry may nevertheless decide that such fishing can take place.

The Ministry may issue such regulations as are considered necessary to secure access for facilities as mentioned in the first paragraph to zones as mentioned in the third paragraph.

This section is not applicable to facilities onshore or on seabed subject to private property rights.

Section 9-5
Suspension of the petroleum activities etc.

In the event of accidents and emergencies as mentioned in Section 9-2, the licensee or anyone else responsible for the operation and use of the facility shall, to the extent necessary, suspend the petroleum activities for as long as the requirement to prudent operations warrants such suspension.

Section 9-6
Requirements to safety documentation

If the licensee decides to prepare plans with a view to approval or licence according to Sections 4-2 or 4-3, such plans and the licensee's documentation for implementation of this work shall be submitted to the Ministry as a part of the regulatory safety supervision.

Section 9-7
Qualifications

The licensee and other persons engaged in petroleum activities shall possess the necessary qualifications to perform the work in a prudent manner. Training shall be given to the extent necessary.

In addition the licensee shall see to it that anyone carrying

out work for him complies with the provisions contained in the first paragraph.

Chapter 10
General provisions

Section 10-1
Requirements to prudent petroleum activities

Petroleum activities according to this Act shall be conducted in a prudent manner and in accordance with applicable legislation for such petroleum activities. The petroleum activities shall take due account of the safety of personnel, the environment and of the financial values which the facilities and vessels represent, including also operational availability.

The petroleum activities must not unnecessarily or to an unreasonable extent impede or obstruct shipping, fishing, aviation or other activities, or cause damage or threat of damage to pipelines, cables or other subsea facilities. All reasonable precautions shall be taken to prevent damage to animal life and vegetation in the sea, relics of the past on the sea bed and to prevent pollution and littering of the seabed, its subsoil, the sea, the atmosphere or onshore.

If so warranted for particular reasons the Ministry may order the petroleum activities to be stopped for as long as it is considered necessary, or stipulate particular conditions for continuation.

When orders according to the third paragraph are justified by conditions not caused by the licensee, the Ministry may on application extend the production license and to a reasonable extent mitigate the responsibility resting on the licensee.

Section 10-2
Management of the petroleum activities, bases etc.

The licensee shall ensure that the activity can be carried out prudently, in accordance with applicable legislation, and in a manner that safeguards good resource management, health, safety and the environment. The licensee's organisation in Norway must have a structure and size that enables the licensee, at all times, to make informed decisions about its petroleum activity under this Act.

To ensure compliance with the first paragraph, the Ministry may, to the extent it deems necessary in relation to the scope of the licensee's activity, set special requirements regarding the licensee's organisation in Norway. The Ministry may also, if indicated by the consideration for prudent resource management or health, safety and the environment, order the licensee to use specific bases.

The licensee shall see to that the circumstances permit trade union activities to take place among his own employees and the personnel of contractors and sub-contractors in accordance with Norwegian practice.

Section 10-3
Regulatory supervision of the petroleum activities

The Ministry carries out regulatory supervision to see that the provisions laid down in or pursuant to this Act are complied with by all who carry out petroleum activities comprised by the Act. The Ministry may issue such orders as are necessary for the implementation of the provisions laid down in or pursuant to this Act.

The Ministry may, when it is considered necessary, order a vessel or a mobile facility or part of a facility to be brought to a Norwegian port or to another place.

Expenses related to the regulatory supervision may be required to be covered by the licensee or by the party which the supervision in each case is directed at or where it takes place.

Section 10-4
Material and information concerning the petroleum activities

Material and information which the licensee, operator, contractor etc. possesses or prepares in connection with planning and implementation of petroleum activities pursuant to this Act shall be available in Norway and may be required to be submitted free of charge to the Ministry or to anyone designated by the Ministry. Such material and information shall be submitted in a format decided by the Ministry to the extent this is deemed reasonable. In this connection, the Ministry may also require analyses and studies to be carried out. When a production licence is surrendered, the operator takes over the responsibility for material and information relating to the surrendered production licence according to this provision.

The King shall issue more specific rules relating to what material shall be available to the authorities and what material may be required to be submitted, as well as what information shall be given to public authorities prior to the commencement of the petroleum activities and after they have been started.

Information which has been provided to the authorities may, in accordance with further provisions issued by the Ministry, be used for the preparation of overview maps and for statistical purposes, among others by the Central Bureau of Statistics of Norway.

Section 10-5
Agreements between affiliated companies

The Ministry may, when particular reasons so warrant, consent to the licensee entering into an agreement, which authorises a parent company or a company with which the licensee is affiliated in a similar manner, to undertake the activities on behalf of the licensee.

It shall be set as a condition for the abovementioned consent that the arrangement will not result in less tax revenues to Norway.

Section 10-6
Obligation to comply with the Act and to see to it that provisions are complied with

The licensee and other persons engaged in petroleum activities comprised by this Act are obliged to comply with the Act, regulations and individual administrative decisions issued by virtue of the Act through the implementation of necessary systematic measures.

In addition the licensee shall see to it that anyone performing work for him, either personally, through employees or through contractors or subcontractors, shall comply with the provisions laid down in or pursuant to the Act.

Section 10-7
Security

Upon granting a licence and subsequently, the Ministry may decide that the licensee shall provide such security as approved by the Ministry for fulfilment of the obligations, which the licensee has undertaken, as well as for possible liability in connection with the petroleum activities.

This shall apply correspondingly to any other responsible party according to Chapter 5.

Section 10-8
Responsibility for commitments

Licensees who jointly hold a licence are jointly and severally responsible to the state for financial obligations arising out of petroleum activities pursuant to the licence.

Section 10-9
Liability for damage caused

If liability in respect of a third party is incurred by anyone undertaking tasks for a licensee, the licensee shall be liable for damages to the same extent as, and jointly and severally with, the perpetrator and, if applicable, his employer.

Liability for pollution damage is governed by the rules of Chapter 7.

Section 10-10
Commission of inquiry

If a serious accident has occurred in connection with petroleum activities comprised by this Act, the Ministry may appoint a special commission of inquiry. The same applies to incidents in the activities which have led to serious danger of loss of life or major damage to property or pollution of the marine environment. The members of the commission shall represent sufficient legal, nautical and technical expertise. The chairman shall satisfy the criteria for being a judge of the Supreme Court.

The commission of inquiry may require the licensee and other parties involved in the accident or incident to provide the commission with information which may be relevant to the investigation, and that they shall make available documents, facilities and other objects at a place where it is suitable for the investigation to take place.

The licensee may be required to cover the costs in connection with the work of the commission of inquiry.

The rules of the Maritime Act regarding an investigation of maritime accidents and regulations laid down pursuant to the Maritime Act Chapter 18 II shall apply correspondingly, as appropriate.

Section 10-11
Training

The King may issue rules relating to the licensees' obligation to undertake training of civil servants.

Section 10-12
Transfer etc.

Transfer of a licence or participating interest in a licence for petroleum activities may not take place without the approval of the Ministry. The same applies to other direct or indirect transfer of interest or participation in the licence, including, inter alia, assignment of shareholdings and other ownership shares which may provide decisive control of a licensee possessing a participating interest in a licence.

Transfer of a group of licensees' right of ownership to fixed facilities may not take place without the approval of the Ministry. The same applies to establishing a mortgage in a facility which in accordance with a licence under this Act has been placed onshore or on seabed subject to private property rights.

The Ministry may in special cases decide that a fee shall be paid for the transfer.

Section 10-13
Revocation

In the event of serious or repeated violations of this Act, regulations issued pursuant hereto, stipulated conditions or orders issued, the King may revoke a licence granted pursuant to this Act.

If an application for a licence contains incorrect information, or if information of significance has been withheld, and it must be assumed that the licence would not have been granted had correct or complete information been available, the licence may be revoked in relation to the licensee concerned.

A licence may be revoked if the security which the licensee is obliged to provide pursuant to Section 10-7 has become significantly weakened, or if the company or other association holding the licence is dissolved or enters into debt settlement proceedings or bankruptcy proceedings.

Section 10-14
Consequences of revocation, surrender of rights or lapse for other reasons

Revocation of a licence, surrender of rights or lapse of rights for other reasons do not entail release from the financial obligations which follow from this Act, regulations issued pursuant hereto or specific conditions. If a work obligation or other obligation has not been fulfilled, the Ministry may demand payment, in full or in part, of the amount which fulfilment of the obligation would have cost. The amount shall be stipulated by the Ministry with binding effect.

Section 10-15
Immunity etc. for civil servants of other states

The King may, notwithstanding of Norwegian law, grant to civil servants of other states immunity and special privileges in connection with measures to prevent and take action against illegal acts representing a safety threat to the petroleum activities.

Section 10-16
Enforcement measures

With regard to orders issued in or pursuant to this Act, the authority which has issued the order may stipulate a current fine for each day that passes after expiry of the time limit set for implementation of the order, until it has been complied with. Notice of a fine shall be given by registered letter or by another equally reliable method. An order to pay a fine is regarded as grounds for enforcement of distraint.

The King may waive an imposed fine when this is considered reasonable.

In the event of serious or repeated violations of acts and regulations, stipulated conditions or orders issued, the Ministry may impose a temporary suspension of the activities.

The Ministry may initiate necessary measures for the account and risk of the licensee if orders are not complied with. The costs of such measures are grounds for enforcement of distraint.

A vessel or aircraft which violates provisions or orders issued in or pursuant to this Act may be instructed, expelled or seized and brought to a Norwegian port.

Section 10-17
Penal provisions

Wilful or negligent violation of provisions or decisions issued in or pursuant to this Act shall be punishable by fines or imprisonment for up to 3 months. In particularly aggravating circumstances, imprisonment for up to 2 years may be imposed. Complicity is punishable in the same way. These provisions shall not apply if the violation is subject to a more severe penalty under any other statutory provision.

Section 10-18
Authority to issue regulations and stipulate conditions

The King may issue regulations to supplement and implement this Act, including, inter alia, provisions relating to working conditions, confidentiality and relating to the licensee's obligation to make information on the activities pursuant to the Act available to the public.

The King may, by regulations, order licensees or administrative agencies to provide information regarding payments. Administrative agencies can be ordered to provide such information without consideration for duty of confidentiality. This information can be published both by the declarant and the recipient of the information.

The King may issue regulations relating to duty to provide information for the fulfilment of Norway's obligations pursuant to the EEA agreement.

In connection with individual administrative decisions, other conditions than those mentioned in this Act may be stipulated, when they are naturally linked with the measures or the activities to which the individual administrative decision relates.

The Ministry may by regulation decide that vessels carrying out exploration for petroleum shall have onboard and use equipment monitoring and reporting the activity of the vessel. Such equipment may, for instance be satellite tracking equipment and trip recorder.

Chapter 11
management of the state direct financial interest

Section 11-1
The State's participation in petroleum activities

The State participates in petroleum activities under this Act in that the State reserves a specified share of a licence granted pursuant to this Act and in the joint venture established by a joint operating agreement in accordance with the licence.

The King may decide that the State shall participate in activities under this Act otherwise than mentioned in the first paragraph, and that the State shall participate in other activities connected with activities under this Act. In such case the provisions contained in this chapter shall apply accordingly to the extent they are suitable, unless otherwise specifically decided by the King.

Section 11-2
Management company

The commercial aspects in relation to the participating interests which the State owns or reserves for itself, shall be managed by a limited company owned by the State as sole owner.

The company shall be a licensee in respect of the participating interests it manages on behalf of the State. In the individual joint venture the company shall have rights and duties as a participant in accordance with the joint operating agreement and shall otherwise have rights and duties as a licensee according to rules stipulated in or pursuant to this Act with appurtenant regulations.

The revenues resulting from the management of the participating interests shall belong to the State. The operating expenses, investments and other expenditure incurred to or relating to the management of the

participating interests, shall be covered by appropriation from the State. The company shall keep separate accounts in respect of revenues and expenses relating to the participating interests.

Funds for the operation of the company shall be provided by the State.

Section 11-3
The State's responsibility for the company

The State is directly liable for any obligations incurred by the company by contract or otherwise. Claims against the State shall be made to the company.

Bankruptcy and debt settlement proceedings according to Act of 8 June 1984 No.58 relating to debt settlement proceedings and bankruptcy (The Bankruptcy Act) cannot be instituted against the company.

Section 11-4
Raising of loans etc.

The company cannot raise loans or provide security without the consent of the Storting (Parliament).

Section 11-5
The relationship to company law

The company is subject to the Act of 13 June 1997 No. 44 relating to limited companies (the Companies Act), including the provisions on State limited companies, unless otherwise ensues from this Act.

Section 11-6
Duties of the Board of Directors

The Board of Directors shall see to it that the participating interests are subject to sound management in accordance with commercially sound principles and allocated funds and authorisations issued to the company and the activities it manages. The Board of Directors shall also consider the composition of the portfolio of participating interests and shall, as appropriate, put forward a proposal of possible changes to the General Assembly.

The Board of Directors may engage managers to execute management tasks of the individual joint venture. The Board of Directors may also engage particular managers for limited business areas. The Board of Directors shall see to it that the execution of the tasks assigned to managers, is supervised in a satisfactory manner.

Section 11-7
Duty of submission of the Board of Directors

The Board of Directors shall submit the following matters to the General Assembly:

a) plans for the coming year, as well as outlook for the intermediate term and significant changes in any of these;

b) plans regarding projects of major significance to the State's participation in activities according to this Act;

c) main features of the budget for the coming year;

d) principles relating to engagement of managers;

e) annual report and annual accounts in respect of the participating interests of the State as mentioned in Section 11-8.

The Board of Directors shall in addition submit to the General Assembly all matters that must be assumed to comprise principal or political aspects of significance or that may entail significant socio-economic or social effects.

If the management committee of a joint venture is to make a decision in a matter governed by special voting rules with the right for the company to cast its vote based on a decision by the General Assembly, the Board of Directors shall submit the matter to the General Assembly before the company casts its vote in the matter. If the management committee has made a decision that will constitute a violation of

conditions and requirements specified in the licence as regards the State's production policy or the State's financial interests, the Board of Directors shall submit the matter to the General Assembly.

The Board of Directors shall inform the Ministry of matters which are to be submitted to the General Assembly according to first to third paragraph, and shall demand that this Assembly be called. The General Assembly shall decide whether the submission of the Board of Directors according to this Section shall be duly noted, approved or amended.

The Board of Directors may make a decision in matters comprised by this Section if it has not been possible to submit the matter to the General Assembly in advance. The General Assembly shall be notified of such decision immediately.

Section 11-8
Annual report and annual accounts

The Board of Directors shall render accounts for revenues and expenditure in respect of the State's participating interests. The Board of Directors shall also submit an annual report containing an overview of the participating interests managed by the company, including a resource account.

Section 11-9
The relationship to provisions of the Public Administration Act etc.

The Act of 10 February 1967 pertaining to procedures relating to public administration (the Public Administration Act) and the Act of 19 June 1970 No. 69 relating to public information (the Public Information Act) shall not apply to the company.

Section 11-10
Instructions. Supplementary provisions

The Ministry may issue instructions in respect of the company's execution of its management task under to this Act, including the stipulation of rules relating to the duty of secrecy of elected representatives and employees.

The King may by individual administrative decisions or regulations stipulate provisions relating to implementation of, or as supplement to or delimitation of, the provisions of this chapter.

Chapter 12
Entry into force and amendment of laws

Section 12-1
Entry into force etc.

This Act enters into force as from the time decided by the King. The King may decide that individual provisions contained in the Act shall enter into force at different times.

Section 3-9, first, second and third paragraphs do not apply to production licences granted pursuant to Royal Decree of 9 April 1965 relating to exploration for and exploitation of submarine petroleum resources (the 1965 Decree). Such production licences are valid for up to 46 years from the time when the licence was granted.

Section 4-5 does not apply to production licences granted prior to 1 July 1985.

The Ministry may exempt from the provisions of Section 4-9, second paragraph, relating to the shipment point of the production area in respect of production licences issued pursuant to Royal Decree of 9 April 1965 relating to exploration for and exploitation of submarine petroleum resources (the 1965 Decree).

Regulations issued pursuant to previous Act of 21 June 1963 No.12 relating to scientific research and exploration for and exploitation of subsea natural resources other than petroleum resources, or Act of 22 March 1985 No. 11 relating to petroleum activities, or by virtue of regulations issued pursuant to the said Acts, shall apply insofar as no other provision has been or will be made applicable.

Section 12-2
Repeal and amendment of acts

Act of 22 March 1985 No. 11 relating to petroleum activities shall be repealed as from the time of entry into force of this Act.

As from the same time, the below mentioned Acts shall be amended as follows:

1. Act of 21 June 1985 No. 83 relating to general partnerships etc. (the Companies Act), Section 1-1 (4) second sentence, shall read as follows:

Similarly it shall not be applicable to co-operation agreements in connection with licence granted pursuant to Act of 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities, Section 4-3, and co-operation agreements by virtue of Section 3-3 fourth paragraph and Section 4-7, cf. Section 4-3 of the Act, and corresponding agreements entered into prior to the entry into force of the Petroleum Act.

2. Act of 21 June 1963 No.12 relating to scientific research and exploration for and exploitation of subsea natural resources other than petroleum resources, Section 1 first paragraph, shall read as follows:

This Act applies to scientific research of the seabed and its substrata and exploration for and exploitation of subsea natural resources other than petroleum resources in Norwegian internal waters, in Norwegian territorial sea and on the continental shelf. By continental shelf shall be understood the sea bed and subsoil of the submarine areas that extend beyond the Norwegian territorial sea throughout the natural prolongation of its land territory to the outer edge of the continental margin, but no less than 200 nautical miles from the base lines from which the territorial sea has been measured, nevertheless not beyond the median line in relation to other states.

26.11.2012

Energy Policy ▮ (▮▮▮▮) ▮▮▮–▮▮▮

Contents lists available at ScienceDirect

Energy Policy

journal homepage: www.elsevier.com/locate/enpol

Exporting the "Norwegian Model": The effect of administrative design on oil sector performance

Mark C. Thurber [a,*], David R. Hults [a], Patrick R.P. Heller [b]

[a] Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University, Stanford, CA 94305, USA
[b] Revenue Watch Institute, New York, NY 10019, USA

ARTICLE INFO

Article history:
Received 29 December 2010
Accepted 16 May 2011

Keywords:
Oil sector governance
Norwegian Model
National oil company

ABSTRACT

Norway has administered its petroleum resources using three distinct government bodies: a national oil company engaged in commercial hydrocarbon operations; a government ministry to direct policy; and a regulatory body to provide oversight and technical expertise. Norway's relative success in managing its hydrocarbons has prompted development institutions to consider whether this "Norwegian Model" of separated government functions should be recommended to other oil-producing countries. By studying ten countries that have used widely different approaches in administering their hydrocarbon sectors, we conclude that separation of functions is not a prerequisite to successful oil sector development. Countries where separation of functions has worked are characterized by the combination of high institutional capacity and robust political competition. Unchallenged leaders often appear able to adequately discharge commercial and policy/regulatory functions using the same entity, although this approach may not be robust against political changes. Where institutional capacity is lacking, better outcomes may result from consolidating commercial, policy, and regulatory functions until such capacity has further developed. Countries with vibrant political competition but limited institutional capacity pose the most significant challenge for oil sector reform: Unitary control over the sector is impossible but separation of functions is often difficult to implement.

© 2011 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

Since 1972, Norway has separated policy, regulatory, and commercial functions in the government's administration of petroleum development. This approach, particularly its requirement that the national oil company (NOC) only carry out commercial activities, has inspired admiration and imitation as the canonical model of good bureaucratic design for the hydrocarbons sector. Development institutions have explored whether oil-exporting countries should adopt this so-called "Norwegian Model" of administrative design as a route to both better performance and enhanced transparency in their hydrocarbon activities (Collins, 2003; Al-Kasim, 2006b; Nore, 2009). (The "Norwegian Model" of revenue management through a savings and stabilization fund has been examined by other researchers[1] and is not a subject of this study; hereafter, we use the term Norwegian Model to refer specifically to an administrative design that separates commercial from policy and regulatory functions in hydrocarbons.)

Among the countries in which the Norwegian template has been promoted are several whose political and institutional dynamics vary significantly from those prevailing in Norway. In Nigeria, where the oil industry has been beset for decades by inefficiency and corruption, legislation is being considered that would create a separation of institutional roles strikingly parallel to that of Norway, with a National Petroleum Directorate setting policy (in the manner of Norway's Ministry of Petroleum and Energy), an independent commercial NOC analogous to Norway's Statoil, and an autonomous regulator in the mold of the Norwegian Petroleum Directorate (NPD). In new petroleum frontiers across Asia and Africa, governments are examining the Norwegian Model as a means of promoting dynamism and good governance amidst heavy exploration and nascent production. In Latin American countries such as Brazil and Colombia, policy makers have parceled out regulatory functions to autonomous agencies after decades of operation in which NOCs largely filled those roles. And in research and technical assistance projects throughout the world, advisors from international institutions and donor governments – including Norway itself – treat a strict separation of functions as something of a *sine qua non* of effective oil sector governance.[2]

* Corresponding author. Tel.: +1 650 724 9709.
E-mail address: mark.thurber@stanford.edu (M.C. Thurber).

[1] See, for example, Velculescu (2008) and Skancke (2003).

[2] One of the strongest explicit endorsements of separating commercial and regulatory responsibilities was found in the 2009 version of the Natural Resource

0301-4215/$ - see front matter © 2011 Elsevier Ltd. All rights reserved.
doi:10.1016/j.enpol.2011.05.027

At the same time, a noteworthy strand of the development literature cautions in a general sense that governance strategies that work well in countries with mature institutions may be ill-suited to countries lacking certain institutional endowments (Grindle, 2004, 2007; Moore and Putzel, 1999; Rodrik, 2008). To the extent that this is true, reformers would be well-advised to carefully consider the attributes of a specific oil sector context before encouraging the use of a particular "best practice" like the Norwegian Model.

Our current work is motivated by this very practical question of where and when policymakers and reformers should promote the administrative design of separated functions. To derive recommendations in this area that are supported by real-world data across a variety of oil sector contexts, we ask two specific research questions. First, is implementation of the Norwegian Model a universal prerequisite for good oil sector performance? Second, what are the conditions under which the separated functions approach is likely to offer the most benefit? Our ultimate goal is a heuristic that can help policymakers and development agencies assess what kind of oil sector administrative strategy is likely to prove most effective in improving oil sector performance in a particular country at a particular stage of its development.

To answer these research questions, we draw substantial case study data from a new study from Stanford University that examines a number of the most important national oil companies around the world (Victor et al., forthcoming). The Stanford project's focus on government-NOC relations facilitates detailed comparison of how commercial, policy, and regulatory responsibilities have been allocated in different countries and the role of these administrative choices in shaping outcomes. We selected a sample of 10 countries from the larger study that offers substantial variation in institutional capability, political system, and whether the Norwegian Model has been tried. Our sample consists of the following countries: Algeria, Angola, Brazil, Malaysia, Mexico, Nigeria, Norway, Russia, Saudi Arabia, and Venezuela.

In the remainder of this study we proceed as follows. First, we consult relevant literature to articulate the theory that animates both research questions: theory on how application of the Norwegian Model might be expected to benefit oil sector performance, and how institutional and political variables might mediate the functioning of the Norwegian Model. Second, we explain our research method, laying out the specific hypotheses we will test, the important characteristics of our sample of countries, and our approach for testing the hypotheses with case study data. Third, we summarize our data in the form of capsule case descriptions that touch on the relevant aspects of administrative design, oil sector performance, and how institutional and political factors may have conditioned the relationship between the two historically. Fourth, we present our results for both research questions. Fifth, we discuss these results and speculate about what they may suggest about the broader relationships between administrative design, institutions, politics, and oil sector performance. Sixth, we conclude by offering practical guidance for policymakers and reformers based on this research.

(*footnote continued*)
Charter (2009), a collective effort by a respected group of academics and practitioners to help countries wisely manage their natural resource endowments. Precept 5 of the 2009 version of the *Natural Resource Charter* stated that "*National resource companies* should be competitive and commercial operations. They should avoid conducting regulatory functions or other activities." (Natural Resource Charter, 2009, p12) Interestingly, the more recent version of the charter (Natural Resource Charter, 2010) appears to have eliminated this language, perhaps in part reflecting the results of studies such as the current one that show a more ambiguous relationship between a particular administrative model and oil sector outcomes.

2. Background and theory

Norway is well known for an administrative system in which it assigns oil sector functions to three state-controlled institutions, each with its own distinct role. First, there is the commercial entity, NOC Statoil, which today carries out extensive oil operations both in Norway and abroad. Second, there is the policy-making body, the Ministry of Petroleum and Energy. The Ministry works with (and has at various points guided) the country's political leadership in setting goals for the sector, makes plans to achieve these goals, and oversees the crucial licensing process. Third, there is the regulatory and technical advisory agency, the Norwegian Petroleum Directorate (NPD), which compiles data on all hydrocarbon activities on the Norwegian Continental Shelf (NCS),[3] collects fees from oil operators, advises the Ministry on technical matters, and sets hydrocarbon regulations related to resource management. This separation of roles and responsibilities between commercial, policy, and regulatory bodies became known as the "Norwegian Model" of oil sector governance (Al-Kasim, 2006a). For the purposes of this paper, the most salient separation is between distinct bodies performing commercial and policy/regulatory functions.[4] (The question of how best to divide policy and regulatory roles among different government agencies is important but beyond the scope of this paper.[5]) We focus principally on policy and regulatory functions related to licensing and revenue collection, as these most directly affect the commercial prospects of oil operators including NOCs.

2.1. Theory of how the Norwegian Model works

Several authors have considered the possible benefits of separation of functions and related approaches to oil sector governance. Al-Kasim (2006a, 2006b) drew on his own deep involvement in Norway's oil sector to describe the detailed elements that contributed to that country's positive experience and assess their applicability in a developing country context. Espinasa (2008) studied six Latin American countries with NOCs, three of which put in place government bodies to administer hydrocarbon resources and three of which did not. He observed in his sample that the creation of government agencies with regulatory and policy authority generally had a positive effect on a country's hydrocarbon performance. Without prescribing which functions should or should not belong to an NOC, Lahn et al. (2007) define general principles of good governance in the petroleum sector, which include "clarity of goals, roles and

[3] The Norwegian Continental Shelf (NCS) constitutes the entire offshore region over which Norway has resource sovereignty. It includes parts of the North Sea, Norwegian Sea, and Barents Sea.

[4] The reality is that even in Norway itself, the formal separation between policy and regulatory functions has actually been somewhat fluid. For example, the technical/regulatory body, the Norwegian Petroleum Directorate (NPD), reports directly to the Ministry of Petroleum and Energy; originally the NPD had a separate board but this was deemed unnecessary and abolished in 1991.

[5] Norway's allocation of specific policy and regulatory responsibilities among different government bodies has shifted over the years. The Norwegian Petroleum Directorate was responsible for regulation of resource management as well as health, safety, and environmental issues until the Petroleum Safety Authority was established in 2003–2004 to oversee the latter areas. The issue of whether revenue collection and licensing responsibilities should be combined with safety and environmental ones has received significant attention in the United States in the wake of the 2010 *Deepwater Horizon* oil spill in the Gulf of Mexico. After the incident, the U.S. Minerals Management Service, which had been responsible for regulating safety and environmental protection in addition to licensing and revenue collection, was reorganized. Multiple divisions were created in its place with separate jurisdiction over safety and environmental regulation on the one hand and licensing and revenue collection on the other. See the official report on the incident (National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, 2011) for discussion.

responsibilities" among government bodies. Boscheck (2007) notes that lack of clarity around regulatory responsibilities indeed has contributed to the problems in Nigeria's oil sector. At the same time, Boscheck dissents from the view that the checks and balances associated with formal separation of functions represent the only feasible way to regulate an NOC. He uses a framework derived from institutional economics to suggest that modes of control ranging from regulation by an independent agency to direct supervision of the NOC by its political masters could be appropriate depending on the particular context.

The theory of how the separation of functions model might improve oil sector performance is built on several claims, which are supported in part by observations of how the model has worked in Norway. First, the NOC may be able to, and perhaps be forced to, focus more exclusively on its commercial activities, enhancing its operational performance and increasing the short- or long-term financial return to the state (Espinasa, 2008; Al-Kasim, 2006a). Second, the creation of autonomous policy and regulatory bodies may improve the ability of the government to monitor and benchmark both the NOC and other players in the sector, thereby improving performance (Thurber and Istad, 2010). Third, conflicts of interest – in which, for example, the NOC could use its regulatory or policy powers to privilege itself against competitors, or to privilege its (or its partners') commercial interests over the revenue-generation goals of the state – are potentially reduced (Al-Kasim, 2006a; Thurber and Istad, 2010).[6] Fourth, the state's assertion of independent control over hydrocarbon policy and regulations may put it in a stronger position to prevent an NOC from capturing other state institutions (including political ones) and thus keep it from becoming a distorting and destabilizing "state within a state" (Noreng, 1980).

2.2. Theory of how bureaucratic and political institutions might play an intervening role

Given that much of the theory of Section 2.1 is derived from observations of Norway's experience, we ask how well it will extrapolate to countries with substantially different bureaucratic and political institutions. The general idea that "best practices" applicable under certain institutional conditions can be ineffective or harmful when institutional prerequisites are absent is well-summarized by Rodrik (2008). In an effort to understand how anti-poverty policies might need to be tailored to country-specific conditions, Moore and Putzel (1999) offer a typology of states, which is further elaborated by Grindle (2007). Notably, their typology suggests that institutionalization ("rule through stable and legitimate organizations and procedures"[7]) and degree of political competition are two important variables affecting which states are susceptible of particular types of reform. Though the particular policy context is different, this previous work can offer a starting point for the current investigation of how the Norwegian Model transfers to other countries. There is also significant research specific to the oil sector on the way that institutions can drive or mediate outcomes. While the original "resource curse" theory posited a direct linkage between resource dependence and stunted economic growth, recent contributions have pointed to institutions as a crucial intervening variable (Atkinson and Hamilton, 2003; Jones Luong et al., 2010; Stevens, 2003) or even the principal causal variable (Brunnschweiler and Bulte, 2008) behind apparent instances of the "resource curse" or its absence.

There are several plausible mechanisms through which institutional quality could interact with administrative design to shape oil sector outcomes. As was the case throughout the development of Norway's oil sector, a capable bureaucracy can offer the kind of regulatory and policy check on the activities of the NOC that is fundamental to how the Norwegian Model is intended to work—making sure, for example, that government revenue goals are pursued appropriately. Where such civil service institutions are strong and capable, they can continue to play this role even in the face of changes in political leadership. The presence of ample human capital and experience in public administration can allow countries to spread talent across various government bodies to create multiple checks and balances. In countries that lack such institutional endowments, a formal regulator or policymaker may be powerless in practice and vulnerable to NOC political lobbying and other forms of agency capture. In such cases, the country may be better served by concentrating its limited pool of technocrats and capable administrators in one body.

Political competition can be expected to factor in because the mediating role of institutions matters most where competition for power is strong. In politically vibrant states, the existence of a separate policymaking institution may enhance oil sector performance by shielding an NOC from the competing demands of different political actors and by synthesizing those demands into a coherent policy for the NOC to follow. When a leader faces few political constraints, by contrast, decision-making becomes more unitary, and the introduction of multiple institutional players into oil sector management may be futile, wasteful, or even counterproductive.[8] Moreover, entrenched leaders may have longer time horizons and therefore share the long-term profit maximization goals of an NOC (though exceptions exist), reducing the need for separate policymaking and regulatory agencies to bend the NOC's actions to the will of the government. Also, in environments of low political competition it is more likely that government leaders and NOC senior managers will come from the same group of elites and thus perceive their fortunes as rising or falling together. In countries where there is frequent movement between NOC and government top posts, these senior officials may even be the same people.

3. Research method

3.1. Hypotheses and methods for testing them

Based on the theory discussed above, we seek to test two hypotheses about the Norwegian Model, starting with the following:

Hypothesis #1. Where a country has an NOC, implementation of the Norwegian Model – defined as the separation of commercial from policy and regulatory functions of government – is strongly correlated with the performance of the oil sector.

To test this hypothesis, we need to characterize for each country whether separation of functions has been tried, whether the implementation was durable, and how the oil sector performs.

[6] In addition to helping ensure that the state's interests are faithfully pursued, the elimination of such conflicts of interest can help maintain the attractiveness of the sector to private players.

[7] Compare this definition of institutionalization from Moore and Putzel (1999) to the degree of rule of law within a country (Hults, forthcoming a).

[8] See Whitford (2005) and Hults (forthcoming a) for further discussion. We acknowledge that this discussion may have an element of circularity in implying that countries cannot develop institutional checks and balances unless they already exist. Generating the momentum necessary for dramatic institutional change is difficult in any context, but we would argue that in attempting to constitute a system or culture of internal institutional checks where none currently exists, the oil sector – usually characterized by massive revenue flows inexorably linked to the levers of state power – represents a particularly challenging place to start.

Because the case studies for each country consider the evolution of the oil sector over time, we are able to examine not only current day relationships but also the possible correlation between separation of functions and performance at particular times in the past. We are also able to evaluate whether there seems to be a causal link between implementation of separation of functions and improved performance.

Based on the capsule case study data in the following section, we perform a binary, yes–no characterization of whether a country has at any point in its history credibly separated commercial and policy/regulatory functions in the oil sector or whether it has always adopted a more integrated approach. This binary characterization maps to government policy choices in a relatively straightforward way. The only challenge in several cases is to distinguish serious efforts to reform oil sector performance through the creation of autonomous policy or regulatory bodies from strictly formal delineations of policy or regulatory agencies that do not provide genuine oversight. One indicator of which category a reform effort falls into is whether a policy-making or regulatory entity is ever able to produce an outcome to which the NOC is averse.

To measure performance, we consider the effectiveness of the upstream oil sector[9] as a tool for reliably generating revenue to satisfy the short- and long-term objectives of the government.[10] Oil sector performance could also be judged on various non-revenue dimensions, including the degree to which positive linkages are established to the broader economy, oil revenues contribute to broad-based development or poverty reduction, and desired safety and environmental metrics are met.[11] However, we focus narrowly on revenue optimization in the interests of parsimony and ease of comparison between countries, and because this is typically a fundamental sectoral goal that supports the non-revenue objectives of oil-exporting governments. We recognize that even this narrow notion of oil sector performance is somewhat subjective and difficult to quantify. We therefore rely again on a broad two-category approach rather than a finer-grained, but possibly misleading, assessment: Oil sector performance is characterized as either good, on the one hand, or fair/poor, on the other.

The theory laid out in Section 2.2 suggests that characteristics of institutions, both bureaucratic and political, can be a critical factor mediating any possible relationship between implementation of separation of functions and oil sector performance. Specifically, we hypothesize effects of *institutional quality* and *political competition* as follows:

Hypothesis #2. Higher levels of institutional quality and political competition increase the likelihood that the separation of functions model will be effective in boosting oil sector performance.

If Hypothesis #2 holds, we may find that sequencing of reforms is important, because separation of functions may not be effective in improving oil sector performance in a country until after a certain amount of institutional or political development has occurred.

In accordance with the theory discussed previously, we define *institutional quality* as a country's endowment of bureaucratic capability[12] to deliver effective policies and services in a durable way, providing continuity even in the face of changes in political leadership. To characterize institutional quality, we use the World Bank's Government Effectiveness index[13] (World Bank, 2010; Kaufmann et al., 2009), which conforms closely to this definition and is also employed by Brunnschweiler and Bulte (2008) in evaluating the effect of institutional factors on oil sector outcomes. (Some indices of institutional capacity from the "resource curse" literature have lumped together characterizations along a number of distinct dimensions,[14] but we believe this narrower definition of institutional quality as a measure of bureaucratic capability is more parsimonious and instructive for the purposes of the current investigation.)

We define *political competition* as the possibility that an executive and his or her political faction will lose power. It was more difficult to find a suitable representation of political competition than it was for institutional quality. The Polity IV dataset offers a composite measure of political competition (POLCOMP[15]); however, this index provides a typology of how political leaders are selected rather than the simpler assessment we seek of how vulnerable the political leaders in a country are to being replaced. In this spirit, we use a much simpler measure of political competition: the time since the last transition in the faction/party in power, with a breakpoint of 15 years ago[16] to denote "low" versus "high" political competition.[17] This is clearly a crude measure – among other shortcomings, its value will shift suddenly when transitions occur – but we find it captures threats to power better than more complicated codings with which we are familiar.[18]

Clearly a number of factors in addition to administrative design and its interaction with institutional quality and political

[9] We focus on upstream oil operations (i.e., exploration and production) because the upstream is the main driver of government oil revenue in most exporting countries.

[10] We anticipate that a government usually has the objective of collecting as high a government take as possible without unduly deterring investment, except, perhaps, where the government has the desire to contain the impact of oil revenues on the country's broader economy and industrial structure, to cartelize the oil industry, or to preserve oil supply as part of a "depletion strategy" to optimize the country's revenues over the longer term.

[11] We expect, but do not test here, that revenue streams over time are linked to some, but not all, of these other performance dimensions.

[12] Stevens (2003) notes the existence of effective bureaucracies in several oil-producing countries that appear to have avoided the "resource curse."

[13] The Government Effectiveness index measures "perceptions of the quality of public services, the quality of the civil service and the degree of its independence from political pressures, the quality of policy formulation and implementation, and the credibility of the government's commitment to such policies" (Kaufmann et al., 2009). This represents the overall quality of public government effectiveness, which in some countries may not reflect islands of competence built within the public bodies specifically responsible for oil. In countries like Brazil and Angola, the level of competence in the oil sector significantly exceeds the average government capacity.

[14] The institutional quality index used by Sachs and Warner (1997) and in modified form by Atkinson and Hamilton (2003) groups together measures of rule of law, bureaucratic quality, corruption in government, risk of expropriation, and government repudiation of contracts. Eifert et al. (2003) create a stylized classification of political economies – mature democracy, factional democracy, paternalistic autocracy, reformist autocracy, and predatory autocracy – that describes characteristic political, legal, and bureaucratic institutions for each type.

[15] Political Competition (POLCOMP) is a composite of variables in Polity IV measuring "regulation of participation" and "competitiveness of participation" in the political arena (Marshall et al., 2010).

[16] We choose 15 years to partially account for multi-term leadership, political dynasties, and other phenomena that occur even in politically competitive states.

[17] Even this simple measure is not always as straightforward as it seems. For example, the succession of King Fahd by Crown Prince Abdullah in Saudi Arabia was orderly and clearly represented continuity of the Al Saud ruling family—hence our classification of Saudi Arabia as having low political competition by the metric described. At the same time, the elevation of Abdullah, a half-brother to Fahd, was strongly resisted by the Sudairi faction of full brothers to Fahd (Henderson, 2009).

[18] As noted, we acknowledge that this measure of political competition is fairly narrow. Some countries may be politically competitive even though no change in leadership occurs at the executive level. Political competition may threaten the leader's hold on power (even if the leader staves off those threats) or result in changes in the legislative and/or subnational levels. In most such cases, however, we would argue that the degree of political competition is relatively muted. We therefore adopt the broad, but indicative, measure of a faction/party's time in office as our proxy for political competition.

competition affect the success of hydrocarbons development in different countries. One of the most obvious *omitted* variables in our analysis is the nature of a country's hydrocarbon resources: how much total potential exists, how easy it is to exploit the country's geological endowments, and how significant the associated revenue would be in comparison with the size of the economy. However, this variable is extremely difficult to quantify,[19] and we judged on balance that any attempt to do so would add significant complexity with little payoff in enhanced insight. Our goal in this work, after all, is not to develop a definitive theory of oil sector performance but rather to provide insight to policymakers about whether a particular country is likely to be well-suited to separation of functions reforms.

3.2. Sample selection

Drawing from a larger research project at Stanford University that includes case studies of important global NOCs (Victor et al., forthcoming), we selected a sample of ten countries to examine: Algeria, Angola, Brazil, Malaysia, Mexico, Nigeria, Norway, Russia, Saudi Arabia, and Venezuela. Sample selection was based on several criteria. First, we sought an even split as to whether the Norwegian Model has been tried. Five of the ten countries (Algeria, Brazil, Mexico, Nigeria, and Norway) have at some point attempted to empower an autonomous body or bodies within government with responsibility for policy and regulation; the other five (Angola, Malaysia, Russia, Saudi Arabia, and Venezuela) have either made no such attempt or have vested would-be policy or regulatory bodies with so little actual power that the NOC retains practical control over all important decisions.[20] Nigeria and Algeria have tried but been unable thus far to create durable and effective separation of functions; as previously mentioned, Nigeria's current reform push represents another attempt to achieve this goal.

Second, we sought variation in geography and importance to the global oil market. We limited ourselves to countries that currently are or have prospects for becoming net hydrocarbon exporters, on the theory that these are the countries for which administrative design in the upstream hydrocarbons sector is most consequential. We explicitly chose to include the most significant players in oil (Saudi Arabia) and natural gas (Russia).

Third, to facilitate robust testing of Hypothesis #2, we included countries that vary widely in institutional quality and extent of political competition. Fig. 1 illustrates where the countries in our sample fall on our simple measures of institutional quality and political competition, delineating four quadrants with particular combinations of these attributes. Quadrant IV, of which Norway is the strongest example, features countries with high institutional quality and entrenched political competition. Quadrant III contains countries with high institutional quality but low political competition, with Malaysia as an archetype. Quadrant II indicates high political competition but limited institutional capacity – Nigeria is characteristic – and Quadrant I denotes low levels of both institutional capacity and political competition, with Angola being typical. Where not otherwise indicated, we represent each country's levels of institutional capacity and political competition with data from 2008. For the cases of Mexico, Venezuela, and Brazil, we also

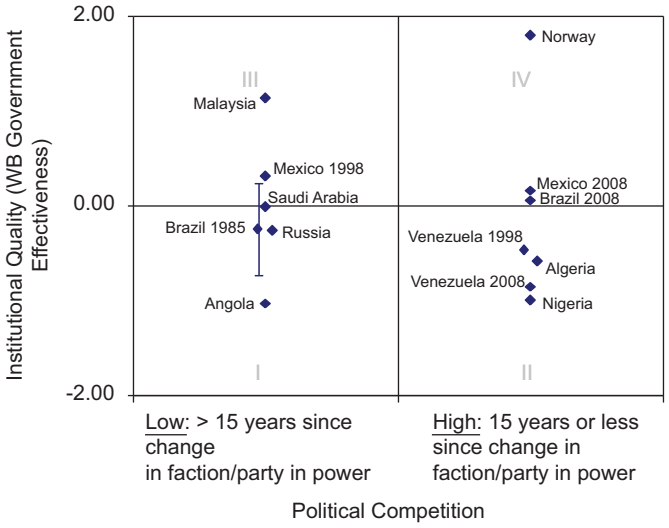


Fig. 1. Classification of countries in our sample on axes of institutional quality ("Government Effectiveness" from the World Bank's Worldwide Governance Indicators) and political competition (time since last transition in power). Data is for 2008 except where noted. There is no data for Government Effectiveness before 1996, so we crudely estimate Brazil's 1985 value as its 1996 value plus or minus an error bar equal to double the change in the index for Brazil between 1996 and 2008. *Source*: World Bank (2010) for Government Effectiveness; various sources for date of last transition in power.

consider contrasts with earlier time periods. While Fig. 1 will prove useful in structuring our discussion about the applicability of the separation of functions model, it clearly has limited ability to resolve finer details of institutional quality and, especially, political competition. Notably, Venezuela, Malaysia, and Russia have all experienced important recent shifts in the political environment that are not reflected in the crude proxy of faction/party changes of power in the last 15 years. For example, while political competition arguably remains salient in Venezuela, President Hugo Chávez has taken significant steps to consolidate power since his original election in 1998, and the quality of government services has declined over the same period. Malaysia has been governed by the same political party since independence in 1957, but power has become appreciably more contested since the departure of long-serving Prime Minister Mahathir bin Mohamad in 2003.

4. Data

The data used to test both of our hypotheses consists of qualitative observations: of hydrocarbon sector performance, of how different countries have chosen to administer their sectors at different points in time, and of the role of institutional quality and political competition in mediating the effect of administrative design on performance. We begin with a tabular assessment of performance (Section 4.1) and then present our observations about how administrative design has affected the hydrocarbon development of different countries (Section 4.2). We use a comparative, discussion-based approach in the interests of readability and efficiency.

4.1. Characterization of performance

As described in Section 3.1, we qualitatively group oil sector performance into two categories according to how effectively a country has been able to develop its upstream oil sector to serve the revenue needs of its government. Factors affecting short- and long-term revenue generation capacity, and thus the overall

[19] See Nolan and Thurber (2010) for one attempt to develop variables expressing geological risk. While their methods were useful for testing a theory about how risk affects state hydrocarbon choices, there were clear limits to how well they were able to characterize geological endowments.

[20] Venezuela presents a special case. Until the early 1990s, the holding company for Venezuela's NOC, PDVSA, discharged policy and regulatory roles whereas the NOC operating companies fulfilled commercial roles (Hults, forthcoming b). This division of responsibilities in some ways resembles the separation of functions approach, though both functions occurred within the NOC. We discuss the Venezuelan experience more fully below.

Table 1
Summary of oil sector performance for countries in our sample.

Country	Oil sector performance	Justification
Algeria	Fair/Poor	• NOC-led sector tends to perform well enough to meet government needs in high price periods but poorly in low-price ones, leading to cycles of opening and closing to international companies • Little positive change over time
Angola	Good	• Smooth functioning of internationally-operated projects • High government take from oil
Brazil	Good	• Major recent oil and gas discoveries and increasing production that have transformed Brazil from net importer to exporter • NOC is technological leader in deepwater activities
Malaysia	Good	• Successful development of domestic resources • High-functioning NOC built on indigenous talent, with some successful international operations
Mexico	Fair/Poor	• Declining production streams, putting government budgets at serious risk • Historical underinvestment in exploration • Paucity of domestic technical capability
Nigeria	Fair/Poor	• Frequent disruptions to production • Limited development of domestic companies with operational capacities • Red tape imposes additional costs, with significant negative impact on total revenue • Failure to develop natural gas resources to potential
Norway	Good	• Successful development of oil and gas as a driver of Norwegian economic growth and savings for future • Development of technology-leading NOC and Norwegian oil services industry
Russia	Fair/Poor	• Declines in major gas fields; oil production stable for now • Though currently the world's largest gas producer, future revenues are uncertain because capital and technology constraints are impeding development of new fields • Gas transport infrastructure is deteriorating • Government focused on reconsolidating control over oil
Saudi Arabia	Good	• Has maintained status as world's most important oil exporter for decades • Ensures future revenue streams by having an NOC that reliably meets project targets
Venezuela	Fair/Poor	• Major declines in production since 2003 strike and evisceration of NOC by President Chávez in response • Domestic technical capacity will be challenged by heavy oil

ranking of sector performance, include the ability of a government to find, develop, and produce oil and gas in a timely manner (whether through the NOC or another agent); to minimize disruptions to hydrocarbon operations; to maximize government take without deterring investment; to exert control over its hydrocarbons sector to ensure that revenue is produced in accordance with government objectives; and where possible to enhance indigenous technological capacity over time to increase the positive impact of oil activities on the local economy and thereby government revenue. We assess these factors based on the case studies in the Stanford project as well as the work of other researchers. The hydrocarbon sector performance rankings that result are provided in Table 1, along with capsule explanations of the rationales for our rankings.

4.2. Country experiences with separation of functions model or integrated approach to oil sector administration

Norway separated policy, regulatory, and commercial functions from the time of NOC Statoil's formation in 1972.[21] Though it lacked expertise on the oil industry at the outset of hydrocarbon activities in the mid-1960s, Norway had a high overall level of bureaucratic capacity and a long tradition of democratic competition and intra-governmental checks and balances. Through the Ministry of Industry (which later became the Ministry of Petroleum and Energy), Norway's strong and competent bureaucracy asserted control over hydrocarbon policy and licensing on the Norwegian Continental Shelf (NCS) as soon as the possibility of substantial oil resources became evident in the mid-1960s.[22] Majority private firms, mostly foreign, controlled all exploration and production activities until Statoil was formed in 1972 as the government's commercial arm in petroleum. The Norwegian Petroleum Directorate (NPD) was created concurrently with Statoil to concentrate government competence in technical and regulatory matters, thus forming the third leg of the "Norwegian Model." Partly as a result of these administrative arrangements, Statoil was able to focus on developing its commercial capabilities to a greater extent than many NOCs. The Ministry was careful to involve international oil companies as well as Statoil's domestic competitors like Norsk Hydro in license groups to facilitate benchmarking of and leverage over Statoil's performance.[23] And when Statoil inevitably did try to leverage its growing political

[21] It should be noted that Norway's particular sensitivity to separating the government's commercial ventures from its policy and regulatory functions stemmed in part from a 1962 mining accident on the Arctic island of Spitsbergen that killed 21 employees of a state-owned mining company.

[22] This paragraph follows Thurber and Istad (2010).

[23] Involvement of carefully selected IOCs was also intended to facilitate efficient resource development as well as opportunities for Norwegian players to learn from the strongest international operators.

clout for commercial advantage, the Ministry and NPD were able to play at least a partial counterbalancing role.

On the whole, Norway's story of petroleum development has been a positive one: the country developed its oil successfully and at a pace that was set at least somewhat deliberately by government; Statoil developed technological capabilities that helped kick start a broader domestic oil services industry; the government mostly kept Statoil's power in check; and the state collected and continues to collect significant revenues which were prudently deposited in a fund for both savings and stabilization purposes. Norway's success stemmed from many factors, but the separation of functions approach was certainly one element of the country's positive experience.

Latin America offers several examples of oil sectors in which government agencies were created as stewards of the nation's petroleum resources after NOCs had already been in place for some time. As described in detail by Espinasa (2008), Brazil, Colombia, and Peru all created government policy and/or regulatory agencies in recent years. While acknowledging the many factors in play and the various differences between these countries, Espinasa suggests that the creation of such agencies generally had a salutary effect by creating a more level playing field and allowing or forcing each NOC to become more commercial in its approach. Brazil saw production, wells, and reserves all increase appreciably following the creation of the *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis* (ANP) in 1997 (Espinasa, 2008); already strong NOC Petrobras was partially privatized in 2000 and has become an even more efficient player since, with major recent exploration successes (de Oliveira, forthcoming). Petrobras has continued to develop and prosper under the more formalized checks and balances put in place with the creation of the ANP, but it is difficult to conclusively link the development of the company to the separation of powers. Petrobras first came into its own as a competitive and technologically advanced player between 1965 and 1985, when Brazil's overall administrative competence was relatively low and political competition was stifled by military rule (de Oliveira, forthcoming). During this period, Petrobras occupied a privileged position within the Brazilian oil industry and played a strong quasi-regulatory role with few formalized checks and balances in oil governance. The successful move to a separation-of-powers model was made only after institutional competence – in the oil sector particularly, but also more generally – had improved and more checks and balances had been incorporated into the political system.

The other two Latin American countries in our sample, Mexico and Venezuela, rely on monopolistic NOCs that directly execute petroleum policy on behalf of the state (Espinasa, 2008; Stojanovski, 2008; Hults, forthcoming b). Both Mexico and Venezuela have struggled in recent years with falling production and underutilization of available resources due to insufficient NOC technical capability and effort in exploration and development; however, Mexico's Pemex was capable through at least the 1970s and Venezuela's PDVSA in the 1990s was considered to be among the highest-performing NOCs in the world (Stojanovski, 2008; Hults, forthcoming b). The causes of their declines are complex. In Mexico, despite a generally competitive political system, Pemex retains a legal monopoly on all oil projects, and the company has been unable to invest successfully in the maintenance and development of the country's fields. (Mexico's energy reform in late 2008 did attempt to increase regulatory oversight, including through the creation of a technical regulator, the National Hydrocarbons Commission, but it is still too early to fully assess the results.) In the case of PDVSA, President Hugo Chávez sacked 30–40% of its workforce after the company launched strikes against him in 2002 and 2003, amidst a broader effort to tighten executive control of the economy and society. The strikes against Chávez reflected PDVSA's status as a "state within a state" of sorts, a situation which has reversed itself as the weakened company now acquiesces to direction from the president (Hults, forthcoming b).

Russia's recent experience in oil and, especially, natural gas in some ways parallels Venezuela's. In both countries, leaders have consolidated power politically – Chávez in Venezuela, Vladimir Putin in Russia – and taken command over previously independent NOCs. Both countries also suffer from relatively weak institutions. Illustrating this weakness, Russia's Federal Tariff Service is a de jure regulator of the country's most important NOC, Gazprom, but in practice is a clear example of agency capture by the NOC (Victor and Sayfer, forthcoming).[24] And in both countries, overall hydrocarbons performance has lagged in part as a result of poor NOC performance in recent years. Despite being the world's largest natural gas producer by far, Gazprom has struggled to update its aging infrastructure and remains saddled by expensive political obligations, including below-market-price sales to the domestic market and significant involvement in poor-performing non-core activities (Victor and Sayfer, forthcoming). The similarities between Gazprom and PDVSA should not be overstated, however. Unlike PDVSA, Gazprom competes for minority equity investors on the stock exchange. It also competes, at least on paper, for exploration projects with private companies operating in the Russia oil sector (Victor and Sayfer, forthcoming). But competition has brought only limited benefits. Indeed, Russia's performance in oil and gas is vulnerable in part because, as in Venezuela, the political leadership has exploited short-term gains from the hydrocarbons sector at the cost of its long-term health.[25]

In contrast to Russia or Venezuela, several other countries we consider tried to separate regulatory and commercial functions in oil but were unable to robustly establish such a separation in anything other than a strictly formal sense. Nigeria, for example, started its oil industry with formal organizational relationships surprisingly similar to, and in fact pre-dating, those of Norway. Prior to Nigerian government direct participation in oil, the Ministry of Mines and Power had the task of managing the concessions given to foreign operators to extract the country's oil. In 1970, those working on hydrocarbons within the Ministry were split off as the Department of Petroleum Resources (DPR) to handle the growing regulatory demands (Nwokeji, 2007). With the creation in 1971 of Nigeria's original NOC, the Nigerian National Oil Company (NNOC), the Ministry, DPR, and NNOC formed a triumvirate quite similar in formal relationship to what Norway would create a year later with the Ministry of Industry, NPD, and Statoil.

Whereas in the Norwegian case all three government bodies were able to hold their own and balance the others (although the NPD took some time to establish its niche), Nigeria's triad rapidly deteriorated in the face of a domineering permanent secretary at the Ministry who was able to subdue and eviscerate both NNOC and the civil servants at DPR (Nwokeji, 2007). In response to the disastrous management of Nigeria's oil sector under this tripartite arrangement in the 1970s, and with the logic that it would be better to consolidate Nigeria's limited human talent in petroleum, NNOC and DPR were combined to form the Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) in 1977. Formal regulatory independence was

[24] The Federal Tariff Service sets domestic gas prices but only after consulting with Gazprom (Victor and Sayfer forthcoming).

[25] In accord with our conception of the dependent variable, we acknowledge that governments may make different choices about their short-term and long-term needs from the oil sector. Our argument is that Russia and Venezuela have prioritized short-term political needs to such an extent that the oil sector cannot meet the revenue goals of the state in the future.

re-established in the 1980s, eliminated in 1998, and re-established again in 1999.[26] However, even in periods of formal regulatory oversight (including the present one), the regulator has been unable to procure sufficient resources to effectively oversee and control the oil industry. The principal reason is that Nigeria's political system is built on a patronage network fueled by oil revenue, and those in power have been disinclined to support the development of a truly autonomous regulator that could constrain their ability to distribute spoils to kin and associates (Thurber et al., 2010). The reform bill that is currently facing an uncertain fate in the Nigerian legislature once again attempts to construct a strong regulatory agency; it also seeks to turn NNPC into a more commercial company by removing its regulatory functions and giving it control over its own cash flow.

Algeria, another country with little traditional separation between the government's commercial and policy functions in oil (Marcel, 2005), attempted a similar reform. Algeria's 2005 Hydrocarbons Law aimed to transfer regulatory responsibility from NOC Sonatrach to new government regulatory agencies, with the idea that this would create a level playing field for competition and in the process help the NOC to sharpen its commercial capabilities (Entelis, forthcoming). The 2005 law did lead to the creation of two new formal agencies with policy and regulatory functions: the *Agence Nationale pour la Valorisation des Resources en Hydrocarbures* (ALNAFT), charged with collecting taxes and royalties, granting exploration contracts, and approving development plans; and the *Autorité de Régulation des Hydrocarbures* (ARH), designated as the regulator of midstream and downstream activities (Entelis, forthcoming). However, as in the Nigerian case, political actors benefiting from oil patronage (including, as in Nigeria, a formerly supportive president[27]) have acted forcefully to head off real change. Amendments to the hydrocarbons law in 2006 restored Sonatrach's highly preferential position in licensing, with continued closeness among the heads of government agencies and Sonatrach executives casting further doubt on the genuineness of regulatory and commercial separation (Entelis, forthcoming).

The same patronage dynamic that has undermined efforts to create true regulatory and policy bodies in Nigeria and Algeria also causes oil sector performance more generally to fall short of potential in both of these countries. Inefficiencies in revenue collection arise as officials channel resources to associates. Short time horizons of competing elites lead to policies geared more toward creating niches for middlemen than establishing a favorable long-term investment climate. (In both countries, incentives for foreign investment tend to be put in place on an ad hoc basis in response to crises in revenue generation, due for example to declines in oil price.) This generally short-term outlook is also not compatible with the sustained focus on institutional and human capacity development that would support development of either regulatory and monitoring capacity within government or domestic technological capability.

Another group of countries is composed of those which have never seriously attempted to separate commercial from regulatory and policy functions and yet whose oil sectors run reasonably well. In Angola, there is no independent regulatory institution, and while the law does formally vest certain oversight powers in the Ministry of Petroleum, in practice the national oil company Sonangol is sector manager, regulator, and operator all rolled into one.[28] Flying in the face of the canonical Norwegian Model, the country has managed to build a highly productive petroleum sector by means of this single multipurpose agent, achieving steady growth in production and reserves over the last several decades. Although corruption is rife in larger society, bureaucratic capacity is extremely low, and much of the population remains in severe poverty, the oil sector itself runs reasonably efficiently and provides reliable revenue to the government. The government managed to maintain a stable environment for foreign investment in the oil sector even in the face of a civil war that ran from 1975 through 2002. Foreign oil companies still perform almost all of the work of oil extraction, but the government in recent years has been able to build up Angolan know-how, both in regulation of foreign companies and in oil operations and related activities. Sonangol and its subsidiaries are playing an ever-growing role in the operations of the sector and the Angolan economy generally.

Angola's historical lack of political competition helps to explain the fundamentally different dynamics of its oil sector compared with Nigeria or Algeria. (Obviously, there was direct military competition between different groups during the civil war, but the Popular Movement for the Liberation of Angola, or MPLA, maintained control over the machinery of government and the oil industry throughout.) In contrast to fractious Nigeria or Algeria, members of the ruling MPLA in Angola all came from a small and homogeneous elite group, which was made even more tight-knit and pragmatic by the need to fund a protracted civil war. The government became a unitary entity, or "principal,"[29] ensconced in power for decades. Partly because of this dynamic, the Angolan government gave coherent, long-run direction to a single agent, Sonangol, whose leaders were closely tied to those of the country (Heller, forthcoming). Angola thus succeeded in the absence of the checks and balances that would be provided by distinct commercial, regulatory, and policy institutions. It will be interesting to observe how the Angolan model evolves as the civil war fades further into the past—in particular whether it proves robust against either a significant drop in oil price or the advent of more political contestation. The Angolan government has made recent public statements that it is considering ceding some of Sonangol's regulatory responsibilities back to a government agency, perhaps the Ministry of Petroleum (Heller, forthcoming).

Saudi Arabia is perhaps the most iconic example of a unitary-style government managing its NOC. Saudi Arabia's royal family, Al Saud, has ruled since the modern state's founding and wielded political influence in the region for centuries. Partly as a consequence, the country has adopted an oil policy almost unique in its degree of stability.[30] Unlike nearly all of its counterparts, the

[26] See Nwokeji (2007) for detailed discussion of the Nigerian regulatory experience.

[27] The trajectories of Algeria's 2005 reform effort and Nigeria's current one have been astonishingly similar in many ways, including in the following respects: (1) thrusts of the attempted reform effort include giving the NOC control over its revenues and creating an independent regulator; (2) the NOC's central function as a tool of patronage causes entrenched interests to block reform; and (3) reform was led by a highly-competent, former high-level OPEC official (Rilwanu Lukman for Nigeria, Chakib Khelil for Algeria) who was at least partially betrayed in the effort by a President (Obasanjo in Nigeria, Bouteflika in Algeria) who seemed interested in reform in theory but did not want it to negatively affect his own ability to deliver spoils and stay in power. In the Nigerian case, the Oil and Gas Reform Implementation Committee (OGIC) recommendations that were ignored by President Obasanjo did go on to become the core of the Petroleum Industry Bill (PIB) under his successor Umaru Yar'Adua, although as mentioned Yar'Adua's regime did not push the Bill into law, and the fate of the PIB under President Goodluck Jonathan remains highly uncertain at the time of this writing.

[28] This paragraph's discussion of Angola draws from a more extensive analysis in Heller (forthcoming).

[29] A *principal* refers to an entity that directs another entity, an *agent*, to do its bidding. Principal–agent relationships arise in politics, employment, and a wide range of other contexts. Some states have multiple principals exercising independent control over government generally but few such principals in the oil sector specifically because of institutional agreements delegating autonomy to that sector. For more of principal-agent theory in the NOC context, see Hults (forthcoming a) and Stevens (2008). For general discussion of the principal-agent relationship, see Spence and Zeckhauser (1971), Ross (1973), and Jensen (1983).

[30] Other factors help explain the durability of Saudi policy: Saudi Arabia has a long history of oil production and has been the world's most important oil producer and holder of oil reserves over a sustained period.

government nationalized operations with little acrimony, maintained close ties with international oil interests previously operating in the country, and allowed the private-sector orientation to carry over to its NOC, Saudi Aramco (Stevens, forthcoming). Today, the government and Saudi Aramco's goals of steady, long-run oil development are deeply intertwined. The government sets the company's broad strategic goals and approves its five-year operating and investment plans but leaves most operational decisions to the company. In this environment, Saudi Aramco has flourished. Though little financial data is publicly disclosed,[31] Saudi Aramco has for years been the world's largest oil producer and managed the largest proven reserves of conventional oil. The company also carries out significant research and development (particularly through its upstream-focused Exploration and Petroleum Engineering Center) and reliably completes major new oil development projects (Stevens, forthcoming). As a consequence, Saudi Aramco has provided, and will continue to provide, massive revenues to the Saudi state for the foreseeable future.

Note that Saudi Aramco has thrived despite minimal institutional oversight. Saudi Arabia's primary institution regulating the oil sector – the Supreme Council on Petroleum and Mineral Affairs (SCPMA) – is relatively capable. But SCPMA typically exerts only a light supervisory role, perhaps because the ruling family and NOC leadership share much the same goals (Stevens, forthcoming).[32] Another government entity, the Ministry of Petroleum and Natural Resources, is so tightly linked to Saudi Aramco through shared goals and constant exchanges of personnel that it cannot meaningfully be considered to be an independent policymaking or regulatory body (Stevens, forthcoming).

Malaysia presents the clearest case in our sample of capable institutions coupled with minimal political competition, at least until recently. Malaysia established a multipurpose NOC, Petronas, with very close links to the country's leader, especially during the 1981–2003 government of Prime Minister Mahathir bin Mohamad. Mahathir consolidated power and brooked little opposition; as in the cases of Angola since 1975 or Brazil under military rule from 1965–1985, the country's leadership was centralized, and the NOC was effective even as it played commercial, policy, and regulatory roles. Petronas has leveraged its regulatory role in particular both to increase the government's take of oil revenues and to gain commercial advantage for itself, for example by mandating a high participation share for itself in production sharing contracts with IOCs (Lopez, forthcoming). These partnerships have given it expanded cash flow (unlike many NOCs, Petronas retains its earnings, paying royalties and taxes like international companies) and enhanced opportunities for technology learning. The robustness of Malaysia's multifunctional NOC model in the face of a less unitary government is being put to the test now. Mahathir's successor, Abdullah Admah Badawi (2003–09), largely left the company alone, but fissures have emerged between new Prime Minister Najib Razak and company management (Lopez, forthcoming), possibly contributing to the recent departure of Petronas CEO Hassan Marican, who had been at the helm of the company since 1995.

5. Results and discussion

The above case studies present a complex picture of the relationship between separation of functions and successful oil administration. We address in turn the hypotheses of a direct effect (Hypothesis #1) and of a relationship mediated by institutions and politics (Hypothesis #2).

As emphasized by the summary in Table 2, we find only limited correlation between attempts to implement the Norwegian Model of separation of functions and overall results in the oil sector. The two countries in our sample that have robustly implemented separation of functions, Norway and Brazil, are indeed strong performers. There is reasonable qualitative support for the contention that implementation of separation of functions had a salutary effect on performance in both cases, although it was but one of a constellation of factors that contributed to good results. At the same time, some countries have performed well in the absence of separated functions (Malaysia, Saudi Arabia, and Angola). Other countries have tried separation of functions as a reform strategy but found it not to be implementable so far (Nigeria and Algeria). Mexico is in the midst of a serious attempt to follow the Norwegian lead, with ultimate results that have yet to be determined. An important message from our ensemble of cases is that reformers should focus at least as much on whether separation of functions can realistically be implemented as on what positive effects it could hypothetically bring to a given oil sector.

Our case study data broadly supports Hypothesis #2, although the ways in which political competition and institutional capacity mediate the functioning of the Norwegian Model appear to be complex and nuanced. Our sample of ten countries suggests the following insights about how political competition and institutional quality affect both the potential value of the separation of functions approach and the chances that it will be successfully implemented.

First, serious efforts to create separation of functions rarely seem to be undertaken where political competition is low. Although two countries in our sample with low political competition, Saudi Arabia and Russia, do have regulatory bodies with formal responsibility for overseeing their respective NOCs, neither regulator has been genuinely independent of the NOC (Stevens, forthcoming; Victor and Sayfer, forthcoming). Several explanations might be possible for the correlation in our sample between political competition and attempts to implement separation of functions. Where political control is contested, there may be more risk of a damaging political schism between government and NOC in the absence of institutional checks and balances in the sector. In an environment without competing power bases, by contrast, there may be no perceived need to create institutional checks and balances to mediate power. NOC management may naturally align with a country's leadership out of mutual interest, as in Saudi Arabia, Angola, and Malaysia in the Mahathir era. An alternative explanation could be that uncontested regimes simply have little inclination to allow a government agency to develop independent regulatory authority.

Looking beyond our sample, however, we can observe countries with limited political competition at the executive level that have nonetheless sought to create institutional checks and balances within their oil sectors. China (which as a large petroleum importer did not meet our sample selection criteria) is a notable example. China's oil sector has employed various administrative designs throughout its evolution, sometimes with policymaking, regulatory, and commercial functions mostly consolidated and at other times with them distributed among multiple government entities (Lewis, 2007; Xu, 2007; Jiang, forthcoming).[33] China's oil sector at present is built around three large, vertically integrated, and relatively corporatized NOCs that are subject to management

[31] Saudi Aramco's performance is a close proxy for Saudi oil sector performance because no other oil companies operate independently in the country.

[32] One prominent exception was during SCPMA's aborted attempt to spur domestic competition in the gas sector (Stevens, forthcoming).

[33] We thank an anonymous reviewer for making this point.

Table 2
Summary table for our sample of countries. Assessments are for 2008 unless noted otherwise. Using the values for the World Bank's Government Effectiveness ("GE") index as shown in Fig. 1, institutional quality is grouped into "High" ($GE > 0.3$), "Middle" ($-0.3 \leq GE \leq 0.3$), and "Low" ($GE < -0.3$) categories. As discussed in the text, the binary grouping into "High" and "Low" political competition ignores nuances of the political environments in these countries, notably in the cases of Malaysia, Venezuela, and Russia. The ordering of countries in the table is designed to highlight the principal results discussed in Section 5.

Country	Tried separating commercial from policy/regulatory functions?	Effective separation of functions currently in place?	Good performance currently? (see Table 1)	Institutional quality (see Fig. 1)	Political competition (see Fig. 1)
Norway	✓	✓	✓	**High**	**High**
Brazil	✓	✓	✓	*Middle*	**High** (Low as of early 1980s)
Mexico	✓	[a]		*Middle*	**High** (Low as of late 1990s)
Nigeria	✓			Low	**High**
Algeria	✓			Low	**High**
Malaysia			✓	**High**	Low
Saudi Arabia			✓	*Middle*	Low
Angola			✓	Low	Low
Russia				*Middle*	Low (Power being consolidated)
Venezuela				Low	**High** (Power being consolidated)

[a] As discussed in the text, Mexico's energy reform in late 2008 attempted to establish regulatory separation. It is too early to definitively assess the effectiveness of this effort, although initial indications suggest that the reforms have been hindered by Pemex's monopoly position.

and regulatory oversight from several government bodies (Xu, 2007; Jiang, forthcoming). It would be worth further exploring why cases like this diverge from the prevailing pattern in our sample that attempts to separate administrative functions are seen primarily where political competition exists. One possible explanation is that our crude measure of institutionalized political competition does not capture the non-electoral, but nonetheless very robust and multi-tiered, political competition that occurs in a large and complex country like China.

Second, a country's ability to implement separation of functions in a meaningful way is heavily dependent on its level of institutional development at a particular juncture. Norway and Nigeria both created tripartite divisions of commercial, policy, and regulatory functions in the formal sense at the time they established NOCs. Norway's more competent and established bureaucracy, however, enabled its policy and regulatory bodies to grow into informed, moderating forces in the sector where Nigeria's equivalents did not. Norway's bureaucracy was quite well developed by the time oil was discovered in the North Sea in the late 1960s; it had experience regulating other resource sectors like mining and water, and it embarked on a highly focused training program for its employees to learn about petroleum (Thurber and Istad, 2010). Nigeria's indigenous civil service, by contrast, had only come into existence a decade earlier when the country gained its independence. Oil was not discovered in Nigeria until 1956, and its bureaucracy never had the advantage of sufficient institutional stability and training to develop capability amid the political turmoil of the newly independent republic in the 1960s (Thurber et al., 2010). Perhaps partly as a result, Nigerian oil sector regulators acted as either pernicious micromanagers (as with the Nigerian Ministry of Mines and Power in the early 1970s) or mostly passive rubber stamps (as with the Nigerian Department of Petroleum Resources in recent years) or both.[34]

The case of Brazil illustrates how the sequencing of institutional reforms can be important. Unlike Norway or Nigeria, Brazil did not separate functions at the time it established its NOC. Instead, Brazil built human and institutional capacity in oil first and then successfully implemented a separation-of-functions model once these prerequisites were in place. By the time the ANP was established as the government's steward of petroleum resources in 1997, the NOC was already a strong performer, and the country's governing institutions had matured to the point where competent independent bureaucratic oversight was both possible and salutary for the company's performance.[35]

Third, countries lacking deep institutional capacity (both in oil institutions and in government more generally) early in the development of their oil sectors may benefit from *not* establishing the separation of functions model initially. Like Nigeria, Angola lacked an established civil service at the outset of oil development (and in fact its bureaucracy may have been in an even worse position because of the debilitating effects of civil war). Unlike Nigeria, however, Angola chose to consolidate domestic talent in the oil sector, consciously vesting commercial, policymaking, and regulatory powers in Sonangol and then devoting substantial training resources to its development. This approach enabled Angola's unitary government to act with one voice in its management of the sector and minimize the number of bureaucratic points of engagement (and potential corruption) that foreign operators had to face. This facilitated government efforts both to ensure fluid functioning of oil operations and to capture a strong share of revenues. Over time, as the company has developed a class of skilled technocrats and managers, its ability to manage both its regulatory and commercial functions has grown. Over the past three decades, Sonangol has developed as an expanding island of competence in the midst of massive shortcomings in the rest of the Angolan bureaucracy and private sector. The solitary focus on the development of Sonangol as the steward of Angola's most valuable resource may have negatively impacted other aspects of the country's institutional development. But it has certainly helped the government achieve its goals in the oil sector, and it may provide a stable launching pad for broader commercial and administrative development.

Brazil and Malaysia also seemed to benefit from not separating functions of oil administration early in the development of their

[34] A characteristic feature of Nigerian oil administration today is that bureaucratic procedures and micromanagement are rife, and yet government bodies exert no truly effective authority over the activities of the international companies that extract the country's oil (Thurber et al., 2010).

[35] Our limited sample provides no clear cases of bureaucratic improvements following development of a large oil export industry, though Angola may ultimately turn out to be such a case. Though we do not test for this relationship here, one possible implication – and subject for further research – is that it might actually be more difficult to develop robust institutions after substantial oil rents are flowing to the government. Djankov et al. (2008), for example, analyze the effect of oil rents on political institutions. Ross (2001) also considers the effect of oil sector performance on political competition. Such studies implicitly raise the question of endogeneity in our research design, although we believe that any feedback from our dependent variable to our independent ones is relatively insignificant in the cases we consider.

national oil sectors. In Brazil, the monopolistic position of Petrobras and its insulation from public oversight or regulatory intervention during the long period of military rule from 1965 to 1985 allowed it to make decisions that were politically unpopular but ultimately successful—for example to gain operational experience overseas, and, most importantly, to explore offshore in Brazil (de Oliveira, forthcoming). The relative insulation from politics of Malaysia's NOC Petronas under Mahathir also seemed conducive to its development and to that of the country's oil sector (Lopez, forthcoming).

Fourth, the existence of a robust system of checks and balances may provide crucial stability and resilience against political or economic shocks even if separation of functions does not appear to be needed while political competition remains low. Our conclusions in this respect are highly provisional, but to the extent that this conclusion is borne out by further study, it suggests that countries with the requisite institutional capacity would be wise to preemptively build up the checks and balances that separation of functions provides. Though a cause-and-effect relationship is difficult to establish, changes in political alignment in several countries lacking such institutional checks and balances have had particularly damaging effects on oil sector governance. For all the talent of Venezuela's PDVSA in the 1990s, its political confrontation with Chávez proved disastrous for the company and for the Venezuelan oil sector. The difficulties in government–NOC relations in post-Mahathir Malaysia and the fractures that emerged in Abu Dhabi after visionary Sheik Zayed died and left the leadership of the emirate to his feuding sons (see Rai and Victor, forthcoming) also illustrate this risk. Angola may ultimately prove to be particularly susceptible if the political status quo that has dominated the country's leadership for decades should shift, combining a deterioration of the informal control that has driven Sonangol for decades with the continuing absence of formal institutional oversight.

Fifth, attempts to implement separation of functions in countries where institutional prerequisites are absent can be highly counterproductive. Nigeria has repeatedly seen efforts to create an independent regulator fall short on substance, and Algeria's 2005 reform drive ran aground in the face of similar pushback from entrenched interests. Such reforms can be worse than useless and actually do harm, for example in the following ways. First, overly sweeping and unworkable reform initiatives may crowd out more incremental reform efforts that could actually be substantive and sustainable, implicitly serving the interests of those who benefit from the status quo. Second, reform efforts focused on creating new government bodies can further diffuse limited financial and human resources, as Nigeria's early experience demonstrates. Third, such approaches can increase corruption opportunities by multiplying the points of engagement with government officials. (Sonangol provides a good example of how concentration of government functions can help sidestep or at least centralize corruption problems in a country rife with them.) Fourth, repeated failed efforts to reshuffle the deck chairs via a proliferation of institutions create cynicism and built-in excuses for people not to believe in the possibility of reform, which can actively impede positive developments.

6. Conclusions: different models for different institutional and political environments

The foregoing discussion illustrates the dangers of trying to apply the separation of functions model without regard for institutional and political context. Although the model is, as suggested by the Natural Resource Charter (2009), a 'best practice' of sorts, it is not the right prescription for every ailing oil sector around the world. As Rodrik (2008) argues in a more general sense about institution building, countries lacking conditions supportive of best practices are better off pursuing "second-best institutions." Reformers in oil need context-specific guidance as to when the Norwegian Model is or is not a good idea.[36]

Fig. 2 revisits the quadrants introduced in Fig. 1, and provides a framework for thinking about which strategies for administering the oil sector may be effective in states with different degrees of political competition and institutional capacity. We do not claim that institutional quality and political competition are the only relevant variables affecting the success of reforms in oil sector administration. Moreover, as we indicated in the previous section, further research is needed to refine the definitions and best indicators for both of these variables. Our measure of political competition is particularly primitive and can be misleading when applied to certain countries. Nonetheless, the results of this study clearly suggest that institutional quality and political competition matter, and that even relatively crude assessments of these variables for different countries can provide useful guidance for planning oil sector reform strategy. In the remainder of this section, we map out how the findings of this study might translate into concrete policy guidance.

The countries of Quadrant IV, with strong institutional capacity and competitive political systems, present the best environment for formally separating policy and regulatory functions from commercial ones. Norway and Brazil are the outstanding cases in which this approach has been used successfully. As another country with political competition and relatively well-developed institutions, Mexico is also a plausible candidate for separation-of-functions reform; indeed, the country's reform law at the end of 2008 created a new technical regulator, the National Hydrocarbons Commission, and also attempted to strengthen the existing Energy Regulatory Commission.[37] (However, resistance in Mexico to foreign participation in the oil sector may limit the effectiveness of such separation-of-functions reform by preventing the emergence of any real competitors to, and thus leverage over, Pemex.) Countries with well-developed institutional capacity that are in transition from unitary to more pluralistic government might also benefit from moves to separate functions in the oil sector.

In Quadrant I, where power is not meaningfully contested and human and institutional capacity are limited, there is a strong case for the consolidation of functions. Because political competition is low, executive time horizons are long and one institution can successfully fulfill many functions on behalf of a country's leadership. Because institutional capacity is low, it may be more effective to create one all-purpose administrative tool rather than to invite the infighting that can result from creating multiple bodies.[38] Reformers faced with conditions of low human capacity

[36] We note that changes in operator and policymaker responsibilities are not the only avenue for oil sector reform. Other potential options include establishing multiple NOCs (as China has done), opening the sector to private sector competition (as was done in Norway, Brazil, and several other countries), or privatizing NOCs (as Argentina did in the 1990s). Evaluation of the effectiveness of these measures is beyond the scope of this paper.

[37] The National Hydrocarbons Commission has arguably shown some initial value by offering a much-needed second opinion on Pemex's controversial plan to invest heavily in the Chicontepec field (Olsen, 2010).

[38] The decision to consolidate regulatory and commercial powers when forming NNPC in Nigeria in 1977 followed at least in part from this logic. Although an NOC was the administrative tool of choice for the countries in our sample, it may be that creating a strong regulator/policymaker can be a better choice in some cases, with commercial elements incorporated later or not at all. (In a sense this was the administrative path Norway followed between the first realization among the civil service of oil's potential in the early 1960s and the establishment of Statoil in 1972.) We also note the importance of distinguishing *infighting* among institutions for regulatory responsibilities – which is often harmful in states with

ARTICLE IN PRESS

	Low Political Competition	High Political Competition
High Institutional Capacity	**Quadrant III** Suggest: - Consolidate functions initially - Consider separating functions upon signs that politics is becoming more pluralistic Examples: MALAYSIA (under Mahathir)	**Quadrant IV** Suggest: - Separate functions Examples: NORWAY, BRAZIL, MEXICO
Low Institutional Capacity	**Quadrant I** Suggest: - Consolidate functions Examples: ANGOLA	**Quadrant II** Suggest: - Develop technical and institutional capacity Examples: NIGERIA

Fig. 2. Suggested approaches for oil administration in different types of oil-exporting states.

should be very wary of proposing a separation of functions model until institutions and talent appear to be in place to support it. A positive outcome will still depend on farsighted decisions by a country's leaders, in particular in appointing skillful managers of their NOCs and then leaving them alone; Angola and Brazil under military rule both did this to a large extent.

It is more difficult to present generalizable recommendations for the countries of Quadrants II and III. In Quadrant III, where institutional capacity is relatively advanced but there is no political competition or entrenched practice of intra-governmental checks and balances, formally separating functions may reduce efficiency without meaningfully impacting the behavior of government or company officials. But as Malaysia has experienced in the aftermath of Mahathir's resignation, a unitary system of oil-sector management can fall quickly out of step with a society that is becoming more pluralistic. Thus our tentative advice for countries in this quadrant is to keep functions consolidated (embedding strong rules for public disclosure of information) while political power remains strongly unitary, but to mirror the evolution of the political system as a whole and promote specialization and separation of functions as the state begins to become more pluralistic.

The minimally institutionalized states of Quadrant II – both politically contested and lacking in durable and effective institutions to provide continuity and a moderating influence – present the most nettlesome challenges to reformers. Suggesting that a leader consolidate personal power as a route to better performance in oil is usually unrealistic, not to mention anathema to supporters of democracy and human rights. For example, Nigeria's extreme diversity and free-wheeling political system will probably prevent the country from ever becoming an Angola.

At the same time, the pursuit of the Norwegian Model is also likely to be fruitless in a country of low institutional capability and vigorous competition for the spoils of oil. Any policy or regulatory bodies that are created will promptly be either neutered or captured by powerful interests who do not want to see their own control over oil revenues challenged. The unsatisfying conclusion (as previously remarked upon by Moore and Putzel (1999), Grindle (2007), Rodrik (2008), and others) is that ambitious institutional reforms are more likely to work in settings in which basic institutional capacity already exists. Where it does not, more narrow and targeted reforms focusing on technical and institutional capability may offer the best chance of yielding concrete, though more limited, results.

There exists a larger debate on the merits of such a gradual approach to improvement relative to a "grand bargain" strategy that re-configures many institutional interactions at once. The latter approach, for example, might allow better coordination of reforms and associated political horse-trading, and might also provide more rapid payoffs to provide credibility and sustain the momentum of reform (see, for example, Feltenstein and Nsouli, 1998). However, this kind of grand bargain is complicated in the absence of durable institutions that can credibly negotiate and commit to political tradeoffs. In countries like Nigeria and Algeria, such credible institutions simply do not exist, irrespective of any organizational definitions on paper.

It is discouraging that even the best-conceived institutional blueprint cannot turn Nigeria's oil sector into Norway's, or even Angola's, in one fell swoop. However, recognizing the context dependence of oil reform will help countries make reform choices that are realistic and that yield measurable and sustainable progress rather than a dispiriting trail of dashed hopes.

(*footnote continued*)
limited institutional capacity – from *competition* among institutions for commercial gains. China, among other countries, implemented the latter approach by establishing three major NOCs: CNPC, Sinopec, and CNOOC (Lewis, 2007, Andrews-Speed, 2004). We do not assess the effectiveness of internal competition among NOCs here.

References

Al-Kasim, F., 2006a. Managing Petroleum Resources: The 'Norwegian Model' in a Broad Perspective. Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, UK.

Al-Kasim, F., 2006b. The relevance of the Norwegian model to developing countries. Presentation at Norad Seminar, Jan, 26, available at 〈http://siteresources.worldbank.org/EXTNTFPSI/Resources/606764-1150299531473/FaroukAl-Kasim.pdf〉.

Andrews-Speed, P., 2004. Energy Policy and Regulation in the People's Republic of China. Kluwer Law International, The Hague.

Atkinson, G., Hamilton, K., 2003. Savings, Growth and the Resource Curse Hypothesis. World Development 31 (11), 1793–1807.

Boscheck, R., 2007. The governance of oil supply: an institutional perspective on NOC control and the questions it poses. International Journal of Energy Sector Management 1 (4), 366–389.

Brunnschweiler, C.N., Bulte, E.H., 2008. The resource curse revisited and revised: a tale of paradoxes and red herrings. Journal of Environmental Economics and Management 55, 248–264.

Collins, T., 2003. NOC Reform: Restructuring, Commercialization and Privatization. World Bank National Oil Companies Workshop, Current Roles and Future Prospects, May 27, available at 〈http://siteresources.worldbank.org/INTOGMC/Resources/NOCReformCollins.pdf〉.

de Oliveira, A., forthcoming. Petrobras: strategy and performance. Oil and Governance: State-owned Enterprises and the World Energy Supply, Cambridge University Press, ISBN: 9781107004429.

Djankov, S., Montalvo, J.G., Reynal-Querol, M., 2008. The curse of aid. Journal of Economic Growth 13, 169–194.

Eifert, B., Gelb, A., Tallroth, N.B., 2003. The Political Economy of Fiscal Policy and Economic Management in Oil-Exporting Countries. In: Davis, J.M., Ossowski, R., Fedelino, A. (Eds.), Fiscal Policy Formulation in Oil-Production Countries. International Monetary Fund, Washington, D.C..

Entelis, J., forthcoming. Sonatrach: the political economy of an Algerian state institution. Oil and Governance: State-owned Enterprises and the World Energy Supply, Cambridge University Press, ISBN: 9781107004429.

Espinasa, R., 2008. Marco Institucional y el Desempeño de las Empresas Estatales Productoras de Petróleo. In: presented at OAS Conference in Washington, DC on March 22, 2008.

Feltenstein, A., Nsouli, S.M., 1998. 'Big Bang' Versus Gradualism in Economic Reforms: An Intertemporal Analysis with an Application to China. IMF Working Paper WP/01/98.

Grindle, M.S., 2004. Good enough governance: poverty reduction and reform in developing countries. Governance 17 (4), 525–548.

Grindle, M.S., 2007. Good enough governance revisited. Development Policy Review 25 (5), 553–574.

Heller, P.R.P., forthcoming. Angola's Sonangol: dexterous right hand of the state. Oil and Governance: State-owned Enterprises and the World Energy Supply, Cambridge University Press, ISBN: 9781107004429.

Henderson, S., 2009. After King Abdullah: Succession in Saudi Arabia. The Washington Institute for Near East Policy, Policy Focus #96, August, available at: 〈http://www.washingtoninstitute.org/pubPDFs/PolicyFocus96.pdf〉.

Hults, D.R., forthcoming a. Hybrid governance: State Management of National Oil Companies. Oil and Governance: State-owned Enterprises and the World Energy Supply, Cambridge University Press, ISBN: 9781107004429.

Hults, D.R., forthcoming b. Petróleos de Venezuela, S.A.: from independence to subservience. Oil and Governance: State-owned Enterprises and the World Energy Supply, Cambridge University Press, ISBN: 9781107004429.

Jiang, B., forthcoming. China National Petroleum Corporation (CNPC): a balancing act between enterprise and government. Oil and Governance: State-owned Enterprises and the World Energy Supply, Cambridge University Press, ISBN: 9781107004429.

Jensen, M.C., 1983. Organization theory and methodology. Accounting Review 8 (Apr), 319–337.

Jones Luong, P., Weinthal, E., 2010. Oil Is Not a Curse: Ownership Structure and Institutions in Soviet Successor States. Cambridge University Press, Cambridge, UK.

Kaufmann, D., Kraay, A., Mastruzzi, M., 2009. Governance Matters VIII: Aggregate and Individual Governance Indicators, 1996–2008. World Bank Policy Research Working Paper No. 4978.

Lahn, G., Marcel, V., Mitchell, J., Myers, K., Stevens, P., 2007. Good Governance of the National Petroleum Sector: The Chatham House Document, available at 〈http://www.chathamhouse.org.uk/files/9761_ggdoc0407.pdf〉.

Lewis, S.W., 2007. Chinese NOCs and World Energy Markets: CNPC, SINOPEC, and CNOOC. Policy Report on the Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets. Rice University, James A. Baker III Institute for Public Policy, Houston, TX.

Lopez, L., forthcoming. Petronas: Reconciling Tensions between Company and State. Oil and Governance: State-owned Enterprises and the World Energy Supply, Cambridge University Press, ISBN: 9781107004429.

Marcel, V., 2005. Oil Titans: National Oil Companies in the Middle East, London. Chatham House.

Marshall, M.G., Gurr, T.R., Jaggers, K., 2010. Polity IV Project: Political Regime Characteristics and Transitions, 1800–2009, Dataset Users' Manual. Center for Systemic Peace, available at 〈http://www.systemicpeace.org/polity/polity4.htm〉 (accessed 14 December 2010).

Moore, M., Putzel, J., 1999. Thinking Strategically about Politics and Poverty IDS Working Paper 101, available at 〈http://www.ids.ac.uk/index.cfm?objectID=FA0755E3-5056-8171-7B8A757CBE2523D4&pgno_pub=5〉.

National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, 2011. Deep Water: The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling, available at 〈http://www.oilspillcommission.gov/final-report〉.

Natural Resource Charter, 2009. Draft for Consultation, November 2009.

Natural Resource Charter, 2010. November 2010, available at 〈http://www.naturalresourcecharter.org〉.

Nolan, P.A., Thurber, M.C., 2010. On the State's Choice of Oil Company: Risk Management and the Frontier of the Petroleum Industry. Program on Energy and Sustainable Development Working Paper 99, December, available at 〈http://pesd.stanford.edu/publications/on_the_states_choice_of_oil_company_risk_management_and_the_frontier_of_the_petroleum_industry〉 (accessed 2 June 2011).

Nore, P., 2009. Oil for Development – OfD. Presentation to the World Bank, Mar. 3, available at 〈http://siteresources.worldbank.org/EXTOGMC/Resources/336929-1237387264558/5930373-1237387327980/nore_eiti++.pdf〉.

Noreng, Ø., 1980. The Oil Industry and Government Strategy in the North Sea. Croon Helm, London.

Nwokeji, G.U., 2007. The Nigerian National Petroleum Corporation and the Development of the Nigerian Oil and Gas Industry: History, Strategies and Current Directions Policy Report on the Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets. Houston, TX: Rice University, James A. Baker III Institute for Public Policy.

Olsen, R., 2010. Back to square one for Pemex's challenging Chicontepec oil project. Petroleum Economist.

Rai, V., Victor, D.G., forthcoming. Awakening Giant: Strategy and Performance of the Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC). Oil and Governance: State-owned Enterprises and the World Energy Supply, Cambridge University Press, ISBN: 9781107004429.

Rodrik, D., 2008. Second-best institutions. American Economic Review: Papers & Proceedings 2008 98 (2), 100–104.

Ross, S.A., 1973. The economic theory of agency: the principal's problem. American Economic Review 12 (May), 134–139.

Ross, M.L., 2001. Does oil hinder democracy? World Politics 53, 325–361.

Sachs, J.D., Warner, A.M., 1997. Sources of slow growth in African economies. Journal of African Economies 6 (3), 335–376.

Skancke, M., 2003. Fiscal Policy and Petroleum Fund Management in Norway. In: Davis, J.M., Ossowski, R., Fedelino, A. (Eds.), Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries. International Monetary Fund, Washington, DC.

Spence, M., Zeckhauser, R., 1971. Insurance, information, and individual action. American Economic Review 61 (May), 380–387.

Stevens, P., 2003. Resource Impact: A Curse or a Blessing? Working Paper, University of Dundee Center for Energy, Mineral Law and Policy, available at 〈http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/journal/html/Vol14/Vol14_1.pdf〉 (accessed 15 December 2010).

Stevens, P., 2008. National Oil Companies and International Oil Companies in the Middle East: under the shadow of government and the resource nationalism cycle. Journal of World Energy Law & Business 1 (1), 5–29.

Stevens, P., forthcoming. Saudi Aramco: A Giant amongst Giants. Oil and Governance: State-owned Enterprises and the World Energy Supply, Cambridge University Press, ISBN: 9781107004429.

Stojanovski, O., 2008. The Void of Governance: An Assessment of Pemex's Performance and Strategy. Program on Energy and Sustainable Development Working Paper #73, April, available at 〈http://pesd.stanford.edu/publications/the_void_of_governance_an_assessment_of_pemexs_performance_and_strategy〉 (accessed 15 December 2010).

Thurber, M.C., Istad, B.T., 2010. Norway's Evolving Champion: Statoil and the Politics of State Enterprise. Program on Energy and Sustainable Development Working Paper 92, May, available at 〈http://pesd.stanford.edu/publications/norways_evolving_champion_statoil_and_the_politics_of_state_enterprise〉 (accessed 15 December 2010).

Thurber, M.C., Emelife, I.M., Heller, P.R.P., 2010. NNPC and Nigeria's Oil Patronage Ecosystem. Program on Energy and Sustainable Development Working Paper 95, September, available at 〈http://pesd.stanford.edu/publications/nnpc_and_nigerias_oil_patronage_ecosystem〉 (accessed 15 December 2010).

Velculescu, D., 2008. Norway's Oil Fund Shows the Way for Wealth Funds. IMF Survey, July 9.

Victor, D.G., Hults, D.R., Thurber, M.C., forthcoming. Oil and Governance: State-owned Enterprises and the World Energy Supply, Cambridge University Press, ISBN: 9781107004429.

Victor, N., Sayfer, I., forthcoming. Gazprom: The Struggle for Power. Oil and Governance: State-owned Enterprises and the World Energy Supply, Cambridge University Press, ISBN: 9781107004429.

Whitford, A.B., 2005. The pursuit of political control by multiple principals. The Journal of Politics 67 (1), 29–49 Feb..

World Bank, 2010. Worldwide Governance Indicators, available at 〈http://www.govindicators.org〉 (last accessed 15 December 2010).

Xu, X., 2007. Chinese NOCs' Overseas Strategies: Background, Comparison and Remarks. Policy Report on the Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets Houston, TX: Rice University, James A. Baker III Institute for Public Policy.

SUMMARY REPORT 2012 - NORWEGIAN CONTINENTAL SHELF

TRENDS IN RISK LEVEL

IN THE PETROLEUM ACTIVITY

PETROLEUM SAFETY AUTHORITY
NORWAY
513

Preface

Trends in the risk level in the petroleum industry concern all parties involved in the industry, as well as the general public. It was therefore natural and important to establish an instrument to measure the impact of the industry's overall HSE work.

RNNP as a tool has developed considerably from its inception in 1999/2000 (first report published in 2001). The development has taken place in a multipartite collaboration, where there has been agreement regarding the prudence and rationality of the selected course of development as regards forming the basis for a shared perception of the HSE level and its development in an industry perspective. The work has taken on an important position in the industry in that it contributes toward forming a shared understanding of the risk level. The first RNNP report related to acute spills to sea was published in 2010. The report is based on RNNP data combined with data from the Norwegian Oil and Gas Association's Environmental Web database. Due to the data collection period in Environmental Web, the RNNP report regarding acute spills will be published this autumn.

The petroleum industry has considerable HSE expertise. We have attempted to utilise this expertise by facilitating open processes and inviting contributions from key personnel from both operating companies, the Civil Aviation Authority, helicopter operators, consultancies, research and teaching.

Objectivity and credibility are key for any qualified statement regarding safety and the working environment. We therefore depend on the parties' shared understanding of the sensibility of the applied method and that the results create value. The parties' ownership of the process and the results is therefore important. To further facilitate active ownership of the process, a multipartite reference group was established in 2009 to assist in the development.

Many people have contributed to the execution, both internally and externally. It would take too long to list all the contributors, but I particularly want to mention the positive attitude we have encountered in our contact with the parties in connection with execution and further development of the work.

Stavanger, 25 April 2013

Øyvind Tuntland
Director for professional competence, PSA

CONTENTS

1. Objective and limitations 1
1.1 Purpose 1
1.2 Objective 1
1.3 Key limitations 1

2. Conclusions 3

3. Execution 6
3.1 Executing the work 6
3.2 Use of risk indicators 7
3.3 Developments in the activity level 7
3.4 Documentation 9

4. Scope 9

5. Status and trends – DFU12, helicopter incidents 10
5.1 Activity indicators 10
5.2 Incident indicators 11

6. Status and trends – indicators for major accidents on facilities 14
6.1 DFUs associated with major accident risk 14
6.2 Risk indicators for major accidents 15
6.3 Overall indicator for major accidents 22

7. Status and trends – barriers against major accidents 24
7.1 Barriers in the production and process facilities 24
7.2 Barriers associated with maritime systems 26
7.3 Indicators for maintenance management 27

8. Status and trends – work accidents involving fatalities and serious personnel injuries 29
8.1 Serious personnel injuries, production facilities 29
8.2 Serious personnel injuries, mobile facilities 30
8.3 Comparison of accident statistics between the UK and Norwegian shelves 31

9. Risk indicators - noise, chemical working environment and ergonomics 32
9.1 Noise hazardous to hearing 32
9.2 Chemical working environment 34
9.3 Ergonomics 35

10. Other indicators 38
10.1 DFU21 Falling object 38
10.2 Other DFUs 39

11. Definitions and abbreviations 40
11.1 Definitions 40
11.2 Abbreviations 40

12. References 41

Overview of tables

Table 1 Overview of DFUs and data sources 8
Table 2 General calculations and comparison with industry standards for barrier elements 26

Overview of figures

Figure 1 Development in activity level, production 8
Figure 2 Development in activity level, exploration activities 9
Figure 3 Volume of transport service and shuttling, person flight hours and flight hours, 1999-2012 10
Figure 4 Incident indicator 1, incidents with little or medium remaining safety margin, 2006–2012 11
Figure 5 Helideck conditions, 2008–2012 13
Figure 6 ATM aspects, 2008–2012 13
Figure 7 Collisions with birds, 2008–2012 13
Figure 8 Reported DFUs (1-11) distributed among categories 14
Figure 9 Number of hydrocarbon leaks exceeding 0.1 kg/s, 1996-2012 15
Figure 10 Number of hydrocarbon leaks exceeding 0.1 kg/s, 1996-2012, weighted according to risk potential 16
Figure 11 Trend, leaks, normalised against facility years, manned production facilities 16
Figure 12 Average leak frequency per facility year, 2008–2012 17
Figure 13 Comparison of gas/two-phase and oil leaks on the Norwegian and UK shelves north of 59°N per 100 facility years, average 2000-2011 18
Figure 14 Well incidents according to severity per 100 wells drilled, for exploration and development drilling 19
Figure 15 Distribution of well control incidents by areas, 1996-2012 19
Figure 16 Well categories – red, orange, yellow and green, 2012 20
Figure 17 Development in well categories, 2009-2012 20
Figure 18 Number of incidents involving serious damage to risers & pipelines within the safety zone, 1996-2012 21
Figure 19 Number of serious incidents and incidents involving damage to structures and maritime systems which conform with the criteria for DFU8 22
Figure 20 Overall indicator, production facilities, normalised against working hours, annual values and three-year rolling average 23
Figure 21 Overall indicator, mobile facilities, normalised against working hours, annual values and three-year rolling average 23
Figure 22 Mean percentage of failures for selected barrier elements, 2012 24
Figure 23 Percentage of failures for riser ESD valves (closure test) 25
Figure 24 Overview of preventive maintenance backlog, production facilities 28
Figure 25 Overview of preventive maintenance backlog, mobile facilities 28
Figure 26 Serious personnel injuries on production facilities in relation to working hours 30
Figure 27 Serious personnel injuries per million working hours, mobile facilities 31
Figure 28 Average noise exposure for position categories and facility type, 2012 32
Figure 29 Plans for risk-reducing measures 33
Figure 30 Indicator for the chemical spectrum's risk profile – production facilities 35
Figure 31 Indicator for the chemical spectrum's risk profile – mobile facilities 35
Figure 32 Average risk score for all work tasks distributed among employee groups on production and mobile facilities 36
Figure 33 Triggering causes distributed among main categories of work processes, 2002-2012 38
Figure 34 Triggering causes distributed among detailed categories of work processes, 2002-2012 39

Part 1: Objective and conclusions

1. Objective and limitations

1.1 Purpose

The "Trends in risk level on the Norwegian shelf" project started in the year 2000. The Norwegian petroleum activities have gradually evolved from a development phase with many large fields, to a phase dominated by operation of petroleum facilities. Today, the petroleum activities are characterised by e.g. issues related to ageing facilities, exploration and development in environmentally sensitive areas, as well as development of smaller and financially weaker fields. The player landscape is also changing, as more and more new players are participating in activities on the Norwegian shelf. In addition, the industry's current activity level is very high. The development in petroleum activities must take place in a perspective where the HSE conditions are constantly improving. It is therefore important to measure the impact of the industry's overall safety work.

The industry has traditionally used a selection of indicators to illustrate safety development in the petroleum activities. The use of an indicator based on the frequency of lost time incidents has been particularly popular. Such indicators only cover a small part of the overall safety picture. There has been a development in recent years where multiple indicators are used to measure trends in a few key HSE factors.

The Petroleum Safety Authority Norway wants to create a differentiated picture of risk level trends based on information from several sides of the industry, so that the impact of the industry's overall safety work can be measured.

1.2 Objective

The objective of the work is to:

- Measure the impact of the industry's HSE work.
- Contribute to identify areas that are critical for HSE and where the effort to identify causes must be prioritised in order to prevent undesirable incidents and accidents.
- Increase insight into potential causes of accidents and their relative significance for the risk profile, e.g. to provide a better basis for decisions for the industry and authorities concerning preventive safety and emergency preparedness planning.

The work may also contribute to identifying focus areas for amending regulations, as well as research and development.

1.3 Key limitations

At the core of the work is personnel risk, which includes major accidents, occupational accidents and working environment factors. Both qualitative and quantitative indicators are used. No qualitative survey was undertaken by RNNP in 2012.

The work is limited to matters included in the PSA's area of authority as regards safety and the working environment. All helicopter passenger transport is also included, in cooperation with the Civil Aviation Authority Norway and the helicopter operators on the Norwegian shelf. The following areas are included:

- All production and mobile facilities on the Norwegian shelf, including subsea facilities.
- Passenger transport by helicopter from departure/arrival from helicopter terminals to landing/departure at the facilities.
- Use of vessels within the safety zone around the facilities.

Onshore facilities in the PSA's administrative area are included as of 1 January 2006. Data collection started from this date, and separate reports have been published since then. Results and analyses for onshore facilities and results from these facilities are not included in this summary report. Since 2010, a separate report has been published with

focus on acute spills to sea from offshore petroleum activities. This year's report concerning acute spills is expected during the autumn of 2013.

2. Conclusions

In this work, the PSA seeks to measure trends in the risk level as regards safety, the working environment and the external environment[1], by using several indicators that are relevant in this regard. The basis for the assessment is the triangulation principle, i.e. using multiple measuring instruments to measure the same phenomenon; in this case, risk level trends.

Trends are the main focus. It must be expected that some indicators, particularly within a limited area, will display somewhat significant annual variations. The petroleum industry should therefore focus on positive development of long-term trends, particularly in light of the Government's goal for the Norwegian petroleum industry to be world leading within HSE.

Ideally, one should arrive at a comprehensive conclusion on the basis of information from all the measurement instruments used. In practice, this is complicated, e.g. because the indicators reflect HSE conditions at levels that may be significantly different. This report particularly examines risk indicators associated with:

- Major accidents, including helicopter related accidents
- Selected barriers associated with major accidents
- Serious injuries to personnel
- Risk factors in the working environment
  - Chemical working environment
  - Noise related injury
  - Ergonomics
- Qualitative assessments for selected areas.

No qualitative survey was undertaken as part of RNNP in 2012. We experience that the qualitative surveys we carried out in 2011 and 2012, concerning causes associated with hydrocarbon leaks and well control incidents, respectively, have sparked considerable involvement in the industry. This has been costly in terms of resources for the PSA, and has contributed to the decision to not carry out this type of study in 2012.

In recent years, the industry has focused heavily on reducing the number of hydrocarbon leaks. Specific reduction targets have been established several times, first a maximum of 20 leaks greater than 0.1 kg/s in 2005, then a maximum of 10 leaks in 2008, followed by further annual reduction. The first target was reached in 2005, and 10 leaks of this type were registered in 2007. During the period from 2008 to 2010, there was an increase in the number of leaks. In 2011, it was observed a reduction that continued in 2012, with a total of 6 leaks greater than 0.1 kg/s – the lowest level ever recorded. Nevertheless, two of the leaks were greater than 10 kg/s, which contributes to substantial risk; the third highest on record related to hydrocarbon leaks during the period 1996-2012.

The number of well control incidents showed a small increase in 2012 (16), compared with 2011 (13). Fifteen of these incidents were in the lowest risk category, whereas one incident was in the second lowest category. If one normalises the well control incidents by the number of drilled wells, it can be seen that the increase in 2012 was related to exploration drilling.

In 2012, there were no leaks from risers within the safety zones of manned facilities.

Incidents associated with structures and maritime systems show an increase from three incidents in 2010 to 12 in 2012, of which eight are associated with mobile facilities. Six of the incidents are associated with mooring systems, two incidents related to DP systems, three incidents related to stability and one related to cracks. As regards mobile facilities,

[1] Data collected through RNNP is used along with data from the Environmental Web database to assess acute discharges to sea. The results will be presented in a separate report to be published in the autumn.

these incidents are the greatest contributor to the overall risk indicator for 2012, contributing more than 90%.

The number of ships on collision course has shown a substantial reduction and the level in 2012 is significantly lower than the average during the period 2005 to 2011. The effect of controlled sea areas around the facilities, monitored by dedicated traffic centres, must be viewed as an evident cause for this reduction. In 2012, there was one collision between a facility and field-related vessel (supply vessel).

Other indicators reflecting near misses with major accident potential show a stable level with relatively minor changes in 2012.

The total indicator which reflects the potential for loss of life if registered near-miss incidents develop into actual incidents, is a product of the frequency (probability) and potential consequences. A historical risk indicator does not express risk, but may be used to assess trends in the parameters contributing to risk. A positive development in an underlying trend for this type of indicator therefore provides an indication that we are achieving better control of the contributors to risk.

Over the last 5-6 years, the total indicator, both for production facilities and mobile facilities, has levelled out at a level which is below the previous period. In 2012, an increase for both production facilities and mobile facilities is observed. The increase in the total indicator for mobile facilities in 2012 is significant, compared with the average during the period from 2005 to 2011. Since individual incidents with significant potential have a relatively major impact on the indicator from year to year, the assessment is based on a 3-year rolling average. In an overall perspective, this type of indicator should display a continuous positive trend in order to be in line with the objective of being a world leader within HSE. This trend was broken between 2010 and 2012, but the increase in the overall indicator that includes all types of facilities is not statistically significant.

Helicopter risk constitutes a large share of the overall risk exposure to which employees on the continental shelf are exposed. The risk indicators used in this work were significantly reworked in 2009/2010 to better capture the actual risk associated with the incidents included in the study. Among other things, an expert group has been established under the auspices of RNNP to assess the risk associated with the most serious incidents. The expert group consists of personnel with pilot, technical, ATM and risk expertise.

The indicator reflecting the most serious incidents, and which is assessed by the expert group, shows a positive development from 2011 to 2012. No incidents have been recorded over the last four years with ”little remaining safety margin”. For 2012, there is one incident in the indicator with ”medium remaining safety margin” related to the helicopter type EC225LP (Super Puma), and this concerned a technical issue with the brakes during parking on a helicopter deck.

Barrier indicators are an example of leading indicators. The indicators show that there are somewhat significant level differences between the facilities, not only in 2012, but also over the last ten years. Several facilities have relatively poor results for certain barrier systems. The average level for some indicators also exceeds the expected level. Taking into account the industry's recent focus on major accident prevention, one would expect it to be possible to achieve greater improvements in this area than what the data from recent years shows.

Maintenance management data has been collected for four years. The figures from 2009 to 2012 show that several players are having difficulties fulfilling regulatory requirements for maintenance management. Mobile facilities face the greatest challenges.

The challenges are associated with tagging and classification of equipment, backlogs of preventive maintenance and outstanding corrective maintenance, including HSE-critical maintenance.

Serious injuries to personnel have shown a positive development in recent years. The injury frequency is now 0.51 serious injuries per million working hours for the entire shelf. This is significantly lower than the average for the preceding ten-year period. There was a significant reduction for production facilities in 2012, compared with the previous ten-year period. In 2012, the injury frequency for contractor employees (on production facilities) increased marginally, compared with 2011. One can see a very positive development for operator employees on production facilities in 2012, and the injury frequency is below the expected value based on the previous years. The injury frequency on mobile facilities shows a reduction in 2012 compared with 2011, but is still higher than the level in 2009 and 2010.

The noise indicator shows slight improvement in six of eleven position categories compared to 2011 and five of the position categories now have a weak positive trend over the last three years. The average noise indicator for the shelf activity in 2012 is 89.1, compared with 89.3 in 2011.

The noise indicator for the position categories machine engineer and surface treatment personnel are considerably higher than for other groups and for this group, the noise indicator including ear protection is relatively high.

The industry project for noise reduction in the petroleum activities that was started in 2011 is expected to contribute toward improvement in the noise indicator over time. It is unlikely that this work has had a measurable effect in the present reporting period.

The indicator for the chemical spectrum's hazard profile shows that there is still considerable variation between facilities with regard to the number of chemicals in use. To a certain degree, the variation reflects the type of facility and activities on the facility. Permanent installations generally have a higher number of chemicals in circulation than mobile facilities.

The indicator that describes risk associated with chemical exposure for position categories shows that short-term assessments for mechanics and process operators are highest for permanent installations, and mechanics' and shaker operators' short-term assessments were the highest for mobile facilities.

The ergonomics indicator shows that surface treatment personnel, as in previous years, have the highest red score for the overall assessment of duties. For roughnecks, mechanics and scaffolders, lifting and carrying, as well as working positions, comprise the greatest ergonomic risks. Compared with the figures from 2010 and 2011, this is an increase in the red score for these three groups. For surface treatment personnel, handheld tools, repetitive tasks and working positions constitute the greatest risks. For roughnecks and scaffolders, the risk factors working position and repetitive tasks have seen a slight decline in the red score.

Part 2: Execution and scope

3. Execution

The work in 2012 is a continuation of previous years' activities, carried out in 2000–2011, see NPD (2001), NPD (2002), NPD (2003), PSA (2004), PSA (2005), PSA (2006), PSA (2007), PSA (2008), PSA (2009), PSA (2010), PSA (2011) and PSA (2012). (Complete references are provided in the main report, as well as www.ptil.no/rnnp). This year we have continued the general principles and have further developed the reporting with special emphasis on:

- The work on analysing and evaluating data related to defined hazard and accident situations has been continued, both on the facilities and for helicopter transport.
- Considerable amounts of empirical data have been collected for barriers against major accidents, which have been analysed correspondingly as during the period 2003-2011. Greater emphasis has been placed on nuances in the data for well barriers and BOP data.
- Indicators for noise, chemical working environment and ergonomics have been continued.
- Data from onshore facilities have been analysed and presented in a separate report.
- Acute spills to sea and potential spills to sea are undergoing analysis, and will be presented in a separate report.

3.1 Executing the work

The work on this year's report started in the autumn of 2012. The following players have been involved:

• Petroleum Safety Authority Norway:	Responsible for execution and further development of the work
• Operating companies and shipowners:	Contribute data and information about activities on the facilities, as well as in the work on adapting the model for onshore facilities, which have been included as of 1 January 2006
• The Civil Aviation Authority Norway:	Responsible for reporting public data regarding helicopter activities and quality assurance of data, analyses and conclusions
• Helicopter operators:	Contribute data and information about helicopter transport activities
• HSE discipline group: (selected specialists)	Evaluate the procedure, input data, viewpoints on the development, evaluate trends, propose conclusions
• Safety Forum: (multipartite)	Comment on the procedure, results and recommend further work.
• Advisory group: (multipartite)	Multipartite RNNP advisory group that advises the Petroleum Safety Authority regarding further development of the work.

The following external parties have assisted the Petroleum Safety Authority with specific assignments:

- Terje Dammen, Jorunn Seljelid, Grethe Lillehammer, Bjørnar Heide, Aud Børsting, Inger Krohn Halseth, Rolf Johan Bye, Reidun Værnes, Trond Stillaug Johansen, Anders Karlsen, Øystein Skogvang, Marie Horn Saltnes, Cecilie Å. Nyrønning, Kai Roger Jensen, Reidun Værnes and Astrid Lovise Westvik, Safetec
- The PSA's work group consists of: Einar Ravnås, Øyvind Lauridsen, Mette Vintermyr, Arne Kvitrud, Trond Sundby, Jorunn Elise Tharaldsen, Hilde Nilsen, Inger Danielsen, Elisabeth Lootz, Sigvart Zachariassen, Brit Gullesen, Anne Mette Eide, Hans Spilde, Semsudin Leto and Torleif Husebø.

The following people have contributed to the work on indicators for helicopter risk:

- Erik Hamremoen, Norwegian Oil and Gas Association, represented by LFE
- Egil Bjelland, Dag Vidar Jensen, Trond Arild Nilsen, Inge Antonsen, CHC Helikopter Service
- Per Skalleberg, Kjetil Heradstveit, Arne Martin Gilberg, Tormod Veiby, Caspar Smith, Bristow Norway AS
- Finn Mikkelsen, Blueway Offshore Norge AS

Several additional people have also contributed to the execution.

3.2 Use of risk indicators

Data has been collected for hazard and accident situations associated with major accidents, work accidents and working environment factors, specifically:

- Defined hazard and accident situations, with the following main categories:
- Uncontrolled discharges of hydrocarbons, fires (i.e. process leaks, well incidents/shallow gas, riser leaks, other fires)
- Structural events (i.e. structural damage, collisions, risk of collision)
- Test data associated with the performance of barriers against major accidents on the facilities, including data concerning well status and maintenance management
- Accidents and incidents in helicopter transport
- Work accidents
- Noise, chemical working environment and ergonomics
- Diving accidents
- Other hazard and accident situations with consequences of a lesser extent or significance for preparedness.

The term major accident is used several places in the reports. There are no unambiguous definitions of the term, but the following are often used, and coincide with the definition used as a basis in this report:

- A major accident is an accident (i.e. entails a loss) where at least five people may be exposed.
- A major accident is an accident caused by failure of one or more of the system's built-in safety and emergency preparedness barriers

Viewed in light of the major accident definition in the Seveso II Directive and in the PSA's regulations, the definition used here is closer to a 'large accident'.

Data collection for the DFUs related to major accidents is founded in part on existing databases in the Petroleum Safety Authority (CODAM, DDRS, etc.), but also to a significant degree on data collection carried out in cooperation with the operating companies and shipowners. All incident data has been quality-assured by e.g. checking it against the incident register and other databases in the Petroleum Safety Authority.

Table 1 shows an overview of the 19 DFUs, and which data sources have been used. The industry has used the same data registration categories through the Synergy (or simililar) database.

3.3 Developments in the activity level

Figure 1 and Figure 2 show the development over the period from 1996 to 2012 for production and exploration activities, of the parameters used for normalisation against the activity level (all figures are relative in relation to the year 2000, which has been set at 1.0). Appendix A to the main report (PSA, 2013a) presents the basic data in detail. Errors in the data basis in previous reports have been corrected.

Table 1 Overview of DFUs and data sources

DFU no.	*DFU description*	*Data sources*
1	Non-ignited hydrocarbon leak	Data collection*
2	Ignited hydrocarbon leak	Data collection*
3	Well incident/loss of well control	DDRS/CDRS + incident reports (PSA)
4	Fire/explosion in other areas, combustible fluid	Data collection*
5	Ship on collision course	Data collection*
6	Drifting object	Data collection*
7	Collision with field-related vessel/facility/shuttle tanker	CODAM (PSA)
8	Damage to platform structure/stability/anchoring/positioning error	CODAM (PSA) + the industry
9	Leak from subsea production facility/pipeline/riser/wellstream pipeline/loading buoy/loading hose	CODAM (PSA)
10	Damage to subsea production equipment/pipeline systems/diving equipment caused by fishing appliances	CODAM (PSA)
11	Evacuation (precautionary/emergency evacuation)	Data collection*
12	Helicopter crash/emergency landing on/near facility	Data collection*
13	Man over board	Data collection*
14	Personnel injury	PIP (PSA)
15	Work-related illness	Data collection*
16	Full loss of power	Data collection*
18	Diving accident	DSYS (PSA)
19	H_2S emission	Data collection*
21	Falling object	Data collection*

* Data collection is carried out in cooperation with the operating companies

The number of working hours on production facilities has peaked in 2012. On mobile facilities, the variations from year to year are greater than for production facilities, but the number of working hours in 2012 is the highest during the period here as well. A presentation of DFUs or risk can sometimes be different if absolute or "normalised" values are stated, depending on the normalisation parameter. Normalised values are primarily presented here.

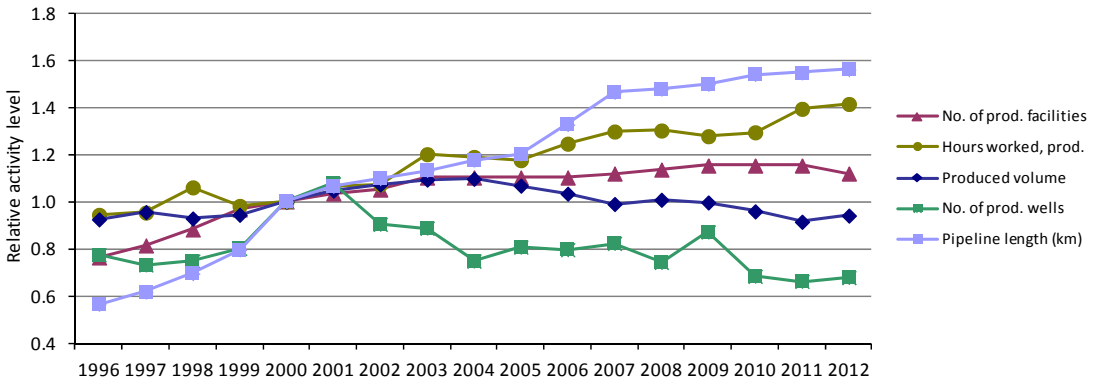


Figure 1 Development in activity level, production

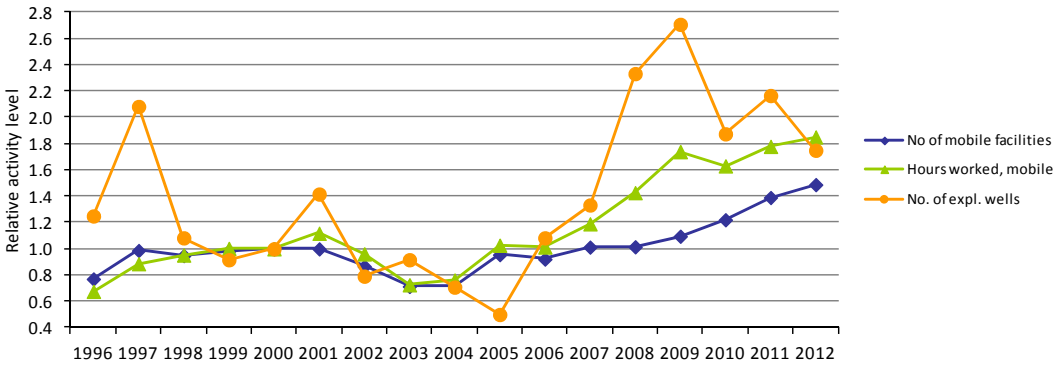


Figure 2 Development in activity level, exploration activities

A corresponding activity overview for helicopter transport is shown in sub-chapter 5.1.

3.4 Documentation

Analyses, assessments and results are documented as follows:

- Summary report – the Norwegian shelf for the year 2012 (Norwegian and English version)
- Main report – the Norwegian shelf for the year 2012
- Report for onshore facilities for the year 2012
- Report for acute spills to sea for the Norwegian shelf 2012, to be published in the autumn of 2013

The reports can be downloaded free of charge from the Petroleum Safety Authority Norway's website (www.ptil.no/rnnp).

4. Scope

The method for statistical analyses has been continued from previous years, with only minor changes.

Part 3: Results from 2012

5. Status and trends – DFU12, helicopter incidents

The cooperation with the Civil Aviation Authority and helicopter operators has been continued in 2012. Air traffic data collected from involved helicopter operators includes the incident type, risk class, severity, type of flight, phase, helicopter type and information about departure and approach. The main report (PSA, 2012a) contains additional information about the scope, constraints and definitions. The last major accident to result in fatalities on the Norwegian shelf was in September 1997 in connection with the helicopter accident outside Brønnøysund.

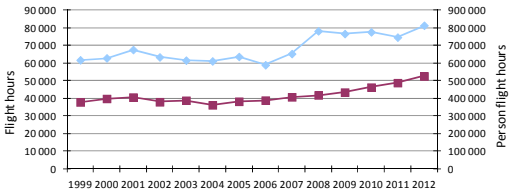
In 2012, there were two emergency landings on the sea in the UK sector, and one controlled emergency landing on a facility in the Norwegian sector. All of these occurred with the EC225 Super Puma helicopter type. The Civil Aviation Authority has, with support from the helicopter companies and oil companies, introduced restrictions on the use of this helicopter type and, at the time this is written, it is not used for transport service or shuttling.

Changes were made in 2009 for two of the three incident indicators that have been used for many years, and two new incident indicators were added, whereas the activity indicators have been continued without changes. The activity indicators express how the exposure to helicopter risk is developing, and are thus a more leading indicator. The indicators are explained in detail in the main report. The new indicators show interesting trends, in spite of the somewhat limited amount of data so far, and thus greater uncertainty.

5.1 Activity indicators

Figure 3 shows activity indicator 1 (transport service) and activity indicator 2 (shuttling) in the number of flight hours and number of person flight hours per year during the period 1999-2012. There has been an increase in recent years for the transport service. There is a weak reduction in the volume of shuttle traffic for the period as a whole, but with a marked increase in person flight hours in 2012.

TRANSPORT SERVICE



SHUTTLING

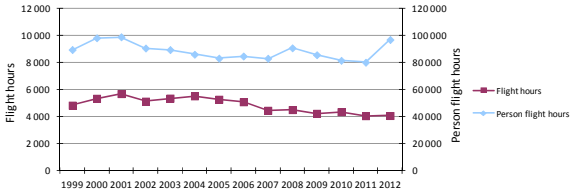


Figure 3 Volume of transport service and shuttling, person flight hours and flight hours, 1999-2012

Activity indicator 1, the transport service volume per year, must be seen in the context of the activity level on the Norwegian continental shelf. The number of working hours on production facilities has been slowly rising, whereas the number of working hours on mobile facilities has varied somewhat, but with a general increase after 2003. In principle, there is a constant need for transport per working hour, which should indicate an increase in both flight hours and person flight hours. This is offset by better utilisation of the helicopters, and the new helicopters ability to take off with the maximum number of passengers under virtually all weather conditions.

On several facilities, shuttling is part of everyday life. Most shuttling takes place on the Ekofisk field. To a certain degree, shuttling now takes place with larger helicopters than before. This can, to a certain degree, explain the general decline in the number of flight hours. The increase in the volume of person flight hours in 2012 can be viewed in the

context of carrying out a major maintenance program which has necessitated more shuttling between the facilities. In 2012, the number of flight hours in reported shuttling is nearly equal to that of 2011, whereas the number of person flight hours has increased considerably (approx. 20.9%), compared with 2011.

5.2 Incident indicators

5.2.1 Incident indicator 1 – serious near-misses

Figure 4 shows the number of incidents included in Incident indicator 1. Since 2009 (as well as for 2006, 2007 and 2008), the most serious near-misses reported by the companies are reviewed by an expert group consisting of operative and technical personnel from the helicopter operators, from the oil companies, and from the PSA's project group, in order to classify the incidents on a finer scale, based on the following categories:

- Little remaining safety margin against fatal accident:
  No remaining barriers
- Medium remaining safety margin against fatal accident:
  One remaining barrier
- Large remaining safety margin against fatal accident:
  Two (or more) remaining barriers.

Incident indicator 1 includes the events with little or medium remaining margin against fatal accidents for passengers, i.e. no or one remaining barrier. In 2006 and 2007, there was one incident each year without remaining barriers, whereas there were two such incidents in 2008. There were no incidents without remaining barriers against fatal accidents during the years from 2009 to 2012. As previously, incidents in the parked phase are not included.

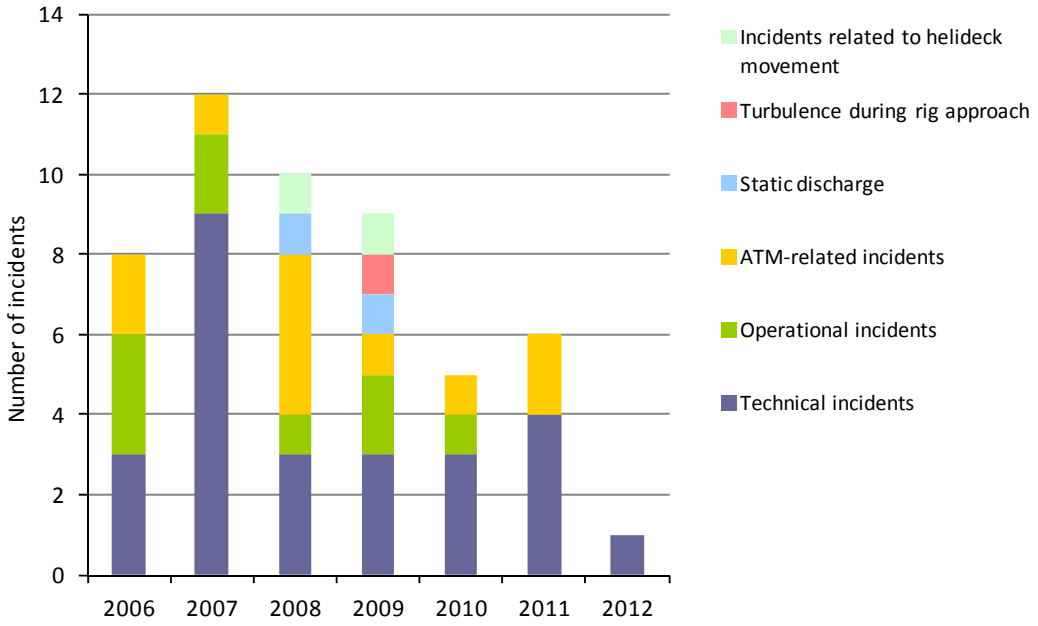


Figure 4 Incident indicator 1, incidents with little or medium remaining safety margin, 2006–2012

Six of the twelve incidents in 2007 were associated with the S-92, which is one of the newest helicopters on the Norwegian shelf. As regards traffic, S-92 contributes about 60–65% of flight time, whereas different generations of the Super Puma primarily make up the remainder. The number of incidents linked to the S-92 was three in 2008, four in 2009, three in 2010 and two in 2011. Of a total of 18 incidents with the S-92 during the period 2007–2011, 11 had technical causes, the others had e.g. operational causes, as

well as strong turbulence from structures on the facility. The EC-225, which is also a new Super Puma helicopter, has only had four incidents during the period, with technical causes, including the incident in 2012.

5.2.2 Incident indicators linked to causal categories

As of 2009, Incident indicator 3 has been replaced by three incident indicators based on causal categories, with the following content:

- Incident indicator 3:
  Helideck conditions:
  - Incorrect information about position of helideck
  - Incorrect/lacking information
  - Equipment failure
  - Turbulence
  - Obstacles in approach/departure sectors or on deck
  - People in restricted sector
  - Breach of procedures
- Incident indicator 4:
  ATM aspects (air traffic management)
- Incident indicator 5:
  Collision with bird.

All degrees of severity beyond ”no impact on safety” are included in these indicators. The data for 2008-2012 is presented in Figure 5–Figure 7. There was a strong reduction for helideck conditions in 2010, compared with 2009. The number of incidents in 2012 is fairly close to the number in 2010, but it was somewhat higher in 2011. The majority of incidents can be related to floating facilities in 2012. There may appear to be a clear improvement on follow-up of procedures and routines on fixed facilities, which most likely reflects the industry's focus on such aspects. On the other hand, ATM incidents have increased in 2009, 2010 and 2011, whereas the indicator shows a sharp reduction in 2012. This is presumed to be partly linked to ongoing projects to increase ATM availability on the Norwegian shelf.

Based on these causal indicators, the main report (PSA, 2013a) has indicated areas and aspects where improvements should be prioritised. The following new improvement proposals have been identified:

- The operators using the new helicopter companies on the NCS are recommended to follow up closely in order to ensure that the activity takes place in a safe and prudent manner.
- The operating companies are recommended to ensure that the players work in a goal-oriented and coordinated manner to secure the phase-out of M-ADS, coordinated with the phase-in of A-DSB in order to avoid a period with reduced monitoring in the area in question.

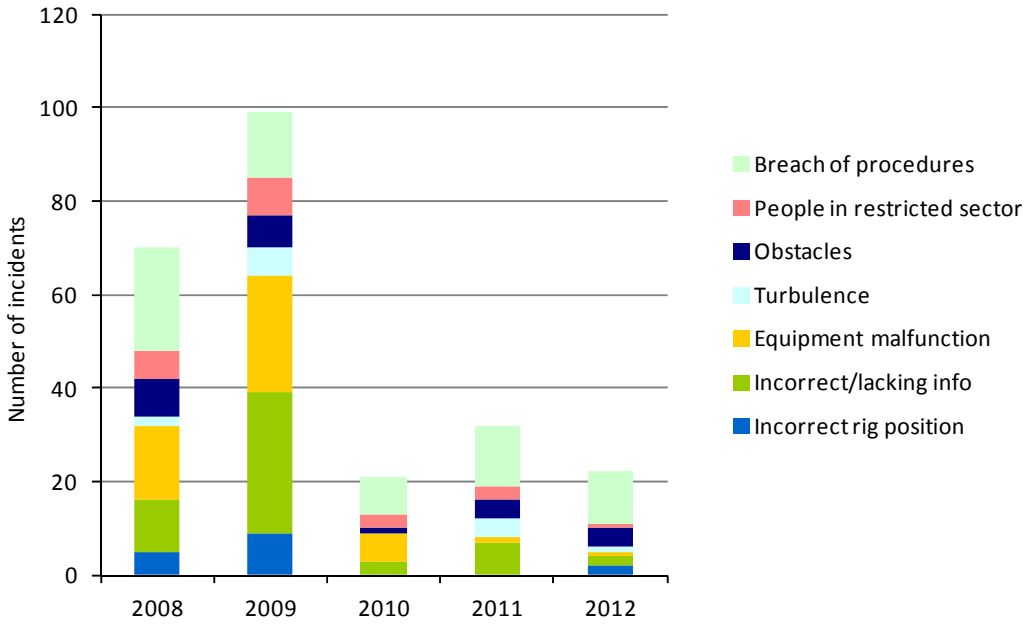


Figure 5 Helideck conditions, 2008–2012

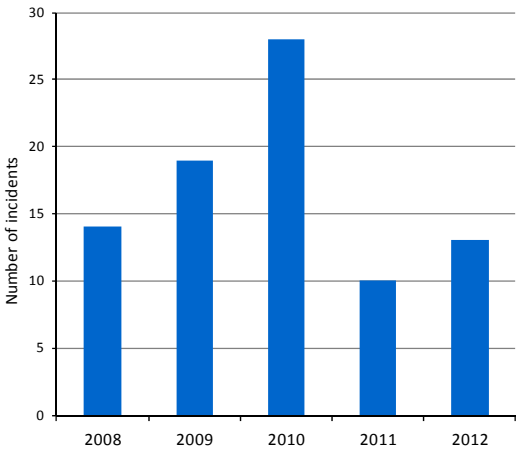


Figure 6 ATM aspects, 2008–2012

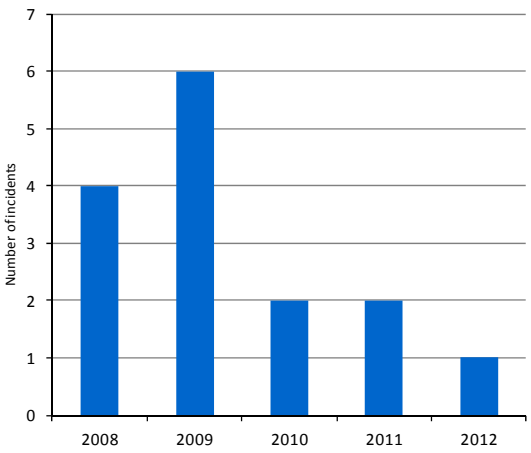


Figure 7 Collisions with birds, 2008–2012

6. Status and trends – indicators for major accidents on facilities

The indicators for major accident risk from previous years have been continued, with primary emphasis on indicators for incidents and near-misses with the potential of causing a major accident. Indicators for major accident risk involving helicopters are discussed in Chapter 5, and barriers against major accidents in Chapter 7.

According to our definition, there have been no major accidents on facilities on the Norwegian shelf after 1990. None of the DFUs that indicate major accident risk on facilities have resulted in fatalities during this period. The last time there were any fatalities in connection with one of these major accident DFUs was in 1985, with a shallow gas blowout on the "West Vanguard" mobile facility, see also page 10 in connection with the helicopter accident outside Brønnøysund in 1997. Neither have there been any ignited hydrocarbon leaks from process systems since 1992, apart from the occasional minor leak which is not considered to have the potential for resulting in major accidents.

The most important individual indicators for production and mobile facilities will be discussed in subchapter 6.2. The other DFUs are discussed in the main report. The indicator for total risk is discussed in subchapter 6.3.

6.1 DFUs associated with major accident risk

Figure 8 shows the development in the number of reported DFUs during the period 2003–2012. It is important to emphasise that these DFUs have very different contributions to risk. The clearly rising trend during the period 1996-2000 has been discussed in previous years' reports and has therefore been omitted from the figure. After 2002, there was a reduction in the number of incidents until 2007. After 2007, we observe minor variations around a stable level of about 70 incidents per year. In 2012, the number of incidents was the lowest it has been over the last 10 years.

There has been a decline in the number of incidents involving hydrocarbon systems during the period 2002–2007, from wells, process systems and pipelines/risers. In 2002, there were 72 incidents in these categories, whereas in 2007, there were 25 and in 2008, there were 26. 2009 and 2010 also saw considerable increases, to 41 and 43 incidents, respectively. For 2011, incidents involving hydrocarbons were reduced to 26 and in 2012 they have declined to 22 incidents. This is principally due to fewer process leaks and well incidents, which have declined by nearly one-half compared with 2010.

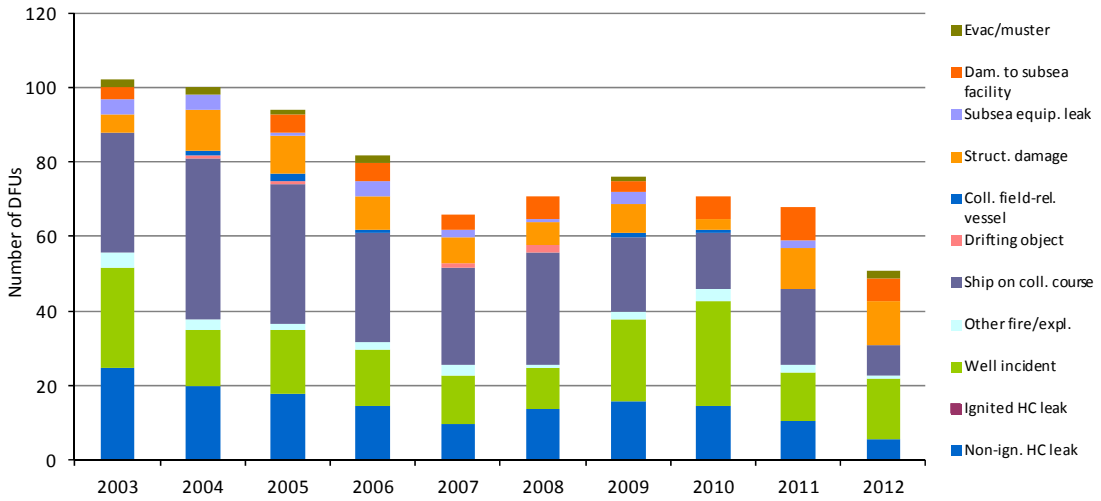


Figure 8 Reported DFUs (1-11) distributed among categories

6.2 Risk indicators for major accidents

6.2.1 Hydrocarbon leak in the process area

Figure 9 shows the overall number of leaks greater than 0.1 kg/s during the period 2001–2012. Up until 1999, there was a declining development, followed by substantial variation from year to year. There has been a marked decline from 2002 to 2007, but the number of leaks greater than 1 kg/s did not decline to the same degree. In 2012, two leaks were registered with a rate exceeding 10 kg/s. One leak was registered in the 1-10 kg/s category in 2012, which is thus a reduction from 2011. Three leaks were registered in the 0.1-1 kg/s category. Giving a total of six leaks exceeding 0.1 kg/s in 2012. Taking into account the entire period from 1996 to 2012, there have never been registered fewer leaks per year than in 2012.

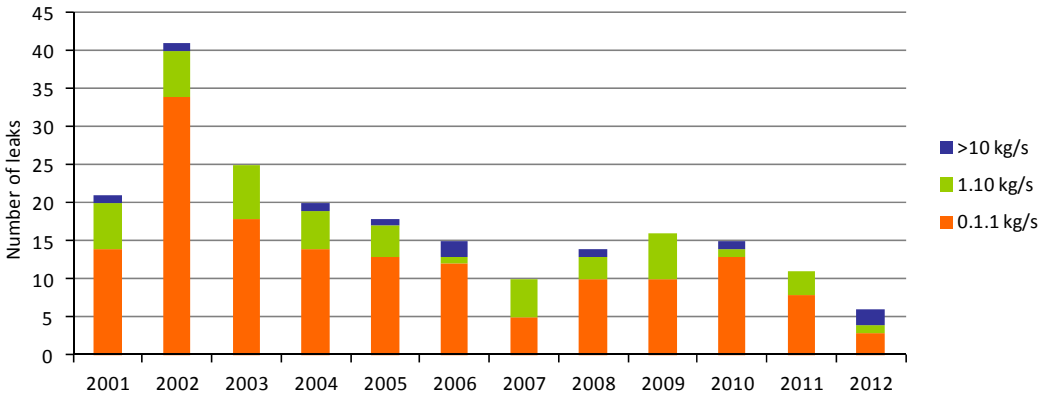


Figure 9 Number of hydrocarbon leaks exceeding 0.1 kg/s, 2001-2012

Figure 10 shows the number of leaks when they are weighted according to the risk contribution they are considered to have. Somewhat simplified, one could say that the risk contribution from each leak is approximately proportional to the leak rate expressed in kg/s. Therefore, the leaks exceeding 10 kg/s have a significant contribution, even though there are no more than one or two incidents per year. The weighting of these largest leaks is usually assessed manually based on the specific circumstances, whereas the others are weighted based on a formula. Figure 10 shows that the risk contribution in 2012 is the third highest that has been registered during the period 1996-2012, and that this is a substantial increase compared with 2011.

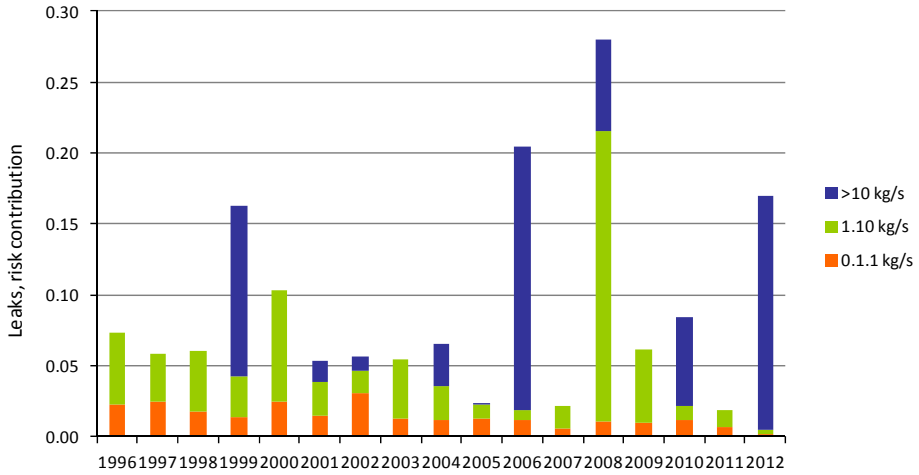


Figure 10 Number of hydrocarbon leaks exceeding 0.1 kg/s, 1996-2012, weighted according to risk potential

Figure 11 shows the trend in leaks exceeding 0.1 kg/s, normalised against facility years, for all manned production facilities. The figure illustrates the technique used throughout to assess the statistical significance (validity) of trends. Figure 11 shows that the reduction in the number of leaks per facility year is statistically significant in 2012, compared with the average for the period 2003–2011. This is indicated by the height of the column for 2012 falling below the middle grey shaded area in the column on the far right in the figure ("Int 03–11", see also subchapter 2.3.5 in the pilot project report). The number of leaks has been normalised both against working hours and against the number of facilities in the main report.

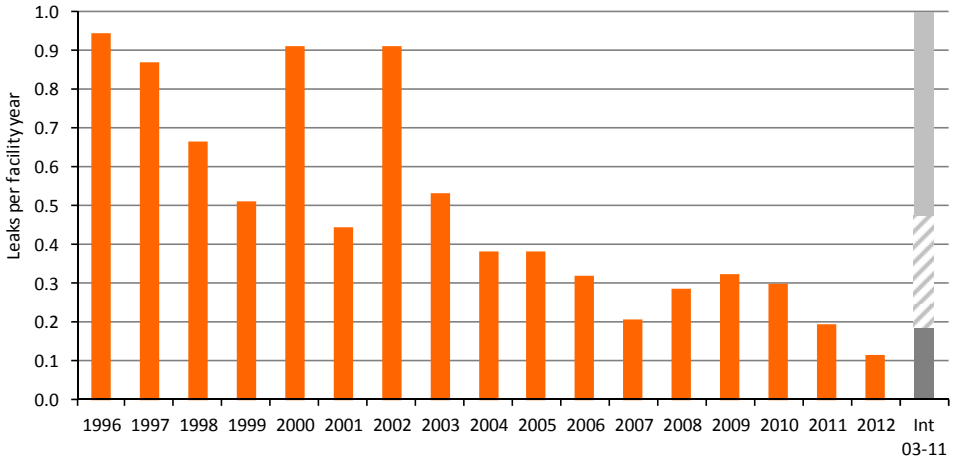


Figure 11 Trend, leaks, normalised against facility years, manned production facilities

There are considerable variations between operators as regards the frequency of leaks exceeding 0.1 kg/s. These variations have been nearly constant over many years, which show that there is still a clear potential for improvement. This is also underscored by Figure 12, which shows the average leak frequency per facility year for the operating companies on the Norwegian shelf. The figure shows data from the last five years. The same companies still have the highest frequencies, but the difference between them and some of the other companies is not as significant as before.

When the average leak frequency is charted for each individual facility, the four facilities with the highest average frequency during the period 2008–2012 – all with the same operating company – together account for more than 25% of the number of leaks on the Norwegian shelf during this period. Two of the five facilities with the highest average frequency have been among the top five in equivalent overviews in RNNP reports as of 2005.

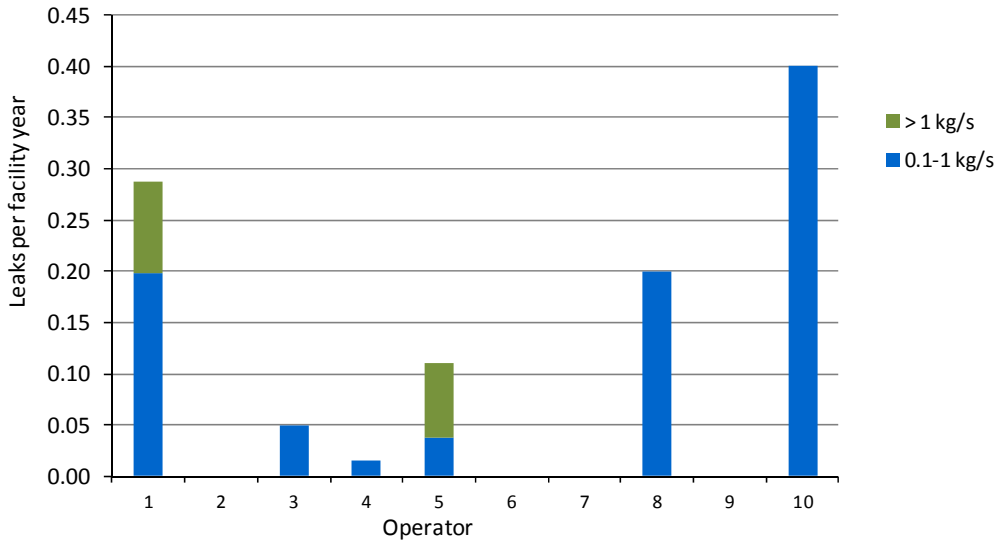


Figure 12 Average leak frequency per facility year, 2008–2012

It has been undertaken a systematic comparison for gas, condensate and oil leaks on the UK and Norwegian shelves for the areas north of Sleipner (59°N), where the facilities on both shelves are of somewhat similar scope and complexity. It must be pointed out that the reporting period for the UK shelf runs until 31 March each year. The most recent available period is 1 April 2011 – 31 March 2012 (called ”2011”), which has been compared with 2011 on the Norwegian shelf.

Figure 13 shows a comparison between the Norwegian and UK shelves, including gas/two-phase leaks and oil leaks, normalised against facility year, for the two countries' shelves north of 59°N. The figure applies for the period 2000-2011. The data for oil leaks included in the figure is restricted to process equipment. As mentioned in previous years' reports, some oil leaks that are not associated with process equipment have been omitted from the figure.

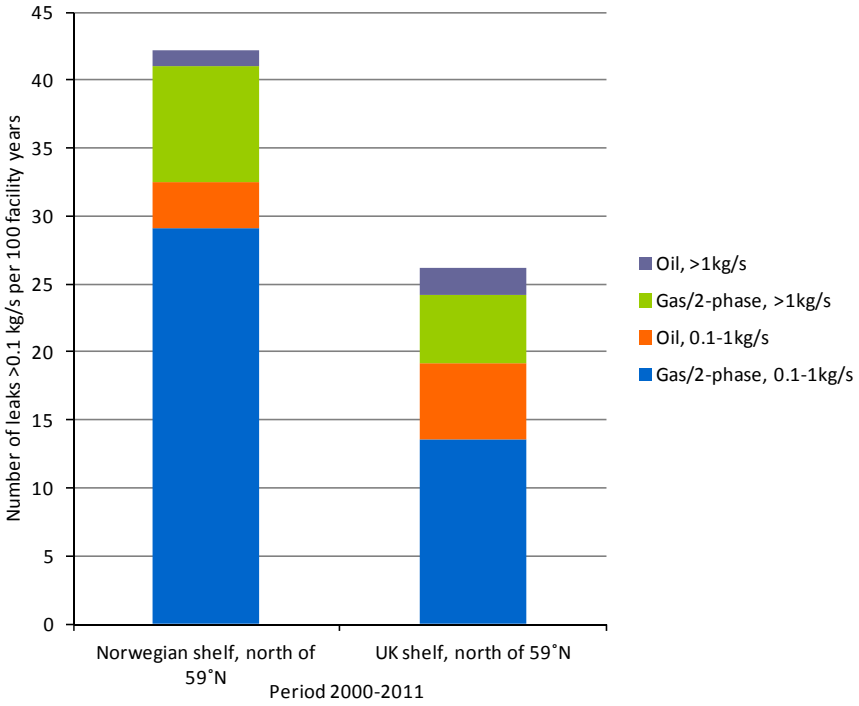


Figure 13 Comparison of gas/two-phase and oil leaks on the Norwegian and UK shelves north of 59°N per 100 facility years, average 2000-2011

The number of leaks on the Norwegian shelf has declined substantially in recent years, so the chosen period has a certain significance. For example, the data indicate the following observations as regards average leak frequency per facility year for all leaks exceeding 0.1 kg/s:

- The 2000–2011 period: Norwegian shelf 61% higher than the UK shelf
- The 2007–2011 period: Norwegian shelf 19% higher than the UK shelf.

No ignited hydrocarbon leaks (exceeding 0.1 kg/s) have been registered on the Norwegian shelf since 1992. The number of hydrocarbon leaks exceeding 0.1 kg/s since 1992 is approx. 450. It has been proven that the number of ignited leaks is significantly lower than on the UK shelf, where about 1.5% of the gas and two-phase leaks since 1992 have been ignited.

6.2.2 Loss of well control, blowout potential, well integrity

Figure 14 shows the occurrence of well incidents and shallow gas incidents distributed among exploration drilling and production drilling, normalised per 100 drilled wells. Both exploration drilling and production drilling are shown together and on the same scale, for comparison.

As regards exploration drilling, there have been substantial variations throughout the period, perhaps around a stable average on par with 1996. There was a considerable reduction during the period 2005–2008 and significant variation during the period 2009-2012, with an increase in 2012 compared with 2011. Production drilling saw a continuously rising trend until 2003, with minor variations. During the period from 2004 to 2008, there was a decline, followed by an increase in 2009 and 2010. A reduction can be observed in 2011 and 2012. Most well incidents are in the regular category, i.e. incidents with minor potential.

EXPLORATION DRILLING DEVELOPMENT DRILLING

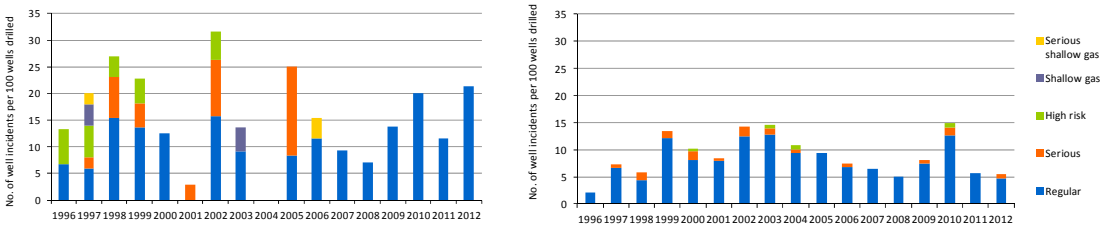


Figure 14 Well incidents according to severity per 100 wells drilled, for exploration and production drilling

Figure 15 shows an overview of all well control incidents (for exploration and production wells) in relation to the areas on the Norwegian shelf where the well control incidents have taken place. The area divisions correspond to the same divisions used on the Norwegian Petroleum Directorate's shelf map.

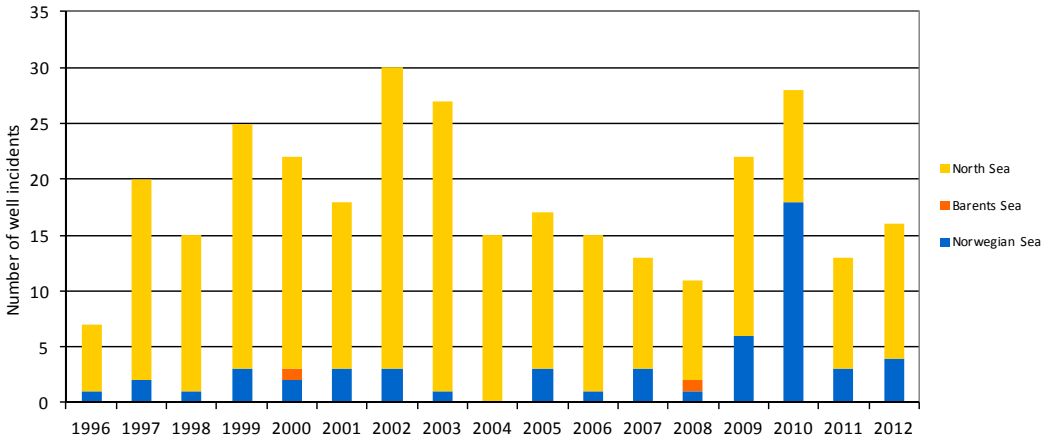


Figure 15 Distribution of well control incidents by areas, 1996-2012

The Well Integrity Forum (WIF) established a pilot project for performance indicators (KPIs) for well integrity in 2007. A total of 11 operating companies have reviewed all their "active" wells on the Norwegian shelf, a total of 1802 wells, with the exception of exploration wells and permanently plugged wells. This was first reported in accordance with WIF's list of well categories in 2008, based on current definitions and subgroups per category. WIF uses the following well categories;

Red; one barrier failed and the other is degraded/not verified or with external leaks
Orange; one barrier failed and the other is intact, or a single failure could cause a leak to surroundings
Yellow; one barrier leaks within the acceptance criteria or the barrier has been degraded, the other is intact
Green; intact well, no or insignificant integrity aspects.

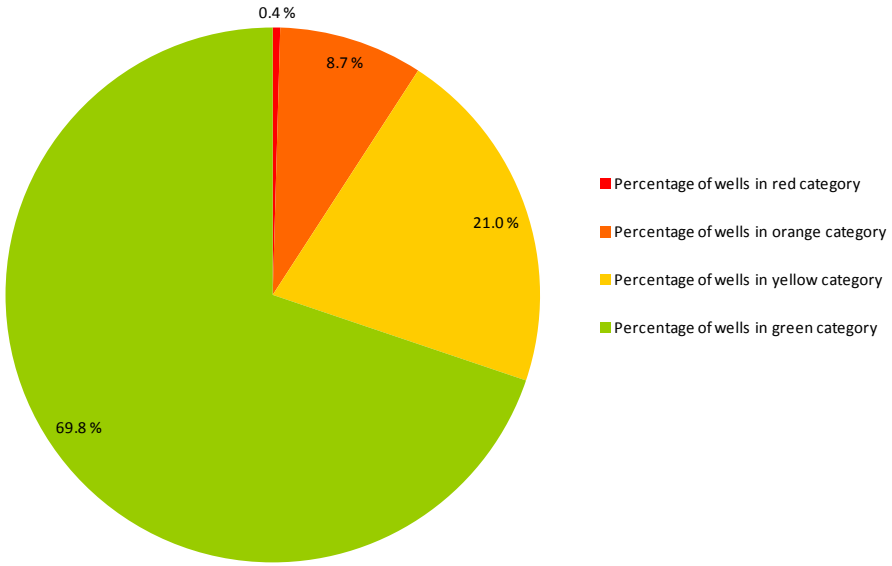


Figure 16 Well categories – red, orange, yellow and green, 2012

The mapping shows an overview of well categories distributed according to the percentage of the total selection of 1802 wells.

The results show that 9.2% of the wells have reduced quality compared with the requirement for two barriers (red + orange category). 21% of the wells are in the yellow category. This includes wells with reduced quality compared with the requirement for two barriers, but the companies have compensated for this through various measures such that they are deemed to comply with the requirement for two barriers. The rest of the wells, i.e. 70%, are in the green category. These are deemed to be in full compliance with the requirement for two barriers.

There has been an increase in the percentage of wells in the top three categories from 24 % to 30 % (90 more wells than in 2009). The development in the different categories is shown in Figure 17.

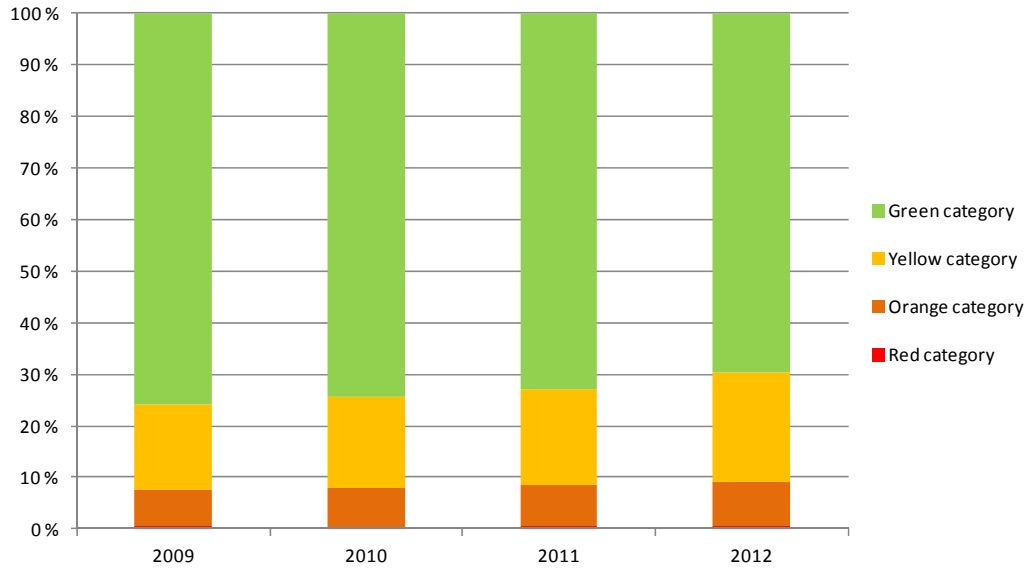


Figure 17 Development in well categories, 2009-2012

6.2.3 Leak/damage to risers, pipelines and subsea facilities

No leaks from risers to manned facilities were reported in 2012. Neither were any leaks from pipelines reported in 2012. In the previous year, two leaks were reported from flexible risers to manned facilities.

In 2012, six incidents were reported involving serious damage to risers and pipelines within the safety zone. The data for previous years has also been updated based on new information. It is added 21 incidents that are deemed to be serious from the year 2000 to 2011. This means that the data and overviews have been adjusted correspondingly. These incidents are also primarily associated with flexible pipelines and risers.

Serious damage is also included in the calculation of the overall indicator, but with lower weight than for leaks. Figure 18 shows an overview of the most serious incidents involving damage during the period 1996-2012.

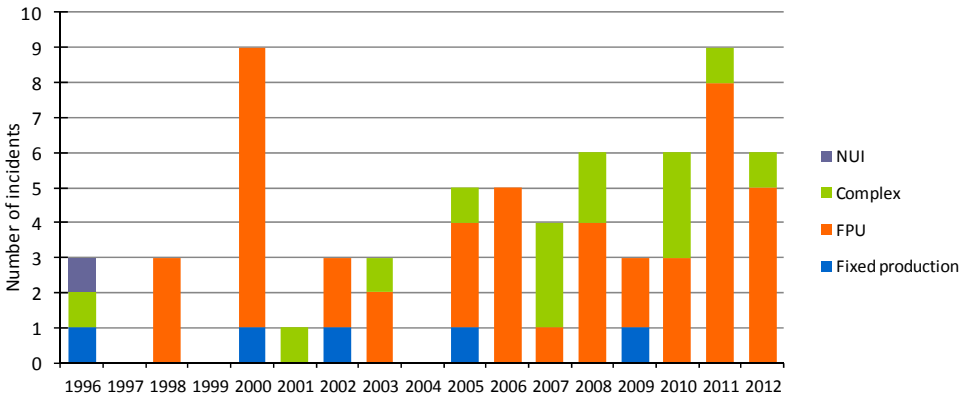


Figure 18 Number of incidents involving serious damage to risers & pipelines within the safety zone, 1996-2012

6.2.4 Ships on collision course, structural damage

There are only a handful of production facilities and somewhat more mobile facilities where the facility itself or the standby vessel are responsible for monitoring passing ships on a potential collision course. The others are monitored from the traffic centres at Ekofisk and Sandsli.

The indicator for ship on collision course, DFU5, is the number of ships reported on a potential collision course normalised according to the number of facilities monitored from the traffic centre at Sandsli, expressed as the total number of monitoring days for all facilities monitored by Statoil Marine at Sandsli. The number of ships registered on a collision course has declined substantially in recent years.

As regards collisions between vessels associated with the petroleum activities and facilities on the Norwegian shelf, there was an elevated level in 1999 and 2000 (15 incidents each year). Statoil in particular has worked hard to reduce such incidents, and in recent years, this figure has been around two to three per year.

There was one collision incident in 2012. On 11 March, the Siddis Skipper supply vessel crashed into starboard column 1 on the COSLPioneer drilling facility during loading to the vessel. Due to the weather conditions, the Siddis Skipper was unable to maintain its position. Scraped paint was proven in an area of about 50x50 cm on column 1.

Major accidents associated with structures and maritime systems are rare. Even though there have been several very serious incidents in Norway, there are too few to gauge trends. It is therefore selected incidents and damage with lesser severity as measurements of changes in risk. It is also assumed that there is a connection between the number of minor incidents and the most serious, see the method report.

The current regulations set requirements for flotels and production facilities as regards withstanding the loss of two anchor lines without serious consequences. Loss of more than one anchor line happens from time to time. This may have significant consequences, but rarely has consequences as severe as what happened on the *Ocean Vanguard* in 2004. Mobile drilling installations are only required to withstand the loss of one anchor line without undesirable consequences.

Structural damage and incidents that have been included in RNNP are primarily classified as fatigue damage, but some are storm damage. As regards cracks, it is only included continuous structural cracks. There is no clear connection between the age of the facility and the number of cracks. The number of DFU8 incidents during the period 1996-2012 is shown in Figure 19.

A total of 12 incidents involving structural damage were registered in 2012, of which six were associated with anchor lines, two DP incidents, three incidents involving water penetrating the hull and one incident involving cracks in the main load-bearing structure (fatigue). Three of the incidents in 2012 are categorised as serious. As regards mobile facilities, these incidents are the greatest contributor to the overall risk indicator for 2012, with a contribution of more than 90%.

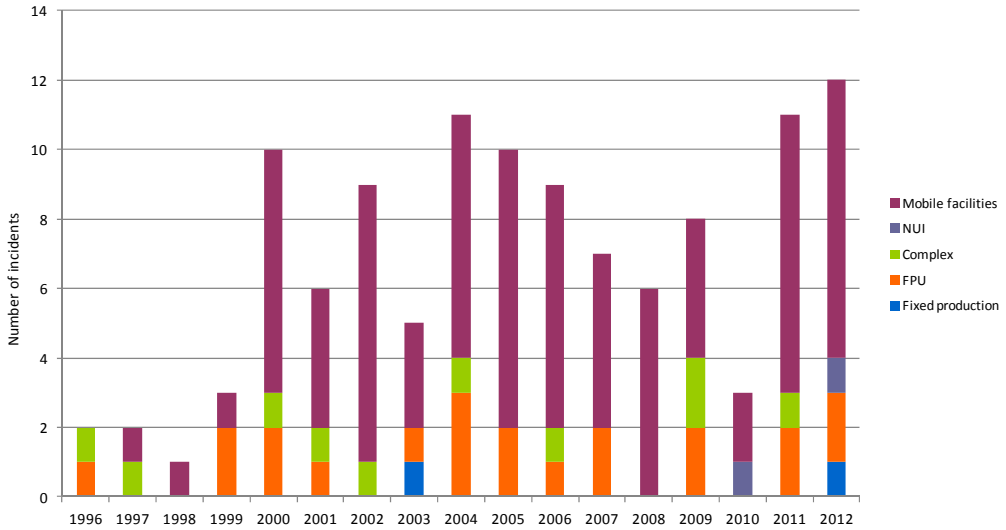


Figure 19 Number of serious incidents and incidents involving damage to structures and maritime systems which conform with the criteria for DFU8

6.3 Total indicator for major accidents

The total indicator applies to major accident risk on facilities, whereas risk associated with helicopter transport was discussed in Chapter 5. The calculation model assigns the DFUs a weight based on the probability of a fatal accident. It is emphasised that this indicator is only a supplement to the individual indicators, and expresses the development in risk factors related to major accidents.

The total indicator weights the contributions from the observations of the individual DFUs according to the potential for loss of life (see the pilot project report), and will therefore vary considerably, based on the observations of the individual DFUs. Figure 20 shows the indicator for production facilities with annual values, in addition to a three-year rolling average. The large variations from year to year smooth's out when one considers the three-year rolling average, thus clarifying the long-term trend. Working hours have been used as a common parameter for normalisation against the activity level. The level of the normalised value was set at 100 in the year 2000, which also applies to the value for the three-year rolling average.

Looking at the three-year average, the main impression is a relatively constant level until 2006. Since 2007, the level has been somewhat constant at a lower level and slightly declining. Individual incidents with substantial risk potential may result in significant variations, and have an impact over three years, due to the average, as the figure clearly shows for 2004 (Snorre A blowout) and 2010 (well incident on Gullfaks C). There were several serious incidents in 2012, including two large hydrocarbon leaks.

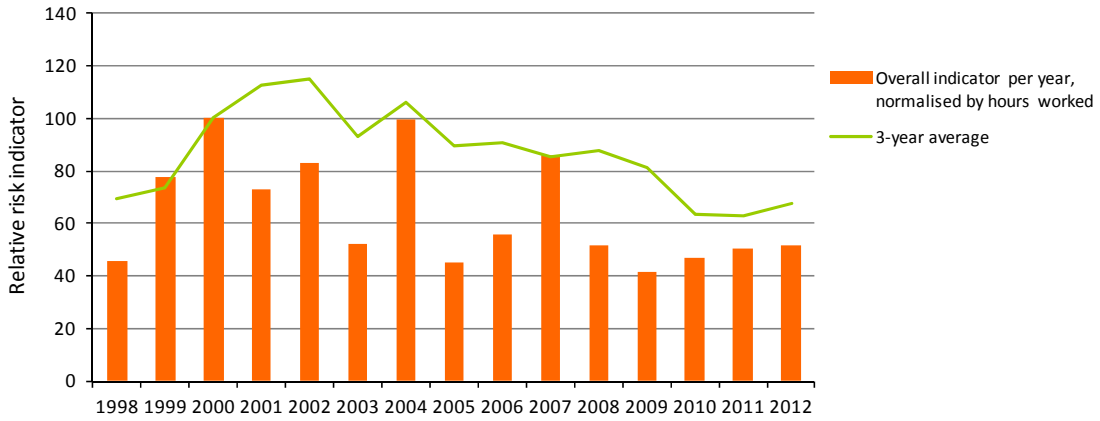


Figure 20 Total indicator, production facilities, normalised against working hours, annual values and three-year rolling average

Figure 21 shows the development of the total indicator for mobile facilities, with annual values and three-year rolling average. The values in 2009, 2010 and 2011 are the lowest three-year averages in the entire period. A significant increase can be seen in 2012, primarily due to structure-related incidents.

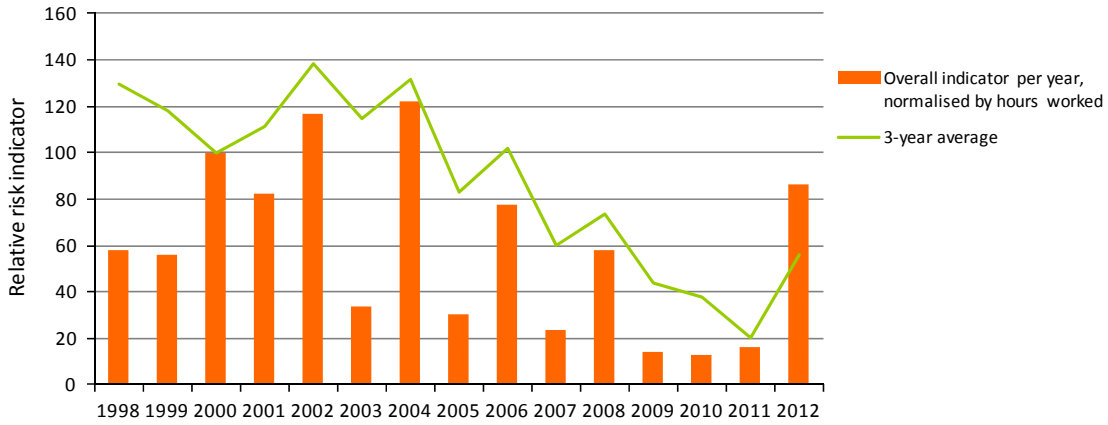


Figure 21 Total indicator, mobile facilities, normalised against working hours, annual values and three-year rolling average

7. Status and trends – barriers against major accidents

Reporting and analysis of barrier data has been continued without significant adjustments from previous years. As before, the companies report test data from periodic testing of selected barrier elements.

7.1 Barriers in the production and process facilities

The main emphasis is on barriers related to leaks from the production and process facilities, which includes the following barrier functions:

- Integrity of hydrocarbon production and process facilities (covered to a considerable degree by the DFUs)
- Prevent ignition
- Reduce clouds/emissions
- Prevent escalation
- Prevent fatalities

The different barriers consist of several interacting barrier systems (or elements). For example, a leak must be detected before isolation of ignition sources and emergency shutdown (ESD) is implemented.

Figure 22 shows the percentage of failures for the barrier elements associated with production and process, for which test data has been collected. The test data are based on reports from all production operators on the Norwegian shelf.

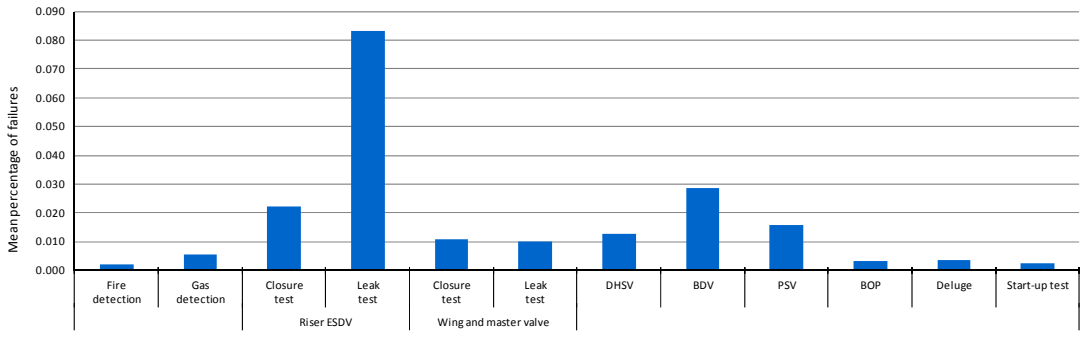


Figure 22 Mean percentage of failures for selected barrier elements, 2012

The main report shows the difference between the mean percentage of failures (Figure 22), i.e. the percentage of failures for each facility individually, averaged for all facilities, and the ”overall percentage of failures”, i.e. the sum of all failures on all reporting facilities, divided by the sum of all tests for all reporting facilities. All facilities have the same contribution to the mean percentage of failures, regardless of how many tests they have.

The data shows considerable variations in average levels for each of the operating companies, and for several of the barrier elements. The variations are even greater when one looks at each individual facility, as has been done for all barrier elements in the main report. Figure 23 shows an example of such a comparison for testing emergency shutdown valves (ESDVs) on risers and flowlines. Each individual facility is assigned a letter code, and the figure shows the percentage of failures in 2012, the average percentage of failures during the period 2007–2012, as well as the total number of tests carried out in 2012 (as text on the X axis, along with the facility code). The figure shows that, with a few exceptions, few failures were registered on the ESDV closure test in 2012.

The industry standard for the ESDV closure test is 0.01, and the figure shows that several facilities exceed the industry standard, eight for the percentage of failures in 2012 and 18 for the average value.

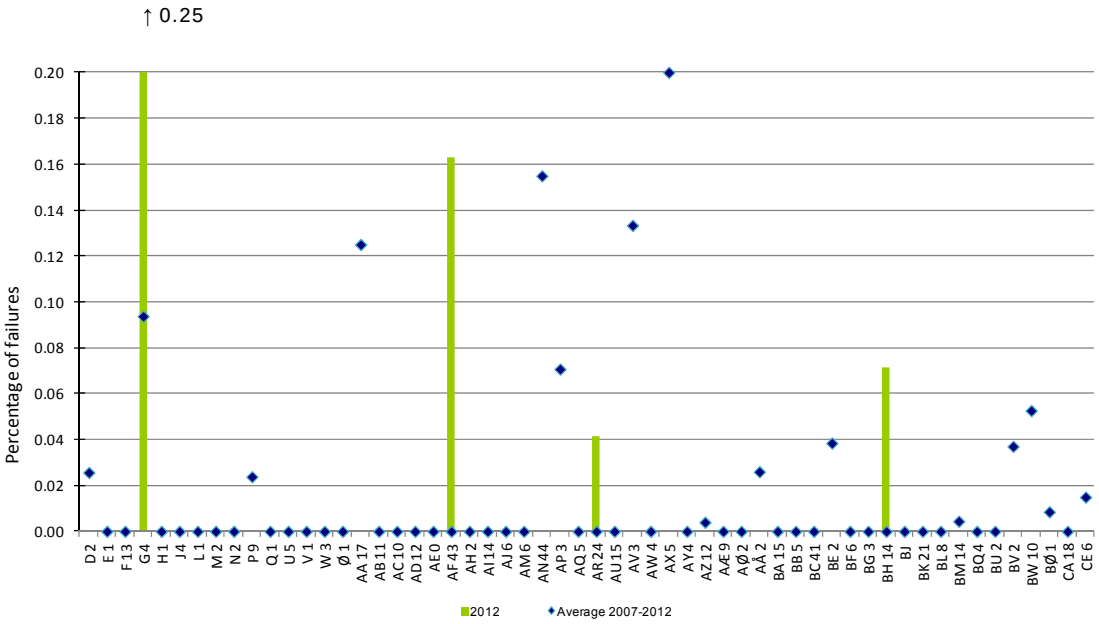


Figure 23 Percentage of failures for riser ESD valves (closure test)

As regards production facilities, it has now been collected barrier data for over 10 years for most barriers. Overall, many facilities performed below or far below the industry standard for several of the barrier elements, both in 2012 and on average for the entire period. Taking into account the industry's recent focus on major accident prevention, one would expect it to be possible to achieve greater improvements in this area than what the data from recent years shows.

Table 2 shows how many facilities have carried out tests for each barrier element, the total number of tests, the average number of tests for the facilities that have carried out tests, the overall percentage of failures and the mean percentage of failures for 2012 and for the period 2002–2012. This can then be compared with availability requirements for safety-critical systems. Figures in bold indicate that the percentage of failures exceeds the industry standard.

The table shows that, overall, most barrier elements are below or about on par with the industry standard for availability. However, this does not apply for riser ESDVs and bleed-down valves (BDVs), where the overall percentage of failures is far above the industry standard for 2012, as well as for the period 2002-2012. In other words, the industry has a clear potential for improvement as regards some of these barriers.

Table 2 General calculations and comparison with industry standards for barrier elements

Barrier elements	Number of facilities where tests were conducted in 2012	Average, number of tests, for facilities where tests were conducted in 2012	Number of facilities with percentage of failures in 2012 (and average 2002-2012) exceeding industry standards	Mean percentage of failures in 2012	Mean percentage of failures 2002-2012	Industry standard for availability (Statoil)
Fire detection	70	801	2 (8)	0.0020	0.0029	0.01
Gas detection	70	390	10 (18)	0.0052	0.0071	0.01
Shutdown:						
· Riser ESDV	61	21	10, 4 (16, 13)*[2]	**0.021**	**0.014**	0.01
· Wing and master (Xmas tree)	55	287	6, 6 (3, 7)*2	0.005	0.008	0.02
· DHSV	57	155	14 (19)	0.015	**0.021**	0.02
Bleed-down valve, BDV)	56	65	21 (42)	**0.020**	**0.023**	0.005
Pressure safety valve (PSV)	70	171	9 (14)	0.021	0.032	0.04
Isolation with BOP	29	122		0.007	0.008	*[3]
Active fireproofing:						
· Deluge valve	68	30	3 (19)	0.005	0.009	0.01
· Start-up test	59	141	6 (9)	0.002	0.003	0.005

7.2 Barriers associated with maritime systems

In 2012, data was collected for the following maritime barriers on mobile facilities:

- Watertight doors
- Valves in the ballast system
- Deck height (air gap) for jack-up facilities
- GM values for floaters at year-end.

Data collection was carried out for both floating production and mobile facilities. There are considerable variations in the number of tests per facility, from daily tests to twice per year. Approx. 26 000 tests of watertight doors and approx. 109 000 tests of ballast valves were carried out in 2012.

The failure frequencies for these systems in 2012 were 0.0046 for tests on watertight doors and 0.0003 for tests on ballast valves. These failure frequencies are at approximately the same level as for production facilities.

[2] As regards riser ESDVs and wing and master valves, the figures concern the *closure test* and *leak test*, respectively.
[3] There is no comparable requirement for this barrier, as an availability requirement is not considered to be appropriate. Statoil's internal guidelines recommend following up failures in this barrier using trend analysis.

7.3 Indicators for maintenance management

In 2006, the PSA started the project *Maintenance as a policy instrument in order to prevent major accidents; maintenance status and associated challenges*. The goal was e.g. to update the status of maintenance management in the petroleum activities with a view to the significance of maintenance in preventing major accidents. The project showed that the status as regards classification of systems and equipment had not improved, compared with what emerged in Report No. 7 to the Storting (2001-2002). The PSA's audits during the period 2006–2009 uncovered several nonconformities in relation to regulatory requirements with all companies subject to audits. The recurring nonconformities were:

- Deficient classification of systems and equipment,
- Deficient use of classification,
- Deficient control of outstanding maintenance,
- Deficient documentation,
- Deficient expertise,
- Lacking evaluation of maintenance efficiency.

The maintenance management indicators focus on the *decision basis for maintenance management*, which means tagging systems and equipment on the facilities, classification of what has been tagged, and the percentage of what has been classified as critical as regards health, safety and the environment (”HSE-critical”). This also includes the *status of performed maintenance*, which means the number of hours spent on preventive and corrective maintenance, the preventive maintenance backlog, and outstanding corrective maintenance; also as regards HSE-critical equipment and systems. The reporting classes are as follows in the introductory phases:

Decision basis for maintenance management:

- Total number of tagged equipment
- Number of classified "tags"
- Number of "tags" classified as HSE-critical

Status of performed maintenance:

- PM backlog, total number of hours
- PM backlog, number of HSE-critical hours
- Outstanding CM, total number of hours
- Outstanding CM, number of HSE-critical hours

The main report shows all the indicators; only two are shown here. Figure 24 shows the size of the preventive maintenance backlog for production facilities, whereas Figure 25 shows the size of the preventive maintenance backlog for mobile facilities.

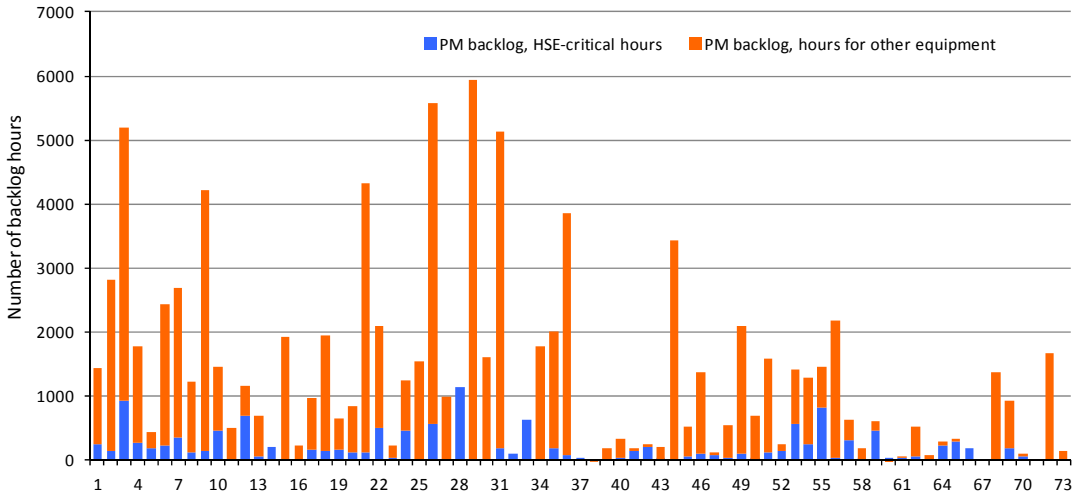


Figure 24 Overview of preventive maintenance backlog, production facilities

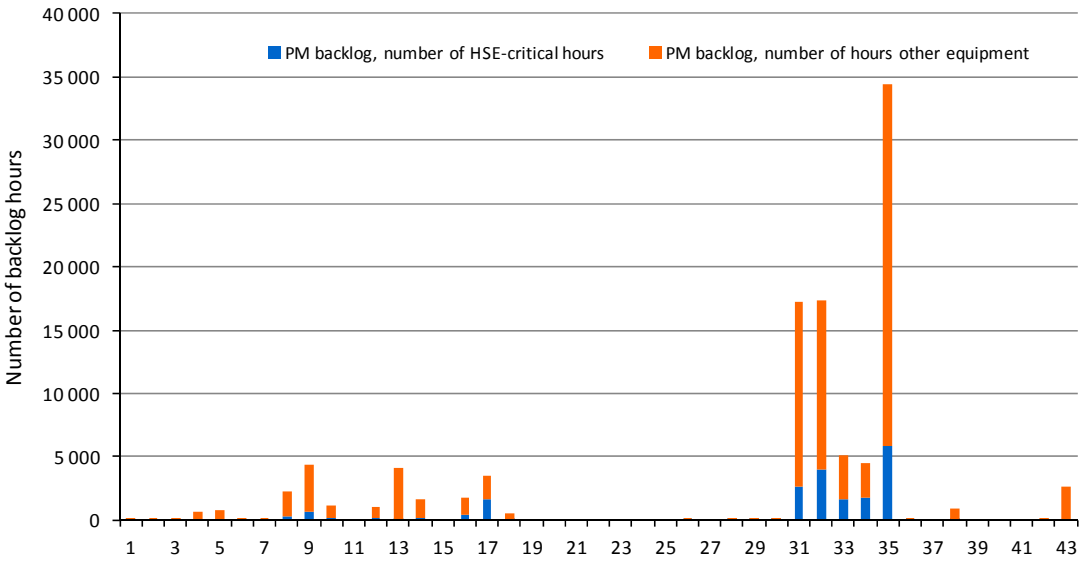


Figure 25 Overview of preventive maintenance backlog, mobile facilities

There is a somewhat significant backlog of planned maintenance, also for HSE-critical systems and equipment. Maintenance backlogs introduce risk contributions. It is therefore important to carefully control backlogs and the risk this represents.

As regards tagging and classification of equipment, the figures from 2012 show that more production facilities have tagged systems and equipment than in 2011. Mobile facilities still have low figures for tagging and classification. For some facilities, the level of classification is so low that it can be difficult to establish a risk-based decision basis for maintenance purposes.

8. Status and trends – work accidents involving fatalities and serious personnel injuries

For 2012, the PSA registered 336 personnel injuries on facilities in the petroleum activities on the Norwegian shelf that fulfil the criteria fatality, absence into the next shift or medical treatment. In 2011, 335 personnel injuries were reported. There were no fatal accidents in the PSA's area of authority on the shelf in 2012.

In addition to this, 39 injuries were classified as off-work injuries and 51 as first aid injuries in 2012. For comparison, in 2011, there were 65 off-work injuries and 105 first aid injuries. First aid injuries and off-work injuries are not included in figures or tables.

In recent years, there has been a clear reduction in the number of reported injuries on NAV (Norwegian Labour and Welfare Administration) forms. In 2012, a total of 36 % of the injuries were not reported to the PSA on NAV forms, but were registered based on information received in connection with quality-assurance of data. The injuries not reported on NAV forms also include serious injuries.

On production facilities there was a clear, steady decline during the period from 2002 to 2004, from 18.2 to 11.3 injuries per million working hours in 2004. From 2004 to 2008, the overall injury frequency was generally unchanged, around 11 injuries per million working hours. In 2009, there was a significant decline from 11 to 8.6 injuries per million working hours. This positive development continued from 2009 to 2010. In 2011 and 2012, the injury frequency was 7.8 per million working hours.

On the mobile facilities, in the same way as for production facilities, there has been a positive development over the last ten years; from 2002, the frequency steadily declined from 15.8 to 11.1 in 2006. I 2007, there was an increase in injury frequency, but since 2008, there has been a positive development and 2010 has the lowest registered frequency in the entire period. However, in 2011 the frequency increased again, from 5.8 in 2010 to 7.0 per million working hours in 2011. Last year saw positive development again, and the injury frequency in 2012 was 6.6 injuries per million working hours. In 2012, there were 90 injuries on mobile facilities, compared with 93 in 2011.

8.1 Serious personnel injuries, production facilities

Figure 26 shows the frequency of serious personnel injuries on production facilities per million working hours. The frequency exhibited a downward trend from 2002 to 2004. Starting in 2005, there was a positive trend until 2008, when the positive development reversed. In 2009, there was a temporary decline, followed by a positive trend in recent years, and in 2012, the injury frequency on production facilities reached its lowest level ever. In recent years, there has been a reduction in the injury frequency on production facilities of 0.11 injuries per million working hours. The injury frequency has declined from 0.55 in 2011 to 0.44 in 2012. As regards production facilities, there was a significant reduction in both 2011 and 2012, compared with the previous ten-year period.

There were 14 serious injuries on production facilities in 2012, compared with 17 in 2011. The number of working hours has increased by 0.5 million hours, from 31.18 million in 2011 to 31.65 million in 2012.

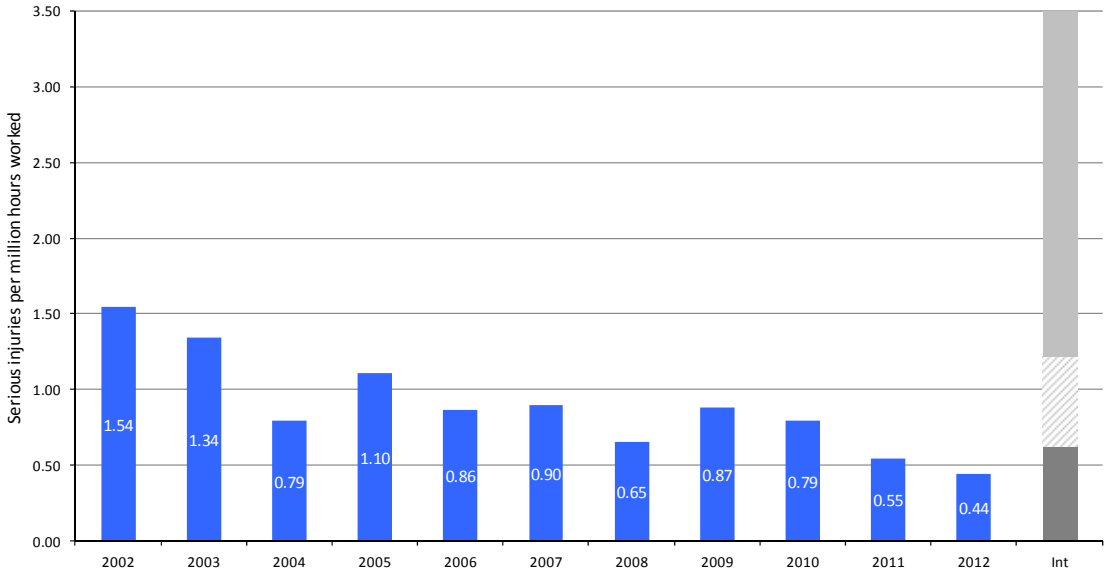


Figure 26 Serious personnel injuries on production facilities in relation to working hours

8.2 Serious personnel injuries, mobile facilities

Figure 27 shows the frequency of serious personnel injuries per million working hours on mobile facilities. Over the long term, there has been a clear decline in recent years from the peak in 2002. The development during the period from 2002 to 2006 was characterised by minor changes in injury frequency, whereas in 2007, there was a more marked reduction. In 2008, there was another decline in the frequency, but the subsequent two years are characterised by a very positive development, and in 2010, the frequency was the lowest level ever recorded. I 2012, there was a reduction in the frequency of serious personnel injuries of 0.2 injuries per million working hours, from 0.83 in 2011 to 0.66 in 2012. The injury frequency is within the expected value, based on the previous ten years.

The number of hours reported for mobile facilities in 2012 had increased by 0.5 million, from 13.2 to 13.7 million. The number of serious personnel injuries in 2012 was 9, compared with 11 in 2011.

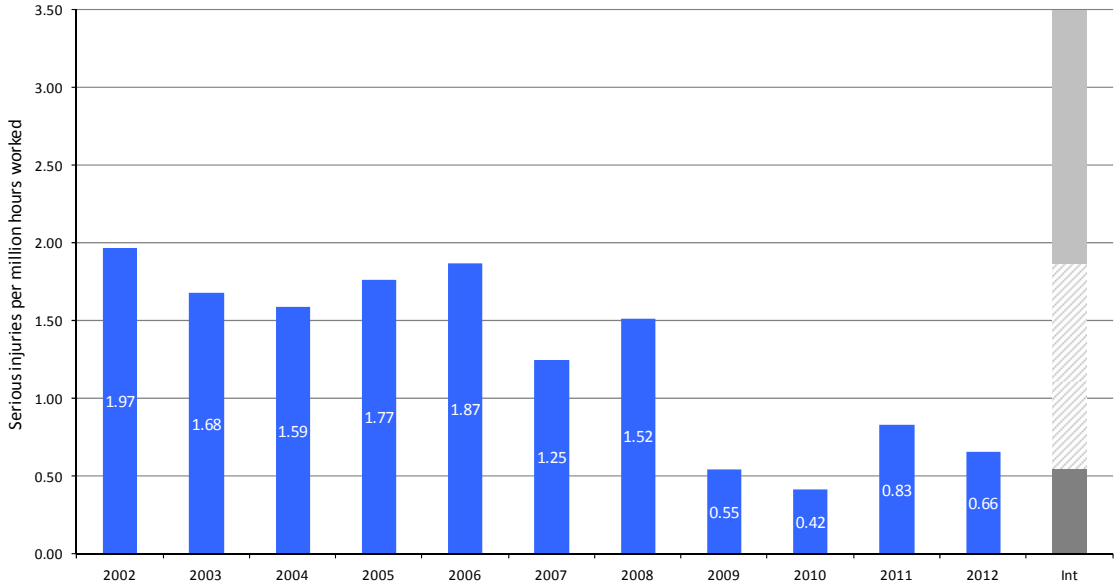


Figure 27 Serious personnel injuries per million working hours, mobile facilities

8.3 Comparison of accident statistics between the UK and Norwegian shelves

Every six months, the PSA and the Health and Safety Executive (HSE) produce a joint report comparing offshore personnel injury statistics. The classification criteria were initially virtually identical, but more detailed reviews revealed that the classification practice was somewhat different nevertheless. In order to improve the basis for comparison, the PSA, in dialogue with the UK authorities, has classified serious injuries according to joint criteria and such that they include equivalent areas of activity.

A calculation of the average injury frequency for fatalities and serious injuries for the period from 2007 up to the 1st half of 2012 shows that there have been 0.65 injuries per million working hours on the Norwegian shelf and 0.73 on the UK shelf. The difference is not significant.

The average frequency for fatalities on UK shelf is 0.97 per 100 million working hours, compared with 0.89 on the Norwegian shelf. This difference is also not significant. On the UK shelf, there were three fatalities during the mentioned period, compared with two on the Norwegian shelf.

9. Risk indicators - noise, chemical working environment and ergonomics

The emphasis of these indicators is on expressing risk factors as early as possible in the causal chain that lead to an occupational injury or illness, and furthermore that they are attractive for use in the companies' improvement work.

As regards noise and chemical working environment, with a few exceptions, data has been registered from all offshore and onshore facilities. As regards noise, the data set is characterised by a shared understanding of the reporting criteria and the indicator appears to provide a realistic and consistent picture of the actual conditions. It also appears to have good sensitivity to change. As regards the chemical working environment, changes and adaptations have been made in order for the indicators to best reflect the actual risk factors. The indicator was unchanged for 2012.

Indicators for ergonomic factors have been reported for 2009 to 2012. The indicator for 2009 was changed in 2010, so the figures for 2009 and 2010 were not comparable. It is possible to compare the figures from 2010 to 2012.

The indicators are based on a standardised data set and will only capture parts of a complex risk profile. The indicators can therefore not replace the companies' duty to carry out exposure and risk assessments as a basis for implementing risk-reducing measures.

9.1 Noise exposure harmful to hearing

Data has been reported from 81 facilities, 45 fixed production facilities and 36 mobile ones. Among the production facilities, 18 facilities are ”new” and 27 are ”older”. New facilities means facilities with a Plan for Development and Operation (PDO) approved after 1 August 1995, when more stringent and detailed noise requirements (the SAM Regulations) were introduced.

The noise exposure indicator covers eleven predefined position categories. The collected data represents a total of about 7500 employees on the shelf.

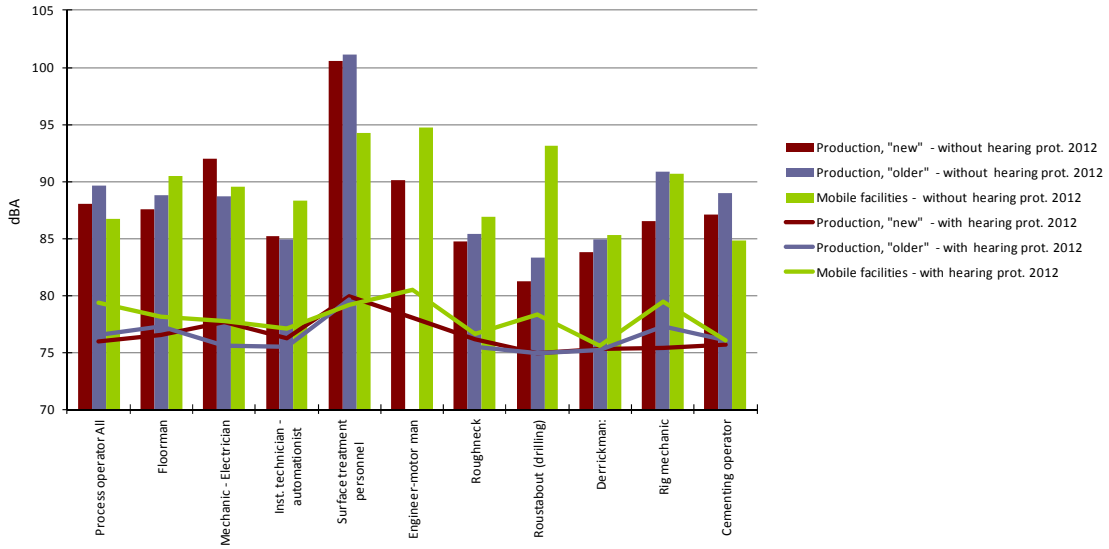


Figure 28 Average noise exposure for position categories and facility type, 2012

The noise indicator shows improvement in six of eleven position categories from 2011 and five of the position categories have a weak positive trend over the last three years. Looking at the average value of the noise indicator for the entire shelf activity, it has changed from 90.2 in 2010 and 89.3 in 2011, to 89.1 in 2012. This is primarily due to the fact that the figures for manning in certain position categories have been increased.

At the facility level, there are also some annual variations that cannot be attributed to improvement, but rather the activity level and types of activity. The average noise indicator for the facilities is significantly affected by how many surface treatment personnel have worked on board the facility. Viewed as a whole, the development in the noise indicator per position category provides the best assessment basis for changes.

The noise indicator for the position categories engineer and surface treatment personnel are considerably higher than for other groups and for this group, the noise indicator including ear protection is relatively high.

For most position categories, the noise indicator is lower on ”new” facilities than on ”older” ones. Eight facilities have reported that technical measures had been implemented which, overall, had resulted in reduced noise exposure by 1 dB, five facilities reported a reduction of 3 dB, four facilities reported a reduction of 5 dB and one facility reported a reduction of 5 dB for certain position categories. This is an improvement compared with the previous year, but nevertheless represents an overall level of measures yielding only a minor reduction in exposure.

The reporting confirms that several companies have formalised and implemented plans for working hours restrictions. Of 81 facilities, five have not introduced such plans for any position categories. This applies especially for mobile facilities. As in previous years, there is still a potential for improvement within this area for mobile facilities. Even though it may be difficult to verify that this type of measure is effective, there are examples to indicate that they work. Such plans may have operational disadvantages and may inherently be a driver for more robust technical measures.

In spite of the indicator pointing in the direction of high exposure, several of the facilities still do not have action plans for risk reduction, see Figure 29. The picture has developed in a more positive direction, compared with 2010, for ”new” and ”older” production facilities. The indicator for mobile facilities has developed in a negative direction.

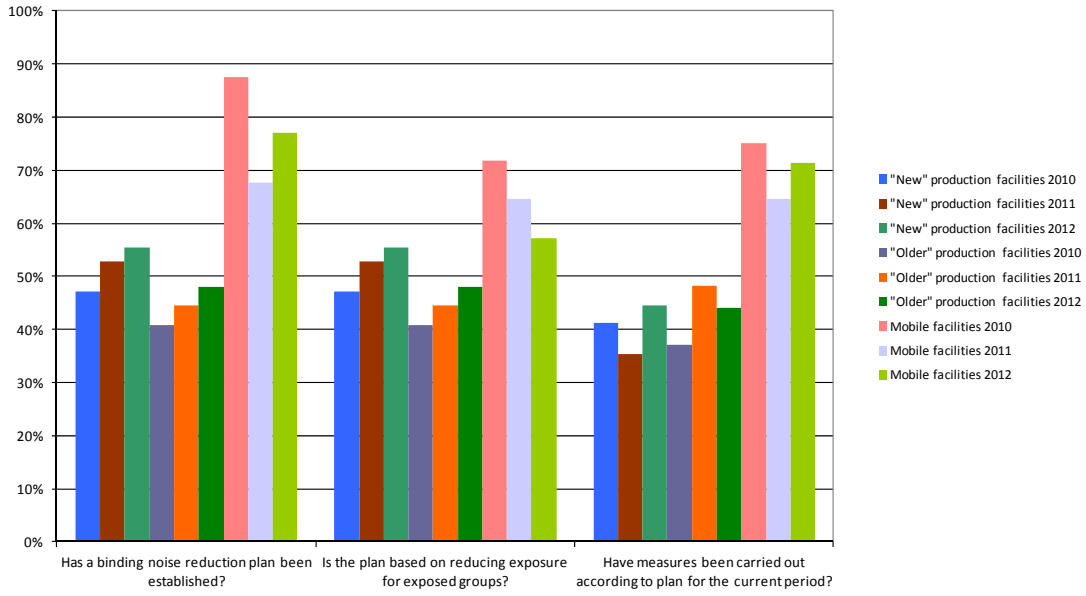


Figure 29 Plans for risk-reducing measures

For 2012, 646 (710 in 2011) instances of reduced hearing and 173 (126 in 2011) instances of tinnitus were reported to the Petroleum Safety Authority Norway. Viewed as a whole, it seems to be clear that large groups of employees in the offshore petroleum activities are exposed to high noise levels and that the risk of developing noise-induced

hearing loss is significant. The PSA's experience through contact with the industry, administrative processing and audits, indicates that the potential for noise-reducing measures is significant. The industry project for noise reduction in the petroleum activities that was started in 2011 is expected to contribute toward improvement in the noise indicator over time. It is unlikely that this work has had a measurable effect in the present reporting period.

9.2 Chemical working environment

The indicator for the chemical working environment consists of two elements. One is the number of chemicals in use, distributed among health hazard categories (the chemical spectrum's risk profile), as well as actual exposure to defined position categories where we attempt to capture exposure with the highest risk. Supplementary information that provides an indication of the companies' risk management for chemical exposure has also been reported. The establishment of binding plans and follow-up of these are key in this context.

For 2012, data has been reported from a total of 75 facilities, 40 fixed production facilities and 35 mobile ones. The data for 2012 shows that there is considerable variation between companies as regards the number of chemicals in use (Figure 30 and Figure 31).

As regards fixed facilities, there has been a negative development for chemicals with high risk potential. During the period from 2004 to 2012, the number of chemicals with high risk potential has increased by around 31%.

A total of 482 substitutions with health risk benefits were registered in 2012. This is an improvement compared with 2011, when a total of 205 substitutions with health risk benefits were registered. The majority of substitutions in 2012 were carried out on 3 of 40 fixed facilities, with a total of 190 substitutions. As regards mobile facilities, the 2012 reporting shows that several facilities have contributed substitutions, and there were a total of 292 substitutions in 2012.

The indicator for actual chemical exposure shows an improvement in six position categories in what is considered to be the highest chemical exposure, compared with the previous year.

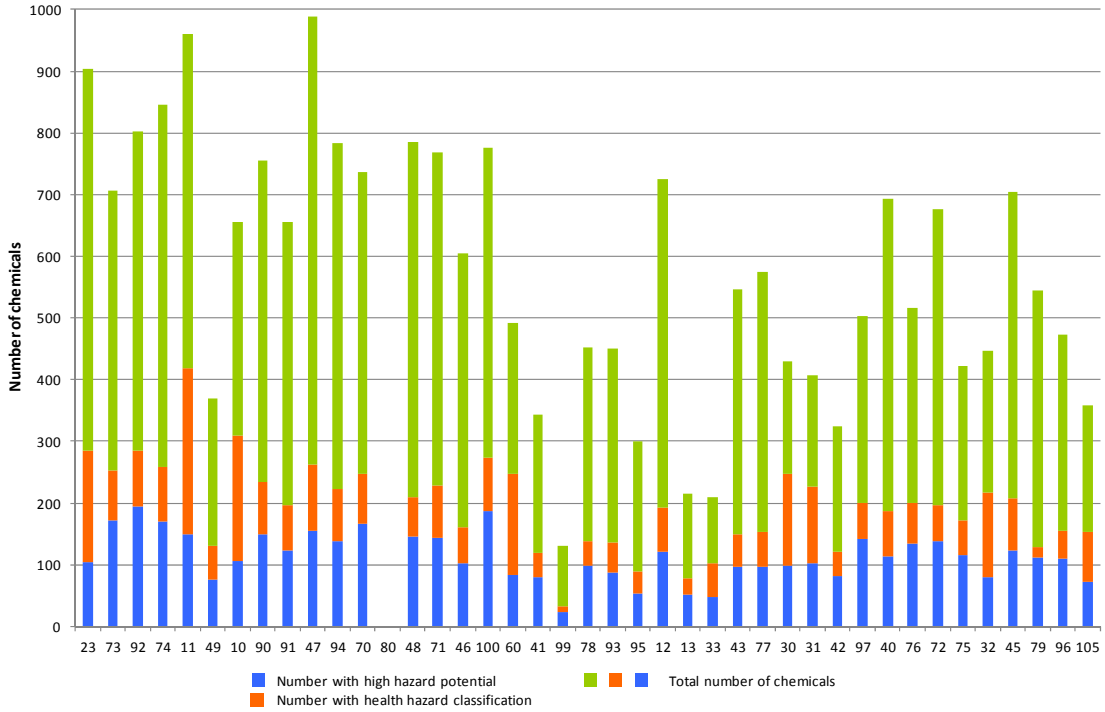


Figure 30 Indicator for the chemical spectrum's risk profile – production facilities

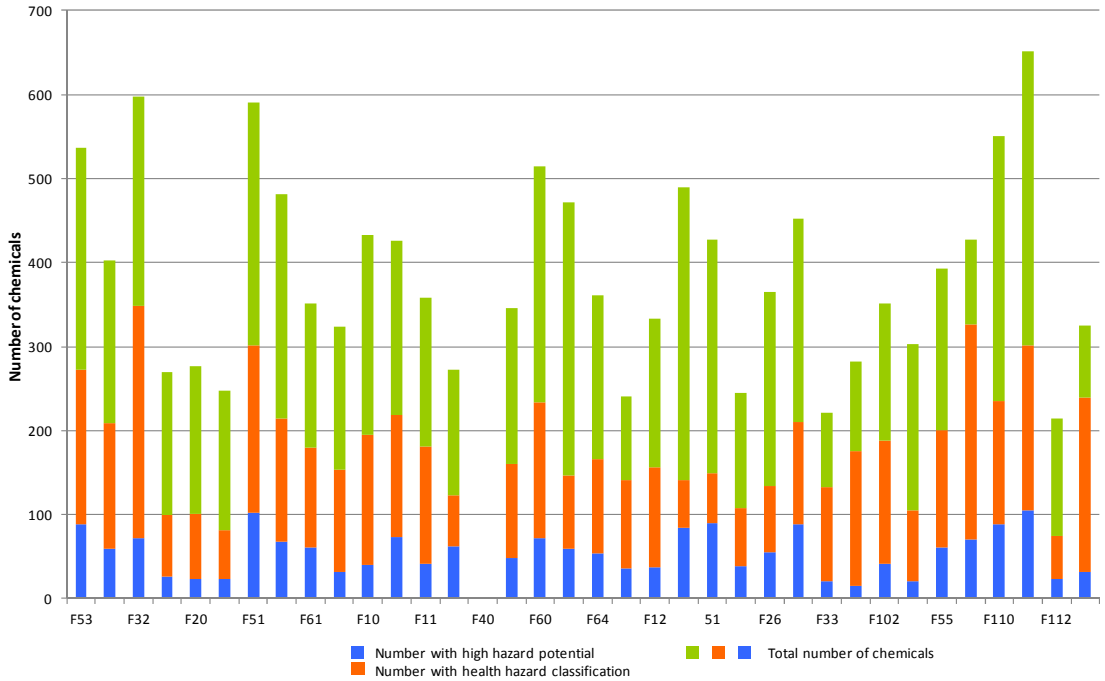


Figure 31 Indicator for the chemical spectrum's risk profile – mobile facilities

In 2012, 34 new cases of occupational skin diseases mainly caused by chemical exposure were reported, compared with 26 cases in 2011.

9.3 Ergonomics

Indicators for ergonomic factors have been reported since 2009. The reporting for 2009 was a pilot, and changes made in 2010 entailed that the figures for 2009 could not be compared with later years' results. In 2012, a few changes were made to the questions

regarding risk management, which means that some of the results here cannot be compared with previous years.

The indicators have been developed in cooperation with specialist environments in the companies and STAMI. The status overview "Work as a cause of musculoskeletal disorders" was prepared by STAMI in 2008 on assignment from the Norwegian Labour Inspection Authority and the PSA, and has been used as a basis in developing the indicators. The previous regulations relating to heavy and repetitive work with guidelines (amended on 1 January 2013) states the assessment criteria that shall form the basis for reporting. The use of ergonomic specialist personnel has been emphasised by the PSA.

Data has been reported from 50 production facilities and 30 mobile facilities. In the red area, the probability of sustaining repetitive strain injuries is very high. In the yellow area, there is a certain risk of developing repetitive strain injuries over the short or long term.

The strains must be studied in more detail. Aspects such as the duration, tempo and frequency of the strain are particularly important. The combination of the strains may have an amplified impact. In the green area, there is a minor risk of repetitive strain injuries for most employees.

The quality of this year's reporting is better than last year. This may be linked to the fact that the PSA, prior to sending out forms for 2012, held a seminar focusing on the RNNP ergonomics indicator, results from 2011 and filling in the form for 2012. However, this year, as before, we have experienced deficient completion of the form for overall risk of each of the factors working position, repetition, lifting and carrying, as well as handheld tools. Many have also not adequately followed the predefined work tasks. Several have also neglected to fill in data for risk management. In some cases, deficient forms were returned to the senders with requests for specific improvements. The forms returned after such revisions were usually completed satisfactorily.

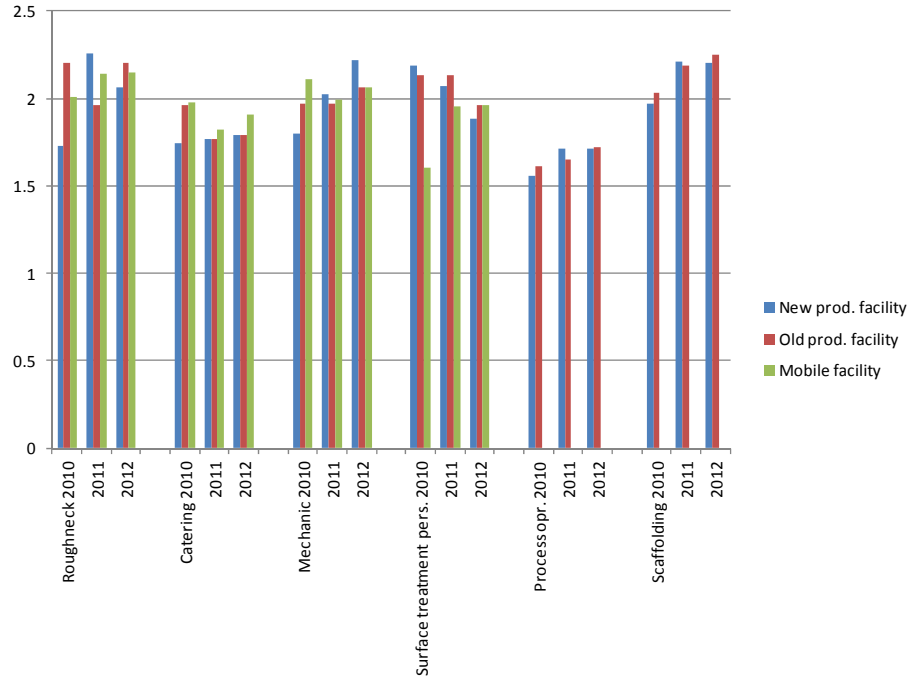


Figure 32 Average risk score for all work tasks distributed among employee groups on production and mobile facilities

The values on the vertical axis represent the risk assessment in the following manner: green = 1; yellow = 2; red = 3

Overall, the results are fairly similar to those from 2011. The reporting shows that roughnecks, mechanics and scaffolders have the highest risk scores in 2012. As regards mechanics, we see a weak increase on new production facilities. Catering maintains a relatively stable risk score, compared with 2011. I 2010, the tendency was that roughnecks, catering and mechanics had higher scores on old facilities than on new ones. We see that this tendency has changed. In 2012, only catering scores higher on mobile facilities than on production facilities.

Some of the questions were changed in 2012, and the question regarding to what extent ergonomic specialist expertise has been used in the process with this year's reporting, is new. This means that not all answers from 2012 can be compared with 2010 and 2011. There has been considerable variation in the response rate on these questions, but a clear improvement from year to year. As regards questions as to whether ergonomic specialist expertise has been involved, the response rate has been low, especially for mobile facilities, where approx. 25 % do not respond to questions as to whether ergonomic specialist expertise has been used in the process of filling in RNNP forms.

On production facilities, surface treatment personnel stand out as the employee group with the best reporting as regards most questions concerning risk management. Reports indicate that, between 85 and 90% of catering assistants are subject to established binding plans, implemented measures and that they have involved the users in this work. Roughnecks are the lowest at 55-59 %. However, catering is only at 60 % as regards involvement of ergonomics specialist expertise, both as regards work on plans and measures, as well as in the RNNP work. The system of formalised working hours restrictions as a measure to decrease ergonomic risk is used the least frequently by roughnecks, only 39 %.

On mobile facilities, catering stands out as the employee group that reports the best as regards risk management. More than 80% report that they have established binding plans for implementing measures to improve ergonomic risk, that measures have been implemented according to plan and that prioritisation and implementation of measures has taken place in cooperation with users. There is considerable variation in the reporting on these questions among the other employee groups. As regards surface treatment personnel, all reporting states that they have formalised working hours restrictions, but they score the lowest on binding plans and measures implemented according to plan.

User involvement is reported to exceed 70 % for all employee groups. Ergonomics specialist expertise is used to a varying degree in the work on plans and measures, between 52 % (roughnecks) to 83 % (surface treatment personnel). However, ergonomics specialist expertise is used to a greater extent in the work on RNNP reporting.

The following work tasks for facilities on the shelf are considered to have the highest risk in 2012 (the figures represent the average risk score):

- Needle scaling: 2.71
- Handling "chicksan": 2.65
- Setting/pulling/lifting manual "slips": 2.52
- Setting/pulling/lifting manual "slips": 2.45
- Water jetting/pressure washing: 2.44
- Rigging: 2.44
- Needle scaling: 2.43
- Erecting/taking down scaffolding: 2.42

10. Other indicators

10.1 DFU21 Falling objects

During the period 2002–2012, an average of 220 incidents related to falling objects was reported to RNNP each year. The level of annually reported incidents has been fairly steady during the period 2002–2009, but the level for 2010-2012 is a bit lower, with 162 incidents in 2012. There have been two fatalities and 97 injuries related to falling objects since 2002.

An analysis has been carried out in order to categorise the incidents according to initiating causes. The assessment primarily focuses on the 2006–2012 period. The categorisation has taken place according to the model of categories developed in the BORA project, see the main report. This method was originally developed to classify hydrocarbon leaks, but has been generalised and adapted for use on incidents with falling objects.

Figure 33 shows the distribution of incidents in main categories of work processes. The causes are distributed differently across the various work processes. Causal categories F and B dominate the crane-related incidents; External circumstances and Human activity introducing latent risk. Incidents with falling objects associated with crane-related work processes are also particularly interesting, as the incidents are concentrated in the two highest energy classes.

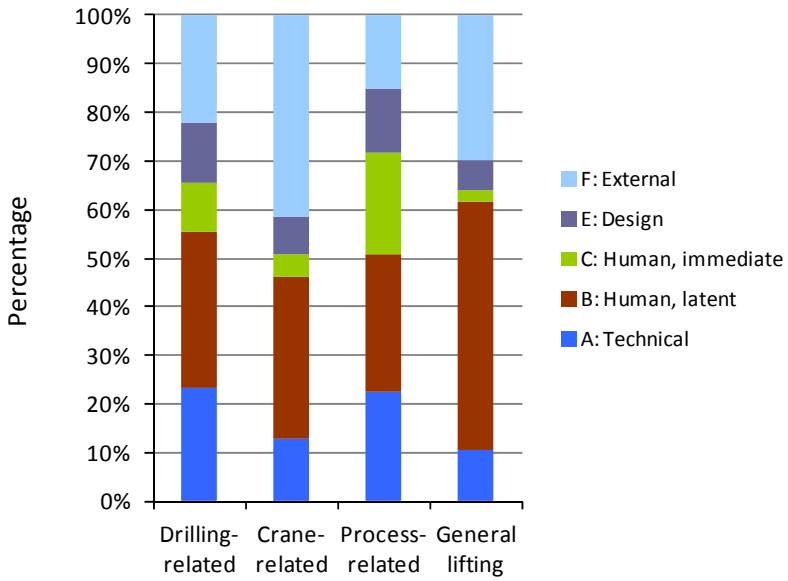


Figure 33 Triggering causes distributed by main categories of work processes, 2002-2012

Figure 34 presents a detailed overview of causes of falling objects in connection with the work processes loading and offloading operations (from vessels) and lifts that take place internally on a facility. The data for these work processes includes incidents as far back as 2002. The F3 category – influence from crash/hooking, accounts for a relatively large share of the incidents in the main category crane-related work processes. A large share of these incidents can be found within lifts that take place internally on the facility. A more comprehensive analysis can be found in the main report.

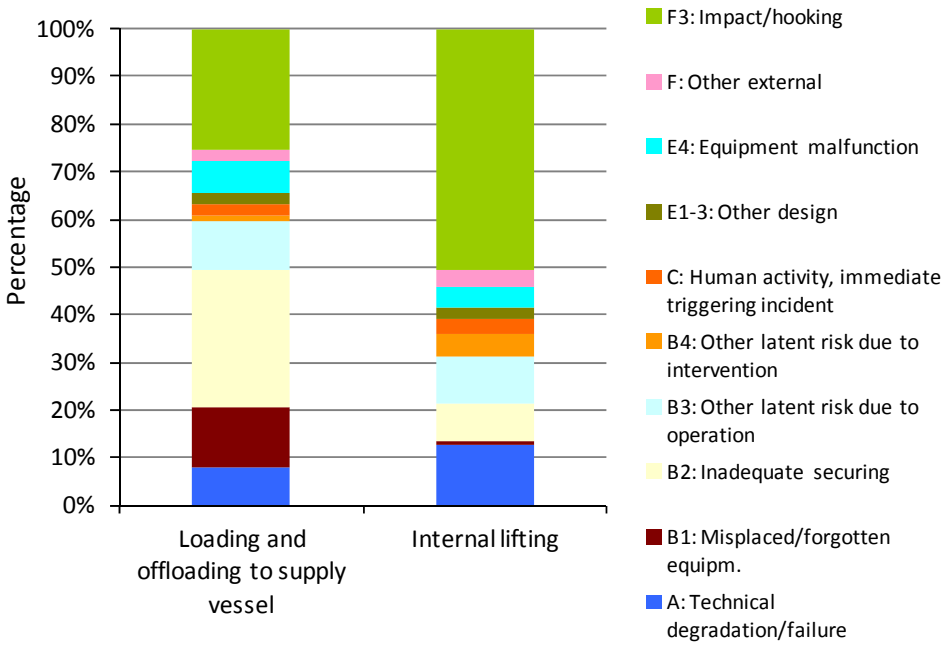


Figure 34 Triggering causes distributed by detailed categories of work processes, 2002-2012

10.2 Other DFUs

The main report presents data for incidents that have been reported to the Petroleum Safety Authority Norway, as well as for other DFUs without major accident potential, such as DFU10, 11, 13, 16 and 19, see Table 1.

11. Definitions and abbreviations

11.1 Definitions

See sub-chapters 1.9.1 – 1.9.3, as well as 4.2, in the main report.

11.2 Abbreviations

For a detailed list of abbreviations, see PSA, 2013a. Developments in the risk level on the Norwegian shelf, Main report, 25 April 2013. The most important abbreviations in this report are:

API	American Petroleum Institute
CODAM	Database for damage to structures and subsea facilities
DDRS/CDRS	Database for drilling and well operations
DFU	Defined hazard and accident situations
PM	Preventive maintenance
GM	Metacentric height
HSE	Health, safety and the environment
KPI	Key performance indicator
CM	Corrective maintenance
NPD	Norwegian Petroleum Directorate
PSA	Petroleum Safety Authority
STAMI	National Institute of Occupational Health
WIF	Well Integrity Forum

12. References

Detailed reference lists can be found in the main reports:

PSA, 2013a. Developments in the risk level on the Norwegian shelf, Main report, 25 April 2013
PSA, 2013b. Developments in the risk level – onshore facilities in the Norwegian petroleum activities, 25 April 2013

http://www.valori.it/ambiente/norvegia-autorita-puntano-dito-contro-bp-6350.html

Petrolio

Norvegia, le autorità puntano il dito contro BP

Manutenzione inadeguata e serie infrazioni alla normativa. Sono queste le ipotesi per cui le autorità norvegesi puntano il dito contro BP, dopo l'incidente a una delle sue più importanti piattaforme petrolifere nel mare del Nord avvenuto lo scorso anno...

Manutenzione inadeguata e serie **infrazioni alla normativa**. Sono queste le ipotesi per cui le autorità norvegesi puntano il dito contro **BP**, dopo l'incidente a una delle sue più importanti piattaforme petrolifere nel **mare del Nord** avvenuto lo scorso anno.

Il quotidiano **Guardian**, che riporta la notizia, spiega che l'episodio in questione risale allo scorso settembre, quando dalla piattaforma sono stati riversati in mare 20 metri cubi di petrolio e 1.600 kg di gas. In seguito all'incidente, la produzione è stata fermata per più di due mesi. Non ci sono stati feriti ma, stando all'**Autorità norvegese per la sicurezza petrolifera**, l'incidente potenzialmente poteva provocare danni molto più consistenti a persone e cose. Ed è **il secondo** in poco più di un anno, dopo l'incendio a un'altra piattaforma in Norvegia. Pertanto, l'Autorità per la sicurezza petrolifera norvegese teme che i **sistemi di manutenzione** di BP siano lacunosi. Ha pertanto chiesto che la società porti avanti una **revisione** dei meccanismi di gestione e controllo della piattaforma, per capire se siano adeguati a identificare e affrontare gli eventuali **rischi**.

Proprio stamattina il colosso petrolifero ha annunciato i propri risultati del primo trimestre di quest'anno: **l'utile è triplicato**, raggiungendo i 16,6 miliardi di dollari. I ricavi sono saliti del 10% a 107,2 miliardi.

30 Aprile 2013
Valentina Neri

Norwegian Petroleum Taxation

An Introduction

JAN B JANSEN &
JOACHIM M BJERKE

BA·HR

Bugge, Arentz-Hansen & Rasmussen, Stranden 1, PO Box 1524 Vika, N-0117 Oslo, Norway
T: + 47 22 83 02 70 | E: post@bahr.no | www.bahr.no

About the authors

Jan B Jansen
M: +47 93 49 43 06
E: jbj@bahr.no

JAN B JANSEN

Jan B. Jansen is partner in BA-HR and a specialist in oil taxation. His practice covers a wide range of areas including corporate/M&A, oil and gas and tax. Jansen is a also an experienced litigator within his fields of expertise.

Jansen is experienced from some of the largest international energy companies, and has also advised the Petroleum Industry Association on the fiscal framework and proposals for change, as well as assisting the Norwegian State with certain petroleum-related issues.

Joachim M Bjerke
M: +47 90 50 57 77
E: jmb@bahr.no

JOACHIM M BJERKE

Joachim M Bjerke is partner in BA-HR and head of our tax group. His practice covers a wide range of areas including business and capital tax, transfer pricing, corporate law, merger & acquisitions and reorganisations.

He is author and co-author of several books and articles within tax law, including a book on the Norwegian transfer pricing regulations (1997). In addition to his Cand. Jur., Bjerke also has a diploma from Harvard's International Tax Programme.

Norwegian Petroleum Taxation

JAN B JANSEN & JOACHIM M BJERKE

Contents

1 INTRODUCTION 9

1.1 General features of the Norwegian system 9

1.2 At a glance 10

1.3 Resource rent and justification of Government Take 10

1.4 Brief history 13

1.5 Some facts and figures 16

2 ASSESSMENT PROCESS 18

2.1 Introduction 18

2.2 Filing and disclosure requirements 18

2.3 Transfer pricing documentation 19

2.4 Annual assessment 20

2.5 Appeals 21

2.6 Civil courts 21

3 SOURCES OF LAW & INTERPRETATION 23

3.1 Legislation 23

3.2 Preparatory documents 23

3.3 Court precedence 24

3.4 Administrative practice and opinions 24

3.5 Other sources 25

3.6 Government take 25

4 GENERAL TAX LIABILITY & TAXABLE ENTITIES 27

5 SCOPE OF THE PETROLEUM TAX ACT 29

5.1 General 29

5.2 Types of activities, functional 29

5.3 Geographical scope 31

5.4 Double tax treaties 33

5.5 Petroleum production and pipeline transportation – liability to Special Tax 34

5.6 Integrated activities 35

5.7 Attribution of taxable income and deductible costs 37

6 TAXABLE INCOME – SPECIAL TAX 39

6.1 General 39

6.2 Sale of crude oil, Norm Price system 39

6.3 Dry gas and condensates 43

6.4 Special Tax basis 45

7 DEDUCTIONS & DEPRICIATIONS 46

7.1 General 46

7.2 Deductible costs 46

7.3 Investments in production facilities and depreciations 47

7.4 Special Tax basis, Uplift 49

7.5 Owning versus leasing of production installations 49

8 FINANCIAL CHARGES 50

8.1 Challenges 50

8.2 Current system 51

8.3 Financial income 52

9 ANNUAL REFUND FROM THE STATE OF THE TAX VALUE OF EXPLORATION COSTS 53

9.1 Background 53

9.2 Refund of tax value 53

9.3 Assessment 55

10 REFUND OF TAX VALUE OF LOSS CARRY FORWARD UPON CESSATION 56

11 TIMING OF TAXATION 57
11.1 Realisation principle 57
11.2 Decommissioning and removal 58
12 TRANSFER OF LICENCES, TAX NEUTRALITY 59
12.1 PTA Section 10 – background and principles 59
12.2 Section 10 Regulations 60
13 CAPITAL GAINS AND LOSSES ON DISPOSAL OF OTHER ASSETS 61
14 TRANSFER PRICING & DISCRETIONARY ASSESSMENT OF INCOME 62
14.1 Transfer pricing in general 62
14.2 General Tax Act Section 13-1 63
14.3 The OECD TP Guidelines 66
15 CURRENT ISSUES IN PETROLEUM TAXATION 69

ABBREVIATIONS

PTA
Petroleum Tax Act 13 June 1975

GTA
General Tax Act 26 March 1999

PTR
Petroleum Tax Regulations 30 April 1993

NCS
Norwegian Continental Shelf

PL
Production Licence

1 Introduction

1.1 GENERAL FEATURES OF THE NORWEGIAN SYSTEM

The Norwegian State derives its revenue from petroleum resources partly through direct participation in the petroleum sector, and partly through taxation of the participants in the industry. The petroleum tax system is, to a large extent, based on taxation of net profits with a high marginal tax rate of 78%. This consists of 28% general income tax and an additional 50% Special Tax on income from petroleum production and pipeline transportation activities. In addition, certain environmental taxes, such as CO_2 and NOx taxes are charged, and an area fee is charged for acreage. However, these are of less importance to State finances.

Initially, the tax system also included taxation of gross revenue through royalty payments on crude oil production. This has been abolished over the years and it seems now that the Norwegian State is satisfied with a general system of taxation of net profits as a basis for capturing the State's share of the value of its petroleum resources.

The high marginal tax rate must be seen in connection with other features of the system, such as depreciation of investments in production facilities over 6 years from the year of investment, a deduction of uplift in the Special Tax basis, as well as certain incentives for newcomers to the industry etc.

The Ministry of Finance affirms that the current system is robust in withstanding price fluctuations in the crude oil and gas markets. The main features of the system have been upheld over many years, although we have seen important changes at regular intervals.

We do not expect that there will be any material changes to the tax system in the near future.

The industry appears to recognise that the system is well designed for the development and production of large fields and projects. It is more questionable whether the system gives the right incentives for enhanced recovery and extended production from a number of fields which are currently in sharp decline or in a tail-end production phase.

1.2 AT A GLANCE

The key features of the system are as follows:

+ Operating income
- Operating costs
- Depreciations (linear over 6 years from investment for production installations and pipelines)
- Exploration expenses, R&D[1], incurred P&A[2] and removal
- Environmental taxes
- Allocated financial costs
= General income tax base (28%)
- Uplift (7.5% of investment for 4 years)
= Special Tax base (50%)

1.3 RESOURCE RENT AND JUSTIFICATION OF GOVERNMENT TAKE

A fundamental principal underlying the Norwegian petroleum activities is that the State is the owner of the resources. This principle is laid down in the Petroleum Act (1996) Section 1-1:

> *"The Norwegian State has the ownership to subsea petroleum resources and an exclusive right to resource management."* (Our translation).

In general, the exploitation of limited and scarce resources should earn higher profits than normal business activities within a free market. Such super profit, often referred to as resource rent, should accrue to the State and the public through the ownership of the resources. Thus, the objective of a petroleum tax system is primarily to capture the resource rent, but at the same time ensure a sufficiently attractive return on the

1 Research and Development.

2 Plugging and Abandonment.

investments of the private investors. Technically, the tax system should be simple and provide for a cost efficient way to secure the income of the host state. At the same time, the host state needs to be conceived as a “reliable partner” for long term commitments of private investors. This is achieved through maintaining over time a sufficiently attractive tax system in combination with other parts of the overall framework for the industry. Investors require stability in the economic framework in order to earn the appropriate rewards on the investments made and the risks taken.

Host states have taken many different approaches to capturing the appropriate government take on the exploitation of natural resources.

A basic distinction can be drawn between contractual based systems on the one hand, and royalty/tax systems governed by legislation on the other hand. Traditionally, international oil companies have preferred contractual systems, where they can rely on principles of sanctity of contracts as a restriction on the host government to exercise its legislative and administrative powers to the detriment of a contracting party. Contracts have in some jurisdictions taken the forms of service agreements, and many jurisdictions have relied on production sharing agreements with a division of produced petroleum between the host state and the private oil company. International oil companies have also preferred that such contracts are governed by laws of other states than the host state, for instance English law, and arbitration in other venues than the host state.

The Norwegian State has implemented a concession system where participants are granted licences to produce the resources within a geographical area (“Production Licence” or “PL”). The competence of public bodies is established through legislation and regulations rather than contracts. This is also the basis for the petroleum taxation regime. In theory, such a system affords less protection to the private investors, since the restrictions on the exercise of legislative powers are limited. Some examples under the Norwegian Constitution are that legislation may not be enacted with a retroactive

effect (Section 97), and private property may not be expropriated without full compensation to the private party (Section 105).

In respect of the tax system, the State is, in principle, within its rights to change the system, increase or decrease rates or implement any other material changes. Under such a system the perception of a host state as a "reliable partner" becomes increasingly important.

In Rt.[3] 1985 page 1355 *Phillips*, the Supreme Court ruled in a matter where the terms of payment of royalty were changed in regulations from semi-annually to quarterly payments. The companies argued that the change was unmerited as a breach of a contract and that the change was also contrary to principles the Norwegian Constitution and administrative law. In its judgment, the Supreme Court judge stated:

> *"I do not specifically take a position as to whether at least certain of the provisions of PL 018 is a part of an agreement between the State and the licensees, or whether the licence as a whole must be seen as an administrative ruling, where the provisions on royalties are included as a set of terms for the rights under the licence."* (Our translation).

Even though the Supreme Court did not consider the contract argument, they concluded that the new 1972 regulations on payment of royalties could not be applied to the licences granted under the 1965 regulations.

The current fiscal system does not allow for arguments on contractual protection. Thus, the protection of the investors is to some extent afforded by the Norwegian Constitution and, more importantly, the perception of the Norwegian State as a reliable host state for the industry.

In some instances, the industry has argued that the State has implemented tax legislation in breach of the Constitution. Following a judgment by the Supreme Court

3 Rt. = Norsk Retstidende (English translation = Supreme Court Law Report).

in 2004 (Rt. 2004 page 1921 *Shell*) where the court ruled in favour of A/S Norske Shell in respect of deduction of decommissioning costs on fields, the relevant sections of the GTA were changed in December 2005, but effective from 1 January 2005. The industry argued that this was giving new legislation with retroactive effect, but the issue was not pursued in the Civil Courts.

1.4 BRIEF HISTORY

During the late 1950s, very few believed there would be any petroleum resources located outside the Norwegian coast. Following the discovery in Holland of the Groningen field in 1959, it was recognised as a possibility that hydrocarbons could extend into the North Sea region. The first Norwegian licences were awarded in 1965. An act on Taxation of Subsea Petroleum Resources was adopted 11 June 1965. Under the Act Section 2, the general rules of taxation would apply to the activities. However, the Act also introduced tax reliefs in the form of reduced rates. The reasoning was that the prospects were uncertain and that the framework needed to be competitive as compared to adjacent states.[4]

Following a massive exploration program, the Ekofisk field was discovered within PL 018 in 1969. The first production commenced in June 1971 and at the same time several other large discoveries were made.

In 1972, the privileges under the 1965 Tax Act were abolished, and the industry paid taxes on the same basis as other Norwegian business enterprises. Up to 1975, the State revenues from the petroleum sector were collected from general income and net worth taxes, area fees, royalty, production bonus systems, net profit sharing licences, and the State's own direct participation with rights to participate on a sliding scale etc.

Major changes occurred in the market place during the first half of the 1970s. Prices increased significantly, coinciding with the Middle East war in October 1973 and several

4 Ot.prp. no. 47 (1964-65) page 2.

initiatives by the OPEC countries. In a White Paper to the Norwegian Storting in 1973, the Government stated that it would consider the petroleum tax system, and an expert committee was established in January 1974. This led up to the White Paper Ot.prp. nr. 26 (1974-75) with a proposal for a new Petroleum Tax Act, which would increase tax rates significantly, and introduce other measures as part of an overall tax system for the petroleum industry. Two proposals in particular led to a strong debate: The introduction of (i) the Special Tax, and (ii) the Norm Price system for determining the tax value of crude oil produced, see section 6.2 below.

Several of the companies argued that the new fiscal regime was adopted in breach of the protection under the Constitution, since it was proposed also to apply to licences awarded prior to the 1975 PTA. Phillips Petroleum Company presented their views to the Storting, which were included as an attachment to the recommendation of the committee as follows:

> *"As the oil companies were awarded production licences in 1965, the Norwegian authorities were aware that the exploration, development and exploitation costs in the Norwegian part of the harsh weather exposed North Sea would be higher than in other places. Acceptable tax legislation was adopted to balance the considerable costs and risks which the operations in the North Sea entailed. Now, when we are ready to commence production on a large scale, and even before we have made any profit, we are faced with the proposal of significant changes in the tax rules. We had not expected such changes because we used Act no. 3 of 11 June 1965 on Taxation of Subsea Petroleum Resources as a basis, which led us to believe that we, in respect of taxation, would be treated in the same manner as other activities in Norway."* (Our translation).

The companies reserved their right to try the new legislation in the courts, under the argument that it was adopted in breach of the Constitution.

The industry also obtained an opinion from a renowned professor at the Law Faculty in Oslo, supporting their position. The Government maintained that new legislation could be introduced and obtained further support from another professor at the Law Faculty, and from the Legislation Department within the Ministry of Justice.

The PTA was adopted, and the new petroleum tax regime was established. The Special Tax was introduced with 25%, giving a marginal tax rate in the range of 76%. Uplift was introduced as a relief against the Special Tax, with 10% of cost price of production and pipeline installations over 15 years. Finally, the PTA determined that crude oil sales should be valued at Norm Price, an administratively fixed price, to avoid transfer pricing issues on sales between related companies.

Prices increased again in the late 1970s. The petroleum tax system was changed in 1980 by increasing the special tax rate from 25% to 35%, and reducing Uplift.

In 1982 a change was introduced to the treatment of financial costs such as interest costs on financing. Financing costs have over years been a difficult issue for the Norwegian State. See section 8 below.

In the mid-1980s prices declined significantly in the market. The State recognised that changes to the tax system were required to maintain the attractiveness of investments in the Norwegian petroleum industry. The Special Tax was reduced again to 30%. Depreciations were accelerated by allowing depreciations to commence in the year of investment, rather than when the asset was taken into use. For new projects, a production allowance was introduced replacing Uplift. This was designed to support a major development of the Troll gas field, which at the time appeared to be a marginal project even though the gas resources were tremendous.

Up until 1987, the capital gains taxation and possibilities of tax arbitrage had effectively prevented transactions with Production Licences. In one case, the Ministry would not

consent to a transaction which appeared to be heavily tax driven. Section 10 of the PTA was adopted in 1987, which opened up for tailor-made consents by the Ministry of Finance, with measures designed to maintain tax neutrality to the State. The new legislation resulted immediately in the conclusion of two major swap transactions between Statoil, TOTAL and Elf, involving Ekofisk and Troll.

In 1992, a major reform of the general tax system was enacted. This necessitated certain changes in the petroleum tax system, since the general income tax rate was reduced from in excess of 50% to 28%. Thus, the Special Tax was increased to 50%, giving a marginal tax rate of 78%. The recently introduced production allowance was abolished and Uplift was reintroduced.

In the period 2002 to 2005, new measures were introduced to attract newcomers to the Norwegian petroleum industry. The petroleum tax system was clearly advantageous to companies in a tax paying position, allowing them to deduct all of their exploration expenses in the taxable net income. In 2005, a particular system for annual refund from the State of the tax value of exploration costs was introduced. The new measures were clearly effective. We saw a major increase in the number of participants in the industry and in the number of exploration wells drilled.

Finally, in 2007 the ongoing problem of how to treat financial charges was resolved through a direct allocation system based on tax book values of assets in the off-shore tax regime.

1.5 SOME FACTS AND FIGURES

The Norwegian petroleum industry is by far the largest contributor to the State's financing. In 2010, the sale of crude oil, natural gas and pipeline transportation services amounted to nearly 50% of Norwegian export values. The petroleum export amounted to close to NOK 500 billion in 2010, approximately 10 times the export value of fish.[5]

5 Source: NPD fact sheet 2011.

The State's direct taxes in 2010 from the petroleum sector were estimated at NOK 155.6 billion. In comparison, total revenues from VAT were estimated at NOK 189 billion.[6] Environmental taxes and Area Fee amounted to approximately NOK 3.6 billion.

The Norwegian Government Pension Fund – Global invests the accumulation of State revenues from the petroleum sector. The total market value of the fund amounted to approximately NOK 3 077 billion at year end 2010.

In summary, the petroleum sector has accumulated tremendous value to the Norwegian State over the years and, in all likelihood, it will continue to do so for many years to come.

The direct taxes amount, of course, to significant figures also for the private participants. A company such as TOTAL E&P Norge AS, which participates in many of the Norwegian producing fields, reported taxes payable of NOK 21 billion for 2010. Many of the petroleum companies rank amongst the most important tax payers in Norway.

6 Source: Ministry of Finance website.

2 Assessment process

2.1 INTRODUCTION

When proposing the PTA to the Storting, the Ministry of Finance also found it necessary to establish a specialised body to ensure a satisfactory control and an efficient assessment of the industry. Thus, what is now named the Oil Taxation Office was established. The office handles the assessment of all licensees in the Norwegian petroleum exploration and production industry, as well as pipeline transportation licensees. The Oil Taxation Office currently has around 43 employees, and assesses in excess of 60 companies. The office has more employees per tax payer than any other assessment office in Norway. The office handles the assessment process through examining tax returns and additional correspondence with the tax payers. The annual assessment is rendered by the Oil Tax Board, which consists of individuals appointed by the State. The Board consists of five members with deputies.

The assessment may be appealed to the Appeals Board, which renders a final ruling in the administrative process. The rulings by the Appeals Board may be tried in the Civil Courts, see below.

2.2 FILING AND DISCLOSURE REQUIREMENTS

The PTA Section 8 determines that general tax legislation shall apply, subject to any specific regulations set out elsewhere in the PTA. Thus, the disclosure and filing requirements follow from the Assessment Act (1980). Under the Act, each tax payer must file a tax return within the expiry of April each year following the income year. The filing requirements are extensive, detailing the basis for assessment of gross income and deductions, as well as other information which *is relevant for the completion of the assessment*, ref. the Assessment Act Section 4-3.

The general requirement for disclosure of information pursuant to the Assessment Act Section 4-1, is to act diligently and loyally. The tax payer is expected to contribute to his taxable income being assessed timely and correctly.

In addition to the tax return, the tax payer is under an obligation to submit any further information or documentation as requested by the Oil Taxation Office. One issue which comes up from time to time is whether a tax payer is under an obligation to disclose information which is not available to him, but which is available to affiliated companies within a group. For instance, resale prices on goods such as gas liquids may be of relevance in determining whether the transfer price between the Norwegian entity and an affiliated entity is on arm's length terms. In principle, it is clear that the company is not under an obligation to disclose information which it does not have access to. On the other hand, disclosure may be necessary to verify income and cost items and the appropriate tax basis. If reliable information is unavailable, the tax payer risks being assessed on a discretionary basis.

The Oil Taxation Office may also carry out audits in the offices of the tax payer pursuant to the Assessment Act Section 4-10 and Section 6-15.

It will have consequences for the tax payer if the information submitted is incorrect or insufficient. A penalty tax may be assessed under Section 10-2 of the Assessment Act. The penalty tax will normally amount to 30% of the tax which could have been avoided. When the tax payer has acted wilfully or with gross negligence, the rate may increase up to 60%. With a marginal tax rate of 78%, it is noteworthy that a penalty tax of 30% may increase the marginal tax rate on the income which has been insufficiently disclosed to more than 100%.

2.3 TRANSFER PRICING DOCUMENTATION

Under the Assessment Act Section 4-12, a tax payer is also under an obligation to submit information on transactions with affiliated companies. Written documentation shall be submitted as a basis to consider the prices and the terms of the transactions, and whether the terms are in accordance with the arm's length principle. The documentation must be produced to the Oil Taxation Office within 45 days of a request.

The taxable income may be assessed on a discretionary basis if the tax payer has not complied with the transfer pricing documentation requirements, ref. the Assessment Act Section 8-2 third paragraph. Under the Act Section 9-2 no. 7, a tax payer loses his right to appeal the assessment if he has failed to submit the transfer pricing documentation.

The transfer pricing provisions were adopted with effect from January 2008. Subsequent practice has shown that the transfer pricing documentation tends to become extensive, and its usefulness in the assessment process is perhaps questionable, even though transfer pricing issues are of great importance in the assessment of the petroleum industry.

In summary, the filing and disclosure requirements are extensive and strict. Failure to comply with them can entail penalty taxes of substantial amounts, assessment on a discretionary basis, and losing the right to appeal the assessment.

2.4 ANNUAL ASSESSMENT

The Oil Taxation Office will conduct an extensive review and control of the tax return, and submit a number of letters with additional questions to the tax payers. The process is time consuming and the request for information may often seem excessive.

Proposals for an assessment are presented by the Oil Taxation Office to the Oil Tax Board, which renders the final assessments around 1 December in the year following the income year.

The assessments as such are not reasoned. From the correspondence with the Oil Taxation Office, and notices of potential deviations from the tax returns, the tax payer will normally be fairly familiar with the basis for assessments which are not in line with the submitted tax return.

The Oil Tax Board may also amend assessments from previous years. The overall time limit is ten years, but this is limited to two years after the expiry of the income year in the event that the tax payer has submitted correct and complete information in the tax return. Amended assessments by the Oil Tax Board are reasoned, and they will normally follow an extensive process of exchange of information and legal arguments between the Oil Taxation Office and the tax payer.

2.5 APPEALS

The assessment decisions by the Oil Tax Board may be appealed to the Appeals Board for Oil Taxation. The time limit is three weeks and the appeal should state the items which are appealed, and the basis for the appeal. In practice, preliminary appeals are filed, and more substantive arguments are submitted at a later stage. The appeals process is also handled by the Oil Taxation Office, which summarises the appeal and the Oil Taxation Office's views in an Appeals Memo which is presented to the Appeals Board. The tax payers are not entitled to meet and give presentations to the Board. All filings will be in writing. The Board renders final administrative rulings on the assessment.

2.6 CIVIL COURTS

The appeals process is mandatory, to the effect that the Oil Tax Board's assessment may not be tried directly in the Civil Courts. Appeals Board rulings may be tried in the Civil Court, and a writ must be filed within six months of the ruling. If the Appeals Board has not given their ruling within one year after the expiry of the time limit for appealing, the assessment of the Oil Tax Board may also be tried directly in the Civil Courts.

The Civil Courts may try all points of fact and law which are argued by the two parties. The Courts will generally not try the discretionary parts of the assessment, which may be decided for instance in transfer pricing cases, where it is held that the contract prices are not on an arm's length basis.

A number of petroleum tax cases have been tried in the Civil Courts. Some have been successful with cases involving fairly substantial amounts. A few will be referred in more detail below.

The court system is a three tier system, where the District Court judgments may be appealed to the Appeal Court. Appeal Court judgments may be appealed to the Supreme Court, subject to approval to hear the case. Many cases will not be allowed in the Supreme Court. Thus, the Appeal Court judgments will often be the final judgment in cases.

3 Sources of law & interpretation

3.1 LEGISLATION

The primary source of law is, of course, the legislation as adopted by the Norwegian Parliament, the Storting. The wording of the legislation is important in determining the scope and application of the rules which are expressed. However, since life has a tendency to develop differently from expectations, the wording of the legislation may not always give clear answers to the issues at hand. In addition, tax payers spend considerable efforts on tax planning, structuring of transactions etc., which often challenge the scope of the legislation. Tax planning is perfectly legal and acceptable, and to some extent also necessary to create an efficient tax system. A system must assume that tax payers act rationally to minimise the tax burdens levied by the State. On the other hand, there are clear limitations where legal structures and transactions may be disregarded based on tax avoidance principles.

The wording of the legislation will also be interpreted by the court to maintain a logical and rational structure to the tax system. An example is Rt. 2007 page 1729 *TOTAL*, where the Supreme Court held that a handling fee payable for services related to lifting of crude oil was not deductible as a separate cost, but included in the Norm Price applicable for the crude oil sale. See section 6.2 below.

3.2 PREPARATORY DOCUMENTS

Legislative bills to the Storting may be prepared through a lengthy process, often starting up with an expert committee appointed by the Ministry of Finance to evaluate the existing legislation and propose changes. The report of the commission is usually published and becomes part of a public consultation process. The Ministry will then issue a White Paper with proposals for new legislation to the Storting. The relevant committee in the Storting, the Finance Committee for tax issues, considers the proposal and renders its recommendation.

The process of proposing and adopting legislation is comprehensive and the preparatory documents may give guidance when interpreting the legislation itself. It is well recognised that legislation will be interpreted in accordance with guidelines in the preparatory documents themselves, or to achieve the objectives as expressed in the various documents.

In certain instances, the White Papers may express views on the interpretation of existing legislation. Such statements of interpretation will have limited weight. One example was Rt. 2004 page 1921 *Shell*, where the Ministry in a White Paper to the Storting expressed their position on the interpretation of the legislation which was at issue in the Shell case. The majority of the judges (3-2) stated that such points of view could have no weight when interpreting the legislation as this would lead to giving legislation retroactive effect through statements on interpretation (paragraph 86).

3.3 COURT PRECEDENCE

Court precedence is an important source of law when interpreting tax legislation. In particular, Supreme Court judgments will be followed by the lower courts, and mostly also by the Supreme Court. The Supreme Court renders thorough and reasoned judgments. The Supreme Court may also express more general points of view (obiter dicta). Such statements will not be binding to the same degree, but they will also usually be followed by the lower courts.

3.4 ADMINISTRATIVE PRACTICE AND OPINIONS

The tax authorities will often render opinions on interpretation of tax legislation, which may be published. Such opinions will normally be followed by the administrative bodies themselves, but will to a lesser extent, be considered decisive by the Civil Courts.

3.5 OTHER SOURCES

Tax legislation in general is extensively presented and discussed in legal textbooks. There is less literature on Norwegian petroleum taxation. A thorough thesis was published by Dr. Juris. Jan Syversen in 1991: “Skatt på petroleumsutvinning”. The book is now somewhat out-dated, but still gives relevant guidance on many issues. The Oil Tax Director, Torstein Fløystad, has published the commentary to the PTA on Gyldendal rettsdata; www.rettsdata.no.[7] The comments are updated on a regular basis and serve as a source for practical and useful information.

The courts will consider views and opinions expressed by authors when rendering judgments in tax disputes. The weight of expressed opinions is probably more related to how well they are reasoned, rather than the status of the author.

3.6 GOVERNMENT TAKE

As set out in Section 1.3 above, the justification of a resource rent tax system is to ensure that the super profit accrues to the state and public as owners of the resources. This raises a question of whether the objective of collecting revenue to the State in itself is a relevant argument when interpreting the tax legislation. Such an argument would entail a fundamental breach of the principal of neutrality in the tax system, i.e. that income and expense items, as a general rule, should be subject to the same test when determining whether they are taxable or deductible respectively. The legislation would be interpreted widely to capture taxation of income, but narrowly to disallow expenses. It is unlikely that the courts will attach much weight to such arguments when rendering judgments.

On the other hand, it is a relevant argument when considering items of income or expenses as to whether they are generated through activities which are typically linked with the exploitation of the resources. Fløystad in Note 72 states:

7 Referred to below as Fløystad.

> *"There are geographical and functional limitations to the special tax liability see note 73. When deciding whether (gross) income or costs fall within the special tax liability, the objective must be essential when applying the rules. This may probably be expressed so that the earning of income must be structured such a way that it facilitates an extraordinary profit. The assumption is that the potential profitability in one way or another is connected to the right [licence] to extract petroleum, i.e. that earning income is derived from this right."* (Our translation)

The distinction between the two lines of arguments is not always entirely clear.

4 General tax liability & taxable entities

Under the GTA Section 5-1 all income derived from a business activity is taxable. As a general rule, it is not necessary to distinguish between separate businesses of a tax payer, since all income will be taxable.

Under the GTA Section 2-2, Joint Stock Companies are taxable entities. Most participants in the Norwegian petroleum sector are organised as Joint Stock Companies resident in Norway, and thereby taxable to Norway for their global income from their business activity.

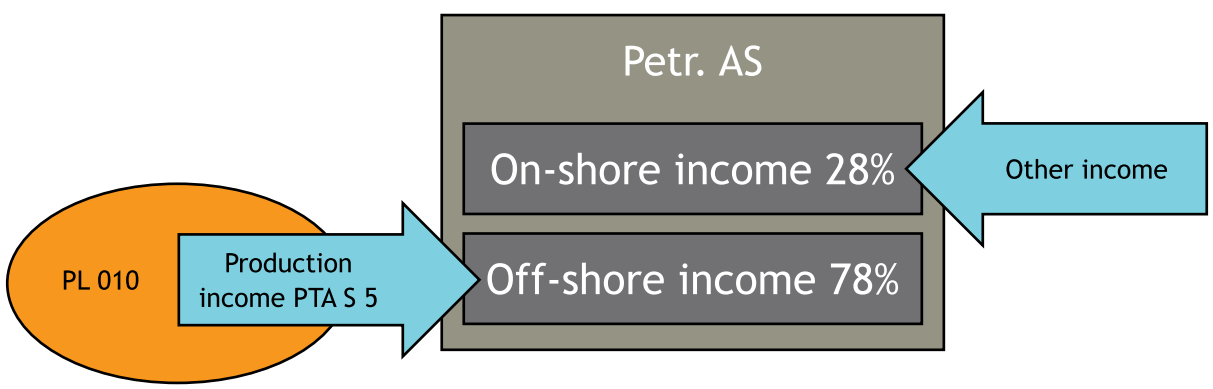
The petroleum activities in Norway are organised through the licence system, where the State awards a licence to explore and exploit petroleum resources in a geographical area. The group of participants in a licence carry out a business activity for their joint account and risk.

Under general company law, a business venture with joint and unlimited liability or pro rata unlimited liability is considered a separate legal entity, ref. the Company Act (1985) Section 1-1. Such companies are treated as transparent for tax purposes, GTA Section 2-2 second paragraph a, and the participants are taxed on their share of the net profits or losses stipulated as if the company was a tax payer, GTA Section 10-41.

Joint operating agreements for a licence within the petroleum sector are exempted from the company law regulations, Company Act Section 1-1 fourth paragraph, and they are also exempted from the net income assessment principle, GTA Section 10-40 second paragraph. Thus, participants in a Production Licence are assessed on their share of gross income, costs, depreciations etc. in the licence.

As we shall see below, the scope of the petroleum taxation also makes it necessary to distinguish between the activities of a company which fall within the scope of the Special Tax under the PTA Section 5, and other activities which are liable to the general income tax of 28%. The distinction is often referred to as off-shore income and on-shore income respectively.

The principle may be illustrated as follows for a company Petr. AS participating in PL 010:



5 Scope of the petroleum tax act

5.1 GENERAL

The PTA Section 1 sets out the scope of the Act, from a functional and geographical perspective. The objectives are twofold. One is to establish a general tax liability for the activities related to the exploitation of the petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf.[8] This extends the tax liability of these specific activities beyond the geographical scope of the general Norwegian tax legislation.

Many of the activities will be liable to taxation only within the general income tax system with a tax rate of 28%. An example is drilling services for Norwegian licensees carried out by a contractor who is resident abroad.

The next objective is to establish the means of taxation of the resource rent. Section 5 of the Act sets out the liability to the additional Special Tax for tax payers carrying out production, treatment and pipeline transportation of petroleum resources, i.e. the typical exploitation of the resources based on licences awarded by the Norwegian State.

We will go into more detail about the functional and geographical scope of the Act, in relation to liability to Special Tax under section 6 below.

5.2 TYPES OF ACTIVITIES, FUNCTIONAL

Section 1first paragraph of the Act, establishes a tax liability for *exploration for and exploitation of subsea petroleum deposits and connected activities and work, including pipeline transportation of produced petroleum*. As a general note it is not required that all aspects of the activities are carried out within the geographical area. As long as the main functions of the activities take place on the NCS, it is not relevant if ancillary services (such as business accounting and legal), are located in other jurisdictions.

8 Norwegian Continental Shelf is referred to hereafter as NCS.

The Act distinguishes between exploration for and exploitation of the resources. Both activities will normally be carried out pursuant to licences granted by the Norwegian State under the Petroleum Act, and all such activities of the licensees will be taxable.

A licensee may carry out the activities on its own (or through the operator), through utilisation of its own equipment and employees, for instance drilling rigs and production installations with employed personnel. A large part of the activities is also carried out under service contracts with contractors. These may supply both the physical equipment and employees, both in the exploration phase and subsequently during production of the resources. Such service activities will be captured by the Act through the wording *connected activities and work*. Thus, all service activities related to exploration for and exploitation of the resources will be taxable under the Act. However, these services will not be subject to the Special Tax under Section 5 of the Act, ref. section 5.5 below.

Services carried out by companies or persons resident in Norway would be taxable to Norway under the global income principle in the general tax legislation. The effects of the Act are therefore primarily to establish a tax liability for such services rendered within the geographical scope by tax payers resident in other jurisdictions. In the Supreme Court judgment HR-2011-1309-A *Allseas Marine Contactors*, a company resident in Switzerland had contracts with Phillips Petroleum Company Norway and Statoil during 1999 and 2000, related to pipe laying on the NCS. The company argued that the tax liability, pursuant to the PTA Section 1, was limited to the revenues attributed to the actual pipe laying carried out, and not to income which should be attributed to the head office activities in Switzerland, such as marketing, prequalification for services in Norway, and the negotiation and conclusion of contracts. The Supreme Court held that the gross revenues under the contracts were liable to taxation in Norway and no part could be attributed to the head office services for taxation purposes.[9]

As follows directly from the Act, *work*, i.e. personal employment, is liable to taxation when it is connected to the exploration and exploitations of the resources.

9 It should be noted that the double tax treaty between Norway and Switzerland does not cover the NCS. Thus the ruling is based on an interpretation of the internal Norwegian legislation.

The Act specifically also establishes tax liability for pipeline transportation of produced petroleum. This entails that revenues from the transportation (tariff receipts) is taxable to Norway regardless of whether the owners of the infra-structure are domiciled in Norway or in other jurisdictions.

Typical services which will be encompassed within the Act are seismic services, drilling, catering and accommodation on installations, well services, maintenance contracts and so on. Activities of a more general nature will not be covered. Transportation of crude oil in vessels on the Norwegian Continental Shelf is not taxable under the Act, regardless of whether the crude oil is produced in Norway. The same applies to shipping of LNG from the Snøhvit-plant at Hammerfest.

Under Section1 second paragraph, the Act also applies to *treatment* of petroleum by installations used in exploitation or pipeline transportation, regardless of whether the petroleum is produced on the NCS. Extensive processing and other treatment services are carried out by and for different licence groups through tie-in and processing arrangements. Services carried out for other licences on producing field installations would be taxable under the Act as income derived from producing assets. It would be more questionable as to whether services carried out by installations in fields which are shut down would be taxable, and in particular if the petroleum is produced in other jurisdictions. Such activities are taxable under the *treatment*-alternative, provided that the installations have been utilised in exploitation or pipeline transportation within the geographic scope of the PTA.

5.3 GEOGRAPHICAL SCOPE

The PTA Section 1 first paragraph a) to d) sets out the geographical scope of the Act. Under a), the Act applies within the Norwegian waters and Norwegian Sea territory, and on the NCS. The NCS is defined in the Act as the seabed and the subsea areas

reaching beyond the Norwegian Sea territories through the natural extension of the land territories until the outer boundaries of the continental margin. The limitation is 200 nautical miles of the base line, but not beyond the mid-line in relation to other states. A similar definition of the NCS is set out in the Petroleum Act (1996) Section 1-6 l).

Under Section 1 first paragraph b), the Act also applies in adjacent sea territories in relation to petroleum deposits which are extending beyond the mid-line to the territories of another state. Such trans-border fields will normally be produced jointly by the licensees of the two states, and pursuant to bilateral treaties. The treaties may also often deal with the taxation, where each state normally taxes its own licensees on its share of production from the field.

Under c), the Act also applies beyond the territories set out in the previous provisions in respect of landing of petroleum and connected activities and work, to the extent Norway is entitled to taxation under international law or treaties with another state. Typically, the provision establishes tax liability for landing of petroleum through the Norwegian dry gas or crude oil transportation systems. The current treaties with other states normally acknowledge Norway's sole right to taxation, at least in respect of petroleum produced on the NCS.

Finally, the Act applies under d), to transportation within the State of petroleum produced in Norway. The provision establishes the tax liability of pipeline transportation and receiving and export facilities. The PTR Section 8, sets out further details on the extension of a pipeline on-shore for tax purposes. The receiving facilities and export facilities are covered, whereas facilities for further treatment such as a refining or NGL fractionation facilities will be fall outside the scope of the PTA.

Under the PTA Section 1 third paragraph, the Ministry of Finance may also give specific regulations on the extension of the tax liability on transportation and treatment systems on-shore. This has been done for the Snøhvit LNG facilities at Melkøya in Hammerfest.

Under general regulations, the LNG- facilities would most likely fall outside the scope of the PTA and be considered an on-shore activity. The Snøhvit-project was granted specific tax benefits in the form of accelerated depreciation and uplift. This required that the LNG-facilities were within the scope of the PTA.

5.4 DOUBLE TAX TREATIES

Norway has concluded double tax treaties with all states bordering the NCS. The treaties partly regulate the right of each state to tax the relevant activity, but also protect the taxpayers through rules to prevent double taxation. The tax treaties may limit Norway's right of taxation on activities extending into the jurisdiction of other states. As an example, income from processing and transporting petroleum from the UK sector through a tie-in to a field in the Norwegian sector and transportation through a Norwegian pipeline system back to the UK, would be taxable by Norway. At the same time, revenue from production from the UK field will be taxable to the UK. The double tax treaty will normally prevent the same income from being taxed twice in the two States.

The double tax treaties will also have mechanisms for the states to mitigate double taxation of tax payers through mutual agreement procedures. There have been some instances of double taxation of income from transportation systems and landing facilities with the UK. Our understanding is that this was resolved through mutual agreements between the competent authorities.

A more practical issue is double taxation through transfer pricing adjustments, i.e. adjustments for tax purposes of income from transactions with related parties. This is further dealt with under section 14 below.

5.5 PETROLEUM PRODUCTION AND PIPELINE TRANSPORTATION – LIABILITY TO SPECIAL TAX

As follows above the Special Tax is designed to secure the resource rent due to the Norwegian State. Thus, it should by nature only apply to the typical exploitation of natural resources. These activities are carried out on the basis of licences granted by the State, which allow a super profit to be earned due to the scarceness of the resources.

It follows from the PTA Section 5, that tax payers carrying out *production, treatment and pipeline transportation* are liable to Special Tax on income from *such activities*. In principle, it could be argued that only production of petroleum pursuant to a licence should be subject to the Special Tax. The justification of the tax does not extend to more normal industrial activities such as refining and sale of products to end users, etc.

It could also be argued that pipeline transportation should not be taxed with Special Tax. Such transportation is an infrastructure service, where substantial investments in essential facilities and other entry barriers may open up for extraordinary profits through tariff charges. This is, however, more appropriately regulated through granting third parties access to facilities and fixed tariffs for utilisation as important measure of the State's management of the petroleum resources. It has also been the firm policy of the Norwegian State that profits from the petroleum sector should be earned on the production rather than on investments in infrastructure.

On the other hand, practical considerations favour including pipeline transportation in the Special Tax liability. Traditionally the infrastructure has been owned by the licensees in producing fields, roughly in proportion to their ownership in shipped gas. It would open up for major transfer pricing issues if income from pipeline transportation was taxed at lower rates than income from production of petroleum. During 2011, however, we have seen changes in ownership in the comprehensive Gassled system for transportation of dry gas, where new financial investors have acquired significant

ownership interests and replaced the more traditional petroleum companies as owners. If this development continues, it could be discussed whether the Special Tax on pipeline transportation should be maintained, but we see it as unlikely that there will be changes on this point in the foreseeable future.

The main types of income which will be subject to the Special Tax are from: (a) the production of the petroleum pursuant to the production licences; (b) tariff receipts and other fees related to treatment of petroleum; and (c) tariff revenues from pipeline transportation of petroleum.

5.6 INTEGRATED ACTIVITIES

Under general tax legislation, business activities carried out in Norway are taxable to Norway with the general income tax rate of 28%. Typically, a Norwegian petroleum company may be engaged within petroleum production, pipeline transportation, refining and retail sales of petroleum products. Those activities falling within the scope of the PTA Section 5 are also liable to Special Tax. Thus, where companies are engaged in several activities, it is necessary to separate those which will be taxable with the additional Special Tax. The liability is defined through an interpretation of Section 5 of the Act, i.e. what amounts to income from *production, treatment and pipeline transportation*. One could argue that all income earned by a taxpayer whose primary objective is to participate in these activities should be subject to tax. On the other hand, the Ministry of Finance assumed when preparing the PTR in 1975 that the Special Tax should only apply to the true production activities and pipelines transportation (a *narrow* interpretation of the PTA Section 5). Activities which normally also could be carried out by other business enterprises should be taxed under the general tax system.[10]

The Appeals Board has in a number of rulings held that Section 5 of the Petroleum Tax Act shall be interpreted more narrowly than the term income *derived by business*

10 Utvalget 1976 page 459.

activities in the GTA Section 5-1. This was confirmed in a ruling from 1990 by the Appeals Board on taxation of profits from trading with gas, which is referred to in more detail in section 6.4 below.

Thus, for companies carrying out integrated activities only the more typical production and pipeline transportation activities will be subject to the Special Tax liability under the PTA Section 5.

When the companies engage in other activities, questions arise as to how to attribute income and costs between activities which may be more or less integrated. The PTR Section 12 sets out that:

> *"When a tax payer which carries out production of petroleum or pipeline transportation of produced petroleum within areas which are mentioned in the Petroleum Tax Act, Section 1, also carry out other activities or work, then income and costs shall be attributed so that income of production and pipeline transportation shall be stipulated as if this activity was carried out by an independent enterprise."* (Our translation).

The Supreme Court ruled on this issue in Rt. 2003 page 1376 *Statpipe*. The Statpipe transportation system was primarily designed to serve the gas evacuation from Statfjord and subsequently the Gullfaks and other fields. Later on, a number of fields were connected to the system which transported rich gas into Kårstø and dry gas further on to the European continent. At Kårstø, rich gas was fractionated in Zone 3 before NGL components were shipped out by vessels. It was accepted that the fractionation of NGL was an on-shore activity, i.e. outside the scope of the Special Tax liability under Section 5 of the PTA. A tariff system was established for Statpipe, where a tariff was charged to the gas shippers for transportation and treatment in different zones of the system. The principles for the tariff calculation were the same in all zones, i.e. both in zones taxable as pipeline transportation with Special Tax, and in Zone 3 which was only taxable

onshore under the general tax system. In the assessment of the companies as owners in Statpipe from 1993, the net taxable income onshore was reduced significantly on a discretionary basis, thereby increasing the Special Tax Basis for the same companies as shippers of their own gas. One of the issues for the Supreme Court was the legal basis for a possible adjustment of the allocation of income and cost on-shore and off-shore. The Supreme Court decided that this issue should be considered under the arm's length principle set out in the 1911 General Tax Act, Section 54, corresponding to section 13-1 in the current GTA.

In summary, income and charges within the same taxable entity must be allocated between the activities liable to Special Tax and to other activities based on the arm's length principle; i.e. what would the allocation have been between independent parties.

There are, and have been, disputes related to the allocation of income on-shore on a number of tie-ins to onshore facilities for treatment of gas. In *Statpipe* and in similar cases, a major issue has been whether tariffs approved by the Ministry of Petroleum and Energy, or tariffs stipulated in Tariff Regulations by the Ministry, are binding also in the taxation. In Statpipe, the Supreme Court concluded that the approved tariffs were not binding where taxable income was to be attributed between the Special Tax basis and the on-shore tax basis.

Other forms of integrated activities which raise issues are: Sale and trading of crude oil produced on the NCS; and complex gas market activities ranging from sale of the taxpayers own produced gas to trading with gas purchased from third parties etc. Some of these issues will be dealt with further below.

5.7 ATTRIBUTION OF TAXABLE INCOME AND DEDUCTIBLE COSTS

An issue related to distinguishing between income subject to Special Tax and income taxable in the general income basis is attribution of income and cost items between the

two tax regimes, or between separate taxable entities. With the significant difference in tax rates, it is, of course, tempting to attribute taxable income to activities or entities which are not liable to Special Tax in Norway. The opposite will apply to chargeable costs. Rules on attribution of income and cost items follow from principles of general taxation in Norway. The main rule is that the taxable entity which, pursuant to the underlying position (based on private law etc.) is entitled to a benefit, shall also be attributed the income for tax purposes. The same principle applies to costs.[11] Income and costs which are earned or accrued respectively for tax purposes may not be transferred to other taxable entities with effect for the taxation.

As an example, R&D activities carried out by a Norwegian petroleum company will normally be deductible in the Special Tax basis to the extent that it is related to the production business. If the activities result in patents or other protected intellectual property, affiliated companies of the entity may benefit from utilising the knowhow. Given that the Norwegian entity is the owner of the intellectual property, any benefits deriving from that ownership shall also be attributed to that entity for tax purposes, for instance through a licensing arrangement.

A slightly different issue of allocation is the appropriate pricing of transactions between taxable entities under common control or common interests otherwise. This is regulated by the GTA Section 13-1 which sets out that transfer prices should be based on the arm's length principal with a specific reference to the OECD transfer pricing guidelines. This is dealt with further under section 14 below.

11 Zimmer: Lærebok i skatterett 6th edition page 111.

6 Taxable income – special tax

6.1 GENERAL

As mentioned above, the Special Tax will secure the State's resource rent from the exploitation of the petroleum resources. Under this section, we shall discuss in more detail the types of income subject to the Special Tax.

Under the PTA Section 5, any income which is *derived from petroleum production, treatment and pipeline transportation* is liable to Special Tax. This will cover any income earned through production and sale of petroleum, such as crude oil, NGL and dry gas. Furthermore, income from processing of petroleum is captured, both the taxpayer's own produced petroleum, and services to third parties. Income from pipeline transportation is taxable. A company may also earn more ad hoc income, which is connected with the petroleum production. In these instances the tax treatment is more uncertain. Some examples are income from sub-leasing of rigs and profits on trading with crude oil and dry gas. Also. Other types of integrated activities may also raise complicated issues.

6.2 SALE OF CRUDE OIL, NORM PRICE SYSTEM

A particular feature of the Norwegian petroleum tax system is the Norm Price system for valuation of produced petroleum. The general principle at the time of adopting the PTA in 1975 was that taxable income would be the actual price on the products sold by the taxpayer. In Ot.prp. no. 26 (1974-75) p. 14, the Ministry of Finance pointed out the extensive integration and concentration of ownership in the petroleum industry, which would make it very difficult ("*often impossible*") for the assessment authorities to obtain access to the information required to determine the tax liability. In particular, transfer pricing issues would be a major problem since a large part of crude oil in international markets was traded between entities within the large groups. Thus, the Ministry proposed legislation which would allow for an administratively stipulated value of the petroleum produced on the NCS. The objective was that the price should reflect prices

which could have been obtained on sales between independent parties in a free market. However, the Ministry emphasised that the interest of the companies would have to be appropriately taken into account. The Norm Price should not lead to *extra tax revenues through an artificially high price, but resolve the control - and administrative problems which otherwise would arise*.

At the time, several companies expressed concerns with the concept, including that an administrative body could easily set the prices too high. Thus, some proposals were that the Norm Price should only apply to inter-group sales, and that there should be an arbitration procedure to try the stipulated prices.

The Norm Price system was adopted more or less as proposed as Section 4 of the PTA. More detailed rules are given in the Norm Price Regulations (25 June 1976).

The PTA Section 4 first paragraph sets out that the Ministry may generally, or in a particular instance *with binding effect stipulate a norm price for petroleum which is produced*. Thus, the assessment will be based on the stipulated Norm Price, and not actual prices achieved by the companies.

The Norm Price is stipulated by a Petroleum Price Board which is appointed by the Ministry of Petroleum and Energy. The Ministry acts as a secretariat to the Board. The Petroleum Price Board stipulates the price retroactively, normally for each individual day. Previously, the main rule was that the price would be fixed quarterly, but recent fluctuations in the market required a more frequent fixing of the price. Norm Price may pursuant to the regulations be stipulated for a longer period when this is deemed practical and it is not unreasonable.

There is an administrative procedure where interested parties may submit views and the Board may consult with such parties and collect additional information. The stipulated prices may be appealed to the Ministry of Petroleum and Energy.

Experience has shown that the Norm Price system has been functioning satisfactorily, and the stipulated prices were appealed by the tax payers only on a few occasions.

Under the PTA Section 4, the Norm Price will stipulate the price petroleum *could have been sold for between independent parties in the free market*. The Act gives certain guidelines for the process. Account must be taken of obtained and quoted prices for petroleum of similar quality, with necessary adjustments for quality differences, transportation costs etc. to relevant markets. Thus, the Norm Price should reflect the specific value of the petroleum from each particular field. As an example, the Norm Price for Troll crude oil was set to USD 93.75 for 17 December 2010. The USD/NOK exchange rate was set to 5.59518. The price shall reflect what the Troll crude oil could have been sold for between independent parties.

The Norm Price is stipulated at a specific Norm Price Point. For petroleum landed through pipelines, the Norm Price is stipulated as the value at the landing point. For offshore loading, the Norm Price may be stipulated at the loading buoy offshore, or in a North Sea harbour. The Norm Price Point is important to establish transportation costs etc. in order to fix the fair market value of the petroleum at the designated geographical point.

The Norm Price also determines the timing of taxation. The produced petroleum is taxable at the time it passes the Norm Price Point. Section 2 of the Norm Price Regulations states that income is taxable at the Norm Price at the time the petroleum passes the point which is assumed as the delivery point of the stipulated Norm Price. Thus, it is immaterial whether the petroleum is subsequently shipped to the tax payer's own facilities, used in further downstream activities such as refining, or sold to affiliated companies or independent third parties.

As the Norm Price replaces the actual sales price, there may be differences between the recorded income in accounts from the sale of petroleum, and the value fixed by the Norm Price. These differences will not have any tax effect. A positive difference (sales

revenue higher than Norm Price) will represent a tax-free income. A negative difference will be a non-deductible cost for tax purposes.

When the Norm Price is stipulated, it must be determined which costs are included in the value at the Norm Price Point. As mentioned above, the Norm Price should take account of transportation costs to the relevant market for the crude oil. As a general rule, costs which are assumed included in the Norm Price cannot be deducted separately. In Rt. 2007 page 1729 *TOTAL*, the company claimed deductions for a handling fee paid to Statoil on crude oil lifting from various fields where TOTAL had small participating interests. TOTAL had concluded agreements with Statoil where Statoil purchased the produced petroleum at the Norm Price Point for the fields. Furthermore, a service agreement was concluded where Statoil would handle the nomination procedure for the volumes up to lifting. TOTAL paid a fee to Statoil, referred to as a handling fee, for the petroleum. TOTAL argued that this fee represented a cost of getting the crude oil to the Norm Price Point where it was sold to Statoil. The Supreme Court found that the Norm Price assumes that the seller carries out all activities which are necessary for supplying the petroleum at the Norm Price Point. Costs accrued before the Norm Price Point are deductible. The court found, however, that the activities under the service agreement were mostly also covered by the sales agreement, and concluded that the service fees did not relate to any particular costs prior to the Norm Price Point. The fees represented a reduction in the value or a discount on the crude oil which was sold at Norm Price, and was consequently not deductible.

The legislation opens up for stipulating a Norm Price for all types of produced petroleum. The transfer pricing problem and the control requirements referred to in the preparatory works to the legislation were at the time primarily relevant to crude oil sales. In later years we have seen similar issues on dry gas and liquids sales between affiliated companies.

6.3 DRY GAS AND CONDENSATES

Sale of dry gas from the NCS was previously coordinated through a Gas Negotiations Committee where the Norwegian companies had a dominant role. The system ensured that gas contracts were negotiated between independent parties and the transfer pricing issues which were relevant to the crude oil production were of less importance for dry gas sales. The system of coordinated gas sales was upheld until 2003 when a major reform of the system for sale and transportation of gas was implemented. The EU competition authorities questioned the gas sales system in relation to competition regulations. Following the process with the EU, the joint marketing of Norwegian gas through the Gas Negotiations Committee was abolished, the important dry gas transportation systems were merged into Gassled and opened up to third party access, and a new tariff system was adopted within the new tariff regulations. As from 2003 the producing companies have marketed and sold their own gas under contracts with individual buyers.

Since Norm Prices are not stipulated for dry gas and condensate, achieved sales prices are the basis for taxation. Traditionally, large quantities of gas are sold to independent buyers under the long-term gas supply contracts where the price is often linked to crude oil price indexes. Over the years, the price structure in the different dry gas markets has been increasingly transparent with market reflective indexes on several trading hubs. Presently, gas is sold partly under long term contracts, and partly in well functioning markets in the UK (NBP) and other trading hubs on the European continent.

Sales to independent buyers do not raise any transfer pricing issues. However, we also see that many of the companies sell gas to their affiliated trading companies which handle the gas produced by the entire group in the various market places. Thus, transfer pricing issues have become increasingly relevant and complex also for dry gas sales. All gas sales between affiliated companies are subject to the arm's length principle under the GTA 13-1 which also refers to the OECD Transfer Pricing Guidelines and Methods. See

section 14 below. The increasing liquidity in the European dry gas marketplaces, with indexes reflecting a large number of trades between independent parties, will represent a reliable basis for establishing arm's length prices on inter group dry gas sales.

In 2005, the Ministry of Finance considered various means to stipulate market prices for tax purposes for gas sales between affiliated companies. In Ot.prp.no. 1 (2005-2006) the Ministry concluded that it was difficult to introduce a Norm Price system due to the fact that the market value of gas may vary significantly with differing contract terms for the supply. The Ministry instead proposed a system where the companies could apply for an advance approval of the price on inter-group sales of natural gas. Rules were introduced in the PTA Section 6 fifth paragraph, under which the companies submit an application to the Oil Taxation Office. The Office may give an advance approval for a limited time period, usually not more than three years. The approval may not be appealed or tried in the civil courts. If the approval is accepted by the tax payer, it is also binding in the tax assessment of the company, both for the company and for the Oil Tax Board.

The system with advance approvals has not been very popular in the industry. To our knowledge, one approval was rendered in 2007, and another approval was recently rendered in 2011. The experience is that the process of obtaining an approval from the Oil Taxation Office requires substantial resources and is very time consuming.

By an Act of 25 June 2010, the PTA Section 6 was amended, and a system was introduced where all tax payers are under an obligation to report all terms of sales of natural gas which is taxable under the PTA Section 5. Terms and conditions must be reported to the Oil Taxation Office quarterly, within one month of the quarter. The intention is to create a database which can provide bench marks for the Oil Taxation Office for determining arm's length prices for dry gas. This raises some controversial issues, such as a tax payer's access to the relevant information in the database in the assessment process or in subsequent litigation.

The experience over the last few years has shown that it can be a challenging exercise to determine arm's length pricing of gas sales. The market is complex and it is difficult

to understand the mechanics and the various value drivers in the market. Trading companies with large gas portfolios will trade actively to optimise the value of the portfolio. When a producing company trades actively in the market, a question arises as to what types of income are included in the Special Tax basis. As mentioned earlier, it has been held that the Special Tax basis should be limited to the true production income, and should not extend to types of income which could also be earned by other tax payers than the producing companies.

In an Appeals Board ruling from 1990 (published www.Lovdata.no psk-19900219-A) the participants on the Ekofisk field had purchased gas from neighbouring fields. The gas could be used either for injection in Ekofisk, or it could be sold under the gas sales contracts with European buyers for gas produced at Ekofisk. The companies argued that the profit on the purchased gas was a trading profit which was not liable to Special Tax. The Appeals Board agreed that a regular trading activity would not in itself be an activity subject to Special Tax. In this instance, however, the Board concluded that there was such a degree of actual and commercial integration of the gas purchases and the oil and gas production from Ekofisk that the profit was income derived by the production activity and subject to Special Tax. Thus, if there is a high degree of *actual and commercial integration of the various activities*, the income will be liable to Special Tax.

6.4 SPECIAL TAX BASIS

It follows from the Petroleum Tax Act Section 5 second paragraph that the Special Tax is assessed on the general income tax basis for activities liable to Special Tax. Losses from other activities may not be deducted in the Special Tax basis.[12] The Special Tax basis is established by applying the rules of the General Tax Act, supplemented by the particular rules set out in the Petroleum Tax Act. The Special Tax is levied on the net income with an additional deduction of Uplift, which is an investment based deduction in the Special Tax basis, ref. section 7.4 below.

12 But 50% of losses from other activities may be deducted in the offshore general income tax basis (i.e. 28% tax) of the petroleum production, treatment and pipeline transportation activites, ref. the PTA Section 3 c) last paragraph.

7 Deductions & depriciations

7.1 GENERAL

With a marginal tax rate of 78%, deductible costs are of course an important aspect of the tax system. As seen above, a number of measures have been introduced to ensure that taxable income is appropriately taxed to Norway through Norm Price regulations and arm's length pricing requirements. Similar concerns are also highly relevant on the cost side. Significant charges to the industry are based on inter-group transactions and services between related entities located within materially different tax regimes. Thus, the cost side is equally important when assessing the tax liability of each individual tax payer.

7.2 DEDUCTIBLE COSTS

As a general rule, all costs incurred to earn taxable income are deductible. In relation to the Special Tax, it is required that they are connected to the *production, treatment and transportation* activities which are liable to the Special Tax under the PTA Section 5. This means that all incurred operating costs, maintenance, all transportation tariffs, leases of facilities etc. are deductible in the tax basis.

There are certain particular provisions of relevance. Under the PTA Section 3 e), there is no deduction of sales provisions, discounts or costs on sale of petroleum between affiliated companies. The provision was adopted in 1980. It was assumed by the authorities that normally there would be minor sales costs on transactions within an affiliated group of companies. Based on the principle that only costs up to the point of taxation (Norm Price Point, see section 6.3 above) should be deductible, the express provision was added to disallow such discounts. It is our understanding that the provision has only been invoked by the Oil Taxation Office on transactions which are taxable in the Norm Price system, i.e. crude oil sales. Thus, an arm's length discount on, for instance, dry gas sales between related companies should not be disallowed. The reason is that it

is difficult to distinguish between the price which is subject to the arm's length test and the discount. The net value of the transaction will therefore be tested under the arm's length principle.

Also general rules of taxation may restrict deductions for particular types of costs. One example is entertainment costs under the GTA Section 6-21.

It must also be distinguished between costs which are deductible and investments which are only deductible through depreciations. If a cost represents a benefit to a tax payer in the future, the main rule is that it represents an investment which will be capitalised, and then be considered for depreciations over time.

Exploration costs are deductible under the PTA Section 3 when they are incurred, regardless of whether or not the activities lead to commercial discoveries.[13]

R&D costs are deductible, unless they are connected to *specific projects which may or have become assets*, in which event they must be capitalised and depreciated, the GTA Section 6-25.

7.3 INVESTMENTS IN PRODUCTION FACILITIES AND DEPRECIATIONS

Investments may not be deducted immediately. It is required that they are capitalised and depreciated under the relevant rules for the type of investments or assets. In the general tax system, physical assets are depreciated under a declining balance system with different rates for groups of assets within different categories. The rates vary from 2% annually on office buildings to 30% on office machines and similar investments. Depreciations commence when the asset is acquired, or taken into use.

The PTA Section 3 b) sets out particular rules on production installations and pipelines. These may be depreciated with $16^{2}/_{3}\%$ annually from the year when the investment is made. Depreciations over 6 years from the year of investment will normally entail

13 In an Oslo City Court judgment (TOSLO-2010-44196) Statoil, the company argued that the same follows from general tax legislation. The City Court did not agree, and upheld the assessment where exploration costs incurred in Angola and Denmark were capitalised as investments in the various licences. The judgment was appealed.

substantial tax credits. The production installations and pipelines will normally have a lifetime significantly longer than the 6 years. The expert committee which rendered its report in NOU 2000:18 argued that the depreciation rates were much too high compared to the economic lifetime of many of the assets in the petroleum sector (section 9.5.3). They suggested that new rules on depreciation should be introduced, but did not suggest a specific recommendation.

The rates have been upheld, and the elements of tax credit and the effects on the investment decision must be regarded as one of the parameters in the overall petroleum tax system.

The depreciation rates apply to fixed installations for production and treatment, and pipeline transportation, within the geographical scope of the PTA. Other physical assets will be depreciated under the rules of the GTA, even if they are connected to the business activities subject to Special Tax.

All costs incurred in the investment must be capitalised. This includes an allocation of indirect costs which can be attributed to development projects, for instance through allocation keys.

It further follows from Section 3 b) that investments in assets pursuant to a plan for development of cooling gas to liquid in large scale facilities located in the northernmost parts of Norway may be depreciated by $33^{1}/_{3}$% per year. This was specifically designed as a tax incentive for development of the Snøhvit field with the LNG plant at Melkøya in Hammerfest. The investments in the project could therefore be depreciated over three years, whereas the LNG plant will produce for many years to come.

7.4 SPECIAL TAX BASIS, UPLIFT

Under the PTA Section 5 third paragraph, the Special Tax basis shall be reduced with an Uplift, which is set at 7.5% of the cost price of assets which are depreciated under the Act Section 3 b). The Uplift is allowed over four years, i.e. totalling 30% of the total investment. The Uplift is deductible in the Special Tax basis only, i.e. with the 50% tax rate.

7.5 OWNING VERSUS LEASING OF PRODUCTION INSTALLATIONS

Only the owner of production facilities is entitled to the depreciations and Uplift, and the entailing tax credits as described above. This effectively prevented other types of enterprises from supplying such installations to the industry under operational leases. Lease charges are deductible as operating cost, but only when they are actually incurred by the tax payer.

In 1998 a new provision was adopted in the PTA Section 3 i) under which a party liable to Special Tax can claim deductions under particular rules stipulated in regulations issued by the Ministry of Finance. The main principle is that leasing of relevant assets shall, to the extent possible, be treated on the same basis as owning the asset. Thus, the regulations stipulate that the lease charges are disregarded and the lease deemed an acquisition at the commencement of the lease, and a realisation at the termination of the lease. A deemed cost price and sales price is stipulated and there are more detailed provisions on calculating depreciations and Uplift, and the interest component of the lease payments. At the termination, deemed capital gains and losses on a realisation of the asset are stipulated for tax purposes.

8 Financial charges

8.1 CHALLENGES

Financial charges are deductible under the general tax system. It has been a continuous challenge for the Norwegian State how to treat financial charges within the petroleum tax system. One important concern has been to ensure that taxes in Norway are creditable under double tax treaties, in particular the treaty with the United States. It is important for a host state to ensure that double taxation is avoided for investors in the activities, to reduce the overall tax cost on the investment. This issue was tried in the US Tax Court in 1996, which concluded that the Norwegian Special Tax qualified as a creditable tax under internal US legislation.[14]

Maintaining deductibility in the Special Tax basis means that financial charges are deductible with the tax rate of 78%. This, of course, creates major incentives for debt financing rather than equity financing of investments. At the same time, a tax neutral system would require that interest income should be taxable at the same rates. There have been several cases in the Appeals Board and in the civil courts on transactions where the motivation for transactions has appeared to be to benefit from the interest deductibility in the Special Tax basis. Over the years, we have seen many initiatives from the Ministry of Finance in respect of changes to the treatment of financial charges. This has involved different allocation systems to attribute financial charges to the off-shore and on-shore activities respectively and another measure has been to limit the total amount of financial charges which are deductible in the Norwegian tax basis.

In 1975, financial charges were allocated on-shore and off-shore according to net taxable income in the two regimes. This system survived until 2001, even though it was widely recognised that it resulted in an over-allocation of interest charges to the Special Tax basis. In particular, the Norwegian companies, such as Statoil, Norsk Hydro and Saga Petroleum, benefited from over-allocating financial charges to the off-shore tax basis. By 2002, this allocation system was abolished and replaced by an allocation based on the written down tax values of assets in the two tax regimes.

14 Referred to in NOU: 18 page 123.

Thin capitalisation was also a major issue in the assessment of the companies. The companies chose to debt finance the activities to the extent possible, and a large part of the debt financing was taken up with related companies within the group. In the assessment bodies, a practice to establish arm's length requirement was developed, which in short required that exploration was deemed to be financed 100% with equity, whereas development could be financed with 20% equity and 80% debt. Excess debt financing would lead to a corresponding disallowance of financial costs. From 2002 a thin capitalisation rule was adopted in the PTA Section 3 h) requiring 20% equity of the total balance sheet. If the debt was higher, the interest charges would be reduced proportionately.

8.2 CURRENT SYSTEM

The system was again amended in 2007 by changes adopted to the PTA Section 3 d). The system now is a direct allocation system for interest charges on interest bearing debt allowable in the Special Tax regime. Deductible financial charges are calculated directly, and any excess interest costs are allocated on-shore. A formula was developed, which was generally considered to be tax neutral. It was, however, recognised that the new rules could have different effects for companies in different phases of the activities.

Net financial charges under the provision now include *interest charges and currency losses adjusted for currency gains on the debt*. The deductible charges are set to a share of the companies' financial charges equal to 50% of the tax book value as per 31 December of assets in the offshore tax regime divided by average interest bearing debt through the income year:

Deductible charges = (0,5*tax book values off-shore year end)/(Average interest bearing debt)

Under the previous systems the allocation method opened up for adapting the financial accounts to maximise the allocation off-shore. Under the current rules, the allocation basis will not exceed 50% of written-down tax values at year end. Increasing debt will not materially increase the deduction of financial charges, and financial window dressing will have less effect on the total deductible charges.

8.3 FINANCIAL INCOME

Under the current system financial income is kept outside of the Special Tax system, and taxed with the general income tax rate of 28%.

9 Annual refund from the state of the tax value of exploration costs

9.1 BACKGROUND

Exploration costs are deductible in both the general income tax base and the Special Tax base. If a company has other taxable income, the State carries 78% of the costs through the deduction. If the company does not have other taxable income, the exploration costs will have to be carried forward against future income.

Over time it became evident that the Norwegian tax system favoured well established companies with producing fields and taxable income to shelter exploration costs. New entrants in the activity would have to finance exploration fully themselves, and carry losses forward against possible future taxable income. An attractive alternative was to acquire licence interests in producing fields to obtain taxable income as a shelter for exploration costs. The established companies were, however, not particularly willing to sell off their assets.

In St.meld.no. 2 (2003-2004), the Ministry of Finance outlined proposals to increase competition on the NCS by reducing the entry barriers and facilitating transactions in licence interests. This would improve the State's resource management, and increase exploration activities and efforts to enhance recovery from fields in decline.

9.2 REFUND OF TAX VALUE

In the White Paper Ot.prop. no. 1 (2004-2005) the Ministry of Finance proposed new legislation which would materially improve the situation for new entrants in the activities. In order to create more equal terms between companies in a taxpaying position and newcomers, the Ministry proposed that a company could claim an annual refund from the State of the tax value of its exploration costs incurred during the year. The new provisions were adopted in the PTA Section 3 c), effective for the income year 2005. Further changes in 2007 allowed the taxpayer to pledge the claim for the refund against the State. This enabled companies to finance exploration activity with security in the annual claim for refund.

The taxpayer can claim a refund of the tax value of *direct and indirect costs (excluding financial costs) for exploration for petroleum resources*. The first requirement is that the company carries out an activity liable to Special Tax under the PTA Section 5.

Exploration costs will typically be acquisition of geological data through seismic or geophysical collection, drilling of exploration wells, and costs of analysing data. The provision also opens up for a refund of *indirect costs*. In the preparatory works it was stated that a company which only carries out exploration could be entitled to a refund based on its entire costs. The Appeals Board has rendered several rulings which appear more restrictive. They have required that the costs in their nature must be exploration costs. Such costs could also attract a part of indirect costs which could be included in the refund basis.

The Appeals Board has not accepted costs of a more general nature, such as establishing a company, costs of prequalifying as a licensee, marketing costs etc., as exploration costs. Acquisition costs for licences will not qualify. They represent investments in the license as such. Subsequent exploration on the licence will, however, qualify for refunds. Transactions based on carrying of exploration costs can lead to a right to refund for the party carrying the costs. This follows from the regulations to the PTA Section 10, see section12.2 below.

The refund can be claimed within the annual loss incurred by the company. Thus, if the company has other taxable income from production, the annual net loss will be the limitation of a claim for refund rather than the entire exploration costs.

The refund will be the tax value of the costs, i.e. 78% with the current tax rates.

The intention of the refund system was to encourage new entrants and more exploration. To this end, it has proven a success, and we have seen a steady increase in the number of exploration wells drilled annually after 2005. Approximately 40 companies qualified for a refund in 2009, and the total refund from the State was approximately NOK 9 billion.

An expert committee appointed by the Ministry of Petroleum and Energy in 2010 (the Åm committee) indicated that the attractive refund system for exploration costs could detract focus and resources such as rig capacity from enhanced recovery programs for existing field in decline, and they proposed that the refund system should be reconsidered. In the Petroleum Policy document (Oljemeldingen) St.meld. no. 8 (2010-2011) the Ministry of Petroleum and Energy stated that the refund system had been important as an incentive to increase exploration, and that they would maintain a policy where companies are treated equally regardless of their tax position (p. 63-64).

9.3 ASSESSMENT

A claim for a refund is submitted annually together with the tax return. The claim is considered in the assessment by the Oil Taxation Office and the Oil Tax Board, and the approved exploration costs are decided in the assessment. The tax value is refunded during December in the year following the income year.

10 Refund of tax value of loss carry forward upon cessation

Under the PTA Section 3 c), a company may carry tax losses forward indefinitely. As from 2002, the annual loss is also adjusted with an interest to maintain its real value until it is set off against taxable income. This was introduced to make the system more attractive to newcomers.

In 2005 an additional incentive was introduced in the same White Paper as the tax refund on exploration costs. Through the exploration refund, the annual loss of the company resulting from exploration costs will be refunded. A company may, however, also have other costs leading to loss carried forward, such as depreciations of investments and costs which are not accepted as exploration costs under the refund system.

Under the PTA Section 3 c), a taxpayer may also claim a refund of the tax value of the loss carried forward when the business activity liable to Special Tax ceases. The tax value is the loss carried forward multiplied by the tax rate, i.e. currently 78%. The loss carry forward refund system again reduces the risk of participants in the Norwegian petroleum sector, by ensuring that the State, in the end, will carry 78% (provided the tax rates are upheld) of any losses resulting from the investment.

A loss carried forward may also be transferred to a buyer together with the entire business activity in which the loss originated. Thus, if a company sells off all of its Production Licences, it may also transfer the loss carried forward to the buyer, who in turn, can set off the loss against other taxable income.

11 Timing of taxation

11.1 REALISATION PRINCIPLE

The petroleum tax system has been based on the general provisions on timing of taxation in the General Income Tax Act. Historically, the timing has been based on the accounts of the taxpayer, provided they were prepared in accordance with prudent accounting principles. From a tax reform in 1992, the importance of the financial accounts was significantly reduced, since there was a specific provision disallowing deduction of provisions based on *prudent accounting principles*. In addition, it followed from the PTA Section 3 g) that costs of removal of installations on fields on the NCS would not be deductible until the costs were actually incurred.

During the second half of the 1990s some companies claimed deduction for costs for decommissioning and plugging and abandonment, which were accrued in accounts under a unit of production principle. This issue was brought to the Civil Courts, and the Supreme Court rendered its decision in *Shell* in Rt. 2004 page 1921. The majority (3-2) concluded that decommissioning and plugging and abandonment costs were deductible. The State was not particularly happy with the ruling, and appealed similar cases to the Supreme Court to have the issue tried once more. The Supreme Court did not allow the appeal to be heard. In 2005 new legislation was proposed where a realisation principle was introduced as the new principle governing timing of taxation, clearly aimed at the *Shell* judgment. Under the GTA Section 14-2, a benefit shall be taken as income in the year when it accrues to the taxpayer. Costs may be deducted in the year when an unconditional obligation arises. The year of payment (a cash principle) is not relevant.

11.2 DECOMMISSIONING AND REMOVAL

Following the new legislation in 2005, it is clear that decommissioning and plugging and abandonment, as well as costs of removal of installations are deductible when the costs are actually incurred, i.e. when the work is carried out. This means that there is a risk that a company does not have taxable income to shelter such costs, if the company does not have other producing assets. The costs will, however, be allowed to be carried forward, and the refund system upon cessation described above will ensure that when the activity ceases, the State will pick up the tax value of the losses (provided the refund system is not abolished in the meantime).

12 Transfer of licences, tax neutrality

12.1 PTA SECTION 10 – BACKGROUND AND PRINCIPLES

Under general tax legislation, realisation of assets in a business entail a capital gain taxation or deduction of losses. In 1987 a new Section 10 of the PTA was adopted with the intension of ensuring a flexible system for handling licence transactions, and at the same time avoiding tax driven types of transactions. Section 10 states that all licence transactions which are subject to approval by the Ministry of Petroleum and Energy under the Petroleum Act (1996) Section 10-12 are also subject to approval by the Ministry of Finance of the tax consequences. The Ministry may stipulate specific conditions, which may deviate from the tax legislation.

In the preparatory works to the provision, it follows very clearly that the objective was to make licence transactions tax neutral to the State. For instance, the buyer should not receive a step-up of the depreciation basis of the transferred assets, unless there was a corresponding increase of tax payments (in NPV terms) on part of the Seller. Furthermore, if one party was in a loss carry forward situation, particular means would have to be introduced to neutralise the tax effects of a transaction to the State.

Initially, each transaction was handled individually with a specific approval rendered by the Ministry.

Over years, the Ministry has attempted to simplify the process through general regulations rather than specific approvals. By regulations 1 July 2009, transactions subject to the PTA Section 10 will be deemed approved if they comply with the requirements of the regulations. The regulations set out certain types of transactions and how they shall be treated for tax purposes to ensure the principle of tax neutrality to the State.

12.2 SECTION 10 REGULATIONS

On transactions involving production licences, Section 3 of the Regulations set out that the consideration shall be a finally determined cash consideration which shall be treated as tax free to the seller and non-deductible for the buyer. Thus, the principle is that the transactions are carried out based on after tax values.

Furthermore, the seller shall transfer to the buyer any remaining tax depreciation basis and uplift related to the licence, whereas the seller shall retain losses carried forward and other deferred gain and loss tax liabilities.

Section 4 of the regulations sets out that in transactions with exploration licences where the buyer carries future exploration costs of the seller, the costs will be deductible (and thereby also eligible for a tax refund) for the party which finally carries the costs.

On transactions in shares in companies holding production licences, the main principle is that a transaction will have no effect on the taxes of the entity.

If the terms of a transaction do not comply with the requirements of the regulations, a specific approval will have to be obtained from the Ministry of Finance. A clear intention of the Ministry has been that the vast majority of transactions should be handled within the system of the regulations, and we anticipate that they will be reluctant to render specific approvals if the parties agree terms and conditions which differ from the regulations.

To obtain a deemed approval, information on the transaction with enclosed agreements and other relevant documentation must be submitted to the Ministry of Finance with a copy to the Oil Taxation Office.

13 Capital gains and losses on disposal of other assets

The PTA Section 10 system for taxation of transactions in licence interests will cover the majority of transactions involving assets on the NCS. In some instances, physical assets may be sold separately, or losses of assets through accidents may also constitute taxable events. Capital gains and losses on disposals of physical assets are taxable or deductible respectively, ref. the PTA Section 3 f). The taxation is deferred so that gains shall be taken as income with at least $16^2/_3\%$ per year. Losses may be deducted with up to $16^2/_3\%$ per year. Similarly, there is a carry back system for Uplift under the PTA Section 5 fifth paragraph.

The remaining tax book value of an asset which loses its value upon cessation of production from a field may be fully deducted in the year of cessation. This improves the after tax return on investment in fields which have a lifetime of less than 6 years from the date of investment.

14 Transfer pricing and discretionary assessment of income

14.1 TRANSFER PRICING IN GENERAL

Transfer pricing is the prices charged between related parties for goods, services or other assets. A large share of all international trade is between related parties. These transactions may not be subject to the same market negotiations as between unrelated parties. Any deviation from market conditions, whether intentional or not, will have direct influence on the profits of the involved parties and thereby the amount of direct taxes they will be liable for. Transfer pricing may also have an influence on the indirect taxes such as customs duties and VAT if the services, goods or assets are exported/ imported.

Hence, there is a widespread concern of the tax authorities in most countries that transfer pricing is used by the multinational enterprises to shift profits, typically from high tax countries to low tax countries. Even between countries with the same tax rate, incorrect transfer prices will shift the tax revenue between the countries. Hence, even if the multinational group itself may not have any incentive to shift income, the tax authorities may be interested in reviewing the transfer prices to protect its own tax base. Transfer pricing may also be an important domestic challenge if the involved parties are subject to different tax rates or tax systems. A typical example is the Norwegian Petroleum Tax system with the additional 50% Special Tax.

The general principle regarding attribution of income is that an item of income shall be taxed in the hands of the person who has earned or is otherwise entitled to it according to the rules of civil law. Conversely, an expense is only deductible for the person who is effectively obliged to bear it. Once an item of income has been earned, the tax liability cannot as a general rule be avoided by transferring the income to another person. Likewise, where a taxpayer bears costs attributable to another person, the taxpayer will normally not obtain any tax deduction.

Even though the fundamental principles of income attribution (as well as the non-statutory general anti-avoidance norm) in many cases would be sufficient to adjust artificial transfer pricing between related parties, the General Tax Act has since 1911 contained an express provision establishing the arm's length principle in Norwegian tax law, now contained in the GTA Section 13-1.

The basic idea of the arm's length principle is that the transfer prices in related transactions should correspond with those which would be negotiated between independent firms. The arm's length principle is the agreed international standard to ensure a fair division of the tax base of multinational groups and most countries have implemented this in their domestic regulations. In addition, the arm's length principle is set out in the OECD Model Tax Convention, Article 9. Normally, the main part of this article setting out the arm's length principle is included in the various tax treaties entered into and, allegedly, in all tax treaties entered into by Norway.

OECD has carried out substantial work in order to detail the contents of the arm's length principle through the issue and continuous updates of the OECD Transfer Pricing Guidelines for Multinational Enterprises and Tax Administrations (OECD TP Guidelines), see section 14.3 below.

14.2 GENERAL TAX ACT SECTION 13-1

The General Tax Act Section 13-1 (1) states that if a taxpayer's income or wealth is reduced due to community of interest with another party, the tax authorities may adjust the wealth or income. In the discretionary assessment, the wealth or income shall be assessed as if there had been no community of interest, 13-1 (3).

The provision has been used to ensure arm's length pricing between associated companies, and also to deny deduction of interest in thin capitalisation cases. A company is said to be thinly capitalised when its level of debt exceeds the level found in independent companies, and provided that the debt is from a related party.

When interpreting the contents of Section 13-1, it is relevant to consider the OECD TP Guidelines. This was confirmed by the Supreme Court in Rt. 2001 p 1265 Agip and is now explicitly set out in Section 13-1 (4). The tax authorities shall take the OECD TP Guidelines into consideration, both when determining if the income has been reduced and for the purpose of a discretionary assessment. The clause includes a reservation that this only applies to the extent that Norway has acceded to the Guidelines (which Norway has so far), and provided that the Ministry has not decided otherwise (which they so far have not), Section 13-1 (4) last sentence.

Pursuant to Section 13-1 (1), there are three conditions that must be fulfilled before the tax authorities may adjust the income;

- There must be a community of interest between the parties
- The income of the taxpayer must be “reduced”
- The reduction of income must be due to the community of interest

The condition “community of interest” is rarely disputed, as there is normally no doubt that the condition is fulfilled, typically because the involved parties belong to the same group of companies. However, a community of interest may be direct or indirect, formal or informal, and could in some instances be based on factors other than ownership. For instance, the controlling position of a creditor or the relationship between relatives could be sufficient to satisfy the requirement.

In order to ascertain that a reduction of income has occurred, one has to compare the reported income with an alternative “normal” situation assumed to prevail in an uncontrolled market. This is the key element of the arm’s length principle – to determine what the price would have been between independent parties. The examination of whether the income is “reduced”, Section 13-1 (1), is therefore not very different from the considerations of what the acceptable arm’s length terms should be, Section 13-1(2).

It is not relevant in which manner the income has been reduced, nor is it a requirement that the reduction of income has been intentional or substantial.

If it is established that there is community of interest and that the income has been reduced, the question is whether there is a causal connection between the two. If the associated enterprise is resident outside the EEA, or in an EEA state with which Norway has not concluded a tax information exchange agreement, the reduction of the income is presumed by law to be caused by the community of interest, Section 13-1 (2). In order to rebut the presumption, the taxpayer must prove either that community of interest does not exist or that there is no causal link between the special relationship and the reduction of income.

If the conditions for adjusting the income are met, the tax authorities will determine the amount of the taxable income seeking to establish what the income would have been if no community of interest had existed, 13-1 (3). The task is to consider on what terms and conditions the taxpayer would or could have contracted or conducted its business in dealings with unrelated parties. In these considerations, no particular transfer pricing method detailed in the OECD TP Guidelines is mandatory or excluded. Both internal and external comparisons may be appropriate. It is essential that a genuine discretionary estimation be made on the basis of all relevant facts and circumstances of the particular case. If the estimation is not genuine, but on the contrary arbitrary, the courts may annul the assessment. As noted above, the tax authorities shall normally take into consideration the OECD TP Guidelines when making their assessment.

In Norway, the number and amounts involved in transfer pricing adjustments have increased considerably over the years. Due to the high amounts involved and the high tax rates, companies subject to the petroleum tax regime have been faced with many challenges related to transfer pricing. However, considerable adjustments are also made by the other tax offices.

14.3 THE OECD TP GUIDELINES

The OECD TP Guidelines provide more detailed guidance on the application of the arm's length principle set down in the Model Tax Convention Article 9 and in most countries' domestic law, in Norway Section 13-1.

The OECD TP Guidelines were first issued in 1979, with a comprehensive, thorough update and expansion in 1995. In particular, important new material was added on comparability (if a transaction between independent firms is sufficiently similar to a related party transfer) and with respect to the description of the transfer pricing methods, including the profit methods. Following the launch of the revised guidelines, further chapters and updates have been added, and with a more thorough revision taking place in 2010.

Following the 2010 update, the OECD TP Guidelines currently consist of nine chapters. These include a general description of the arm's length principle, the different methods that could be used to determine appropriate transfer prices and a description of the comparability analysis. In addition, the guidelines include specific chapters about documentation, intangible property, intra-group services, cost-contribution arrangements and business restructurings.

One of the basic principles under the arm's length principle and one of the key elements distinguishing transfer pricing from the non-statutory general anti-avoidance norm, is that the tax authorities must respect the transaction undertaken, OECD TP Guidelines clause 1.64. The transaction as such will only be tested in exceptional cases, being either that the economic substance of a transaction differs from its form or that the transaction undertaken, viewed as a whole, differs from that which independent parties could have entered into, provided that the actual structure impedes the tax authorities from determining an appropriate transfer price, clause 1.65.

When determining the transfer price, the OECD TP Guidelines describe five different transfer pricing methods that may be used. They consist of three traditional methods being: (i) the Comparable Uncontrolled Price Method (CUP), (ii) the Resale Price Method, and (iii) the Cost Plus Method; and two transactional profit methods, being (iv) the Profit Split Method and (v) the Transactional Net Margin Method.

The CUP Method determines the appropriate transfer price by comparing the price in the controlled transaction with the price charged in a similar transaction between independent parties. If sufficient comparable transactions exit, this method is the most direct and reliable way to apply the arm's length principle and thus preferable over all other methods. However, it is often difficult to find sufficiently comparable transactions.

The Resale Method begins with the price at which a product that has been purchased from a related party is resold to an independent party. This price is then reduced with an appropriate gross margin representing the amount an independent reseller would be seek to cover its costs and appropriate profit. The appropriate resale margin is determined by looking at the margin earned by the same reseller in comparable uncontrolled transactions (internal comparable) or by the margin earned by independent resellers (external comparable). The Resale Method is particularly appropriate if the reseller does not add much value to the product or service sold and where the resale takes place shortly after the related party transaction.

The Cost Plus Method starts with the costs incurred by the supplier of goods (or service) in a controlled transaction and adds an appropriate markup to this cost to find the arm's length price. The cost plus markup should be sufficient to cover the suppliers operating expenses as well as a profit margin. The markup is determined by looking at appropriate comparables, whether internal or external. The cost plus method is often used for provision of internal services (such as legal, accounting, HR, etc.) within a group as well as in captive insurance cases.

The Transactional Net Margin Method (TNMM) examines the net profit relative to an appropriate base (such as costs, sales, assets) realised by a related taxpayer in a controlled transaction with the profit realised in an unrelated transaction. Hence, the TNMM has clear similarities with the cost plus and resale price methods, except that it looks at the net profit and not a gross profit margin. Although the method has many weaknesses, data regarding net profits are often more available than gross profits. Hence, the method tends to be quite often used in practice.

The final method described in detail in the OECD TP Guidelines is the Profit Split Method. Unlike the others, this method starts by looking at the combined profit (or loss) incurred by the related parties in the transaction. Then this combined profit (or loss) is divided between the parties in an economically valid manner reflecting how independent parties would have divided the profit. The main benefit of this method is that it evaluates both parties in the transaction, not only the taxpayer. Hence, this method is recommended for highly integrated operations or where the parties contribute with unique intangibles.

The selection of a transfer pricing method always aims at finding the most appropriate method for the particular transaction. This does not mean that the taxpayer or the tax authorities are obliged to review and analyse all methods before a selection is made, and the taxpayer could also use methods not described in the OECD TP Guidelines – as long as they comply with the arm's length principle.

The Norwegian tax authorities are, pursuant to Section 13-1 (4), obliged to take the OECD TP Guidelines into consideration. In many instances, the OECD TP Guidelines provide valuable insight and basis for both the companies and tax authorities when working with transfer pricing. However, the OECD TP Guidelines are quite lengthy and not written as binding regulations. They are also a result of a lengthy process involving many countries, lengthy discussions and many compromises in order for all countries to agree to the text. Hence, the OECD TP Guidelines will often provide limited guidance for a specific case.

15 Current issues in petroleum taxation

Given the high tax rates, and the importance of the petroleum tax revenues to the State, it is not surprising that there are a number of large disputes handled in the administrative bodies and also in the Civil Courts. Some of the important cases have been the allocation of revenue between the off-shore and on-shore business sectors, which was the issue in *Statpipe*. There are still pending cases on how income should be attributed to activities taking place onshore.

The allocation system for financial charges has caused a number of disputes. Initially, thin capitalisation issues due to intergroup financing were controversial, until more firm guidelines were established in practice by the Appeals Board. Other issues related to financing have been more or less creative tax planning to benefit from the allocation of financial charges to the 78% tax regime. One such structure was reviewed by the Supreme Court in Rt. 2008 page 1537 *Conoco* where the State argued that an investment of the Norwegian Conoco entity in a receivable against a UK company acquired by the group should be set aside. The Supreme Court awarded in favour of Conoco.

Another major issue was the timing of deduction for decommissioning and plugging and abandonment costs, which was finally resolved by the Supreme Court in *Shell*, and new legislation as a response from the State as from 2005.

Currently, the major issues appear to a large extent to relate to transfer pricing within the large multinational groups. The Oil Taxation Office has taken up the appropriate principles of allocation of indirect costs in the multinational groups, and the principles of distributing R&D-costs within these groups.

There are also a number of issues pending related to dry-gas sales such as: whether trading profits are taxable within the Special Tax basis; and the correct transfer price on sales to affiliated trading companies. Trading companies are often domiciled abroad, for instance in the UK, and the attribution of income to Norway or the UK will have significant tax consequences.

Even though the petroleum tax system has been maintained as a rather stable system over a number of years, the challenges for both the assessment bodies and on the companies continue.

The BA-HR tax group

BA-HR's tax group consists of a number of experienced lawyers and assist a wide range of clients in all matters related to tax and VAT.

In addition to advice in transactions, we also assist in on-going tax matters, restructuring, transfer pricing, complaints and tax litigation.

Our tax group has a strong link and specialist expertise within tax regimes connected with hydroelectric power, shipping and petroleum.

Our tax lawyers are also authors of several publications within tax and VAT, including a cooperation with one of the most renowned tax professors at the University of Oslo, where a few of our lawyers also act as guest lecturers.

BA-HR's tax practice is ranked in tier one in the well known directories Chambers, Legal 500 and PLC Which Lawyer.

BA-HR has been advising Norwegian and international businesses, and the public sector, since the 1966. With over 110 lawyers we are among the largest law firms in Norway, and we are widely recognized for the highly international nature of our work. Our practice covers all the key commercial disciplines, with a particular focus on domestic and international transactions, commercial law advice and dispute resolution.

BA·HR

Bugge, Arentz-Hansen & Rasmussen, Stranden 1, PO Box 1524 Vika, N-0117 Oslo, Norway
T: + 47 22 83 02 70 | E: post@bahr.no | www.bahr.no

Ultimi dossier del Servizio Studi

XVII LEGISLATURA

42	Dossier	Disegno di legge A.S. n. 925 "Delega al Governo in materia di pene detentive non carcerarie e disposizioni in materia di sospensione del procedimento con messa alla prova e nei confronti degli irreperibili"
43	Dossier	Disegno di legge A.S. n. 890 Conversione in legge del decreto-legge 28 giugno 2013, n. 76, recante primi interventi urgenti per la promozione dell'occupazione, in particolare giovanile, della coesione sociale, nonché in materia di Imposta sul valore aggiunto (IVA) e altre misure finanziarie urgenti - Sintesi per l'Aula
44/I	Schede di lettura	Disegno di legge A.S. n. 974 - Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, recante disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia - Vol. I (Sintesi e artt. 1-27) - Ed. provvisoria
44/II	Schede di lettura	Disegno di legge A.S. n. 974 - Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, recante disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia - Vol. II (Sintesi e artt. 28-85) - Ed. provvisoria
45	Dossier	Dossier del Servizio Studi sull'A.S. n. 974 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, recante disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia" - Sintesi degli emendamenti approvati e dei relativi articoli - Ed. provvisoria
46	Dossier	Dossier del Servizio Studi sull'A.S. n. 896-B "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° luglio 2013, n. 78, recante disposizioni urgenti in materia di esecuzione della pena"
47	Schede di lettura	Dossier del Servizio Studi sull'A.S. n. 958 - Misure di semplificazione degli adempimenti per i cittadini e le imprese e di riordino normativo
48	Dossier	Dossier del Servizio Studi sull'A.S. n. 110 "Delega al Governo per la riforma del sistema sanzionatorio"
49	Schede di lettura	Dossier del Servizio Studi sull'A.S. n. 1014 "Conversione in legge del decreto-legge 8 agosto 2013, n. 91, recante disposizioni urgenti per la tutela, la valorizzazione e il rilancio dei beni e delle attività culturali e del turismo" - Edizione provvisoria
50	Dossier	Dossier del Servizio Studi sull'A.S. n. 1015 "Conversione in legge del decreto-legge 31 agosto 2013, n. 101, recante disposizioni urgenti per il perseguimento di obiettivi di razionalizzazione nelle pubbliche amministrazioni"
51	Dossier	Sistemi elettorali: Spagna
52	Dossier	Sistemi elettorali: Francia

Il testo del presente dossier è disponibile in formato elettronico PDF su Internet, all'indirizzo www.senato.it, seguendo il percorso: "Leggi e documenti - dossier di documentazione - Servizio Studi - Dossier".

Senato della Repubblica
www.senato.it