



ADDIO AL METANO D'ITALIA

di
Ferdinando Franco Cazzini

Università di Pavia, Settembre 2017

“We are like tenant farmers chopping down the fence around our house for fuel when we should be using Nature’s inexhaustible sources of energy- sun, wind and tide. I’d put my money on the sun and solar energy. What a source of power! I hope we don’t have to wait until oil and coal run out before we tackle that.”

Discussione di Thomas Edison con i suoi amici Henry Ford e Harvey Firestone, 1931.

Fotografia della copertina: “Piattaforma di produzione gas in Adriatico” - dal sito UNMIG <http://unmig.mise.gov.it/>, foto archivio ENI.

INDICE

| | |
|---|---------|
| PREFAZIONE | pag.4 |
| INTRODUZIONE | pag.7 |
| PARTE PRIMA | pag.11 |
| PRINCIPI GENERALI DELLA GEOLOGIA DEL PETROLIO | pag.11 |
| 1.1 ORGANIZZAZIONE DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA | pag.11 |
| 1.2 PROPRIETÀ CHIMICO-FISICHE DEGLI IDROCARBURI | pag.15 |
| 1.3 ORIGINE DEGLI IDROCARBURI | pag.21 |
| 1.4 DISTINZIONE CONVENZIONALI E NON-CONVENZIONALI | pag.27 |
| 1.5 TIPOLOGIE DI IDROCARBURI NON-CONVENZIONALI | pag.31 |
| 1.6 IL SISTEMA PETROLIFERO CONVENZIONALE | pag.49 |
| 1.7 CLASSIFICAZIONE DEI GIACIMENTI CONVENZIONALI | pag.59 |
| 1.8 RISERVE, RISORSE E PRODUZIONI MONDIALI DI OLIO E GAS | pag.65 |
| | |
| PARTE SECONDA | pag.77 |
| GEOLOGIA DEL PETROLIO D'ITALIA | pag.77 |
| 2.1 BREVE STORIA DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA ITALIANA | pag.77 |
| 2.2 IL QUADRO LEGALE E CONTRATTUALE | pag.105 |
| 2.3 AREE DEDICATE ALLA ESPLORAZIONE E PRODUZIONE | pag.111 |
| 2.4 LE PROVINCIE GEOLOGICHE A GAS E A PETROLIO | pag.119 |
| 2.5 LE FAMIGLIE DEI SISTEMI PETROLIFERI | pag.128 |
| 2.6 STATISTICHE PRODUZIONE, RISERVE E RISORSE | pag.134 |
| 2.7 I PRINCIPALI GIACIMENTI DI GAS E DI PETROLIO | pag.146 |
| 2.8 LO STOCCAGGIO DEL GAS | pag.164 |
| 2.9 LE RISORSE PROSPETTIVE | pag.169 |
| 2.10 GLI INCIDENTI SIGNIFICATIVI NELL'UP STREAM | pag.172 |
| 2.11 IL FUTURO DELLA RICERCA | pag.175 |
| RINGRAZIAMENTI | pag.179 |

PREFAZIONE

Questo libro è dedicato agli studenti e a tutti coloro che desiderano approfondire il tema degli idrocarburi naturali presenti nel territorio italiano. Esistono testi importanti che trattano ampiamente la Geologia del Petrolio in senso generale e che ne descrivono i principi scientifici su cui si basa e le leggi fisico-chimiche che la governano. Per quanto riguarda, invece, lo specifico panorama italiano esiste pochissima bibliografia che possa aiutare il lettore nel rispondere a semplici quesiti: quali? quanti? dove? come? perché? quando? La pubblicistica si incentra piuttosto sul lato economico e politico ma abbastanza poco sul lato scientifico, storico e descrittivo dei giacimenti di idrocarburi. I giacimenti petroliferi del “Bel Paese” sono poco conosciuti anche nell'ambito delle scienze geologiche nonostante alcuni di essi siano stati o sono economicamente significativi a livello europeo. Questa mancanza di conoscenza è in parte imputabile alla riluttanza degli operatori sia privati che pubblici a documentare e divulgare i dati geologici di base che li caratterizzano. È un atteggiamento diffuso che trae origine dalla riservatezza delle informazioni e dei dati in modo da non avvantaggiare i competitori.

Il titolo richiama, non a caso, il romanzo di E. Hemingway ed evoca una battaglia imprenditoriale che si è ormai quasi del tutto conclusa con una sconfitta per le risorse fossili tricolori. Infatti, sono anni che nei territori a terra e a mare di giurisdizione italiana non si perfora, praticamente, nessun pozzo esplorativo alla ricerca di nuovo metano e nuovo petrolio. L'Italia, dopo aver vissuto nel dopoguerra una epopea di grandi scoperte (soprattutto di metano) e di innovazioni tecnologiche, è, nel terzo millennio, quasi priva di investimenti per la ricerca di nuovi giacimenti perché le aziende petrolifere preferiscono operare altrove evitando il “pantano burocratico e dei divieti” italiano. Un indubbio ostacolo per gli investimenti è il “braccio di ferro” tra Stato Centrale e Regioni che furono investite a suo tempo (titolo quinto della Costituzione emendata nel 2001) di un ruolo approvativo o di veto su questioni energetiche. Il Governo ha cercato, senza successo, con l'art. 38 del Decreto Legge n. 133/2014 “*Sblocca Italia*” di tornare ad essere il motore approvativo principale delle attività nel settore e sembrava anche propenso a studiare la rimozione della proibizione di attività petrolifere entro le 12 miglia nautiche (22 chilometri) dalla costa per ridare slancio alla ricerca. Il Decreto confermava agli idrocarburi nazionali un “*carattere di interesse strategico, di pubblica utilità, urgenti e indifferibili*”. Il Governo ha nuovamente proposto una variazione del “titolo quinto” anche nel recente Referendum Costituzionale del Dicembre 2016 ma i risultati sono stati ancora negativi. Tutto è, quindi, rimasto come prima con un effetto ulteriormente depressivo sugli investimenti. Paradossalmente, se ci fosse la possibilità di continuare a fare ricerca ci sarebbero ancora quantità importanti di idrocarburi da scoprire e da produrre ma la fortissima opposizione delle associazioni ambientaliste e di molti enti locali impediscono di fatto la realizzazione di qualsivoglia progetto. E' opinione diffusa, ma superficiale, che sia preferibile comperare totalmente le fonti fossili all'estero visto che comunque la produzione nazionale copre a stento un 10% dei nostri bisogni. Così facendo, creiamo ricchezza e posti

di lavoro altrove senza minimamente cambiare i termini del problema ambientale a livello globale, inoltre, ci esponiamo totalmente a decisioni energetiche prese da altri. Il cosiddetto “Referendum Trivelle” dell’Aprile 2016, che ha suscitato polemiche politiche e passioni ambientali, ha sicuramente contribuito ad una insolita attenzione e visibilità per la ricerca e produzione di idrocarburi italiani. L’etichetta “Referendum Trivelle” è parsa, a molti, strumentale e fuorviante. Peccato veniale se confrontato alla poca accuratezza di alcuni media nel “vestire” con un minimo di informazioni tecniche aggiuntive il quesito referendario. Approssimativa è parsa anche la preparazione specifica di molti dei nostri politici che non hanno, comunque, perso l’occasione per fare indigestione di *talk shows*. Tutto ciò dimostra come la ricerca e produzione di petrolio e gas (il cosiddetto *up-stream* che rappresenta solo una parte del ciclo industriale degli idrocarburi che comprende anche il *mid-stream* e il *down-stream*) sia, in genere, poco conosciuta. Le società petrolifere hanno fatto negli anni poca informazione e comunicazione efficace verso il grande pubblico. Per decenni abbiamo assistito ad insipide campagne pubblicitarie basate su slogan del tipo “*come è potente la mia benzina*” e più recentemente da “*come è verde la mia benzina*” che, per inciso, sono esempi di formule pubblicitarie legate alla sola parte commerciale del *down-stream*. Esse non rendono giustizia all’impegno odierno dell’*up-stream* per l’innovazione tecnologica, per la sicurezza sul lavoro e per il rispetto ambientale (regolato, per altro, da leggi severe) utilizzate nelle moderne operazioni.

Non si può che concordare su alcuni fatti basilari circa l’uso sostenibile e consapevole dell’energia. Il nostro pianeta non può permettersi il riscaldamento globale in corso che deve essere arrestato con ogni mezzo. Il nostro paese utilizza il 24.1% del totale dell’energia primaria disponibile (dati U.P. 2016) per produrre elettricità. Il mix energetico, per tale produzione, è unico in Europa e piuttosto “virtuoso” considerando che il nucleare è stato abolito per volontà referendaria. L’elettricità, escludendo l’importazione che è calcolata nei consumi primari, viene prodotta dalle rinnovabili per il 50%; mentre il gas naturale contribuisce per il 26%; il carbone è utilizzato per il 19%; infine, il petrolio per il 4% (dati B.E.N. 2014 - Ministero Sviluppo Economico). E’ realistico pensare che in pochi decenni si possa ulteriormente aumentare questa quota di rinnovabili per la produzione di energia elettrica arrivando ad un utilizzo ancora più elevato di idroelettrico, solare, eolico, biomasse e geotermico. Per la riduzione delle emissioni, occorrerebbe pianificare la conversione delle centrali termoelettriche a carbone e petrolio all’uso di gas naturale con l’obiettivo finale di sostituirle con le rinnovabili. Dove incidono con più efficacia le fonti rinnovabili è nella produzione di energia elettrica che è solo, purtroppo, un quarto del totale dell’energia consumata in Italia. La riduzione delle emissioni di gas serra legate all’uso dei combustibili fossili per utilizzo civile (27.2% del totale, dati U.P. 2016, in massima parte per riscaldamento e cucina) e industriale (17.6% del totale includendo l’agricoltura, dati U.P. 2016) potrebbe essere un problema difficile ma tecnicamente risolvibile. Resta invece più problematica la riduzione delle emissioni di CO₂ legate all’uso dei combustibili fossili per autotrazione pubblica e

privata, per trasporti aerei e marittimi (sono il 24.7% del totale inclusi i bunkeraggi, dati U.P. 2016). Tuttavia, stupisce che i motori elettrici/ibridi e i motori a metano/GPL non siano stati maggiormente incentivati nel nostro Paese per favorire il graduale abbandono di benzina e diesel. Si attende ormai da tempo che motori a combustibili alternativi, come quelli a idrogeno, diventino competitivi.

Razionalmente però, si deve ammettere che i vari sistemi di produzione e distribuzione dell'idrogeno sono, ad oggi, ancora troppo costosi e pericolosi affinché questo carburante "pulito" possa diventare un fenomeno di massa in tempi brevi. Una delle risorse più ovvie e facilmente accessibili per il futuro resta il "risparmio energetico". Ci si chiede, per esempio, a cosa servano automobili potenti ad altissimo consumo e inquinamento quando la velocità effettiva con la quale riusciamo, per svariate ragioni, a condurre questi mezzi è ridicolmente bassa o, addirittura, vietata per legge. Un approccio pragmatico al problema complessivo fa ritenere che gli idrocarburi potranno difficilmente essere sostituiti completamente nel medio periodo. Quindi, il mix energetico del nostro paese (e del mondo) ne avrà ancora bisogno per il futuro. Dobbiamo tutti credere nel mantra energetico: **Sempre più sostenibili! Metano quanto basta! Sempre meno petrolio! Zero carbone!**

E' comunque incoraggiante che l'obiettivo finale europeo di consumo lordo assegnato all'Italia per il 2020 e pari al 17% di rinnovabili rispetto al totale sia stato già raggiunto e superato nel 2014 con la quota del 21%. Notiamo però che nello stesso anno, il 73% continua ad andare all'appannaggio dei combustibili fossili (Gas 31%; Petrolio 34% e Carbone 8%) mentre il rimanente 6% rappresenta l'energia elettrica importata. Nel 2015 la quota della rinnovabili ha subito una flessione al 19% in massima parte dovuta al forte calo dell'idroelettrico che aveva avuto un anno record nel 2014.

Infine, è la politica di ciascun paese che attraverso la formulazione annuale del Piano Energetico Nazionale (o meglio del SEN, Strategia Energetica Nazionale) deve imporre obiettivi a breve e a lunga scadenza per raggiungere i risultati attesi e auspicati dai cittadini. In Italia si pubblica annualmente il Bilancio Energetico Nazionale (BEN) che è una eccellente raccolta statistica del mix energetico italiano e che indica con chiarezza i trends dei consumi presenti e passati. I piani energetici devono, invece, contenere i propositi per il futuro ed essere congruenti per i vari settori della "galassia energia". Essi devono indicare una chiara strategia espressa da obiettivi quantitativi e temporali. Sono uno strumento fondamentale e che meriterebbe una slancio politico pari a quello dedicato al bilancio annuale di previsione dello Stato che giustamente attrae attenzioni, interminabili discussioni, negoziazioni, emendamenti e votazioni nel nostro Parlamento.

Ferdinando Franco Cazzini

Professore a contratto di Geologia degli Idrocarburi

Università degli Studi di Pavia

INTRODUZIONE

Il libro è strutturato in due parti. Nella prima sono esposti sinteticamente alcuni concetti di base della geologia del petrolio che permetteranno al lettore di “navigare” meglio nella seconda parte. Essa affronta la geologia del petrolio italiana e i relativi giacimenti dal punto di vista storico, scientifico ed economico dandone una moderna classificazione geologica. Allo scopo, sono stati fondamentali i contenuti dei rapporti annuali della Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico (<http://unmig.mise.gov.it/>) e i dati del progetto VIDEPI disponibili nel medesimo sito. Di grande interesse sono anche i dati analitici di produzioni e riserve con relativi trends futuri che sono annualmente disponibili da varie associazioni (i.e. International Energy Agency, Unione Petrolifera) e società private (ENI e BP) integrate dalla bibliografia specifica.

Lo studio e l'analisi di giacimenti petroliferi implica il doversi adattare allo standard dell'industria petrolifera internazionale e quindi alle sue tradizioni che riguardano anche le unità di misura utilizzate. Infatti, corrono su due binari paralleli: il sistema metrico decimale preferito in Europa ed il sistema inglese utilizzato nei paesi anglosassoni. Ciò rende difficile, talvolta, materializzare con prontezza l'entità delle lunghezze, superfici, volumi, pressioni, pesi, densità e temperature. Useremo come misura base per i volumi di petrolio (cioè idrocarburi in fase liquida) il barile così come definito dalla tradizione pionieristica statunitense (pari a circa 159 litri e perciò diverso dal barile imperiale inglese). Per i volumi di gas useremo il metro cubo e la sua conversione in barile equivalente, per quanto possibile eviteremo l'uso di piedi cubici (*cubit feet* definiti dalla sigla *cf* oppure *cu. ft.*). Per il gas naturale, che è notoriamente compressibile, la lettera S, maiuscola o minuscola, significa a condizioni standard così come definite da SPE (Society of Petroleum Engineers): temperatura di 15° gradi centigradi e pressione di 100 kPa corrispondenti a 0.9869 atmosfere. I fattori di conversione utilizzati o che si possono utilizzare sono contenuti nella tabella Tab-01. Il barile è definito sinteticamente **bbi**; i multipli utilizzati sono **Mbbi** (milioni di barili) e **Gbbi** (miliardi di barili). Il metro cubo è definito sinteticamente **m³** (alcuni autori usano *cm* al posto di *m³*) ed il multiplo utilizzato è **Gm³** (miliardi di metri cubi). I miliardi di metri cubi per il gas sono anche definiti all'americana **Bcm**, dove B sta per bilione, cioè miliardo. Useremo come mezzo di comparazione tra gli idrocarburi liquidi e gassosi il barile di olio equivalente sintetizzato in **boe** con i relativi multipli come sopra definiti (**Mboe** e **Gboe**). Per le conversioni da gas a liquidi e viceversa può essere di interesse anche l'uso della tonnellata di petrolio equivalente **tep**. L'uso di multipli e delle relative sigle viste in precedenza è indispensabile perché i volumi sono talvolta enormi e non sarebbe pratico scrivere sfilze di zeri. Queste sigle, sempre maiuscole, precedono l'unità di misura. Quelle di uso più comune sono **M** “mega” che sta per milione (10⁶), **G** “giga” oppure per gli americani **B** “*billion*” che sta per miliardo (10⁹), **T** “tera”, che sta per trilione (10¹²) ed infine **P** “peta”, poco usato, che corrisponde a 10¹⁵. Ad esempio Mbbi significa milioni di barili, Gm³ (oppure Bcm) significa miliardi di metri cubi. I volumi sono intesi, se non

altrimenti specificato, come riserve originali di idrocarburi recuperabili cioè URR (*Ultimate Recoverable Reserves*). Altre categorie di riserve sono quelle in posto oppure quelle rimanenti. Esiste una certa confusione intorno ai volumi di idrocarburi, siano essi convenzionali o non-convenzionali, che costituiscono il patrimonio di energia fossile non rinnovabile del nostro pianeta. Chiariamo di seguito alcuni concetti base come volume “in posto” e volume “recuperabile” oltre al significato di “riserve” e “risorse”.

Volume di idrocarburi in posto – Corrisponde al volume totale di idrocarburi contenuti in un accumulo geologico nei pori/fratture di una roccia serbatoio (*reservoir*). E’ possibile recuperare solo una frazione di questo volume a seconda della tecnologia disponibile, dell’economicità intrinseca e della geologia specifica del giacimento.

Volume di idrocarburi recuperabile – È la frazione di idrocarburi che tecnicamente possiamo recuperare dal volume in posto. Nel convenzionale è mediamente il 30% - 40% per l’olio e l’80 % - 90% per il gas. Per il non convenzionale il recuperabile è molto diverso a seconda della tipologia e della situazione geologica e non è possibile fornire un numero medio.

Riserve di idrocarburi – È il volume economicamente recuperabile da un accumulo. Le riserve variano, quindi, al variare del prezzo di vendita del prodotto e dalla stima della sua evoluzione nel futuro. Esse sono perciò soggette alla volatilità dei prezzi secondo una legge approssimativamente lineare: aumentano all’aumentare dei prezzi e diminuiscono quando il *trend* dei prezzi è in diminuzione. Sono volumi sempre accertati da pozzi e da altri dati geologici e geofisici incontrovertibili. Si dividono, a seconda del rischio industriale intrinseco, in riserve “provate”, “probabili” e “possibili”. Vengono sinteticamente definite con le sigle P1, P2 e P3 (Fig. 0.1). Le riserve provate P1 sono di solito certificate tecnicamente (talvolta anche le P2 e P3) da società specializzate. Le società petrolifere quotate in borsa sono obbligate dagli organismi di controllo borsistici (i.e. SEC *Security Exchange Commission* in USA oppure CONSOB in Italia) a dichiarare fedelmente le riserve provate P1 all’atto della stesura annuale del bilancio societario. Questo documento, Rapporto Annuale (*Annual Report*), è pubblico e contiene, oltre ai risultati economici propri del bilancio, anche altri dati riguardanti la produzione, le riserve, i progetti in corso, le nuove scoperte di olio e gas e gli indicatori nel campo di HSE (*Health, Safety, Environment*).

Risorse di idrocarburi – Le Risorse si dividono in due classi Prospettive e Contingenti (Fig.0.1). Le Risorse Prospettive (*prospective resources*) sono dei volumi recuperabili che non sono ancora stati accertati da pozzi esplorativi e in questo caso potrebbero non esserci per niente essendo soggette al rischio geologico. Molto spesso si usano le risorse prospettive rischiate, che sono il prodotto delle risorse per il loro rischio geologico POS (*Probability Of Success*) espresso percentualmente e che mediamente è intorno al 25% -30%. Le Risorse Contingenti (*contingent resources*) sono già state scoperte da almeno un pozzo ma è ancora da definire la loro quantità complessiva e la loro effettiva commerciabilità.

Potrebbero avere, comunque, un rischio elevato di non essere commerciali e quindi di non essere sviluppate e di non diventare mai delle Riserve.

Quando si vuole misurare una produzione di idrocarburi, si deve aggiungere ai volumi una unità di tempo che di solito è il giorno, *day*, oppure l'anno, *year*; più raramente si utilizza il mese, il trimestre oppure il semestre. Ai volumi prodotti viene aggiunta una “/d” oppure direttamente “/*day*”, mentre per quelli annuali viene aggiunta una “/y” oppure direttamente “/*year*”. Se vogliamo indicare che un pozzo produce 1000 barili al giorno di petrolio scriveremo - *1000 bbl/d of oil* - invece, se un giacimento produce 10 milioni di barili all'anno di petrolio scriveremo - *10 Mbbly of oil*. Dobbiamo avere sempre l'accuratezza di indicare anche l'anno della misura con i.e. @2012 che indica che è avvenuta nell'anno 2012. L'ultima avvertenza riguarda l'uso dei decimali che, in questo testo, seguono l'annotazione americana: 1.234 significa uno virgola duecento-trentaquattro.

| <i>Classificazione delle riserve e delle risorse</i> | |
|---|-----------------------------|
| COMMERCIALI scoperte | RISERVE PROVATE P1 |
| | RISERVE PROBABILI P2 |
| | RISERVE POSSIBILI P3 |
| SUBCOMMERCIALI scoperte | RISORSE CONTINGENTI |
| non scoperte | RISORSE PROSPETTIVE |

Fig. 0.1 – Classificazione di Risorse e Riserve rispetto al rischio geologico ed alla commercialità.

È interessante notare che nella lingua inglese la parola petrolio (*petroleum*) definisce sia la fase gassosa (*natural gas*) che quella liquida (*oil*). Così non è nella lingua italiana e, in generale, nelle lingue neo-latine dove il termine petrolio è inteso come rappresentativo della sola fase liquida, mentre per la fase gassosa si tende ad usare il termine gas o gas naturale. Talvolta è usato nella lingua italiana come sinonimo di gas naturale la parola metano dimenticando che esso ne è solo uno dei componenti, anche se è il preponderante. Per definire la fase solida, in realtà liquida con viscosità molto elevata, si

usa in entrambe le lingue citate la parola bitume (*bitumen*). In inglese si usano come sinonimi di bitume anche le parole asfalto (*asphalt*) e catrame (*tar*). Il termine asfalto andrebbe evitato perché è merceologico e definisce il bitume mescolato a pietrisco. Il catrame è il residuo della combustione del carbone e l'uso come sinonimo di bitume è incorretto anche se ampiamente utilizzato (i.e. *tar sands*).

| Grandezza data | Equivalenza |
|--|-------------------------|
| 1 m3 di petrolio | 6.2898 bbl |
| 1 m3 di petrolio | 1033 m3 di gas |
| 1 m3 di petrolio | 35.31445 cf di petrolio |
| 1 m3 di petrolio | 36481 cf di gas |
| 1 m3 di petrolio | 0.862 di tep |
| <hr/> | |
| 1 bbl di petrolio | 0.1589 m3 di petrolio |
| 1 bbl di petrolio | 164.238 m3 di gas |
| 1 bbl di petrolio | 5800 cf di gas |
| 1 bbl di petrolio | 1.132 tep |
| <hr/> | |
| 1 sm3 di gas | 0.00643 di boe |
| 1 sm3 di gas | 35.3147 cf di gas |
| 1 sm3 di gas | 0.0008 di tep |
| 1 scf di gas | 0.0001741 di boe |
| <hr/> | |
| 1 tep | 7.3 bbl di petrolio |
| 1 tep | 1.161 di petrolio |
| 1 tep | 1199 m3 di gas |
| 1 tep | 42335.7 cf di gas |
| m3 = metro cubo ; bbl= barile; cf= piede cubico; tep= tonnellata equivalente; boe= barile di olio equivalente, s= condizioni standard | |

Tab. 0.1 – Conversioni in uso presso alcune delle maggiori società internazionali.

PARTE PRIMA

PRINCIPI GENERALI DELLA GEOLOGIA DEL PETROLIO

1.1 ORGANIZZAZIONE DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA

Nell'industria petrolifera operano due tipologie di società molto differenti per scopi e obiettivi: le Società Petrolifere (*oil companies*) e le Società di Servizio (*oil service companies*).

Le *oil companies* sono la controparte dei governi nei contratti di esplorazione e produzione e detengono totalmente o parzialmente le riserve e le produzioni. Alcune, solitamente tra le minori, sono attive solo nella fase esplorativa e non possono ancora contare su proprie produzioni, vengono perciò definite *exploration companies*. Gli utili delle *oil companies* derivano in massima parte dalla vendita diretta di olio e gas come materie prime. La trasformazione e la vendita di prodotti raffinati o prodotti petrolchimici ha contribuito negli ultimi anni solo in maniera marginale ai profitti totali.

Le *oil services companies* eseguono lavori per conto delle *oil companies* e ricevono il pagamento pattuito da contratto e dal quale traggono i loro utili. Molto recentemente, alcune *oil services companies* (i.e. Schlumberger) hanno intrapreso il *business* proprio delle *oil companies* spesso associandosi in *join venture* con società appartenenti a stati nazionali.

A loro volta, le società petrolifere si dividono in due grandi categorie: Private e di Stato. Le prime sono, in genere, quelle società quotate in borsa con il capitale suddiviso tra gli azionisti. Le seconde sono società che appartengono o sono controllate dallo Stato e come tali agiscono per conto dei relativi governi. Gli anglosassoni utilizzano due semplici acronimi per distinguerle: IOC (*International Oil Companies*) per le prime; NOC (*National Oil Companies*) per le seconde. Gli obiettivi e le strategie di queste società sono, e non stupisce, profondamente diversi. Una IOC ha l'obiettivo fondamentale della crescita di valore delle sue azioni per remunerare gli azionisti (anche attraverso i dividendi) e reperire sul mercato nuovi investitori stimolati dal positivo andamento del titolo stesso. Non è certo la sede per approfondire gli aspetti strategici delle IOCs, ma è intuitivo che gli investitori sono particolarmente sensibili alle *performances* di tipo tecnico-economico come gli utili consolidati, il rimpiazzo dei volumi di idrocarburi prodotti nel corso dell'anno con nuove riserve, le elevate produzioni, i volumi delle riserve ancora da produrre e gli indici HSE (*health, safety, environment*) delle fasi operative. Inoltre, altri parametri come innovazione tecnologica, investimenti nel sociale e sostenibilità ne chiariscono le strategie nel lungo periodo e contribuiscono a mantenerne alta la reputazione della società. Sul fronte opposto, incidenti, inquinamenti, scandali e casi di corruzione possono essere più devastanti di errori tecnici e gestionali. Molti comportamenti societari tipici delle IOCs sono recepiti, in genere, anche dalle NOCs che però, non essendo quotate in borsa, devono

rispondere solo al loro “proprietario” per cui esse percepiscono diversamente alcune dinamiche del mercato. Gli obiettivi strategici di una NOC hanno, in generale, a che fare con il pieno sviluppo delle risorse fossili del paese affinché lo Stato ne tragga il massimo beneficio economico contribuendo così allo sviluppo dell’intera società. Un altro obiettivo tipico può essere quello di reperire fuori dal proprio Stato fonti sicure di approvvigionamento energetico tramite riserve/produzioni detenute e frutto di loro investimenti esteri. Le NOCs possono costituire *Joint Venture* con le IOCs per attrarre capitali di rischio da investire nel proprio paese oppure fare investimenti di rischio in prima persona in altri paesi. Esempi tipici di questo tipo di strategia internazionale delle NOCs sono le società cinesi Sinopec, CNPC e CNOOC, la coreana KNOC, la indiana ONGC ed infine la malese Petronas che realizzano da decenni esplorazione e produzione anche al di fuori dei rispettivi paesi. Storicamente anche altre NOC hanno intrapreso lo stesso percorso come la norvegese Statoil e la brasiliana Petrobras. Evidentemente, IOCs e NOCs hanno in comune lo stesso *business* che riguarda le risorse fossili. Questo *business* è influenzato dalla tecnologia, richiede grandi capitali, subisce la volatilità dei prezzi delle materie prime ed è sensibile ai cambiamenti degli scenari geopolitici. Operativamente si articola in tre fasi ben distinte e che coprono l’intera catena industriale del petrolio e gas. In inglese queste tre fasi o settori sono note come: *up-stream*; *mid-stream*; *down-stream* (Fig.1.1.1). E’ da notare che solo le NOCs e IOCs più grandi operano attivamente nei tre settori. Spesso lo fanno con diverse società controllate da una *holding*. Molte società private di piccole dimensioni si sono specializzate in un solo settore o micro-settore dove possono raggiungere l’eccellenza nel *know how* specifico. Esaminiamo da cosa sono caratterizzati questi tre settori.

Up-stream - E’ la prima fase del *business* che permette l’esistenza e alimenta le due successive. E’ conosciuta anche come Esplorazione e Produzione (E&P). Firma contratti con stati sovrani per reperire aree a terra e a mare per fare ricerca di accumuli petroliferi con pozzi di esplorazione e, nel caso di scoperta commerciale, si occupa della messa in produzione a mezzo pozzi di produzione. Infine, costruisce i necessari centri di trattamento e spedizione dei prodotti. E’ la parte di *business* dove si ha il massimo del rischio finanziario e geo-politico ma anche il massimo dell’utile. In questo libro ci occuperemo di alcuni aspetti del solo *up-stream*.

Mid-stream - E’ la parte di *business* che si occupa del trasporto e delle stoccaggio del petrolio e del gas. Il trasporto di olio e di gas può avvenire attraverso oleodotti o gasdotti. Per il gas può essere fatto anche con navi estremamente complesse e costose dette “metaniere”, qualora sia stato preventivamente liquefatto (in inglese LNG, *Liquefied Natural Gas*) oppure fortemente compresso (CNG, *Compressed Natural Gas*). Per il petrolio, che è già in fase liquida, si usano speciali navi dette “petroliere”. Altro segmento operativo del *mid-stream* è lo stoccaggio stagionale del gas naturale (i.e. usando i giacimenti di gas esauriti come avviene in Italia) per una sua utilizzazione nei momenti di consumo di punta che sono, alle nostre latitudini, i mesi invernali. Lo stoccaggio è una necessità connessa alla tipologia tipica

dei contratti di fornitura legati ai grandi gasdotti che collegano i produttori ai consumatori. Questi contratti sono detti *take or pay* e hanno la caratteristica di non essere flessibili sulla quantità fornita. In pratica, se dovessi ritirare meno prodotto sarei comunque tenuto a pagare la quantità contrattuale. Ecco quindi la necessità, anche economica, di stoccare le quantità eccedenti dei mesi estivi per utilizzarle nei mesi invernali quando la quantità contrattuale potrebbe non bastare per i consumi domestici di riscaldamento (i.e. un inverno particolarmente lungo e rigido).

Down-stream - E' la parte finale della catena industriale. I suoi compiti sono di raffinare i prodotti petroliferi grezzi in modo da ottenerne prodotti che possono essere commercializzati (carburanti, lubrificanti etc.). Appartengono a questa divisione le industrie petrolchimiche con gli innumerevoli prodotti che ne derivano (plastiche, fertilizzanti, prodotti cosmetici etc.). Ma l'immagine più familiare del *down-stream* è, sicuramente, rappresentata dalla stazione di rifornimento carburanti dove gli automobilisti abbeverano i loro cavalli d'acciaio (*sig!*).

Una analisi interessante riguarda l'evoluzione delle riserve controllate da IOCs e NOCs nel corso degli anni. Nel 1972 si era calcolato che il 93% delle riserve di petrolio fossero controllate o di proprietà delle IOCs (per intenderci Shell, BP, Exxon, Chevron, Total, Conoco, etc.) mentre le NOCs (per intenderci Saudi Aramco, Pemex, Petronas, Petrobrás, Statoil, PDVSA, YPF, NOC, NIOC, Gazprom, CNPC, CNOOC etc.) controllavano il rimanente 7%. Trent'anni dopo, nel 2002, la situazione si era completamente ribaltata e le NOCs avevano il pieno controllo delle riserve con il 77% del totale mentre alle IOCs rimaneva il restante 23%. Nel libro edito nel 2011 dalla World Bank "*National oil company and value creation*" viene confermato questo trend indicando che il 90% delle riserve e il 75% della produzione di petrolio e gas del mondo è controllato dalle NOCs. Ciò è potuto avvenire tramite nazionalizzazioni, nuovi regimi fiscali, rinegoziazioni dei contratti esistenti e la formulazione di nuovi contratti decisamente più favorevoli alle compagnie di stato.

La NOC italiana era l'AGIP fondata nel 1926 dal governo Mussolini. Nel 1953 veniva creata l'Eni che continuava ad operare in Italia ed all'estero attraverso le sue controllate come Agip Mineraria (*up-stream* ; esplorazione e produzione), Agip Commerciale (*down-stream*; raffinazione e commercializzazione), Snam (*mid-stream* ; trasporto, stoccaggio e vendita al dettaglio di gas), Snamprogetti/Saipem (perforazione, progettazione e realizzazione infrastrutture petrolifere) ed infine Anic/EniChem/Syndal/Versalis (*down stream* ; società che si sono succedute nel settore delle produzioni petrolchimiche). A partire dal 1995, Eni è stata privatizzata e quotata in borsa mantenendo due caratteristiche peculiari nello statuto. La prima riguarda il fatto che nessun singolo investitore possa acquisire e detenere più del 3% delle azioni. La seconda è la cosiddetta *golden share* che corrisponde al 30.3 % delle azioni detenute dal governo italiano attraverso il Ministero della Economia e delle Finanze che ha, anche, mantenuto importanti privilegi nell'indicare la composizione del Consiglio di Amministrazione e quindi per la scelta dei *managers* di vertice oltre alla possibilità di

veto (per altro mai esercitata). Queste due particolarità rendono, di fatto, difficile acquisire il controllo di Eni da parte di altre società petrolifere oppure da parte di grandi investitori nazionali o internazionali.

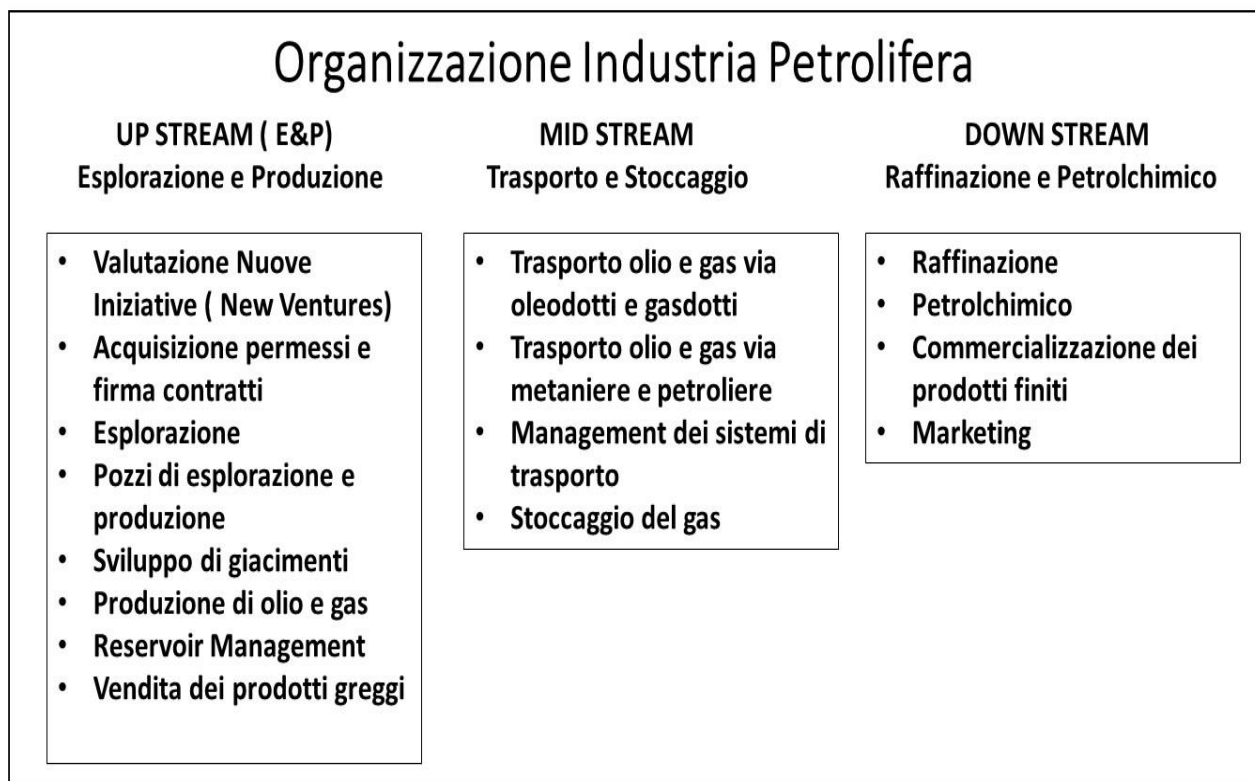


Fig.1.1.1 – Organizzazione Industria Petrolifera e principali attività.

1.2 PROPRIETÀ FISICO-CHIMICHE DEGLI IDROCARBURI

Il petrolio e il gas sono definibili idrocarburi naturali di tipo biotico quando si formano all'interno della terra come trasformazione termo-chimica o batterica di materia organica contenuta nelle rocce sedimentarie. Idrocarburi sono anche prodotti per trasformazione industriale della materia organica contenuta nei rifiuti (*bio-gas*) oppure da materiale vegetale "pregiato" come mais e canna da zucchero (*bio-fuel*), in questo caso possiamo definirli idrocarburi biologici ed hanno la particolarità di essere inclusi nelle fonti rinnovabili. Esistono anche idrocarburi sintetici, così definiti perché si possono produrre in laboratorio attraverso reazioni chimiche partendo da Carbonio e Idrogeno, tale tipologia fu particolarmente importante per la Germania durante la Seconda Guerra Mondiale come fonte aggiuntiva di carburanti. Infine, idrocarburi (soprattutto metano) possono essere prodotti da reazioni chimiche nel mantello terrestre ed arrivare in superficie insieme, per esempio, alle emanazioni vulcaniche. Questa tipologia, conosciuta come idrocarburi naturali di tipo abiotico, è il meccanismo fondamentale per spiegare la presenza di metano nei corpi celesti.

Gli idrocarburi sono composti quasi esclusivamente da due soli tipi di atomi: Idrogeno (H) e Carbonio (C). Sono tutti miscibili tra loro mentre sono immiscibili in acqua. Sono dei combustibili fossili al pari del carbone che condivide la stessa origine da materia organica ma che è formato esclusivamente da atomi di Carbonio. Gas, Petrolio e Carbone sono, nel loro insieme, fonti di energia fossile non rinnovabili e perciò destinati prima o poi ad esaurirsi. Per comprendere l'importanza di queste fonti fossili occorre ricordare che rappresentano, secondo il rapporto della IEA "Key World Energy Statistics 2015", l'81.4% dei consumi energetici primari del mondo mentre le fonti rinnovabili sono solo il 13.8% (inclusendo le produzioni di *bio-fuel*) e il rimanente 4.8% è appannaggio del nucleare.

Gli idrocarburi si rinvencono in natura all'interno della terra, sulla sua superficie e talvolta se gassosi, anche nell'atmosfera. Essi si presentano nelle tre fasi in cui siamo soliti distinguere fisicamente la materia. Alle condizioni standard di pressione e temperatura riconosciamo una:

- ✓ Fase solida (in realtà liquida a viscosità altissima), denominata **Bitume** (*bitumen*)
- ✓ Fase liquida, denominata **Petrolio** (*oil*)
- ✓ Fase gassosa, denominata **Gas Naturale** (*gas*)

Veniamo ora alla classificazione chimica degli Idrocarburi che è guidata dalle particolarità chimiche del carbonio che è in grado di legarsi ad altri atomi della stessa natura attraverso legami semplici, doppi o tripli mentre l'Idrogeno si inserisce nei legami lasciati liberi. Questa peculiarità favorisce il formarsi di molecole composte da lunghe catene lineari aperte o ramificate e da catene chiuse con la

formazione di strutture molecolari ad anelli. L'estrema facilità di formare molecole con la stessa composizione chimica ma di diversa struttura molecolare (isomeri) dà luogo, letteralmente, a migliaia di idrocarburi differenti. Gli idrocarburi naturali sono, quindi, dei composti organici formati al 97% da C e H mentre il rimanente 3% sono "impurità" come S, N, O. La loro classificazione chimica è complessa, adatteremo quindi un approccio semplificato. Sulla base delle loro caratteristiche chimiche si possono classificare in Alifatici (a loro volta suddivisi in saturi e insaturi a seconda del tipo di legame del carbonio) e Aromatici (o Areni) caratterizzati dalla presenza di almeno un anello benzenico.

Idrocarburi Alifatici

Saturi - Sono gli idrocarburi più semplici perché C si lega ad altri C con un solo legame chimico e i rimanenti legami sono saturati con H formando catene lineari, ramificate e ad anelli chiusi. Sono classificati in due raggruppamenti omogenei. Il primo è conosciuto come Alcani o Paraffine e rispettano la formula generale C_nH_{2n+2} . Il secondo è noto come Ciclo-Alcani o Nafteni ed è caratterizzato da molecole che formano anelli chiusi con legami semplici tra C anche lungo la catena lineare o ramificata. Rispondono alla formula generale C_nH_{2n} .

Insaturi - Sono idrocarburi che presentano un legame del carbonio doppio o triplo. Raggruppano tre differenti tipologie: Alcheni, Ciclo-Alcheni e Alchini. Gli Alcheni presentano almeno un legame doppio in C e rispondono alla formula generale C_nH_{2n} . I Ciclo-Alcheni sono idrocarburi monociclici contenenti almeno un doppio legame e hanno formula $C_nH_{(2n-2)}$. Gli Alchini presentano una struttura molecolare a catena aperta con almeno un legame triplo in C.

Idrocarburi Aromatici

L'aggettivo aromatico deriva dall'inteso odore di queste sostanze. Più propriamente sono definiti aromatici quelle molecole che contengono almeno un anello benzenico nella loro struttura il che li rende particolarmente stabili. Il benzene a condizioni standard è un liquido volatile altamente infiammabile con formula C_6H_6 con legami doppi alternati in C e strutturato ad anello esagonale chiuso.

Il Gas Naturale

L'esame del gruppo degli Alcani o Paraffine è interessante perché permette di comprendere la variabilità di fase degli idrocarburi. Il termine iniziale è il Metano con formula CH_4 seguito da Etano, Propano, Butano, etc. secondo la nota formula generale C_nH_{2n+2} . Queste prime quattro molecole sono le sole in fase gassosa a condizione standard tra tutti gli idrocarburi e formano quindi il gas

naturale. A partire dal quinto termine, Pentano, comincia la fase liquida fino al sedicesimo termine. Dal diciassettesimo in avanti la fase è solida tipicamente con l'aspetto ceroso della paraffina. Il metano a temperatura e pressione ambiente si presenta come un gas incolore, inodore, più leggero dell'aria, molto infiammabile e non velenoso anche se irrespirabile. L'odore caratteristico che sentiamo quando usiamo questo gas in cucina è dovuto a sostanze odoranti aggiunte per la nostra sicurezza in caso di fughe. Il metano, così come la totalità degli idrocarburi, non è miscibile in acqua (in realtà è l'unico idrocarburo con una miscibilità in acqua che, se pur molto bassa, è perfettamente misurabile e di 0.24 grammi/litro a condizioni standard). Il metano liquido si ottiene a pressione atmosferica raffreddandolo a una temperatura di $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$. E' l'idrocarburo più semplice ma anche il più stabile in natura e i legami carbonio-idrogeno si scindono solo a temperature molto elevate nell'ordine di diverse centinaia di gradi C° . Ecco perché quando l'interno della terra raggiunge temperature elevate per effetto del gradiente geotermico, gli idrocarburi con molecole complesse eventualmente presenti subiscono il *cracking* trasformandosi via via in metano. E' di gran lunga l'idrocarburo più importante e diffuso sulla terra anche in termini volumetrici (pensiamo agli enormi accumuli di Clatrati di Metano meglio noti come Gas Idrati) ma ne è stata rilevata la presenza anche in diversi corpi celesti nel Sistema Solare e nell'Universo. Il metano è un gas serra almeno una ventina di volte più potente dell'anidride carbonica e la sua dispersione nell'atmosfera è certamente un fattore aggravante e pericoloso per il cambiamento climatico in corso. Si ipotizza che percentuali elevate di metano nell'atmosfera abbiano fortemente contribuito ad alcune delle variazioni climatiche del passato geologico della Terra.

Il gas naturale è, come abbiamo visto in precedenza, una miscela di idrocarburi gassosi composta dai primi quattro termini della serie paraffinica (Metano o C1, Etano o C2, Propano o C3 e Butano o C4) che può disciogliere al suo interno, quando è soggetto ad elevate pressioni, anche grandi quantità di idrocarburi liquidi a partire dal Pentano (C5) e oltre. Il gas naturale può contenere anche percentuali variabili di altri gas che non sono idrocarburi come Anidride Carbonica (CO_2), Azoto (N), Acido Solfidrico o Idrogeno Solforato (H_2S), Vapore d'Acqua (H_2O) e Elio (He). Il gas naturale viene definito secco (*dry gas*) quando è formato praticamente solo da metano (95% e oltre) con percentuali basse di C2, C3, C4 e C5+. Ci sono casi frequenti, anche in Italia, di giacimenti dove il gas è per il 99% e oltre composto da C1 cioè da metano. Viene definito umido (*wet gas*) quando insieme ad una buona percentuale degli altri idrocarburi gassosi, contiene percentuali elevate di idrocarburi liquidi disciolti. Questi idrocarburi liquidi vengono recuperati come Condensati e Gasoline durante la produzione e le fasi di trattamento nei centri di raccolta e sono poi venduti nel mercato solitamente ad un prezzo superiore all'olio greggio. La frazione C2 viene separata per uso petrolchimico mentre C3 e C4 sono separati per essere utilizzati come carburanti. Il GPL per autotrazione usato in Italia, e nel mondo, è una miscela di propano (C3) e di butano (C4) con piccolissime frazioni di C5. Il gas venduto

per uso civile e industriale è praticamente metano puro e sono ammesse solo percentuali bassissime di altri componenti che devono essere comunque innocue e non danneggiarne il potere calorifero dichiarato e previsto dai contratti di vendita al dettaglio. In Italia, il gas naturale commercializzato contiene mediamente il 99.5% di metano, 0.1% di etano e 0.4% di azoto. I governi si occupano di controllare che il prodotto venduto rispetti le norme previste dalla legge a tutela e sicurezza dei consumatori. Quindi, dopo l'arrivo in superficie tramite i pozzi di produzione, il gas viene convogliato in opposti impianti e trattato per l'eliminazione delle sostanze indesiderate prima di essere commercializzato.

Al termine di questa sintetica visione del gas naturale non può mancare una disamina dei composti nella miscela che sono o possono essere pericolosi. In generale i giacimenti di gas che non contengono CO₂ oppure H₂S vengono definiti dolci (*sweet*) ed hanno un valore economico superiore rispetto a quelli che li contengono, definiti amari (*sour*), perché devono necessariamente eliminarli con processi industriali complessi e costosi impiegando acciai speciali anti-corrosione in tutti gli impianti. L'H₂S è anche estremamente velenosa se respirata anche in minime quantità. Il vapore d'acqua e l'acqua, pur non essendo pericolosi per la salute, devono anch'essi essere eliminati mentre l'azoto, gas inerte per definizione, in piccole percentuali può essere tollerato.

Il Petrolio Greggio

E' una miscela di idrocarburi liquidi con disciolti al suo interno idrocarburi gassosi e solidi in proporzioni molto variabili. Diverse fasi fisiche sono, quindi, presenti nella stessa miscela e si manifestano al variare delle condizioni di pressione e temperatura.

I petroli greggi rinvenuti in natura sono innumerevoli e si può sostenere che ciascun giacimento ne produca uno "proprio" diverso dagli altri. Sapendo che i giacimenti di petrolio sono decine e decine di migliaia nel mondo, il numero teorico di greggi naturali sarebbe ed è elevatissimo. Ovviamente, non è questa la strada per arrivare ad una classificazione efficace e comprensibile dei greggi. Il petrolio prodotto nel mondo è denominato greggio naturale (*natural crude oil*). Si differenzia dal greggio sintetico (*synthetic crude oil*) che è realizzato in alcuni progetti di Venezuela e Canada miscelando le produzioni di bitume/olio extra-pesante con idrocarburi più leggeri (i.e. come i condensati o prodotti già raffinati) per poterlo trasportare via *pipelines*. Nel capitolo dedicato agli idrocarburi non-convenzionali avremo modo di esaminare questa tipologia produttiva.

Il petrolio naturale può essere classificato in base alle sue caratteristiche fisico-chimiche come la tipologia prevalente di idrocarburi nella miscela, la densità specifica e in base al contenuto di zolfo (S).

Classificazione chimica:

Sulla base della composizione chimica e della tipologia preponderante degli idrocarburi che formano il greggio, possiamo distinguere:

- ✓ **Petroli Greggi Paraffinici** (*paraffinic crude oil*) - Nella miscela prevalgono con una percentuale compresa tra il 60 e il 70% gli idrocarburi saturi della serie degli Alcani o Paraffine.
- ✓ **Petroli Greggi Naftenici** (*naftenic crude oil*) – La miscela è composta dal 20% di Alcani/Paraffine e dal 70% da Nafteni.
- ✓ **Petroli Greggi Paraffinici/Naftenici** (*intermediate crude oil*) – La miscela è formato da idrocarburi paraffinici al 45% e da idrocarburi naftenici al 30%.
- ✓ **Petroli Greggi Aromatici** (*aromatic crude oil*) – La miscela ha meno del 30% di idrocarburi paraffinici e grandi quantità di composti aromatici come benzene, toluene e xilene.

Classificazione basata sulla densità:

La densità specifica ha un forte valore, anche commerciale, per distinguere i petroli greggi. Si definisce come il rapporto a condizioni standard di un dato volume di petrolio rispetto allo stesso volume di acqua distillata. Se il numero che si ottiene è superiore a 1, il petrolio è più pesante dell'acqua (e quindi affonderà). Viceversa se il numero è inferiore a 1, il petrolio è più leggero dell'acqua (e quindi galleggerà). Questo dato fisico è di estrema importanza perché serve da discriminante tra i petroli convenzionali e non-convenzionali. La valutazione della densità dei greggi nell'industria petrolifera è fatta in genere utilizzando i gradi API (*American Petroleum Institute*) derivati dall'applicazione della formula:

Gravità (API) = (141.5 : Densità) – 131.5

E' immediatamente ricavabile dalla formula che a densità 1 corrispondono 10°API che sono approssimativamente anche il limite tra gli idrocarburi che galleggiano in acqua dolce (maggiori-uguali a 10° API) con quelli che affondano (minori di 10° API). In base ai gradi API possiamo così distinguere.

- ✓ **Petroli Leggeri** (*light crude oil*) => **31.1° API...** (Gravità Specifica < 0.87)
- ✓ **Petroli Medi** (*medium crude oil*)=> **31.1 - 22.3° API.** (Gravità Specifica 0.87 - 0.92)
- ✓ **Petroli Pesanti** (*heavy crude oil*)=> **22.3 - 10° API....** (Gravità Specifica 0.92 - 1)
- ✓ **Petroli Extra-Pesanti** (*extra heavy crude oil*) = < **10° API...** (Gravità Specifica >1)

Dal punto di vista commerciale, i petroli leggeri e medi (*light/medium crude oil*) sono i più ricercati e spuntano prezzi migliori rispetto agli altri.

Classificazione basata sulla percentuale di zolfo.

Veniamo alla classificazione basata sulla percentuale in peso di zolfo contenuto nel greggio che più è alto e maggiormente ne deprezza il valore commerciale.

- ✓ **Petrolio Dolce** (*sweet crude oil*).....= < 0.6% del peso in zolfo (*sulphur weight %*)
- ✓ **Petrolio Medio** (*medium crude oil*)....= 0.6 – 2 % del peso in zolfo
- ✓ **Petrolio Amaro** (*sour crude oil*).....= > 2% del peso in zolfo

Se combiniamo le varie classificazioni otterremo un quadro complessivo delle varie tipologie di greggi in commercio (Tab. 1.2.1).

| | | | |
|--------------------|----------------------|----------------------|--|
| PARAFFINICO | LEGGERO | >34.0° API | <i>Bu Attifel (Libia)</i> |
| NAFTENICO | LEGGERO | >34.0° API | <i>Nigerian Forcados (Nigeria)</i> |
| INTERMEDIO | LEGGERO/MEDIO | 38° – 25° API | <i>Arabian Light (Arabia), Soviet Blend (Russia)</i> |
| AROMATICO | PESANTE | 25°- 8° API | <i>Bachaquero (Venezuela), Maya (Messico)</i> |

Tab. 1.2.1 – Comparazione delle varie classificazioni dei petroli con esempi di greggi commerciali.

Concludiamo infine la descrizione dei greggi segnalando i due più noti e di cui leggiamo tutti i giorni le quotazioni sui giornali oppure le ascoltiamo in TV/Radio: il Brent e il WTI. Essi costituiscono i greggi di riferimento (*bench marking*) più importanti del mercato petrolifero mondiale. Talvolta, per il mercato dell'Estremo Oriente si utilizza anche come *bench marking* il greggio *Dubai-Oman blend*. Il Brent era prodotto originariamente dall'omonimo giacimento nel Mare del Nord. In realtà, tale giacimento è esaurito da decenni e si intende, attualmente, come Brent una miscela di vari greggi (*blend*) che provengono dalla stessa area geologica e che rispecchiano le caratteristiche iniziali di tale greggio. Il prezzo del Brent viene fissato giornalmente alla Borsa ICE di Londra in dollari/barile. E' un greggio di tipo intermedio con densità pari a circa 37°API che lo classifica tra i petroli leggeri. Il contenuto in zolfo è ridotto e pari a 0.34%. Il Brent è un tipico "*light and sweet crude oil*".

Il WTI (Western Texas Intermediate) è una miscela di greggi (*blend*) con caratteristiche omogenee che viene consegnato all'*hub* petrolifero di Cushing City e prodotto in Texas e in Oklahoma. Il prezzo viene fissato giornalmente dalla Borsa NIMEX di New York in dollari/barile. E' un greggio di tipo intermedio con una densità di circa 39° API e classificabile tra i petroli leggeri. Il contenuto di zolfo è 0.24% che lo indica come un ottimo *sweet*. Anche il WTI è definito "*light and sweet crude oil*".

Una volta stabiliti i prezzi di questi due greggi di riferimento, diventano immediatamente noti anche i prezzi dei restanti commercializzati nel Mondo in quanto sono comparati a loro attraverso un differenziale positivo o negativo espresso in dollari al barile e che, naturalmente, viene periodicamente ricalcolato.

1.3 ORIGINE DEGLI IDROCARBURI

Due sono le teorie che sono state formulate per spiegare l'origine degli idrocarburi, Abiotica e Biotica. La prima ha scarsissimi ma tenaci seguaci mentre la seconda è adottata dalla stragrande maggioranza degli scienziati del mondo e dalla totalità dei geologi che lavorano in campo petrolifero. La differenza sostanziale tra le due è che mentre la prima invoca una origine degli idrocarburi da reazioni chimiche di tipo inorganico che avvengono all'interno della Terra, la seconda sostiene che tutti gli accumuli significativi di idrocarburi rinvenuti sul nostro pianeta derivano esclusivamente da trasformazioni termochimiche o batteriche di materia organica.

Teoria Abiotica

Nel XIX secolo, eminenti chimici come il francese Bertelot e il russo Mendeleef attribuivano l'origine degli idrocarburi a reazioni chimiche che avvenivano nelle profondità della Terra ponendo così le basi dell'ipotesi abiotica. I termini della teoria iniziale furono ripresi da vari autori nel secolo successivo che apportarono sostanziali prove di laboratorio all'ipotesi come, ad esempio, le reazioni di Fischer-Tropsch cioè la sintesi di idrogeno e carbonio. Gli impianti industriali basati su queste reazioni di sintesi utilizzano di solito CH_4 e CO_2 ottenuti dalla gassificazione del carbone per trasformarli in carburanti attraverso il processo conosciuto come "idrogenazione del carbone". Come sottolineato in precedenza, furono di una certa importanza per la Germania Nazista durante il secondo conflitto mondiale. Questo processo chimico pur se piuttosto costoso è utilizzato tuttora con successo dalla società sudafricana SASOL che sfrutta come principale materia prima d'ingresso nei suoi impianti il carbone prodotto localmente e il metano che proviene dal Mozambico via gasdotto.

Ai nostri giorni, l'ipotesi scientifica nota come "teoria abiotica" è anche denominata "teoria russa-ucraina" dalla nazionalità dei pochissimi scienziati che ancora la sostengono. Tra questi, Kutcherov è uno dei più prolifici ed ha pubblicato recentemente l'articolo "*Teory of abissal abiotic petroleum origin: challenge for petroleum industry*".

Gli scienziati che sostengono l'opposta teoria riconoscono tranquillamente, e sarebbe sciocco non farlo, che all'interno della terra come nei laboratori chimici è possibile la formazione di idrocarburi, soprattutto della serie degli alcani, senza intervento alcuno di materia organica. Del resto nessuno può negare che il metano sia presente nei gas vulcanici terrestri così come sulla superficie di Titano. Quello che viene contestato all'ipotesi è che nessun accumulo significativo di idrocarburi terrestri sia mai stato scientificamente spiegato o collegato all'origine abiotica.

Teoria Biotica

La teoria venne formulata e perfezionata con il contributo di tantissimi ricercatori nordamericani a partire dalla fine del XIX secolo fino a diventare in pochi decenni patrimonio della comunità scientifica e accettata in toto dall'industria petrolifera. Oggi è l'ipotesi sostenuta dalla quasi totalità

degli scienziati anche di discipline diverse. Le prove scientifiche a sostegno della teoria sono innumerevoli e esula dallo scopo di questo lavoro il loro approfondimento. Tuttavia ne citiamo alcune come l'imprinting geochimico riconoscibile tra gli idrocarburi e la materia organica contenuta nella roccia che li ha generati. In particolare le porfirine presenti nel petrolio sono fossili geochimici che possono formarsi solo da materia vivente e non possono derivare da sostanze inorganiche; L'esperimento di laboratorio chiamato pirolisi che attivando reazioni termo-chimiche trasforma la materia organica contenuta in rocce madri direttamente in idrocarburi; La presenza di accumuli di idrocarburi solamente in bacini sedimentari dove alcuni tipi di rocce preservano la materia organica; La produzione di biodiesel partendo dalla materia organica contenuta in vegetali; Il gorgoglio di metano nelle acque paludose prodotto dai batteri come trasformazione della materia organica sul fondo; Il petrolio possiede, inoltre, la capacità di ruotare il piano di polarizzazione della luce monocromatica come molte sostanze di origine organica. Questa proprietà ottica manca nei petroli ottenuti per sintesi da materiale inorganico.

La teoria Biotica invoca due processi che conducono a produzioni di idrocarburi naturali, entrambi hanno come base di partenza la materia organica. Il primo è un processo di tipo biochimico mentre il secondo è termochimico. Essi generano rispettivamente idrocarburi Biogenici e Termogenici. Negli ultimi anni ci sono state critiche, giustificate per altro, sull'uso di questa terminologia che potrebbe indurre in errore. Alcuni studiosi preferiscono differenziare queste due categorie usando, rispettivamente, il termine "Biogenici di Bassa Temperatura" e "Biogenici di Alta Temperatura".

Idrocarburi Biogenici

La materia organica proveniente da organismi animali e vegetali morti (soprattutto microorganismi come fitoplancton) viene seppellita e parzialmente conservata insieme alla rocce sedimentarie in via di formazione nei bacini marini, lacustri o deltizi. Rapidamente la materia organica residua passa da condizione ossigenata al fondo, dove tendenzialmente viene distrutta, a condizioni anossiche (cioè prive di ossigeno libero) che si sviluppano anche a profondità di seppellimento molto modeste. Da questo momento entrano in gioco le numerose specie di batteri anaerobici detti metano-genici che nutrendosi della materia organica residua la degradano e rilasciano come sottoprodotto il metano. Si conoscono almeno 50 specie diverse di questi batteri che possono sopravvivere e proliferare solamente in ambienti deprivati di ossigeno. I batteri metano-genici sono classificati nel gruppo degli Archeobatteri insieme agli Alofili e Termo-acidofili. Sono considerati una delle prime forme di vita apparse sulla Terra e sviluppatasi quando non esisteva ancora ossigeno libero. Questo elemento fondamentale per la vita, come la conosciamo sulla Terra, verrà prodotto successivamente e gradualmente dagli organismi utilizzatori della reazione di fotosintesi clorofilliana.

Oltre al metano che si forma a ridotta profondità nei primi strati di rocce sedimentarie, occorre segnalare altri processi che rilasciano direttamente il gas in atmosfera come le zone paludose

(comprese le risaie) e le discariche di rifiuti urbani. Esistono anche batteri metano-genici che vivono in ambienti anaerobici all'interno dell'intestino e dello stomaco di animali ruminanti e di animali erbivori in genere (anche insetti come le termiti) dove favoriscono la digestione della cellulosa. Questi processi contribuiscono, insieme all'inquinamento umano ed alle emanazioni di gas dalle profondità terrestri che raggiungono la superficie, alla diffusione di metano nella nostra atmosfera (ricordiamo che il metano è venti volte più dannoso della CO₂ come gas serra). Le due reazioni chimiche principali attivate dai batteri metano-genici sono la fermentazione degli acetati ⁽¹⁾ e la riduzione della CO₂ ⁽²⁾ sotto descritte.



La prima reazione (fermentazione) è tipicamente legata agli ambienti di sedimentazione terrestri mentre la seconda (riduzione) è tipicamente legata agli ambienti marini. In conclusione l'attività batterica è in grado di immettere quantità notevoli di metano all'interno e sulla superficie della Terra. Nel caso ci siano particolari conformazioni geologiche nel sottosuolo atte ad intrappolare questo gas, si possono formare accumuli di metano. Si spiega così facilmente il contenuto del 99% e oltre di metano in alcuni giacimenti perché è il solo idrocarburo prodotto da questo processo. I giacimenti di gas biogenico sono stati in passato abbastanza "snobbati" dall'industria petrolifera salvo accorgersi recentemente che hanno sempre più importanza. Infatti, le recenti scoperte nel Bacino Levantino del Mediterraneo Orientale in acque israeliane (Tamar, Tanin, Shimsom e Leviathan), cipriote (Aphrodite) e egiziane (Zhor) sono tutti giacimenti "giganti" di origine biogenica. Una volta sviluppati, essi cambieranno, il volto del mercato del gas nel Mediterraneo. In Italia, i giacimenti di gas biogenico sono presenti nel sottosuolo della Pianura Padana, attraverso tutto l'Adriatico fino alla Piana del Bradano ed alla Sicilia. Sono di gran lunga la tipologia di giacimenti numericamente ma anche come volumi di riserve più importante d'Italia. Nel mondo sono presenti molti giacimenti biogenici di grande importanza alcuni dei quali sono descritti in Tab. 1.3.1.

| Giacimento | Riserve Bcm |
|--|--------------------|
| Agostino-Porto Garibaldi (Italia) | 100 |
| Barbara (Italia) | 75 |
| Ballena (Colombia) | 34 |
| Kenai (USA) | 64 |
| Niengo (Indonesia) | 283 |
| Raven (Egitto) | 113 |
| Sebei (Cina) | 2690 |
| South East Alberta (Canada) | 396 |
| Urengoy (Russia) | 8000 |
| Tamar (Israele) | 238 |
| Leviathan (Israele) | 450 |
| Zohr (Egitto) | 800 |

Tab.1.3.1 – Giacimenti di origine biogenica del mondo con le relative riserve URR in Miliardi di m³.

Il giacimento mega-gigante di Urengoy in Russia è considerato il secondo al mondo come riserve in quanto contiene volumi compresi tra 8000 e 10000 Gm³. Per comparazione, il consumo medio annuale di gas dell'Italia era fino a qualche anno fa di oltre 80 Gm³ per anno (il picco di consumo lordo fu raggiunto nel 2005 con 86 Gm³) mentre ora è diminuito e, a partire dal 2014, è meno di 70 Gm³. Si può constatare, quindi, che il solo giacimento di Urengoy avrebbe potuto soddisfare per oltre 125 anni le necessità di gas italiane quando erano al massimo del loro consumo annuale. Il dry gas (99% di metano) di Urengoy contenuto nelle arenarie di età Cenomaniana è stato oggetto di controversie circa la sua origine per almeno mezzo secolo. Recentemente, il geochimico russo A.V.Milkov nell'articolo "*Methanogenic biodegradation of petroleum in the West Siberian Basin – Russia: Significance for formation of giant Cenomanian gas pools*" ha provato con analisi isotopiche che questo giacimento è una mistura di gas biogenico proveniente da degradazione di un precedente accumulo petrolifero e di gas biogenico primario. Il giacimento è, quindi, classificato come biogenico (Tab.1.3.1) in quanto risultato principalmente dalla biodegradazione batterica, quindi a bassa temperatura, di un preesistente giacimento termogenico profondo con trasformazione degli idrocarburi in metano e la degradazione batterica della materia organica dei livelli carboniosi superficiali.

I giacimenti biogenici possono essere suddivisi in due tipologie differenti a seconda del meccanismo genetico prevalente che li ha generati.

Giacimenti Biogenici Primari - Si formano a seguito dei processi batterici di degradazione della materia organica descritti precedentemente e che sono caratterizzati da: ambienti anossici, sedimentazione veloce nei bacini, presenza di trappole geologiche già formate o in via di formazione, facili vie di migrazione del metano prodotto verso le trappole, ridotta presenza di solfati e bassa temperatura. I vari batteri metano-genici muoiono intorno agli 80 °C che rappresenta, quindi, il limite superiore di tale processo. Questa temperatura viene raggiunta nei Bacini di Avana fossa (i.e. in Italia, la Pianura Padana e il Mare Adriatico), cioè quelli prospicienti catene montuose in via di formazione come gli Appennini, a profondità elevate talvolta anche oltre i 4000 m. Il picco di produzione quantitativa della metano-genesi si stima sia intorno ai 40°/60°C di temperatura ma la generazione continua anche a temperature più basse o più alte fino al limite fisiologico di sopravvivenza dei batteri stessi. E' un processo piuttosto efficiente al quale non occorre la disponibilità di grandi quantità di materia organica per essere innescato. Infatti, tipicamente la materia organica è conservata nelle argille di origine turbiditica con una quantità inferiore all'1% in peso rispetto alla restante roccia.

Giacimenti Biogenici Secondari – E' necessaria la preesistenza di giacimenti di petrolio o di gas termogenico ma anche di depositi di carbone o livelli di *oil shale* che sono nelle condizioni di temperatura adatte per subire una biodegradazione batterica degli idrocarburi contenuti con neoformazione di metano biogenico. Le condizioni necessarie affinché avvenga questo processo sono le basse temperature viste in precedenza e inferiori a 80°C. In genere, vale anche in questo caso il limite di

temperatura di sopravvivenza dei batteri. Il processo avviene perciò nei livelli mineralizzati a idrocarburi termogenici situati a profondità limitata oppure in giacimenti che sono stati innalzati verso la superficie da movimenti tettonici. La biodegradazione di giacimenti di gas termogenici agisce fortemente sui componenti C3, C4 e C5+ mentre l'etano è più stabile alla biodegradazione. Il risultato finale è comunque la trasformazione di un giacimento di gas umido in un giacimento di gas secco (con metano fino al 99%). Nel caso di un giacimento di petrolio la biodegradazione libera metano biogenico che tendenzialmente fugge verso l'alto lasciando *in situ* il residuo degli idrocarburi più pesanti come il bitume. Naturalmente il processo di biodegradazione passa attraverso varie fasi iniziando da un impatto appena registrabile nel giacimento fino alla completa trasformazione chimico fisica degli idrocarburi originali.

Idrocarburi Termogenici

Sono gli idrocarburi che si formano per reazioni termochimiche che trasformano il "kerogene" (materia organica residua riaggregata in macromolecole durante la diagenesi) contenuto in rocce che ne sono particolarmente ricche (rocce madri o *source rock*) in idrocarburi sia gassosi che liquidi. Una volta espulsi dalla roccia madre, essi si muovono, se liberi di farlo, all'interno della Terra verso l'alto secondo le leggi della densità differenziale tra fluidi, cioè il galleggiamento (*bouancy law*), fino ad essere eventualmente intrappolati in strutture geologiche.

E' noto che la temperatura interna della Terra, o meglio, quella della fascia superficiale della litosfera sia variabile secondo i vari gradienti geotermici frutto di situazioni geologiche locali. In genere è considerato come gradiente medio quello compreso tra 25°C/Km e 30°C/Km. In queste condizioni, la temperatura di 100° viene raggiunta intorno ai 3000 m. che è anche la profondità/temperatura alla quale sono già cominciati i processi di trasformazione termochimica del kerogene in idrocarburi. All'interno della Terra sono presenti tre fasce a differenti profondità e temperature nelle quali avvengono processi fisico-chimici diversi: Zona della Diagenesi; della Catagenesi; della Metagenesi (Fig.1.3.1). Nella zona più superficiale o della Diagenesi (fino a circa 60°C) le rocce cominciano il loro lungo iter di compattazione e cementazione. La materia organica residua si trasforma in una macromolecola insolubile in solventi organici e conosciuta come "kerogene". In questa zona avvengono la maggior parte dei fenomeni di degradazione batterica del processo biochimico visto in precedenza e si forma metano biogenico. Altro metano si può formare per reazioni termochimiche di bassa temperatura del kerogene ed in questo caso dovrebbe essere denominato metano diagenetico. Alcuni autori danno molta enfasi a quest'ultimo tipo di metano mentre altri lo ritengono di importanza secondaria rispetto a quello biogenico (Fig.1.3.1). In questo libro abbiamo scelto l'opzione di accorpate sotto il termine "Gas Biogenico" anche le percentuali di metano prodotto da reazioni termochimiche a bassa temperatura "Gas Diagenetico" che si sviluppano prima della finestra ad olio della Catagenesi dove il kerogene comincia la sua trasformazione in petrolio e wet gas con le reazioni termochimiche che rompono in legami delle sue lunghe catene molecolari

(Fig.1.3.1). Sempre nella fascia della diagenesi si formano delle piccole percentuali di liquidi petroliferi a grande peso molecolare denominati bitumi (o meglio fossili geochimici) che sono il prodotto della degradazione dei lipidi direttamente in idrocarburi. Vedremo in seguito l'importanza di questi composti. Nella zona intermedia, o della Catagenesi (da circa 60°C a circa 150°C), il "kerogene" contenuto nelle rocce madri comincia a trasformarsi dapprima in petrolio nella finestra di generazione di olio (*oil window*) che raggiunge la massima efficacia volumetrica di trasformazione intorno ai 100° di temperatura (*oil pick generation window*). A temperature e profondità più elevate, si incontra la finestra di generazione di gas (*gas window*) che prevede la formazione di gas umido (*wet gas*) associato a quantità decrescenti di petrolio. Nella zona della Metagenesi, che inizia a circa 150°C, si genera gas secco e iniziano i fenomeni di distruzione, cioè di *cracking*, di tutti gli idrocarburi generati precedentemente che vengono così trasformati in metano. E' interessante notare che a basse temperature nella zona della Diagenesi si formi *dry gas* cioè metano biogenico, mentre ad alte temperature nella zona della Metagenesi ritroviamo ancora *dry gas* ma questa volta è metano di origine termogenica profonda. Per distinguere le due tipologie, che hanno la stessa composizione chimica e la stessa struttura molecolare, si usa comparare l'abbondanza relativa degli isotopi del carbonio della molecola di metano come ¹²C (98.93% in natura) con il più raro ¹³C (1.07% in natura). Gli studi mettono in risalto i rispettivi impoverimenti e arricchimenti infinitesimali. Attraverso questo tipo di analisi, che possono coinvolgere anche il deuterio, cioè l'isotopo dell'idrogeno, si riesce a determinare l'origine del metano. Infine, è relativamente comune in Italia osservare che alcuni giacimenti siano il risultato di una miscela di gas biogenico e termogenico.

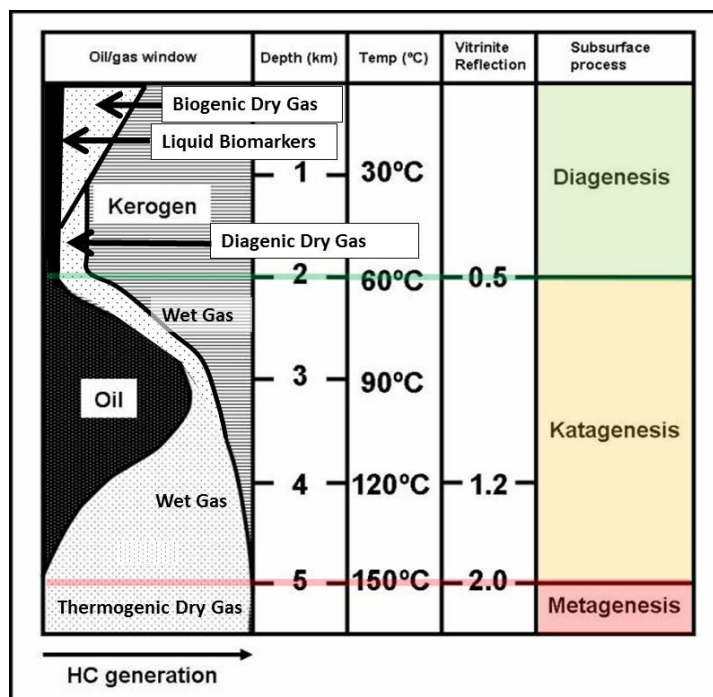


Fig.1.3.1 –Generazione degli idrocarburi. Modificato da www.oilandgasgeology.com/oil_gas_window.jpg

I Fossili Geochimici (*Biomarkers*)

Durante la diagenesi, insieme alla generazione di gas biogenico e diagenetico ed alla trasformazione della materia organica in kerogene, si formano anche i cosiddetti fossili geochimici o *biomarkers* (Fig.1.3.1). Mentre il kerogene non è solubile in nessun solvente organico, i *biomarkers* (o bitumi immaturi, o fossili geochimici) lo sono. Essi non sono altro che idrocarburi liquidi a peso molecolare elevato generati a bassa temperatura direttamente dalla materia organica preservata nei sedimenti senza il passaggio dal kerogene e che mantengono tracce riconoscibili della originaria struttura molecolare. Sono derivati principalmente da lipidi che si trasformano direttamente in idrocarburi saturi e pesanti. Rappresentano solamente una piccola frazione (circa il 10%) del petrolio che si formerà durante la catagenesi per effetto della termogenesi del kerogene. I *biomarker* si mischiano con il petrolio termogenico senza subire alterazione alcuna. Sono quindi preziosi per i geochimici che dalla loro presenza ricavano indicazioni sulla tipologia della roccia madre. Per stabilire l'attribuzione del petrolio ad una data roccia madre che lo ha generato, si fa l'analisi dei *biomarkers* contenuti nel petrolio comparandoli con quelli estratti dalla roccia madre stessa (*oil to source correlation*). Tra i *biomarkers* più utilizzati a questo scopo citiamo gli Sterani, gli Opani, gli Oleanani, i Baccarani, i Gammacerani, i Pristani, i Pitani, le Porfirine e i Diasterani. In particolare le porfirine, che derivano direttamente dalla clorofilla, vengono distrutte ad una temperatura di 200°C e testimoniano con la loro presenza che il petrolio si forma ad una temperatura inferiore.

1.4 DISTINZIONE TRA CONVENZIONALI E NON-CONVENZIONALI

A partire dal terzo millennio si assiste alla “rivoluzione” degli *shale gas* e *shale oil* negli Stati Uniti e, più in generale, anche di altre tipologie di idrocarburi non convenzionali in diverse parti del Mondo come Canada, Venezuela, Argentina e Cina. La produzione di olio e gas aumenta vertiginosamente negli USA favorita dalla pratica del *fracking* che li porterà a diventare, nel 2014, i primi produttori mondiali di petrolio (davanti all’ Arabia Saudita e alla Russia) e di gas (davanti alla Russia e al Qatar). Naturalmente il dibattito sui pesanti impatti ambientali di questa tipologia di produzione coinvolge le associazioni ambientaliste ma anche l’intera opinione pubblica. I loro sforzi congiunti non sono comunque riusciti a fermare questa “valanga” che ha subito battute di arresto solo di tipo economico quando i prezzi di olio e gas hanno subito forti cali. La produzione di non convenzionale è particolarmente costosa e, di conseguenza, subisce forti oscillazioni proporzionalmente ai prezzi di vendita dei prodotti grezzi. Fatto rilevante del 2015 è stato l’abbassamento costante del prezzo dei due greggi di riferimento, il Brent ed il WTI. All’inizio del 2016 erano quotati circa 30/40 dollari per barile, un terzo rispetto alle quotazioni intorno ai 100 dollari che avevano caratterizzato il mercato nel primo scorcio di questo secolo. Nel corso dello stesso anno i prezzi sembrano essersi stabilizzati, almeno temporaneamente, tra i 40 e 50 dollari. La fase di prezzi elevati aveva certamente favorito lo sviluppo delle tecnologie di produzione di idrocarburi non-convenzionali. La fase di prezzi bassi ne ha, invece, pesantemente bloccato l’ulteriore sviluppo. Il futuro di questa tecnologia è incerto, e solo scenari di alti prezzi associati a costi di produzione competitivi riusciranno a favorire questo tipo di produzioni.

E’ diventata una pressante necessità per i geologi ed anche per l’industria di fare chiarezza su cosa si intende per idrocarburi convenzionali e non-convenzionali. La definizione che ha messo d’accordo la comunità scientifica è quella basata sulla legge fisica del galleggiamento per differenziale di densità dei diversi fluidi che saturano l’interno della Terra. Ovviamente il fluido di gran lunga più diffuso e che occupa praticamente quasi tutti i pori delle rocce nel sottosuolo è l’acqua (chiamata più correttamente acqua di formazione che può essere dolce, salmastra, salata sotto-satura e salata soprassatura). Gli altri fluidi, e tra questi gli idrocarburi, che ricordiamo sono immiscibili in acqua, se liberi di muoversi tendono a risalire verso la superficie terrestre e a stratificarsi per densità in eventuali trappole geologiche. Vengono perciò definiti idrocarburi **convenzionali** quelli soggetti alla legge del galleggiamento mentre sono definiti **non-convenzionali** quelli più pesanti dell’acqua o che, pur meno densi dell’acqua, sono nell’impossibilità meccanica di obbedire a questa legge perché “prigionieri” di formazioni geologiche. Da ciò ricaviamo una fondamentale differenza geologica tra le due tipologie:

- ✓ I convenzionali si accumulano in trappole geologiche ed hanno dei contatti riconoscibili e in gran parte di tipo orizzontale (a parte nelle trappole idrodinamiche) tra fluidi di densità diversa (gas, petrolio e acqua).

- ✓ I non convenzionali non si accumulano in trappole e non hanno contatti per densità diverse.

Idrocarburi Convenzionali

Come visto in precedenza, gli idrocarburi convenzionali sono quelli meno densi dell'acqua e liberi di seguire la legge del galleggiamento. Essi sono generati da processi biochimici o termochimici in rocce madri (*source rock*) ricche di materia organica, dopodiché vengono espulsi dalla roccia stessa dove hanno avuto origine. Le goccioline o bollicine di idrocarburi appena espulse, si spostano (*migration*) all'interno della terra attraverso formazioni rocciose porose e permeabili (*carrier*) fino a disperdersi in superficie (*seepage*) oppure sono intrappolati da strutture geologiche particolari, chiamate trappole (*trap*). Nelle trappole si formano accumuli di idrocarburi che rispettano, al loro interno, la legge della densità. Il gas occupa la posizione più alta nella roccia serbatoio (*reservoir*) e il petrolio occupa una posizione intermedia tra il gas e l'acqua sottostante. Tutti gli idrocarburi convenzionali hanno sempre come caratteristica peculiare il contatto con l'acqua che di solito è una superficie di passaggio perfettamente orizzontale. Questo contatto può essere un OWC (contatto olio acqua); oppure un GWC (contatto del gas con l'acqua); oppure più genericamente un HWC (contatto di idrocarburi generici con l'acqua). Un ulteriore tipo di contatto, che questa volta non coinvolge l'acqua, è il GOC (contatto del gas con il petrolio) e a sua volta il sottostante petrolio può riposare con un proprio OWC sull'acqua di formazione. Altre caratteristiche comuni, e che li differenziano dai non-convenzionali, sono quelle di avere una alta produttività di idrocarburi per pozzo (i.e. migliaia di barili al giorno per il petrolio e centinaia di migliaia di metri cubi al giorno per il gas) e una grande area di drenaggio (i.e. raggio di chilometri) per pozzo produttore nel giacimento. Inoltre, il giacimento convenzionale si può sviluppare con un numero limitato di pozzi ed a costi relativamente bassi. Il costo di produzione totale per barile è, quindi, generalmente abbastanza basso per le attività a terra (i.e. 10/20 \$/bbl) e può arrivare a qualche decina di dollari per barile nell'offshore ultra-profondo e nei mari artici (i.e. 40/50 \$/bbl). Gli idrocarburi non convenzionali hanno esattamente delle caratteristiche opposte a quelle descritte.

Idrocarburi non-Convenzionali

Storicamente, l'espressione "idrocarburi non-convenzionali" ha assunto differenti significati. Le prime distinzioni erano basate su criteri puramente economici oppure criteri di utilizzazione del prodotto nelle raffinerie del *down-stream* dove venivano catalogati sulla base della densità e viscosità e dal contenuto percentuale di zolfo. Queste definizioni non potevano certamente diventare patrimonio della comunità scientifica perché non avevano nessun legame con la geologia e i parametri classificativi variavano a seconda dell'utilizzo del prodotto. Recentemente è stato indicato un criterio geologico nell'articolo di Law and Curtis "*Introduction to unconventional petroleum systems*". In tale articolo si identificano le risorse di idrocarburi non-convenzionali con quelle che non sono controllate dalla spinta di galleggiamento dovuta al differenziale di densità. Ne consegue che i non-convenzionali non presentano una delle caratteristica fondamentali dei convenzionali che è la presenza di un contatto tra

l'idrocarburo e l'acqua. Altre caratteristiche distintive e peculiari dei non-convenzionali sono il numero elevato di pozzi per produrre quantità modeste e, quindi, a costi elevati (i.e. superiori a 50/60 \$/bbl). Gli idrocarburi che non sono soggetti alla legge fisica del differenziale di densità (*bouncy law*), lo possono essere per due motivi sostanzialmente diversi. L'uno di carattere fisico e l'altro di carattere meccanico. Nella prima categoria sono compresi gli idrocarburi non-convenzionali che hanno densità maggiore dell'acqua di formazione che li circonda. Considerando che in natura il normale *range* di densità dell'acqua è $1.00 - 1.20 \text{ g/cm}^3$ e quello dell'olio è $0.50 - 1.00 \text{ g/cm}^3$, appare chiaro che questa categoria di idrocarburi è piuttosto singolare e rappresenta una eccezione rispetto al normale panorama. E' anche ovvio che in questa categoria non possono figurare i gas naturali che hanno *range* di densità tra $0.0005 - 0.002 \text{ g/cm}^3$. Idrocarburi più pesanti dell'acqua si formano solo quando sono soggetti a forte ossidazione e degradazione da batteri in prossimità della superficie terrestre a seguito di invasione di acque meteoriche. Solo in questo caso i bitumi residuali di questo processo possono avere una densità superiore all'acqua dolce o salmastra che li circonda. In genere l'acqua del sottosuolo può essere più o meno densa in relazione alle sostanze che ha disciolto (salinità) e alla temperatura e pressione a cui è soggetta, ma ha sostanzialmente una densità leggermente superiore a 1.000 g/cm^3 (densità dell'acqua distillata a 4°C). In genere la densità delle acque superficiali varia da 1.005 g/cm^3 per quelle di tipo salmastro a $1.02/1.03 \text{ g/cm}^3$ per le acque marine fino a 1.24 g/cm^3 per le salatissime acque del Mar Morto. Le acque del sottosuolo (o formazionali) vengono comunemente definite *brines* e variano, normalmente, anch'esse da 1.00 g/cm^3 fino a 1.25 g/cm^3 . Per confronto un petrolio a 0° API ha densità di 1.076 g/cm^3 ; a 10° API 1.00 g/cm^3 ; a 25° API 0.904 g/cm^3 ed infine a 50° API 0.780 g/cm^3 . Gli idrocarburi che hanno una densità superiore all'acqua che li circonda non possono galleggiare e, quindi, non possono migrare verso l'alto attraverso la porosità/permeabilità delle rocce serbatoio. Anzi, in queste condizioni, questa tipologia di idrocarburi tenderebbe ad occupare la parte più bassa del serbatoio invece che la parte più alta come invece farebbero gli idrocarburi convenzionali. La conseguenza più appariscente è che viene a mancare il contatto tra idrocarburo e acqua. Gli idrocarburi a 10° API hanno una densità pari a 1.00 g/cm^3 e giustificano la scelta (anche se grossolana) di valori inferiori a 10° API come il parametro distintivo tra gli idrocarburi convenzionali dai non-convenzionali. Essi vengono anche denominati *extra heavy oil* oppure bitumi. Naturalmente, rispetto alle condizioni di temperatura e pressione ed al grado di salinità dell'acqua di formazione, è possibile che qualche greggio sia soggetto alla legge della *buoncy* anche se ha una densità inferiore ai 10° API . In questi casi, dobbiamo classificare tali greggi ancora come convenzionali. È il caso, per esempio, del giacimento siciliano di Gela che presenta un greggio molto pesante con gradi API variabili tra 7° e 12° e ricco di zolfo. Esso conserva, nonostante ciò, una *bouncy* rispetto all'acqua di formazione. La temperatura di giacimento è $92,5^\circ\text{C}$ e influenza fortemente la viscosità e la densità dei fluidi in esso contenuti. Gela ha un contatto con l'acqua (*O.W.C. oil water*

contact) perfettamente rilevabile e posto ad una profondità di circa -3500 m rispetto al livello mare. Le principali categorie di idrocarburi non-convenzionali (Fig.1.4.1) che appartengono a questa tipologia e che verranno analizzati dettagliatamente nel capitolo successivo sono: *tar sands* e *extra heavy oils*. Inseriamo in questa categoria anche le *oil shale* anche se sono diverse dalle precedenti.

La seconda categoria è rappresentata dai cosiddetti “idrocarburi imprigionati” che sono di gran lunga la massa più importante degli idrocarburi non-convenzionali. Essi possono essere sia liquidi che gassosi. Hanno una densità decisamente inferiore all’acqua di formazione che li circonda, perciò, potrebbero teoricamente muoversi seguendo la legge fisica della *buoncy* ma non lo possono fare per impedimento “meccanico”. Dopo la maturazione della materia organica contenuta nelle rocce madri (rocce di tipo argilloso a bassissima permeabilità con alto TOC - *total organic content*) segue la generazione-espulsione degli idrocarburi risultanti. Una quantità non trascurabile di tali idrocarburi rimane, tuttavia, imprigionata nei pori piccolissimi e non intercomunicanti oppure è adsorbita dalla materia organica residua delle rocce madri. Essi potrebbero rappresentare, secondo alcuni studi (si veda, ad esempio, l’Enciclopedia degli Idrocarburi Eni-Treccani, 2005) circa il 25% del totale generato dalla roccia madre. Queste tipologie di idrocarburi non-convenzionali possono essere “liberate” attraverso la tecnologia di fratturazione (*fracking*) dalle rocce che li contengono. Dopo il *fracking*, la roccia madre è in grado di rilasciare il suo contenuto residuo di idrocarburi nelle fratture create meccanicamente e di produrre olio oppure gas a secondo della finestra di generazione nella quale si trova. Una particolare tipologia di idrocarburi non-convenzionali sono i gas idrati, dove il gas è “imprigionato” da una “gabbia” di ghiaccio che ne impedisce il movimento. In questo caso, per liberare gli idrocarburi è necessario sciogliere con un’adeguata temperatura il ghiaccio. Anche il gas disciolto in acqua per le alte pressioni del centro dei bacini geologici (o gas geo-pressurizzato) rappresenta una categoria particolare in quanto è “prigioniero”. Le principali categorie di idrocarburi non-convenzionali che appartengono a questa tipologia sono: *shale gas*, *shale oil*, *tight oil*, *tight gas*, *coal bed methane*, *basin centered gas accumulation*, gas geo-pressurizzato e gas idrati.

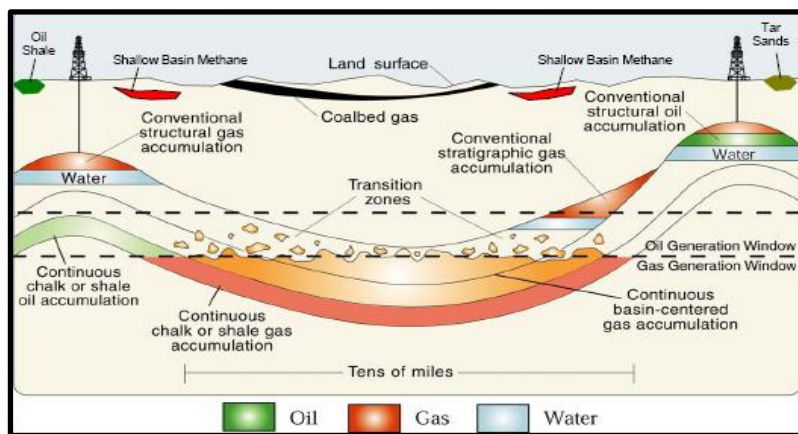


Fig.1.4.1 – Varie tipologie di accumuli non-convenzionali comparati con accumuli convenzionali. Non sono rappresentati i gas idrati. Fonte - modificato da USGS Energy Resources Program.

1.5 TIPOLOGIE DI IDROCARBURI NON-CONVENZIONALI

E' intuitivo che gli idrocarburi non-convenzionali, sebbene decisamente diversi tra loro, hanno una composizione chimica del tutto analoga ai loro simili convenzionali. Una delle principali differenze è la roccia nella quale sono contenuti, ovvero si trovano in formazioni geologiche spesso caratterizzate da scarsissima permeabilità oppure in uno stato fisico che non ne permette il flusso. È noto che petrolio e gas convenzionali non hanno quasi mai origine nel *reservoir* dal quale vengono estratti, mentre invece per i non-convenzionali in molti casi la roccia madre (*source rock*) è allo stesso tempo roccia serbatoio (*reservoir*) senza che ci sia una roccia di copertura (*seal*) e neppure una vera e propria trappola (*trap*).

In questo capitolo abbiamo accorpato i *tight oil* e *tight gas* (TO e TG) rispettivamente nelle *shale oil* e nelle *shale gas* (SO e SG) perché di fatto sono geologicamente molto simili e sono producibili con le stesse tecnologie. In realtà ci sono un certo numero di differenze basate sulla permeabilità, sulla litologia e sulla migrazione.

Permeabilità - per i TO/TG è minore di 0,1 mD (compresa tra 0.1 e 0.001 mD, “millidarcy”) mentre, per le SO/SG, è di ben 1000 volte minore e nell'ordine dei nano Darcy (compresa tra 0.0001 a 0.00001 mD). In entrambe le condizioni, gli idrocarburi non si possono muovere liberamente e devono essere prodotti con la fratturazione.

Litologia – Le TO/TG sono contenute in rocce a grana finissima come i “*silt*” caratterizzati da bassa permeabilità, ulteriormente ridotta da cementazione secondaria. Le SO/SG sono costituite da argille e marne nerastre ad alto contenuto di TOC.

Migrazione – Nelle TO/TG gli idrocarburi sono migrati in questi *reservoirs* non convenzionali dalle *source rocks*. Questi *reservoirs* sono sempre adiacenti alle rocce madri e il percorso di migrazione è, di solito, brevissimo. Nelle SO/SG non c'è stata migrazione e gli idrocarburi sono stati generati nelle stesse rocce madri che costituiscono il *reservoir* non-convenzionale.

Lo scenario mondiale riguardante le risorse non-convenzionali è complesso. Paesi che sino a qualche decennio fa potevano contare solo sull'importazione oggi possono valutare diversamente il potenziale del proprio sottosuolo. Gli idrocarburi non convenzionali sono un argomento relativamente nuovo per l'industria petrolifera oltre ad avere una distribuzione affatto omogenea sulla terra. Riteniamo, interessante darne di seguito una breve sintesi ripartita nelle varie categorie.

Tar Sands

Le sabbie bituminose sono accumuli di oli estremamente pesanti e bitumi contenuti in giacimenti prossimi alla superficie. Di solito gli idrocarburi impregnano la porosità di sabbie (spesso anche sciolte). Per la produzione sono necessarie operazioni di scavo e recupero meccanico a profondità variabile da

pochi metri sino a decine. Per produrre questa tipologia di idrocarburi, oltre al recupero meccanico delle sabbie impregnate denominato *open pit mining*, si possono impiegare anche tecnologie *in situ* che immettono vapore nel sottosuolo tramite pozzi iniettori per “sciogliere” con il calore il bitume che viene recuperato direttamente da pozzi produttori. Comunque sia la tecnologia di base adottata nella produzione, i prodotti ottenuti devono subire un trattamento di *up-grading* prima di poter essere trasportati e proficuamente raffinati. Con il processo di *up-grading* si ottiene in cosiddetto petrolio sintetico (*synthetic crude oil*) che è una miscela di bitume con idrocarburi leggeri (condensati, gasoline o prodotti raffinati, i.e. cherosene o benzina). Questa operazione comporta un sostanziale aggravio dei costi di produzione complessivi. Secondo molti e differenti calcoli, l'EROI (*energy return on investment*) di queste produzioni è solamente del 5-10%. Significa, in pratica, che per ricavare 10 barili di prodotto commerciale dalle sabbie bituminose, dobbiamo utilizzare/consumare 9 barili di petrolio per ottenerli. E' una vera follia! Ecco perché dal punto di vista economico sono produzioni che hanno senso solo in situazione di alti/altissimi prezzi del petrolio. Naturalmente ci sono i drammatici impatti ambientali di tali produzioni che sono massimi nella tecnologia *open pit mining* che comporta la completa distruzione di ettari e ettari di suolo e dei relativi ecosistemi. Inoltre, un impatto ambientale pesante riguarda anche l'inquinamento diretto o indiretto delle acque superficiali che vengono massicciamente utilizzate, dopo averle riscaldate in appositi impianti, per separare ed estrarre il bitume dalla sabbia.

Le riserve più imponenti di sabbie bituminose (*tar sands*) si trovano presso il bacino del fiume Athabasca nello Stato di Alberta (Canada Occidentale) e appartengono geologicamente al Western Canadian Sedimentary Basin. I siti di estrazione più importanti sono: l'Athabasca River, che da solo costituisce il maggiore deposito al mondo di sabbie bituminose e contiene circa l'80% degli idrocarburi di tutta la regione; il Cold Lake e il Peace River situati nella medesima area. Il Canada ha riserve per circa 166 miliardi di barili di petrolio nelle *tar sands* che possono essere recuperati con le attuali tecnologie (a condizione che i prezzi di vendita del petrolio siano alti). Secondo la Canadian Association of Petroleum Producers, la produzione dalle *tar sands* del 2010 è stata di 1,4 milioni di barili al giorno corrispondenti a circa il 50% del totale. Le previsioni al 2020 indicano una produzione giornaliera del Canada di circa 4.8 milioni di barili al giorno dei quali il 90% proverrà dalle *tar sands* e solo il 10% dal convenzionale. Questo scenario appare ottimistico alla luce dei prezzi del petrolio di riferimento del 2016 che paiono uguali se non inferiori al costo medio di produzione del barile di petrolio dalle *tar sands* comprensivo dell'*up-grading* a crudo sintetico.

Extra Heavy Oil

Gli oli extra-pesanti si rinvencono in numerosi bacini geologici e rappresentano giacimenti degradatisi per esposizione a condizioni chimico-fisiche superficiali e all'azione batterica distruttiva. Questa tipologia di idrocarburi hanno una densità più elevata di quelli convenzionali accompagnata da una elevatissima viscosità. Generalmente contengono una maggior proporzione di metalli pesanti quali nichel

e vanadio ma anche elementi indesiderati come zolfo ed azoto. Quando la viscosità in condizioni di *reservoir* è sufficiente affinché il petrolio riesca a fluire dai pozzi viene applicata la tecnologia detta *cold production*. Essa non è sostanzialmente diversa da una produzione convenzionale a parte la bassa quantità giornaliera di prodotto ottenuta per pozzo (da pochi barili al giorno a qualche centinaio) se confrontata al convenzionale. Quando la viscosità non è sufficiente, oppure si desidera aumentare la produzione giornaliera per pozzo, si utilizza la tecnologia *in situ* immettendo vapore nel sottosuolo e in questo caso la produzione passa da *cold* a *thermal production*. Si applicano, quindi, le tecnologie SAG-D (Steam Assisted Gravity Drainage) oppure ES-SAG-D (Expanding Solvent SAG-D). Meno frequentemente si usano anche la CSS (Cycling Steam Stimulation) e la EH (Electrical Heating). In ogni caso, le varie tecnologie si basano sul concetto di riscaldare il bitume per permetterne un migliore afflusso nei pozzi produttori. Con queste tecnologie termiche si può arrivare a produzioni per pozzo superiori a 1000 bopd (*barrel oil per day*).

L'impiego diretto di questi oli extra-pesanti (ma anche per il petrolio ricavato dalle *tar sands* che abbiamo esaminato in precedenza) non è, in genere, possibile negli impianti convenzionali di raffinazione. Infatti, le caratteristiche di viscosità rendono necessario un trattamento di *up-grading* che dà come risultato un crudo sintetico. I bitumi e gli oli extra-pesanti del Venezuela sono, di gran lunga, il deposito più importante di questa tipologia. Essi si trovano in quella che viene denominata "Cintura dell'Orinoco" (Faja de Orinoco) lungo l'omonimo fiume. Altri depositi, decisamente meno importanti, si trovano nelle isole artiche canadesi (Melville Islands), in Kazakistan nel bacino del Mar Caspio settentrionale, in Russia nel bacino di Tunguska nella Siberia Orientale e nel bacino Volga-Ural. Nel continente africano invece vi sono depositi in Madagascar (Tsimiro e Bemolanga) e nella Repubblica del Congo. In generale, le riserve stimate al di fuori del Venezuela sono sì di interesse ma, come volumi, di tre ordini di grandezza inferiori rispetto al Venezuela. I depositi dell'Orinoco di *extra heavy oil* sono situati nella fascia tropicale e quindi soggetti ad una temperatura di *reservoir* decisamente maggiore dei loro simili canadesi *tar sands*. Risultano, perciò, più facili da estrarre rimanendo comunque troppo pesanti per essere convogliati negli oleodotti o distillati in normali raffinerie. Le riserve recuperabili dell'Orinoco sono stimate in circa 222 miliardi di barili di olio e sono il più grande accumulo di petrolio della Terra. Le riserve totali del Venezuela sono di 300 miliardi di barili (dato B.P., British Petroleum, a fine 2015) e fanno di questo paese il leader mondiale. Il sorpasso del Venezuela sull'Arabia Saudita, per decenni il paese detentore delle più grandi riserve di petrolio al mondo, è avvenuto ufficialmente alla fine del 2011 ma era stato già annunciato l'anno precedente dal Presidente Hugo Chavez.

Oil Shale

Si definiscono *oil shales* le rocce sedimentarie a grana finissima con il caratteristico colore bruno-nerastro derivato dalla presenza di una grande quantità di materiale organico immaturo che non ha ancora generato idrocarburi (kerogene). In alcuni casi, questi depositi sono raccolti meccanicamente e

bruciati direttamente come combustibili in speciali caldaie per produrre energia. L'Estonia produceva sino a pochi anni fa una larga parte della propria energia elettrica bruciando direttamente gli *oil shales* in centrali termoelettriche progettate per questo scopo. L'entrata del Paese nella Comunità Economica Europea includeva l'accordo per la riduzione drastica, entro il 2015, dell'utilizzo di *oil shale*. E' abbastanza comune trovare in letteratura l'uso del termine *oil shale* come sinonimo intercambiabile di *shale oil*. Ciò genera confusione perché queste due tipologie di idrocarburi non convenzionali sono geologicamente estremamente diverse. Sono anche sostanzialmente diverse dal punto di vista economico, strategico e delle tecnologie di produzione.

Gli *oil shale* sono distribuite in tutto il pianeta, avendo la concentrazione massima negli Stati Uniti. La formazione di Green River, al confine tra gli Colorado, Utah e Wyoming, viene considerata la più importante seguita dalla formazione a Phosphoria nel bacino di Bighorn. Nel settore orientale del Paese, in Kentucky, formazioni di *oil shale* si trovano nell'Eastern Devonian Basin. Gli Stati Uniti possiedono circa il 60% delle riserve di *oil shales* del mondo. Per quanto concerne la Russia, nel bacino di Olenyok Smoin (Jacuzia), nel bacino del Volga e nel Baltic Oil Shale Basin vi sono ingenti disponibilità di questa roccia sedimentaria. Riserve di interesse si trovano in Brasile, nella formazione di Irati nella provincia di Rio Grande do Sul. In Africa si conoscono depositi nella Repubblica Democratica del Congo presso il bacino di Tchikatanga ed in Marocco nella provincia di Tarfaya.

La società geologica di stato statunitense (*USGS- Geology and resources of some world oil shale deposit, 2005*) stimava nel mondo circa 409 miliardi di tonnellate di *oil shale*. Considerando che la media di recupero è di circa 40 litri di petrolio per tonnellata, si potrebbe calcolare che le riserve recuperabili mondiali si aggirino sui 100 miliardi di barili. E', quindi, una risorsa fossile di scarso impatto volumetrico globale, di bassa redditività e di alto impatto ambientale in caso di produzione. Tutto ciò ne scoraggia decisamente la futura coltivazione.

Shale Gas & Shale Oil

Sono di gran lunga la tipologia di idrocarburi non-convenzionali più importante economicamente e con la maggior diffusione sulla Terra.

Gli *shale gas* e gli *shale oil* sono sostanzialmente simili in quanto gli idrocarburi (olio oppure gas) sono "imprigionati" nelle rocce madri che solitamente sono argille ma che possono essere anche marne. Se la roccia madre è nella finestra di maturità dell'olio, il contenuto prevalente e quindi producibile sarà liquido e perciò petrolio. Nel caso la roccia madre si trovi nella finestra di maturità a gas, il fluido prevalente producibile sarà il gas naturale. Questi idrocarburi sono immagazzinati sia nelle microporosità e micro-fratturazione di queste rocce madri, sia nella loro matrice argillosa dove vengono adsorbiti dalla materia organica residua. I giacimenti si trovano ad una profondità molto variabile. Evidentemente, più i depositi sono vicini alla superficie e minori saranno i costi di perforazione e di produzione. La produzione

sfrutta la tecnologia del *fracking* utilizzando una miscela di acqua ed additivi chimici ad alta pressione per fratturare la roccia madre favorendo, così, la fuoriuscita del gas oppure olio (o entrambi contemporaneamente) dalle rocce madri verso i pozzi produttori. Gli Stati Uniti sono il Paese dove si è compiuta la rivoluzione degli *shale oil* e *shale gas* a partire dal 2000. Questa rivoluzione ha fatto sì che nel 2012 il 29% del totale della produzione nazionale statunitense di petrolio e il 40% del totale della produzione del gas provenisse da fonti non convenzionali (*tight oil; tight gas; shale oil; shale gas*). Il trend è continuato anche nei seguenti anni portando gli USA a diventare a fine 2014 i più grandi produttori di gas e olio del mondo. A partire dal 2015 la crisi dei prezzi petroliferi ha fortemente impattato l'industria petrolifera non-convenzionale statunitense ed è iniziato il declino produttivo che perdura anche nel 2016. Le riserve/risorse degli USA sono imponenti e pongono il paese al secondo posto dopo la Russia per gli *shale oil* e al quarto posto dopo l'Algeria per gli *shale gas*. Più della metà delle risorse di *shale oil*, esclusi gli Stati Uniti, sono concentrate in soli quattro paesi: Russia, Cina, Argentina e Libia. Per quanto riguarda gli *shale gas*, più della metà delle risorse, esclusi gli USA, sono presenti in soli cinque paesi: Cina, Argentina, Algeria Canada e Messico (Fig.1.5.1). I più importanti bacini di *shale oil* e *shale gas* del mondo, e dei quali diamo una sintetica descrizione, sono rappresentati nella Fig.1.5.2.

| Table 2. Top 10 countries with technically recoverable shale oil resources | | | Table 3. Top 10 countries with technically recoverable shale gas resources | | |
|--|-------------------|--------------------------------|--|-------------------|------------------------------------|
| Rank | Country | Shale oil (billion barrels) | Rank | Country | Shale gas (trillion cubic feet) |
| 1 | Russia | 75 | 1 | China | 1,115 |
| 2 | U.S. ¹ | 58 (48) | 2 | Argentina | 802 |
| 3 | China | 32 | 3 | Algeria | 707 |
| 4 | Argentina | 27 | 4 | U.S. ¹ | 665 (1,161) |
| 5 | Libya | 26 | 5 | Canada | 573 |
| 6 | Australia | 18 | 6 | Mexico | 545 |
| 7 | Venezuela | 13 | 7 | Australia | 437 |
| 8 | Mexico | 13 | 8 | South Africa | 390 |
| 9 | Pakistan | 9 | 9 | Russia | 285 |
| 10 | Canada | 9 | 10 | Brazil | 245 |
| World Total | | 345 (335) | World Total | | 7,299 (7,795) |

¹ EIA estimates used for ranking order. ARI estimates in parentheses.

² EIA estimates used for ranking order. ARI estimates in parentheses.

Fig. 1.5.1 - Le prime dieci nazioni al mondo con le maggiori risorse recuperabili di shale oil, a sinistra, e shale gas, a destra.

Fonte – IEA - <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=14431>

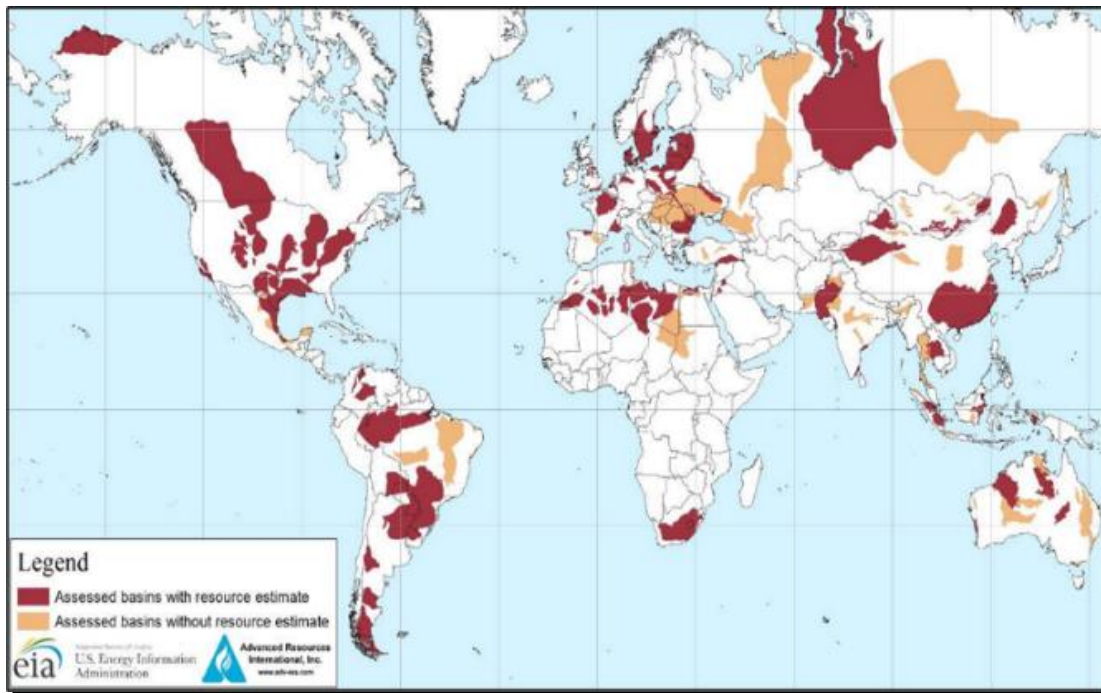


Fig.1.5.2 – I principali bacini di shale gas e shale oil del mondo. Fonte IEA - <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>

Stati Uniti - Detengono, a livello mondiale (Fig. 1.5.1), il secondo posto per le *shale oil* con 58 miliardi di barili ed il quarto posto per le *shale gas* con risorse di 665 Tcf. Gli Stati Uniti sono il primo Paese ad aver sviluppato tecnologie moderne per l'estrazione di gas e olio dagli *shales*. Ad oggi è il paese che produce le maggiori quantità di gas e di olio dagli *shale gas/shale oil*. In proiezione al 2040, se aggiungiamo agli *shale gas* anche le produzioni degli altri gas non-convenzionali, esse rappresenteranno oltre il 70% della produzione nazionale. La proiezione della produzione al 2040 prevede che il 30% del petrolio deriverà da *shale oil*. I bacini produttivi (Fig.1.5.2) degli USA sono il Bend Arch-Fort Worth Basin in Texas che è uno dei bacini geologici più ricchi di idrocarburi e contiene la formazione Barnett Shale che è la più importante roccia madre dell'area. Nel bacino dei monti Appalachi è presente la formazione Marcellus Shale che si estende tra gli Stati di Virginia, Pennsylvania e New York ed è la roccia madre più produttiva degli USA. Nel parte centro-nord si sviluppano i bacini di Williston e Denver con rispettivamente le formazioni di Bakken e di Niobrara ottime rocce madri produttrici di *shale oil*.

Russia - E' il Paese più importante come risorse di *shale oil* con 75 miliardi di barili (Fig.1.5.1). Occupa anche il nono posto a livello mondiale per gli *shale gas* con 285 Tcf. Includendo i vicini paesi della *Former Soviet Union* la stima complessiva sale a 415 Tcf. L'unico bacino valutato ad oggi è il West Siberian Basin (Fig.1.5.2) dove le rocce madri argillose-silicee della formazione Giurassica delle

Bazhenov Shale sono di gran lunga le migliori. I bacini del Timan Pechora, di East Siberia, del Volga-Ural e del North Caucasus non sono stati ancora valutati compiutamente e, quando lo saranno, faranno ulteriormente lievitare verso l'alto le risorse russe. Di fatto la Russia produce solo gas e olio convenzionali e non ha minimamente intaccato le sue risorse non-convenzionali.

Cina - E' il Paese che possiede le risorse di *shale gas* più importanti nel mondo con 1115 Tcf di gas. E' anche terza come volumi di shale oil con 32 miliardi di barili (Fig.1.5.1). La quasi totalità di queste risorse sono contenute nel bacino di Sichuan, nel bacino del Tarim (situato al confine con il Kazakistan) e nel bacino dello Yangtze (Fig.1.5.2). La Cina ha gravi problemi di inquinamento provocati dall'utilizzo massiccio del carbone fossile che ha sostenuto il progresso industriale degli ultimi decenni e, forse, lo *shale gas* potrebbe essere una parziale soluzione a questo problema. Produzione da shale gas sono in corso nel Sichuan.

Argentina - Vanta il secondo posto mondiale come risorse di *shale gas*, con un totale di 802 Tcf di cui circa 310 nella formazione di Vaca Muerta nel bacino di Neuquén nella Patagonia Settentrionale. E' quinta con 27 miliardi di barili per le shale oil (Fig.1.5.1 e 1.5.2). Perciò nel 2012 il governo si assicurava la maggioranza del pacchetto azionario della società YPF (ex società petrolifera di stato privatizzata tempo prima a favore di Repsol ed altre società argentine) di fatto rinazionalizzandola. Da quell'anno il progetto "Vaca Muerta" diventa l'obiettivo principale della compagnia che inizia immediatamente la produzione di olio e gas.

Algeria - Tra i paesi africani possiede le maggiori quantità di gas estraibile (707 Tcf) dagli *shale gas* nel bacino di Ahnet dove lo sfruttamento di queste risorse non convenzionali non è mai iniziato.

Canada - Possiede, oltre alle già largamente sfruttate *tar sand*, ingenti quantitativi di *shale gas /shale oil* nella British Columbia. Questi bacini contengono una larga percentuale dei 573 Tcf di risorse stimate.

Messico - Sempre nel nord del continente americano, anche il Messico ha concentrazioni importanti di *shale gas* pari a 545 Tcf. Ad oggi, esse sono poco conosciute e di conseguenza scarsamente utilizzate, ma hanno potenzialità elevatissime. Sono ubicate nel Burgos Basin e sono geologicamente in continuità con il bacino statunitense di Eagle Ford in produzione non convenzionale già da anni. Studi di settore prospettano che gli *shale gas* raggiungeranno, in pochi anni, il 15% di tutta la produzione di gas.

Europa - Le *shale gas* hanno i volumi cospicui mentre le *shale oil* sono quasi irrilevanti. Le *shale gas* sono concentrate in formazioni geologiche presenti in Polonia, Francia, Regno Unito, Ucraina, Spagna e Romania. In un report pubblicato da EIA nel 2011 (*World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*) le risorse tecnicamente recuperabili di shale gas in Europa ammontavano a 605 Tcf, rappresentando poco più del 9% del potenziale globale. Dopo soli due anni, EIA pubblicava una revisione del report iniziale dove le potenzialità del "vecchio continente" aumentavano ed erano stimate in 885 Tcf. Malgrado la presenza di *shale gas* sia stata accertata in almeno una dozzina di Stati Europei, non vi è ancora alcuna produzione. Sussistono molte perplessità sulle

tecniche di estrazione con l'utilizzo del *fracking* e le loro possibili conseguenze a livello di sismicità indotta, inquinamenti idrogeologici e, in generale, il loro forte impatto ambientale. L'uso di queste tecnologie coinvolge anche una estesa occupazione di suolo e la competizione per la disponibilità di acqua con le culture agricole.

Italia - A questo punto è lecito chiedersi come sia la situazione del non-convenzionale in Italia dove i media hanno parlato a lungo - e continuano a farlo - degli *shale gas* e dell'uso delle pratiche pericolose per l'ambiente come il *fracking*. È bene liberare il campo da pregiudizi e cattive informazioni: in Italia non ci sono bacini geologici che contengano rocce madri in grado di soddisfare i requisiti tecnico/geologici ed economici minimi per essere considerati *shale gas/shale oil*. Inoltre, nel Piano Energetico Nazionale (SEN) pubblicato nell'ottobre 2012, si fa espresso divieto di produzione dagli *shale gas* e, quindi, implicitamente, anche dell'uso delle tecnologie di *fracking*: **“Non si intende perseguire lo sviluppo di progetti in aree sensibili in mare o in terraferma, ed in particolare quelli di shale gas”** (SEN, pag. 40). Anche nel Decreto legge 12 Settembre 2014, N.133 denominato “Sblocca Italia” all'articolo 38 si ribadisce: **“Sono vietati lo shale oil e lo shale gas e il rilascio dei relativi titoli minerari”**. Le persone che “pontificano” nei mass media nazionali riguardo al pericolo derivato dal *fracking* in Italia e lo collegano, strumentalmente, a fantomatici inquinamenti delle falde freatiche oppure, addirittura, a terremoti sono mal informate oppure in malafede. Ho anche ascoltato recentemente in un salotto di benpensanti che l'insorgenza di tumori in zone particolari d'Italia sia sicuramente da mettere in relazione al *fracking*. La poca accuratezza informativa di alcuni media, anche molto popolari, e la scarsa cultura scientifica media dell'italiano possono creare, talvolta, una miscela esplosiva.

CBM

Lo sfruttamento del gas metano estratto dal carbone, CBM (*Coal Bed Methane*), era, sino a pochi decenni fa, appannaggio esclusivo degli Stati Uniti ma si è ormai esteso ad altri Paesi con produzioni importanti in Australia e Canada.

Il CBM è metano prodotto dal carbone principalmente per degradazione batterica ma ci sono anche esempi di metano originato da termogenesi. Il gas rimane intrappolato nelle microfrazture oppure adsorbito dal carbone stesso, è il famoso “Grisou” tanto temuto dai minatori. Solitamente un progetto CBM si attua quando gli strati di carbone sono troppo profondi o di qualità scadente per uno sfruttamento in miniera. Per poter produrre il metano è necessario diminuire la pressione del giacimento estraendo prima l'acqua interstiziale contenuta nei livelli di carbone, operazione conosciuta come *dewatering* che può durare tempi molto lunghi anche dell'ordine di alcuni anni. Talvolta, si usa il *fracking* per facilitare il deflusso dei fluidi. Il *dewatering* e il trattamento delle acque associate alla produzione sono i processi a più alto impatto ambientale. Ci sono stati casi che in assenza di controlli delle amministrazioni preposte, i produttori hanno rilasciato direttamente e senza trattamento alcuno le

acque inquinate fino al limite della velenosità in superficie causando danni gravissimi all'ecosistema. Recentemente sono iniziate le produzioni di gas con la tecnologia ECBM (Enhanced Coal Bed Methane), già applicata negli USA e sperimentata in Polonia, che è sostanzialmente un sistema di recupero migliorato del CBM mediante iniezione di CO₂.

Gli Stati Uniti hanno un'industria affermata da decenni e sono i primi produttori mondiali. L'estrazione ha avuto inizio negli anni '80 nel Black Warrior Basin in Alabama e nel San Juan Basin in Colorado. Importanti risorse si trovano in Wyoming, nel Powder River Basin. Il CBM rappresenta attualmente il 7% della produzione totale di gas negli USA.

L'Australia è seconda solo agli Stati Uniti come produzione che è iniziata nel 1998 nel Queensland. Alcuni non hanno esitato a definirla "la rivoluzione CBM del Queensland" per gli investimenti, i risultati, le nuove tecnologie e l'attenzione in materia ambientale. Il CBM è prodotto anche nei bacini di Bowen, Surat e Sidney con avanzate tecnologie di estrazione. Le principali risorse di CBM del Canada sono presenti nei bacini di Mannville, Ardley e Horseshoe Canyon. Si contano più di 10500 pozzi di produzione che danno circa l'8% della intera produzione canadese.

In Cina, i CBM si trovano nel bacino di Ordos e Quinshui nella provincia di Shanxi nel nordest del paese. Il governo cinese, riconoscendone l'importanza, ha inserito il progetto CBM nel "Piano Quinquennale" il cui target prevede l'aumento delle produzioni e delle riserve.

La Russia, che possiede le seconde risorse al mondo di CBM dopo gli USA, sino ad oggi ha svolto il ruolo di "gigante addormentato". I suoi giacimenti, concentrati per lo più nella Siberia Centrale, vengono elencati tra i maggiori a livello globale. Tuttavia, ben pochi pozzi sono stati perforati per verificare la produttività e l'attività risulta ancora nella fase di progetti pilota.

L'Indonesia occupa, a sua volta, una posizione importante a livello di risorse mondiali malgrado si sia inoltrata solo da pochi anni nel settore. Giacimenti di carbone sono presenti nei bacini di South e Central Sumatra e nell'isola del Borneo nei bacini di Barito e di Kutai. In quest'ultimo è iniziata recentemente l'attività di progetti CBM come quello di Sanga Sanga nell' East Kalimantan.

Anche l'India possiede importanti giacimenti di carbone. Alcuni di essi sono localizzati a profondità elevate e perciò non accessibili attraverso le operazioni minerarie standard e sarebbero adatti per l'estrazione di CBM. Dal 1997 il governo indiano ha iniziato i sondaggi esplorativi in alcuni bacini mentre una piccola produzione è iniziata dal 2007.

In Europa, pur in presenza di notevoli quantità di depositi di carbone, l'estrazione di CBM è poco sviluppata. Attualmente sono in corso progetti sperimentali in Germania, Ucraina, Francia, Romania e UK. Il progetto polacco RECOPOL, finanziato dalla CEE, è il primo in Europa che applica la tecnologia ECBM che prevede l'aumento del recupero di metano con l'utilizzo di CO₂.

In Italia c'è stato un timido tentativo di studio per verificare le ligniti sarde del Sulcis-Iglesiente nella miniera di Monte Sinni della CarboSulcis associando un progetto di cattura e stoccaggio della CO₂

abbinato all'estrazione di metano (ECBM) ma il tutto si è risolto con un nulla di fatto. C'è stato anche uno studio per un progetto CBM nella provincia di Grosseto applicato alla miniera di lignite di Ribolla (Concessioni di Fiume Bruna e Casoni) della società "IR plc" che ha comunque rinunciato abbandonando il progetto.

BCGA

I giacimenti noti come BCGA (Basin Centered Gas Accumulation) sono definiti come accumuli di gas non-convenzionale in condizioni di pressurizzazione anomala (sovra-pressione) che si sviluppa al centro di bacini geologici, cioè nella parte più profonda. I *reservoirs* che intrappolano gas sono a bassa permeabilità e non mostrano nessun contatto con l'acqua. Questi accumuli di gas sono generati dalla trasformazione termogenica della materia organica contenuta nelle argille seppellite a grande profondità nel centro del bacino. Il gas prodotto tende a migrare nelle arenarie che perdono rapidamente la loro porosità per compattazione e alterazione trasformandosi in *reservoirs* non-convenzionali che intrappolano il gas impedendogli di continuare la sua migrazione verso l'alto. Questa tipologia di accumuli occupano vaste porzioni irregolari nel centro di bacini sedimentari e, se raggiunte da pozzi con stimolazione per fratturazione (*fracking*), possono produrre gas.

L'esplorazione e la produzione di questi accumuli avviene, per ora, solamente in USA dove lo USGS (*United States Geological Service*) stima vi siano circa 223 Tcf di risorse recuperabili totali. E' difficile discriminare questa tipologia di gas non-convenzionale dai *Tight Gas* ed infatti non esistono criteri geologici sicuri di distinzione oltre la loro peculiare posizione nel bacino. Vengono, di solito, accorpati nelle statistiche con la generica dicitura *total tight gas*.

Gas geo-pressurizzato

E' una tipologia particolare di gas non-convenzionale che presenta alcune similitudini con i BCGA. Livelli di arenarie (*reservoirs*) contenenti fluidi geo-pressurizzati sono presenti in tutto il mondo nella parte profonda di bacini geologicamente giovani e caratterizzati dal fatto che le acque di formazione assorbono parte del carico lito-statico con relativo aumento di pressione. La temperatura e, soprattutto, la pressione dei fluidi è molto alta e può arrivare ad essere il doppio del gradiente idrostatico. Questi fluidi geo-pressurizzati possono essere saturati dal gas metano prodotto nel bacino in ragione di 1 o 2 metri cubi (dipendendo dalla pressione) per ogni 0.2 metri cubi di fluido (acqua salata o *brine*). Cioè se estraiamo un metro cubo di fluido dalle profondità potremmo aspettarci che a condizioni standard si liberino in superficie, per la riduzione della pressione, da 5 a 10 metri cubi di metano. E' intuitivo che per produrre grandi quantità di metano occorra produrre enormi quantità di acqua calda e salata difficile da trattare e da smaltire. Ciò ha impedito lo sviluppo commerciale di questa tipologia di idrocarburi non-convenzionali e non ci sono di fatto produzioni da depositi di gas geo-pressurizzato. In realtà questa

affermazione è solo parzialmente corretta perché, come vedremo nella seconda parte dedicata all'Italia petrolifera, negli anni 40 e 50 e fino ai primi anni sessanta, quando il Governo Italiano ne proibì la continuazione, c'è stata nel Polesine una produzione di metano proveniente da poche centinaia di metri di profondità. Il metano era disciolto in acque salate a bassa temperatura e bassa pressione in ragione di 1 metro cubo di gas per 1 metro cubo di acqua in superficie. Definiremmo oggi questa tipologia di produzione non-convenzionale da *shallow basin gas* comprendendo in esso la piccolissima frazione di metano biogenico disciolto nelle acque di formazione.

Idrati di metano

Si trovano nelle regioni artiche dove il suolo rimane, fino a una certa profondità, ad una temperatura intorno agli 0 °C assumendo la nota caratteristica del “*permafrost*”. Le molecole di metano sono bloccate all'interno di “gabbie di ghiaccio” oppure sono presenti come gas libero (*free gas*) al di sotto della base dei gas idrati che agiscono, in questo caso, da rocce di copertura impermeabili. La base dei gas idrati è ben visibile sulle linee sismiche a riflessione ed è nota come BSR (*Bottom Simulating Reflector*). Esistono quindi giacimenti nelle regioni polari dove gli idrati, se hanno una conformazione geometrica di trappola strutturale, possono agire da *seal* di giacimenti commerciali che si formano immediatamente sotto di essi (i.e. giacimento di Messoyakha in Western Siberia). Questi accumuli, dove gli idrati sono il seal, devono essere considerati a tutti gli effetti giacimenti convenzionali. Il non-convenzionale prende in considerazione solo il metano imprigionato nei gas idrati stessi. Questa tipologia di accumuli si trova nelle aree polari di paesi come Alaska, Canada e Siberia. I gas idrati (o clatrati di metano) hanno un campo di stabilità che consente loro di formarsi anche negli interstizi porosi delle rocce sedimentarie nelle porzioni di fondale marino ad una profondità di oltre 1000 metri e con potenza degli accumuli a volte anche di centinaia di metri. Gli idrati di metano sono un *mélange* di ghiaccio e metano che può essere di origine biogenica, termogenica oppure mista. Questa miscela in particolari condizioni di pressione e di bassa temperatura, cristallizza formando un solido. In natura, il dominio di stabilità degli idrati (Fig. 1.5.3) si riscontra in *onshore* nelle regioni artiche in prossimità della zona del *permafrost* intorno ai 600 m di profondità, oppure in *offshore* nella parte superficiale dei sedimenti depositati su fondali marini ad oltre 1000 m di profondità d'acqua. Un metro cubo di ghiaccio formato da gas idrati contiene 0.8 metri cubi di acqua e imprigiona circa 160 metri cubi di metano che si libereranno nel caso si crei un adeguato aumento della temperatura. Gli idrati di metano sono la fonte di idrocarburi di gran lunga più diffusa sul globo terracqueo (Fig. 1.5.4) e con volumi largamente superiori a tutti gli altri sia convenzionali che non-convenzionali. Occorre sottolineare che non è ancora stato trovato un metodo di produzione efficace che non rischi di liberare in atmosfera in modo indesiderato questo potentissimo gas serra. Al momento sono in corso diversi progetti pilota sia *onshore* che *offshore* che hanno dimostrato la possibilità di piccole produzioni controllate.

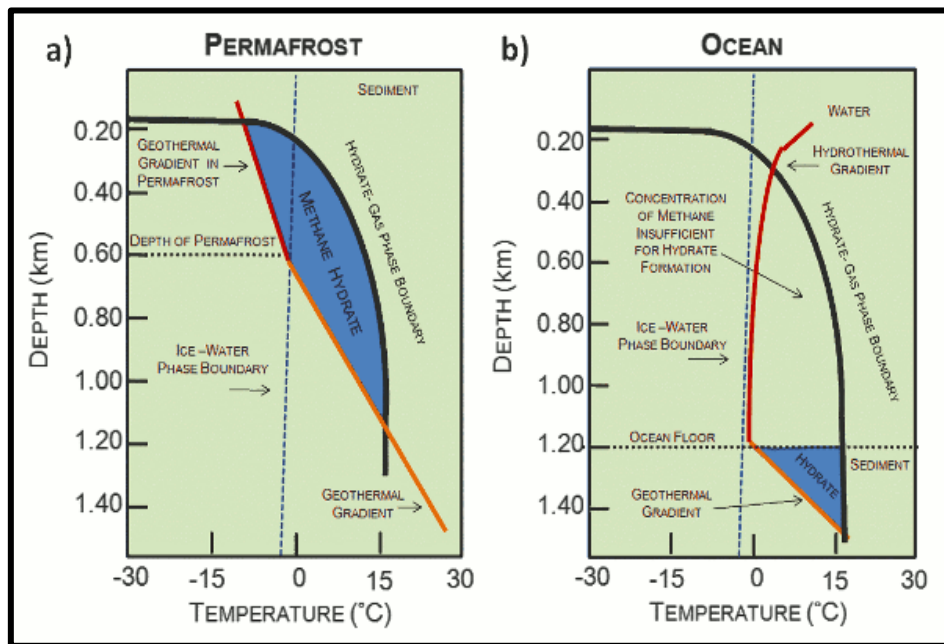


Fig. 1.5.3 – Stabilità dei gas idrati in natura rappresentato dall'area in colore blue, fonte USGS.

http://www.usgs.gov/blogs/features/usgs_science_pick/gas-hydrates-and-climate-warming/

Alla liberazione in atmosfera di enormi quantità di metano (i.e. contenuto negli idrati per l'aumento della temperatura globale terrestre) viene inputato, secondo recenti ipotesi, una parte della causa per le variazioni climatiche delle passate epoche geologiche.

I gas idrati di metano suscitano un enorme interesse ormai da alcuni decenni. Le società petrolifere sono stimolate dal fatto che il potenziale producibile potrebbe essere di gran lunga superiore alla somma di tutte le riserve di olio e gas conosciute. Una stima tra 15000 e 150000 Miliardi di barili equivalenti è stata avanzata recentemente da USGS nell'ambito del "Gas Hydrates Project", letteralmente una cifra colossale. La IEA aveva formulato una stima più prudente con volumi di gas idrati compresi tra 6000 e a 35000 miliardi di barili equivalenti. Stime così diverse indicano come i presupposti e i parametri di calcolo di questi volumi sono ancora troppo volatili per credere in un numero. Quello che appare certo è che gli idrati di metano sono la più grande riserva di idrocarburi della Terra e i loro volumi sono più grandi, e di molto, se comparate a tutti i rimanenti idrocarburi convenzionali e non convenzionali.

Il Canada è uno dei primi Paesi ad aver estratto a scopo sperimentale, una modesta quantità di gas proveniente da idrati per testare la produttività di alcuni pozzi siti nel *permafrost* nella regione adiacente al delta del fiume Mackenzie.

Dal 2012 il governo giapponese in *joint venture* con aziende pubbliche e private finanzia un programma per lo sviluppo di gas idrati nelle acque profonde della fossa di Nankai dove un recente test in un pozzo ha prodotto quantità materiali di metano.

In Siberia, il giacimento di Messoyakha produce gas metano intrappolato sotto una copertura (*seal*) composto da gas idrati. Si è scoperto che parte del metano prodotto è quello che si libera dai gas idrati stessi e che si meschia con il metano del giacimento convenzionale. E' comprovato che l'andamento delle curve di pressione di giacimento rispetto al gas in posto originale non potrebbero essere spiegate senza il contributo del dissolvimento di metano dal ghiaccio idrato nella copertura. E' la prima produzione commerciale, anche se inizialmente inconsapevole, di gas idrati probabilmente liberati dalla diminuzione di pressione nel giacimento convenzionale.

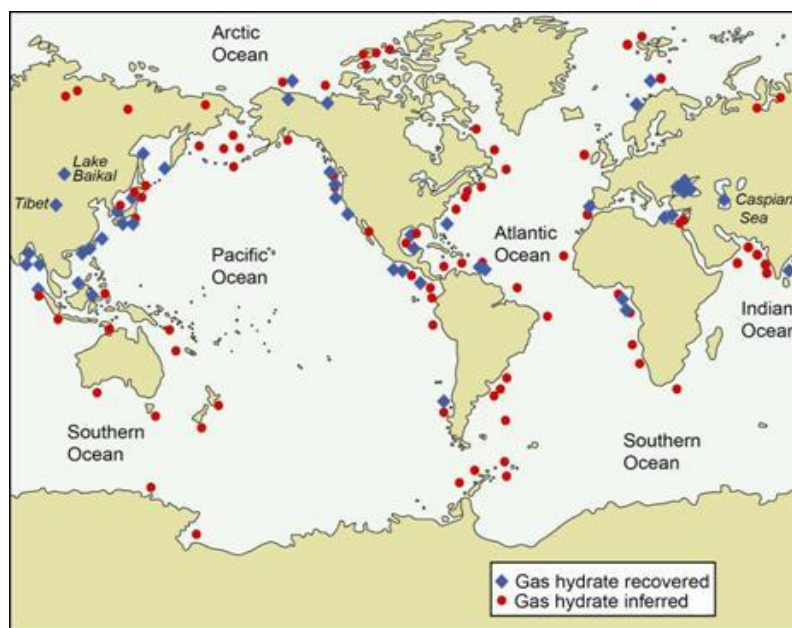


Fig. 1.5.4 – Distribuzione dei gas idrati nel mondo. Fonte da USGS -

http://www.usgs.gov/blogs/features/usgs_science_pick/gas-hydrates-and-climate-warming/

Rischi e problematiche ambientali del *fracking*

Per completare il quadro degli idrocarburi non-convenzionali dobbiamo esaminare e valutare le tematiche di impatto ambientale legate al *fracking*, che, essendo la più diffusa tecnologia di produzione non-convenzionale, è anche quella che più fa discutere.

Le tecnologie di *fracking* hanno compiuto, negli ultimi decenni, progressi rilevanti anche se la fratturazione in sé ha, al contrario di quanto si possa ritenere, più di un secolo di storia. In particolare, la “perforazione orizzontale” associata alla “fratturazione idraulica” (*hydro-fracking* o più semplicemente *fracking*) rende possibile la produzione di idrocarburi contenuti in formazioni sino a poco tempo fa considerate solo come *source rock* o *seal*. Il *fracking* serve per migliorare il flusso dei fluidi dalla roccia nei quali sono contenuti/intrappolati verso la superficie. La fratturazione si esegue attraverso il pompaggio ad elevata pressione di un liquido a base di acqua e ricco di additivi chimici, spesso in forma di gel, all'interno del pozzo sino a quando la pressione di questi fluidi non provoca la rottura della roccia stessa. Il liquido pompato a pressione contiene una percentuale di particelle costituite principalmente da

sabbie quarzose, ossidi di alluminio oppure microsfere ceramiche o di acciaio dette *proppants* che svolgono il compito meccanico di mantenere aperte le microfratture appena create e che si potrebbero chiudere quando la pressione viene a mancare. Inoltre, in parte modesta (generalmente non più del 2%), si usano componenti chimici costituiti perlopiù da acidi. La generazione e propagazione delle fratture indotte seguono i principi fisici dello *stress/strain* meccanico nelle rocce. L'entità delle sollecitazioni imposte per provocare la rottura dipende in varia misura dalla soglia di fragilità e quindi dal limite di elasticità. E' importante sottolineare il fatto che pompando grossi volumi di liquidi nei pozzi ad una certa profondità sia difficoltoso valutare con precisione il tipo di fratture provocate o riattivate. Allo scopo si usano stendimenti in superficie di geofoni sismici molto sensibili e che registrano fino a dove si sono estese le microfratture nel sottosuolo. La mancanza di controllo, anche parziale, sulla propagazione delle fratture può indurre il rischio di contaminazione della falda acquifera ma anche rischi di natura sismica. Infatti, l'iniezione di enormi volumi di acqua pressurizzata nelle profondità terrestri può influire sulla dilatazione delle fratture naturali esistenti favorendo lo scorrimento dei piani di faglie e causando possibili movimenti micro-tellurici. Prima di iniziare le operazioni di *fracking*, si dovrebbero conoscere dettagliatamente le proprietà meccaniche delle rocce e il *network* delle fratture già esistenti. Questi dati servono alla creazione di modelli geologici dettagliati del sottosuolo che dovrebbero quantificare sia i rischi che i margini di sicurezza. Studi recenti riguardanti due micro-sismi avvenuti nei pressi di Blackpool nel Regno Unito, il più importante dei quali ha segnato una magnitudo di 2.3 gradi della scala Richter (vibrazioni sismiche intorno a 3 gradi sono avvertite come il passaggio ravvicinato di un camion) hanno confermato la dipendenza diretta dei micro-sismi dalle operazioni di fratturazione idraulica svolte nel pozzo di Preese Hall-1. Studi successivi hanno rivelato che gli eventi micro-sismici causati dalla fratturazione erano di entità minore rispetto ad altri accaduti storicamente in quell'area dovuti al collasso/crollo di miniere legate all'attività estrattiva del carbone. Questo esempio vuole evidenziare la necessità di cautela, dato che nessun modello geologico del sottosuolo può essere completo e perfettamente definito nei suoi vari elementi compresi i rischi geo-meccanici a breve termine durante le operazioni di *fracking*. Gli effetti a lungo termine sono ancora più complessi da prevedere e comprendere. I rischi non sono solo meccanici, ma anche geochimici ed idrogeologici. Le fratture provocate artificialmente creano e connettono una rete sempre maggiore di pori che permettono di convogliare con facilità verso il pozzo di produzione gli idrocarburi ma, ovviamente, convogliano anche i liquidi additivati verso le falde acquifere con possibili e pericolose interazioni. Sebbene le formazioni di *shale oil/gas* di solito si trovino nel sottosuolo lontane dalle falde acquifere, possono essere messe comunque vicendevolmente in contatto dall'estendersi incontrollato delle fratture. Gli effetti della fratturazione idraulica ed il suo impatto ambientale sono stati studiati per primi negli Stati Uniti. Questa tecnica ha ormai una lunga storia nel Nord America dove sono stati trivellati, migliaia e migliaia di questi pozzi. Le dispute a riguardo, sono polarizzate dalle lobby delle compagnie petrolifere da una parte,

e dall'altra dalle associazioni ambientaliste. Le questioni dibattute maggiormente, oltre al rischio micro-sismico, che inevitabilmente resta difficoltoso da valutare anche a causa dei tempi di risposta dei terreni che possono prolungarsi per un numero indefinibile di anni, sono soprattutto la diretta interazione tra fluidi. Altro punto di estrema attenzione è il trattamento dei liquidi che ritornano a bocca pozzo prima e durante la produzione di idrocarburi. Il compito di accertare che il trattamento di queste acque sia eseguito a norma di legge è a carico delle Amministrazioni Pubbliche. Elementi dannosi ma presenti negli *shales* come mercurio, arsenico e piombo o addirittura radioattivi come torio e uranio possono miscelarsi con i liquidi di fratturazione (*flowback waters*) che devono essere trattati e depurati in superficie. In aggiunta al problema della contaminazione, vi è quello non meno importante dell'utilizzo dell'acqua disponibile che in alcune regioni può essere scarsa. I volumi di acqua utilizzati variano in base alle tipologie dei pozzi, ma sono comunque enormi; si stima una media tra 10 e 30 milioni di litri per pozzo e i pozzi che sono stati fratturati ad oggi sono stimati in 1200000 circa solamente negli USA. Questi volumi di acqua necessitano di una pianificazione, di una chiara priorità di utilizzo e di una regolamentazione severa da parte dello Stato perché sono evidentemente in competizione con il loro uso agricolo e potabile.

E' importante sottolineare ancora una volta che una differenza fondamentale tra convenzionale e non-convenzionale riguarda, in generale, la capacità produttiva del singolo pozzo. Se un pozzo convenzionale produce, diciamo, 3000 barili di olio al giorno, il corrispettivo pozzo non-convenzionale di *shale oil* ne produrrà da 10 a 30 volte meno. Lo stesso vale per il gas, laddove un pozzo tipico convenzionale produce, diciamo, 250000 m³ al giorno, il corrispettivo non-convenzionale di *shale gas* ne produrrà da 10 a 50 volte di meno. Generalmente un pozzo convenzionale produce grandi quantità giornaliere per decine e decine di anni. Un tipico pozzo non-convenzionale ha una accettabile produzione quantitativa iniziale (nemmeno comparabile con un convenzionale, ovviamente) per pochissimo tempo, a volte meno di 1 anno, e poi continua nel tempo con quantità modestissime. Tutto ciò comporta la necessità di eseguire moltissimi pozzi ed a ciclo continuo per mantenere alto il livello produttivo. Ne consegue che l'attività non-convenzionale occupa fisicamente ampi spazi di territorio in competizione con attività agricole e umane in genere.

Queste tecnologie sono applicate, ad oggi, solamente alle attività *onshore* perché la messa in produzione di pozzi non convenzionali nelle aree *off-shore* comporta, in genere, dei costi insostenibili.

Esaminiamo brevemente come vengono affrontate le tecnologie di *fracking* in alcuni paesi.

Negli USA, la produzione attraverso tecniche di fratturazione è permessa da "sempre". Le compagnie produttrici, nonostante debbano sottostare a leggi federali che regolamentano le operazioni, sono, talvolta, colpevolmente distratte nel rispetto di normative come il "*Resource Conservation and Recovery Act*" per la gestione dei prodotti tossici, il "*Safe Drinking Water Act*" per la protezione degli acquiferi. Inoltre, non sono obbligate a fornire pubblicamente la lista dei componenti utilizzati nella fratturazione.

In merito alle numerose problematiche insorte su questo argomento, l'amministrazione Obama ha deciso, nel marzo 2015, di attuare un piano federale che rediga una linea guida obbligatoria per lo svolgimento di queste operazioni in sostituzione di quella precedentemente utilizzata e vecchia ormai di trent'anni.

Il governo argentino permette l'utilizzazione della tecnologia di *fracking* ed è l'unico paese del Sud America ad avvalersi in modo massiccio di questa pratica. Naturalmente, come negli USA, i problemi dovuti ad una regolamentazione non precisa del *fracking* sono molteplici, e riguardano principalmente l'utilizzo e lo sfruttamento dell'acqua. Dal 2012 il governo provinciale di Néuquen in Patagonia permette l'utilizzo esclusivamente di acqua superficiale ed obbliga le imprese a trattare completamente i liquidi di processo. Le associazioni ambientaliste argentine denunciano, comunque, la scarsità dei mezzi di depurazione utilizzati valutando inefficienti gli organismi di controllo.

La Cina è decisamente interessata alle tecnologie di *fracking* perché dispone di riserve enormi di *shale gas*. I vertici del governo di questo Paese, nell'ottobre 2012, hanno fortemente incentivato (almeno per lo standard cinese che è notoriamente chiuso alle società straniere) le industrie petrolifere nazionali e internazionali con l'obiettivo di raggiungere entro il 2015 una produzione di 6.5 miliardi di m³ da *shale-gas*. Per raggiungere questo obiettivo sarebbe stato necessario trivellare almeno 1400 nuovi pozzi con conseguente utilizzo di risorse idriche imponenti. La Cina ha il 20% di tutta la popolazione mondiale, ma solo il 6% dell'acqua, quindi il problema è comunque inevitabilmente destinato ad emergere. Il target di produzione previsto non è stato raggiunto nel corso del 2015 risultando decisamente inferiore alle aspettative.

In Europa, la Polonia vanta le risorse più importanti del continente e che potrebbero renderla indipendente dal consumo di gas proveniente dalla Russia. Ha recentemente messo a disposizione delle varie compagnie nazionali ed estere più di un centinaio di permessi per l'esplorazione. Già nel 2013 la società Lane Energy, controllata dalla statunitense Conoco-Phillips, da un pozzo esplorativo estraeva 8000 m³ di gas al giorno. Questo evento segna il primo risultato positivo in Europa. In termini di produzione il risultato non è eclatante, ricordiamo che un pessimo pozzo convenzionale produce almeno 100000 m³ /day.

L'Inghilterra nel dicembre 2015, attraverso l'organismo pubblico di controllo per l'energia, metteva sul mercato le licenze di esplorazione per 159 aree, in linea con le iniziative del governo che già nel 2014 aveva promosso in vari modi l'esplorazione del sottosuolo per lo sfruttamento degli *shales*. In Scozia la forte opposizione del pubblico verso il *fracking* ha fatto sì che venissero intraprese numerose iniziative di moratoria. Ad oggi, la situazione appare confusa dal punto di vista legislativo e si attende una chiara linea di azione da parte del governo per riprendere l'attività.

La Corte Costituzionale francese ha bandito l'uso della fratturazione idraulica cancellando di fatto tutte le licenze che si trovavano in possesso di compagnie petrolifere.

Infine, in Italia le attività di *fracking* per le *shale gas/oil* non sono ammesse dal governo come ampiamente commentato in precedenza.

In generale, si deve sottolineare che le *shale gas/oil* in Europa sono state ad oggi un sostanziale fallimento.

1.6 IL SISTEMA PETROLIFERO CONVENZIONALE

Gli idrocarburi convenzionali, dopo essere stati generati nelle rocce madri (*source rocks*) vengono espulsi dalle stesse con un processo denominato “migrazione primaria”. Successivamente, essi si muovono all’interno delle rocce porose e permeabili (*carriers*) con le quali entrano in contatto seguendo la legge del differenziale di densità rispetto all’acqua nella quale sono immersi. Questo movimento è definito come “migrazione secondaria” e secondo la *bouncy law* spinge le goccioline e le bollicine di idrocarburi verso l’alto secondo i percorsi geometricamente più brevi a parità di porosità e permeabilità. Per intenderci, è come se fosse esattamente il contrario del movimento per gravità verso il basso secondo le linee di massima pendenza dell’acqua sulla superficie terrestre. La migrazione secondaria può terminare con la dispersione degli idrocarburi sulla superficie terrestre (*oil and gas seepages*) dove possono essere ossidati dagli agenti atmosferici e/o biodegradati da batteri. Oppure la migrazione secondaria termina con il loro accumulo e intrappolamento/preservazione in rocce serbatoio (*reservoir*) e in situazioni geologiche favorevoli al loro accumulo nel sottosuolo (*trap*). Un tipico sistema petrolifero è rappresentato in Fig.1.6.1 dove si distinguono nella trappola il gas (in colore rosso) che sta “sopra” il petrolio (in colore verde) che a sua volta “riposa” sopra l’acqua secondo la legge del differenziale di densità dal meno denso al più denso. Una trappola petrolifera è sempre una situazione temporanea e instabile destinata nei tempi geologici alla distruzione anche se, di fatto, sembra immutabile alla umana percezione temporale. I fattori che caratterizzano i giacimenti petroliferi convenzionali sono molteplici e si ripetono più o meno identici per tutte le situazioni geologiche: l’alta porosità e permeabilità dei *reservoirs* che contengono i fluidi (olio e gas), il *seal* sommitale e/o laterale che ne impedisce l’ulteriore migrazione favorendone l’accumulo, il chiaro contatto con la sottostante acqua di formazione, la bassa viscosità degli idrocarburi che ne permette una produzione ottimale. Il “Sistema Petrolifero” (Fig.1.6.1) è, quindi, un sistema naturale costituito da elementi geologici e processi chimico-fisici che consentono la generazione, l’espulsione, la migrazione e l’accumulo di idrocarburi. E’ composto da cinque elementi che devono essere sempre presenti ed efficaci.

- **1-** Roccia madre (*source rock*): roccia o intervallo di rocce sedimentarie in grado di generare ed espellere sufficienti quantità d’idrocarburi a determinate condizioni di pressione e temperatura.

- 2- Mezzi permeabili atti al “trasporto” degli idrocarburi (*carrier*): roccia o intervallo di rocce o sistema di fratture naturali con porosità e permeabilità tali da consentire la migrazione secondaria degli idrocarburi.

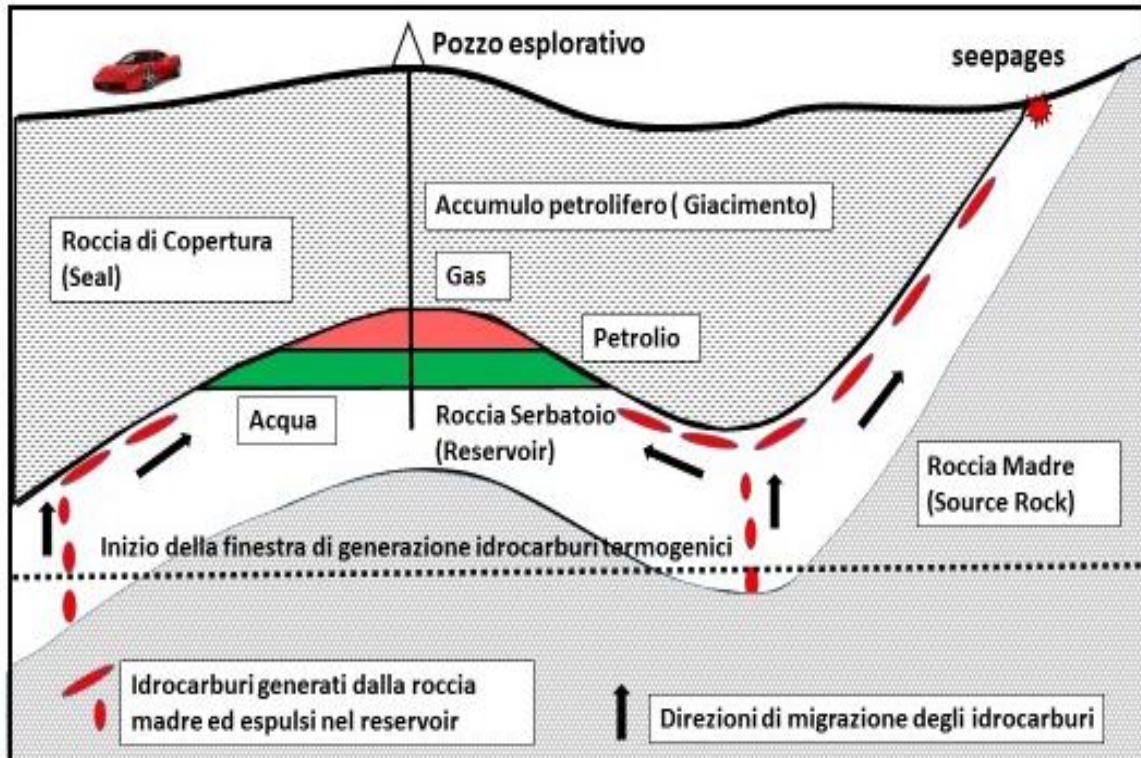


Fig. 1.6.1 – Il classico sistema petrolifero convenzionale con un accumulo (giacimento) e la dispersione in superficie (seepage) di quegli idrocarburi che non vengono intrappolati da una struttura geologica adeguata (trap). Nella figura il carrier e il reservoir coincidono.

- 3- Roccia serbatoio (*reservoir*): roccia o intervallo di rocce ad elevata porosità e permeabilità in cui si verifica in condizioni geologiche adatte (*trap*) l’accumulo degli idrocarburi. A volte lo stesso *reservoir* può fungere anche da *carrier*.
- 4- Roccia di copertura (*seal*): roccia o intervallo di rocce a bassa permeabilità o impermeabile in grado di impedire la migrazione verticale e laterale degli idrocarburi.
- 5- Trappola (*trap*): geometria del sistema *reservoir-seal* con una caratteristica conformazione strutturale o stratigrafica tale da permettere l’accumulo degli idrocarburi.

Un appropriato timing di formazione di questi processi di generazione, espulsione, migrazione e intrappolamento sono necessari affinché gli idrocarburi possano venire accumulati e preservati.

L’esempio classico è l’età geologica della formazione delle trappole che deve necessariamente precedere

temporalmente l'età di espulsione e migrazione altrimenti gli idrocarburi prodotti non si potrebbero accumulare al loro interno.

Secondo quanto indicato dall'articolo di Leslie B. Magoon “*Petroleum Systems-AAPG Special Volume, 2003*”, un Sistema Petrolifero dovrebbe essere identificato da due parole e un simbolo. La prima parola indica la roccia madre, la seconda il serbatoio mentre la terza, rappresentata da un simbolo ne indica il grado di certezza:

- ✓ ! = Provato
- ✓ / = Ipotetico
- ✓ ? = Speculativo

L'applicazione di queste semplici regole si scontra frequentemente con la complessità della geologia. Facciamo un esempio di un sistema petrolifero ben conosciuto e che riguarda il giacimento di Malossa ubicato a pochi chilometri ad est di Milano. Intanto le rocce madri che hanno contribuito al giacimento sono tre formazioni distinte: i Calcari di Zu, le Argilliti di Riva di Solto e i Calcari di Zorzino. Il serbatoio è composto anch'esso da due formazioni distinte: i Calcari di Zandobbio e la Dolomia Principale. Ecco quindi che alla prova dei fatti per descrivere compiutamente questo Sistema Petrolifero dovremmo usare la seguente e alquanto macchinosa definizione: *Petroleum System of the Calcari di Zu/Argilliti di Riva di Solto/Calcari di Zorzino – Calcari di Zandobbio/ Dolomia Principale!* Ecco perché, quando descriveremo i Sistemi Petroliferi Italiani useremo un approccio decisamente semplificato e pratico non completamente rispettoso delle indicazioni di AAPG.

Approfondiamo di seguito alcuni concetti geologici inerenti ai cinque componenti del sistema petrolifero.

La roccia madre

Una buona roccia madre deve avere un discreto contenuto di materia organica (MO) all'origine e quest'ultima deve anche conservarsi. La misurazione del contenuto di MO avviene con la definizione dell'indice TOC (*Total Organic Content*). Il TOC è definito come il peso espresso in percentuale di carbonio organico relativamente al peso complessivo della roccia. È un parametro fondamentale per ricavare la quantità di idrocarburi che possono essere generati da una roccia madre: con TOC basso si ha produzione ma non espulsione di idrocarburi mentre con TOC maggiore del 6% la continuità fisica tra le lamine di kerogene ne facilita l'espulsione dalla roccia madre. Più aumenta la maturità termica del kerogene più diminuisce la MO disponibile e quindi la sua trasformazione in ulteriori idrocarburi. In base al TOC definiamo:

- ✓ < 0.5% di TOC - roccia madre molto povera

- ✓ Da 0,5% a 1% di TOC - roccia madre povera
- ✓ Da 1% a 2% di TOC - roccia madre discreta
- ✓ Da 2% a 4% di TOC - roccia madre buona
- ✓ Da 4% a 12% di TOC - roccia madre molto buona
- ✓ > 12% di TOC - roccia madre eccellente

La materia organica che viene inglobata in una roccia madre è principalmente costituita da fitoplancton (diatomee) e zooplancton. Per fare in modo che si conservi, occorrono condizioni anossiche al fondo del bacino oppure un rapido seppellimento. L'aumento di temperatura dovuto al graduale seppellimento, trasforma la materia organica portandola verso la generazione di idrocarburi attraverso un processo definito "maturazione" che dipende dalla storia termica del sedimento. In riferimento al grado di alterazione raggiunto dalla sostanza organica, si possono distinguere tre fasi successive (Fig.1.3.1) che abbiamo descritto in materia sintetica precedentemente per definire gli idrocarburi convenzionali:

- Diagenesi: la materia organica associata ai sedimenti subisce una prima trasformazione già all'atto della deposizione ad opera dei batteri dapprima aerobi e successivamente anaerobi che ne alterano la composizione chimica. I prodotti finali dell'attacco batterico sono il kerogene, definito come la frazione della sostanza organica sedimentaria insolubile in solventi organici, il metano biogenico, ottenuto dalla fermentazione batterica in condizioni anaerobiche della sostanza organica, e i bitumi conosciuti come *biomarkers*. In questa fase i sedimenti vengono definiti immaturi.
- Catagenesi: trasformazione del kerogene in petrolio e gas naturale quando il sedimento raggiunge una temperatura tale da innescare il processo di degradazione termica. La maturazione del kerogene in genere avviene tendenzialmente nel campo di temperatura tra 90°-140°C (*oil and gas window*). In questa fase la roccia madre viene definita matura.
- Metagenesi: il kerogene passa da maturo a *overcooked* uscendo così dalla finestra di produzione di idrocarburi. Il rapporto H/C diminuisce. In questa fase si ha produzione di metano termogenico per le alte temperature (tendenzialmente >140°C corrispondente alla *dry gas window*). Superata questa fascia, si giunge alla soglia del metamorfismo, in cui il kerogene viene trasformato in un residuo carbonioso di grafite.

Per stimare la maturità raggiunta dalla materia organica contenuta in una roccia madre si possono effettuare analisi ottiche al microscopio che determinano la “riflettanza della vitrinite” definita come R_o e che viene espressa percentualmente con valori che variano da 0% fino a 3%. Il petrolio viene generato tipicamente con una R_o di 0.9%, il *wet gas* con 1.3% e il *dry gas* con 2%.

In base all'origine della MO si possono distinguere tre tipi di Kerogene:

- ❖ Tipo I: di origine essenzialmente algale, presenta un alto tenore in idrogeno $H/C = \sim 1,65$ e basso di ossigeno $O/C = < 0,1$. Questo tipo di kerogene ha un alto potere generativo e tende a produrre maggiori quantità di petrolio e minori di gas.
- ❖ Tipo II: deriva da alghe marine ma contiene anche zooplancton e fitoplancton. Il rapporto H/C è maggiore di 1. Questo kerogene tende a produrre sia petrolio che gas in quantità simili.
- ❖ Tipo III: prodotto dalla lignina delle piante superiori (è il costituente fondamentale del carbone). Presenta un rapporto H/C basso (minore di 0,84) e alti valori in ossigeno. Tende a generare abbondanti quantità di gas e poco petrolio.

Un'analisi geochimica fondamentale per definire le capacità produttive in idrocarburi di una roccia madre è la Pirolisi Rock-Eval dove campioni di roccia vengono riscaldati ad alte temperature per ricavarne una serie di valori che ne indicano le caratteristiche petrolifere negative o positive.

Il carrier, il reservoir e il seal

Le caratteristiche geologiche delle rocce che formano questi tre componenti fondamentali di ogni sistema petrolifero sono ampiamente descritte in moltissimi trattati di sedimentologia ai quali si rimanda se il lettore intende approfondire. Diremo solamente che il *carrier* e il *reservoir* sono solitamente delle arenarie porose e permeabili oppure dei carbonati porosi e/o fratturati ma anche un sistema di fratture interconnesse che interessano una roccia di per sé impermeabile. Il *seal* è invece costituito da rocce impermeabili che sono di solito le argille, le rocce saline (evaporiti) e talvolta i calcari compatti non fratturati e le marne. Il *reservoir* o serbatoio è dominato nell'industria petrolifera da due parametri fondamentali: la porosità e la permeabilità.

La porosità è il rapporto tra il volume degli spazi vuoti in una roccia (che quindi possono essere occupati da idrocarburi) rispetto all'intero volume e si misura percentualmente. Nell'industria petrolifera sono comunemente accettate le seguenti definizioni:

- ✓ Porosità Trascurabile da 0% a 5%
- ✓ Porosità Scarsa da 5% a 10%

- ✓ Porosità Discreta da 10% a 15%
- ✓ Porosità Buona da 15% a 20%
- ✓ Porosità Molto Buona oltre il 20%

La permeabilità K di una roccia esprime la facilità con cui un fluido l'attraversa. Si misura in Darcy "d" oppure, più comunemente, in un suo sottomultiplo il millidarcy o md. Nell'industria petrolifera si riconoscono:

- ✓ Permeabilità Scarsa minore di 1md
- ✓ Permeabilità Discreta da 1 md a 10 md
- ✓ Permeabilità Buona da 10 md a 100 md
- ✓ Permeabilità Ottima superiore a 100 md

In genere un serbatoio è considerato ottimale quando presenta una porosità media del 30% e una permeabilità media di 500 md, ma ci si accontenta anche di molto meno!

Le trappole petrolifere

Sono classificate e raggruppate in sei differenti categorie (Fig.1.6.2).

1. Strutturali
2. Stratigrafiche
3. Miste
4. Rilievi Sepolti (*Buried Hill*)
5. Anticlinali per compattazione differenziale
6. Idrodinamiche

Le prime due sono di gran lunga le più comuni e insieme alla terza (che è semplicemente una combinazione delle prime due) formano almeno il 90% di tutte le trappole conosciute. Le trappole strutturali a forma di anticlinale dovuta a fenomeni geologici compressivi (Fig.1.6.3a) come quelli che presiedono il formarsi delle catene montuose oppure da movimenti distensivi (Fig.1.6.3.c) che creano faglie di innalzamento (*horst*) e abbassamento (*graben*) delle formazioni rocciose, sono state le prime ad essere esplorate da pozzi perché le più evidenti. Successivamente, con lo svilupparsi della tecnologia sismica 3D e con la definizione nella sismica dei DHI (*direct hydrocarbon indicators*), si è cominciato con successo l'esplorazione delle trappole stratigrafiche e miste. Queste si possono differenziare in trappole stratigrafiche primarie quando la componente stratigrafica (i.e. un *pinch out* oppure un *on lap* di arenarie) è contemporanea alla deposizione della roccia. E' invece di tipo secondario quando la parte porosa rispetto a quella impermeabile della trappola è un fenomeno successivo alla deposizione della roccia stessa e pertanto si possono definire anche trappole diagenetiche (i.e. cementazione di una parte

del *reservoir*, dolomitizzazione di depositi carbonatici). Le trappole idrodinamiche sono poco comuni e si possono sviluppare solo nei *reservoir* soggetti a forte movimento dell'acquifero. Questa condizione geologica è tipica di *reservoir* che affiorano in superficie e ricevono quindi il contributo dell'acqua meteorica. L'inclinazione del piano di contatto idrocarburo/acqua è nella stessa direzione del flusso o gradiente del movimento dell'acqua (Fig.1.6.3 c). In Italia si conoscono relativamente poche trappole di questo tipo, la più nota è il giacimento di olio di Rospo Mare. Nei giacimenti italiani sono ben rappresentate tutte le tipologie di trappole con l'esclusione delle *buried hill* che sono più frequenti nella geologia cratonica e nei margini passivi di tipo atlantico che mancano nella geologia d'Italia.

Calcolo del volume di idrocarburi

La definizione geometrica della trappola è fondamentale nella geologia del petrolio perché è la base di partenza di tutti i calcoli di volumi cioè delle riserve e delle risorse. Una trappola, quindi, è sempre visualizzata da una mappa geologica del sottosuolo che contiene curve di iso-profondità oltre che gli altri indicatori geometrici fondamentali come: lo *spill point* o punto di trabocco (di fuga) degli idrocarburi dalla trappola stessa, i contatti GOC, GWC, OWC se conosciuti e l'area che contiene gli idrocarburi. Molto spesso vengono allegare anche sezioni geologiche esplicative della trappola e che facilitano la comprensione della mappa stessa. I calcoli dei volumi oltre ai parametri puramente geometrici della trappola includono le caratteristiche petro-fisiche della roccia serbatoio come la porosità, la saturazione in idrocarburi e lo spessore utile di *reservoir*. Ultimo parametro utilizzato nel calcolo è il fattore di volume che varia completamente se siamo in presenza di un accumulo di petrolio (incomprimibile) oppure di gas (molto comprimibile). In genere i calcoli volumetrici vengono eseguiti da sofisticati software al computer ma si possono, ovviamente, calcolare anche "a mano" secondo la formula di OOIP oppure OIGP (*original oil or gas in place*):

Area Mineralizzata x Spessore utile del *reservoir* = Volume Complessivo (*Bulk Volume*)

OOIP oppure OGIP= $\frac{\text{Bulk Volume} \times \text{Porosità} \times \text{Saturazione in Idrocarburo}}{\text{Fattore di Volume dell'Olio (Bo) oppure inverso del Gas (1/Bg)}}$

Il fattore di volume dell'olio (Bo) varia tipicamente tra 1 e 2 ed è un fattore di riduzione perché tiene conto del gas che si sviluppa in superficie facendo diminuire il volume del liquido. Il fattore di volume del gas (1/Bg) è sempre un forte fattore moltiplicativo rappresentato dalla compressibilità del gas stesso. In genere per un giacimento a 1000 metri di profondità moltiplicheremo il nostro volume calcolato per circa 100 per ottenere il volume del gas a condizioni standard. A 2000 metri lo moltiplicheremo per circa 200 e così via. Naturalmente l'esempio riportato è un approccio molto grossolano ma rende comunque

l'idea complessiva. Il fattore B_o e $1/B_g$ vengono calcolati con formule appropriate che tengono conto di tutti i parametri chimico fisici dei fluidi coinvolti.

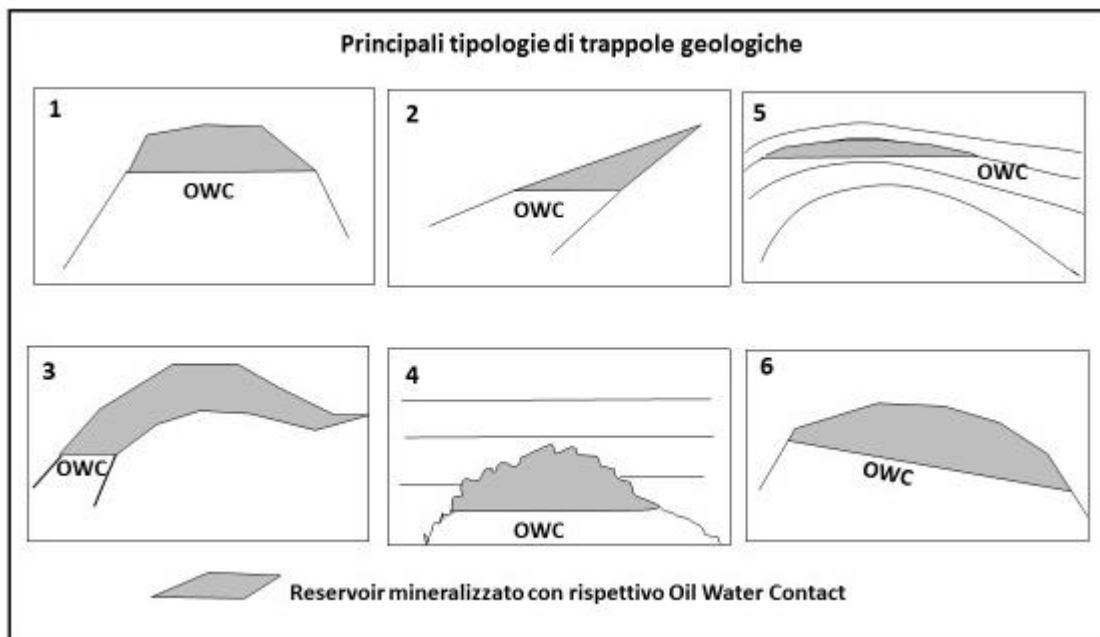


Fig.1.6.2 – principali tipologie di trappole petrolifere. 1 Strutturale; 2 Stratigrafica; 3 Mista; 4 Rilievo Sepolto; 5 Compattazione differenziale; 6 Idrodinamica.

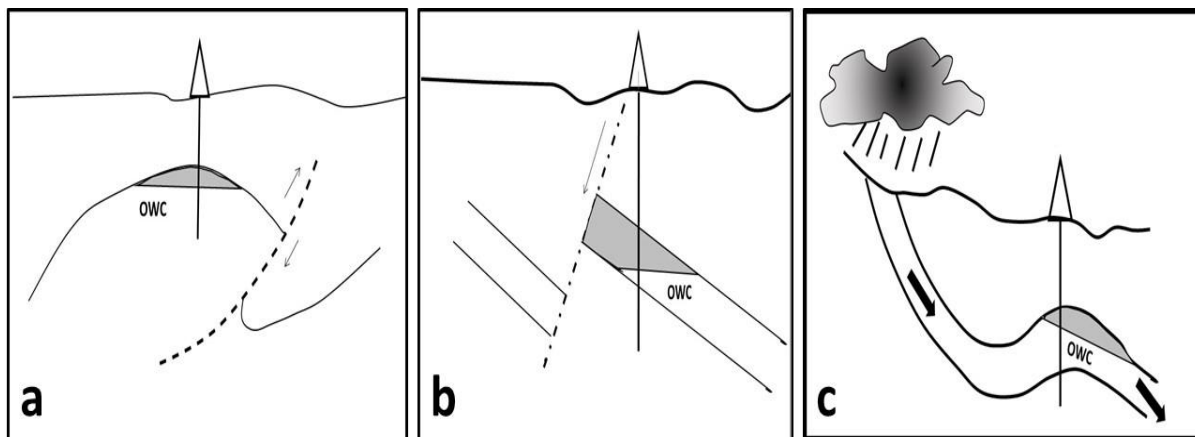


Fig. 1.6.3 a – Trappola strutturale anticlinale per faglia compressiva. b – Trappola strutturale per faglia distensiva. c – Configurazione tipica di una trappola idrodinamica.

La probabilità di scoperta

La probabilità o meno di scoprire un giacimento è uno dei rischi geologici più importanti e comuni in qualunque attività di tipo minerario. Questo rischio è indissolubilmente legato ad ogni investimento esplorativo iniziale, come la perforazione del primo pozzo, e viene definito come POS (*Probability Of*

Success). Nell'industria petrolifera, il POS è strettamente legato alle conoscenze specifiche di tutti e cinque gli elementi che compongono il sistema petrolifero. Matematicamente si ottiene moltiplicando tra loro la probabilità di ciascun elemento del sistema petrolifero espresso percentualmente. L'industria petrolifera ha sviluppato da anni sistemi esperti di calcolo che aiutano il geologo a determinare il POS che, anche se in maniera meno raffinata, può essere calcolato manualmente. Per esempio, assegniamo una percentuale di accadimento positiva o negativa a tutti e cinque gli elementi del sistema petrolifero sapendo che il 100% (rappresentato dal numero 1) è la certezza che l'elemento sia presente ed efficace, viceversa lo 0% (rappresentato dal numero 0) è la certezza che l'elemento manchi o sia inefficace. Siccome il POS si ottiene moltiplicando tra loro i cinque elementi, se uno di essi è zero, il risultato complessivo sarà inevitabilmente zero. Ipotizziamo che tutti e cinque gli elementi abbiano una percezione geologica neutra, cioè potrebbero essere presenti ed efficaci come il contrario. In questo caso tutti e cinque i nostri elementi avranno il 50% di probabilità cioè il numero 0.5. Moltiplicando cinque volte 0.5 otteniamo 0.04 cioè il 4%. Il nostro POS è quindi del 4% che significa avremo il 96% di probabilità di fare un pozzo negativo e solo il 4% di farlo positivo (cioè di rinvenire idrocarburi). Ovviamente nessuna società petrolifera sarebbe disposta ad investire molte decine di milioni di dollari (talvolta centinaia) per perforare un pozzo petrolifero con una così bassa percentuale di successo. In genere il POS per un progetto esplorativo in un bacino che ha già dimostrato la presenza di idrocarburi, varia dal 30% al 40% e può arrivare al 50% e oltre se si riconoscono degli indicatori diretti della presenza di idrocarburi (DHI) sui dati sismici che definiscono il progetto. Viceversa se il pozzo è all'interno di un bacino geologico vergine o che non ha mai dimostrato la presenza di idrocarburi, il POS può essere intorno al 10% sino al 20%. Quando invece si perfora un pozzo di conferma, dopo avere già fatto la scoperta di un giacimento con il primo pozzo, il POS di questo pozzo (*appraisal well*) può raggiungere anche l'80%.

1.7 CLASSIFICAZIONE DEI GIACIMENTI CONVENZIONALI

Classificazione per fase

Se si classificassero i giacimenti di idrocarburi in base alla loro fase in superficie, cioè in liquidi e gassosi, tralasciando per il momento la fase solida, commetteremmo in molti casi un errore grossolano. Gli idrocarburi che si trovano in giacimento sono miscele complesse e il loro comportamento fisico è fortemente influenzato dal variare delle condizioni di pressione e di temperatura. Ciò che sembra liquido nelle profondità del giacimento potrebbe essere, per esempio, in fase prevalentemente gassosa in superficie. Una classificazione deve comprendere e definire almeno cinque categorie diverse di giacimenti. Cominciamo con il dividere i giacimenti che presentano il punto critico gas-liquido nel loro inviluppo di fase, riconoscibile dal punto rosso in Fig.1.7.1, a destra o a sinistra della isoterma delle condizioni di giacimento, riconoscibile come asterisco blu e linea verticale tratteggiata. Per quelli che si collocano a sinistra della isoterma riconosciamo tre tipologie di giacimento a gas prevalente: Gas e Condensati, Gas Secco e Gas Umido. Per punti critici a destra della isoterma riconosciamo due tipologie a petrolio prevalente: Olio Volatile e Olio Medio-Pesante. I giacimenti in fase prevalente gassosa sono definibili a Gas Secco e a Gas Umido in base al contenuto specifico di liquidi alle condizioni di superficie (oppure a condizioni del separatore). In particolare la tipologia Gas Secco comprende i giacimenti di metano biogenici e quelli di metano termogenici di altissima temperatura. La tipologia Gas Umido rappresenta giacimenti con percentuali variabili di componenti liquidi oltre C5. La categoria Gas e Condensato è caratterizzata da una fase estremamente variabile con una grande emissione di liquidi una volta che la miscela di idrocarburi raggiunge la superficie.

La fase prevalentemente liquida è suddivisa, a sua volta, in giacimenti a Olio Volatile e ad Olio Medio-Pesante in base alla loro densità API° e del loro contenuto di gas. Per esempio, un tipico giacimento ad Olio Volatile ha una densità superiore a 40° API e un contenuto di gas rispetto al petrolio (GOR, *gas oil ratio*) di 200-300. Cioè ogni metro cubo di petrolio contiene 200-300 metri cubi di gas disciolti e che vengono rilasciati quando la miscela arriva in superficie. Per la fase liquida, si può ulteriormente distinguere i giacimenti in base al grado di saturazione specifica del gas in sotto-saturi cioè che non possono originare una *gas cap* e in saturi (o sovra-saturi) cioè che presentano normalmente un *gas cap* nel *reservoir*. I giacimenti di petrolio saturo di gas non ne possono disciogliere ulteriormente e quindi se ne arriva altro, andrà ad occupare la parte alta della trappola secondo la legge della densità relativa. Avremo quindi una categoria tutta particolare di giacimenti che sono a gas nella parte superiore e a petrolio nella parte inferiore. Questi giacimenti bifasici in giacimento sono piuttosto comuni e le due fasi devono essere prodotte separatamente. Normalmente si produce prima il sottostante petrolio e poi, se il giacimento ha mantenuto ancora sufficiente energia, la parte a gas.

Per concludere, non ci sono definizioni stringenti che dividono i giacimenti in classi prestabilite perché le due fasi (liquido e gas) sono presenti con una grande variabilità di percentuali che, tra l'altro, cambiano durante la vita del giacimento. Ecco perché assume grande importanza la corretta definizione del GOR (*gas oil ratio*) cioè del rapporto di gas disciolto nel petrolio e che misura quanti metri cubi di gas sono contenuti in un metro cubo di liquido (m^3 su m^3 , oppure all'americana scf per bbl, piedi cubici standard per ogni barile). Naturalmente anche il gas discioglie i liquidi e in questo caso si parlerà di GCR (*gas condensate ratio*) che esprime quanti metri cubi di liquidi sono contenuti in un metro cubo (o meglio, mille metri cubi) di gas (all'americana barili ogni milione di scf).

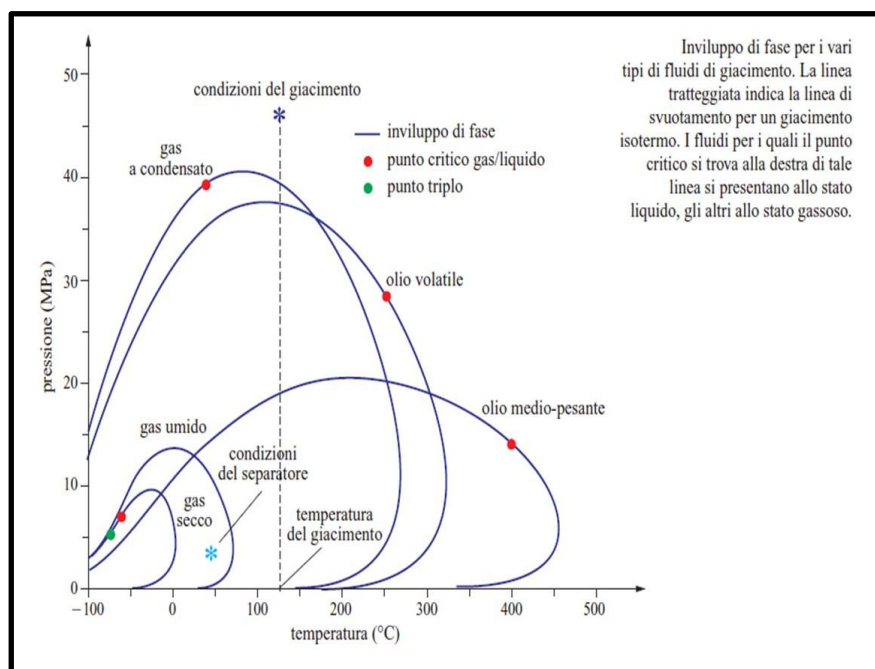


Fig. 1.7.1 - Classificazione dei giacimenti petroliferi secondo il diagramma di stato. Fonte, Enciclopedia degli Idrocarburi – ENI-Treccani, 2009.

Classificazione dimensionale

La classificazione dimensionale dei giacimenti è basata sulle riserve recuperabili totali (URR) oppure, più raramente, sui volumi di idrocarburi in posto. Trascuriamo totalmente i volumi in posto e limitiamoci a definire e classificare i giacimenti sulla base delle loro riserve recuperabili. Notiamo che le varie classificazioni proposte sono diverse per i giacimenti di petrolio rispetto a quelli di gas. Un esempio è rappresentato dalla soglia dimensionale per considerare un giacimento “gigante” (*giant*). Per il petrolio questo limite è di 500 milioni di barili riconosciuto universalmente. Per il gas questo limite è di 100 miliardi di metri cubi per taluni (gli europei *in primis*) oppure 3Tcf per altri (americani soprattutto). Ma se trasformiamo 100 Gm^3 in barili equivalenti, otterremo 640 milioni di boe circa. Mentre trasformando 3Tcf otterremo 522 milioni di boe circa. E' consigliabile che una classificazione dimensionale sia omogenea tra la fase liquida e gassosa e risulti come conseguenza dell'applicazione di una corretta

conversione. I fattori di conversione non sono univoci perché diversi sono i liquidi tra loro e diversi sono i gas tra loro, mentre, in genere, si applica un fattore medio che, comunque, risulterà impreciso anche se di comodo uso. Quindi, se la soglia dimensionale minima per la definizione di *giant* è di 500 Mbbl per il petrolio, sarà anche di 500 Mboe (circa) per il gas (Tab.1.7.1).

| Dimensioni | PETROLIO Mbbl | GAS Gm3 | GAS TCF |
|--|----------------------|--------------------|------------------|
| MEGAGIANT | > 500000 | > 8000 | > 300 |
| SUPERGIANT | 5000 -- 50000 | 800 -- 8000 | 30 -- 300 |
| GIANT | 500 -- 5000 | 80 -- 800 | 3 -- 30 |
| MAJOR | 100 -- 500 | 16 -- 80 | 0.6 -- 3 |
| (A) LARGE | 50 -- 100 | 8 -- 16 | |
| (B) MEDIUM | 25 -- 50 | 4 -- 8 | |
| (C) SMALL | 10 -- 25 | 1.6 -- 4 | |
| (D) VERY SMALL | 1 -- 10 | 0.16 -- 1.6 | |
| (E) TINY | < 1 | < 0.16 | |
| Conversioni consigliate: 1 m3 = 0.00643 boe 1scf = 0.0001741 boe | | | |

Tab. 1.7.1 – Classificazione dimensionale dei giacimenti sulla base delle riserve recuperabili (URR).

Dalla Tab. 1.7.1 notiamo che i giacimenti che sono significativi come riserve iniziano dai *major*s cioè da 100 Mbbl. La soglia dell'eccellenza è rappresentata dai *Giants* cioè da 500 Mbbl per il petrolio (oppure da 80 Gm³ o da 3Tcf per quelli a gas). Tra la soglia minima e massima dei *major*s, sono stati proposte ulteriori suddivisioni, i.e. per i volumi compresi tra 250 e 500 Mbbl o Mboe: *supermajor*, *minigiant*, *littlegiant*, *puma*, *tiger*, etc. Proposte interessanti, ma atteniamoci, per il momento, alla Tab. 1.7.1 come suggerito da AAPG. Il perché i giacimenti *giants*, *supergiants* e *megagiants* sono così ambiti e, quando scoperti, fanno decisamente notizia è del tutto ovvio. Le enormi dimensioni li rendono rari e di immenso valore economico ma, fattore determinante, è anche il costo per unità di prodotto che di solito è molto inferiore rispetto ai giacimenti di piccole dimensioni. I *giants*, pur essendo numericamente solo il 2% rispetto al totale di tutti i giacimenti, detengono più del 50% delle riserve e producono più del 50%. Ma quanti giacimenti sono stati scoperti sino ad ora nel Mondo? E quanti di questi sono dei *giants*? La risposta alla prima domanda è che, in effetti, ci sono valutazioni diverse. Le varie stime fatte indicano una forchetta da 47500 (F. Robelius, 2005) fino 65000 (Li Guoyu, 2011) perché i giacimenti da conteggiare iniziano a partire da metà ottocento e non sempre le statistiche sono disponibili, oppure molti paesi considerano i dati dei giacimenti come un segreto strategico da custodire e non rendere pubblico.

La risposta alla seconda domanda è che dal 1868 al 2014 ne sono stati conteggiati 1063 (P. Mann, 2015), mentre secondo altri sarebbero un poco di più cioè circa 1100. A questi andrebbero aggiunti quelli scoperti nell'ultimissimo periodo, come ad esempio Zohr in Egitto. Tra tutti questi giacimenti *giants*, quanti sono quelli che appartengono alla categoria dei *supergiants* e *megagiants*? I *supergiants* sono solamente 90 (dati ENI "oil and gas supergiants of the world", 2016). I primi tre *supergiants* furono scoperti in Venezuela tra il 1926 e il 1930 (Lagunillas, Tia Juana e Bachaquero). Gli anni con maggior incidenza di scoperte sono stati i sessanta e i settanta. La Russia è il paese a massima concentrazione con 20 *supergiants*, in Iran 12, in Arabia Saudita 11, in Iraq 7, in Brasile 4. Solamente 3 sono localizzati in Venezuela, Kazakistan e Turkmenistan. I *supergiants* d'Europa sono due, entrambi a gas, Troll in Norvegia e Groningen in Olanda. I *megagiants* sono pochissimi. Sicuramente due sono a petrolio e forse tre sono a gas.

Per il petrolio è il giacimento di Gawar (100 Gboe, Arabia Saudita, scoperto nel 1948) il più grande accumulo di petrolio convenzionale del globo mentre il secondo è il giacimento di Greater Burgan (60 Gboe, Kuwait, scoperto nel 1938).

Per il gas spicca il *megagiant* di North-Field/South-Pars (220 Gboe oppure 35000 Gm³, diviso tra Qatar e Iran, scoperto nel 1971) di gran lunga il più grande, ma anche il maggiore accumulo di idrocarburi convenzionali del globo. Il giacimento a gas di Urengoy in Siberia-Russia (scoperto nel 1966) ha riserve comprese tra 8000 e 10000 Gm³ ed è considerato il secondo giacimento a gas per dimensioni del mondo. Galkynysh è il nome dato nel 2006 ad un *cluster* di giacimenti nel Turkmenistan già noti come South Iolotan, Osman, Minara e Yashlar e che, forse, sono geologicamente collegati. La loro produzione è esportata dal 2013 in Cina attraverso un gasdotto. Il numero di riserve recuperabili è alquanto discutibile ed è stato oggetto di molta propaganda da parte di organi governativi turkmeni. Essi hanno, a più riprese, indicato Galkynysh come il secondo accumulo di gas del mondo. Le riserve variano da un minimo di 2800 Gm³ fino ad una forchetta altissima tra 13000 e 21000 Gm³. Il numero che sembrerebbe il più plausibile (il condizionale è d'obbligo) è comunque intorno ai 10000 Gm³ che lo collocherebbe nei *megagiant*.

L'Italia ha solo due giacimenti *giant*. Il primo è Agostino-Porto Garibaldi un giacimento di gas biogenico con riserve originali di oltre 600 Mboe e ubicato nell'Adriatico Settentrionale. Il secondo è il giacimento a olio di Val d'Agri che include i depositi di Monte Alpi, di Cerro Falcone e di Monte Enoc. E' ubicato nell'Appennino Meridionale (Basilicata) e ha riserve originali comprese tra 600/900 Mboe.

Meccanismi di produzione

Una domanda interessante che dovremmo porci è perché il petrolio e il gas arrivano spontaneamente alla superficie mentre se "scaviamo" un pozzo ad acqua abbiamo, normalmente, bisogno di pompe (o altro marchingegno) per produrla fino alla superficie? Per rispondere occorre investigare i meccanismi di

produzione spontanea di gas e petrolio. Tutti i pozzi a gas sono caratterizzati dall'aver il loro "prodotto" in superficie (e di solito con una marcata pressione) mentre alcuni pozzi ad olio (specialmente se pesante e sotto-saturo) non hanno energia a sufficienza per far arrivare il "prodotto" in superficie. Occorre "aiutare", quindi, il pozzo con una pompa sommersa o di superficie. L'acqua del sottosuolo è invece in condizioni, di solito, idrostatiche e risalendo nel pozzo di produzione la colonna "colmata" in superficie la pressione al fondo raggiungendo una condizione statica (a parte i rari casi di falde con pressioni maggiori di quella idrostatica come le artesiane dove l'acqua zampilla oltre la superficie).

Vediamo di seguito i meccanismi di produzione dei giacimenti tenendo presente che quando un pozzo di produzione viene aperto significa mettere in comunicazione diretta la pressione e la temperatura del giacimento con la pressione atmosferica e la temperatura di superficie. Ovviamente i fluidi tenderanno a muoversi in direzione delle pressioni inferiori così come l'aria contenuta in un palloncino gonfiato continua a fuoriuscire dal foro fino a che la pressione interna sarà pari a quella esterna.

Espansione

E' il meccanismo di produzione tipico dei giacimenti a gas. Se il gas, per definizione altamente comprimibile, viene messo in condizione di espandersi da un pozzo di produzione, arriva in superficie senza difficoltà. Con questo semplice meccanismo fisico, si arriva a produrre anche il 90% del gas in posto nel serbatoio. Altra storia per il petrolio che, come tutti i liquidi, è incompressibile. La sua espansione è quindi molto bassa e si arriva a produrre circa il 5% dell'olio in posto nel serbatoio. I giacimenti di petrolio sfruttano altri meccanismi di produzione.

Spinta del gas in soluzione

E' un meccanismo tipico dei giacimenti di petrolio saturo che coinvolge l'espansione del gas disciolto che spiazzava una quantità di liquido equivalente al suo volume. E' lo stesso meccanismo della bottiglia di spumante dove le bollicine di CO² liberate dalla rimozione del tappo (caduta di pressione) spruzzano il vino dal collo della bottiglia. Dura fino a che la saturazione non raggiunge il punto critico e quindi non si può più liberare altro gas. Giacimenti di petrolio con solo questo meccanismo di produzione non hanno grandi fattori di recupero.

Spinta del Gas Cap

Presuppone di avere un giacimento con un *gas cap* nella parte sommitale che riposa su di una fascia di petrolio. In questo caso il *gas cap* è considerato primario. Può anche essere secondario, quando si forma durante la produzione di un giacimento di petrolio laddove l'abbassamento della pressione generale ha l'effetto di liberare del gas prima disciolto e che si muove verso l'alto. Quale sia l'origine del *gas cap*, esso preme per espansione sul sottostante petrolio aiutandolo a risalire lungo i pozzi di produzione.

Spinta dell'Acquifero

Presuppone che il petrolio abbia un esteso contatto con la sottostante acqua che si muove verso l'alto sostituendo il petrolio a mano a mano che viene prodotto. E' un meccanismo molto diffuso e che origina

discreti recuperi di petrolio sino al 30% - 40% in caso di acquiferi molto estesi e attivi. La spinta dell'acquifero è valida anche per giacimenti a gas e si può associare alla espansione semplice migliorandone ulteriormente il recupero.

Il recupero primario di un giacimento sfrutta uno o più dei meccanismi naturali descritti. Le combinazioni di vari meccanismi primari possono aumentare i recuperi complessivi fino ad un massimo del 50% di recupero dell'olio in posto.

Nella produzione si sfruttano anche meccanismi di recupero artificiali chiamati secondari (*secondary recovery technologies*) e/o terziari (EOR, *enhanced oil recovery*). In inglese si usa anche definirli in maniera generica IR (*improved recovery*). In genere, queste tecnologie si applicano solamente per i giacimenti di petrolio in quanto quelli a gas raggiungono già naturalmente attraverso meccanismi primari un recupero altissimo sino al 90%.

I recuperi secondari si basano sulla iniezione di acqua nella zona periferica del giacimento per mantenere elevata la pressione complessiva, o meglio, ritardare il declino naturale della pressione. Si inietta anche gas nel *gas cap* per mantenere la pressione oppure si inietta gas direttamente nella fascia di petrolio.

I recuperi terziari sono tecnologicamente ancora più complessi. Alcuni sono di tipo termico e iniettano vapore in modo ciclico nel serbatoio. Altri iniettano gas arricchiti con GPL e condensati, oppure liquidi spiazzanti come CO₂ miscelata con idrocarburi. Infine, si iniettano anche tensioattivi, polimeri e prodotti chimici con le più disparate proprietà chimico-fisiche.

Il risultato finale nella produzione con meccanismi primari, secondari ed infine terziari permette di recuperare ben oltre il 50% dell'olio in posto e di arrivare in alcuni casi sino al 60% - 70% e oltre. Una caratteristica comune a tutti i giacimenti è quella dell'aumento della quantità di acqua formazionale con l'avanzare della vita produttiva. Ci sono diversi giacimenti nel mondo che continuano a produrre anche quando il rapporto tra acqua e olio è estremamente sfavorevole (i.e. 95% di acqua e solo 5% di petrolio). Queste produzioni estreme sono regolate solo da fattori economici e l'attività viene interrotta quando i costi di separazione del petrolio dall'acqua e il trattamento delle acque stesse prima del loro rilascio o ri-iniezione in giacimento superano i benefici.

1.8 RISERVE, RISORSE E PRODUZIONI MONDIALI DI OLIO E GAS

Le riserve P1 e le produzioni annuali del mondo, divise in olio e gas e per area geografica, vengono pubblicate annualmente da società pubbliche e private. Tra le più note quelle di ENI e BP per i privati e la IEA (*International Energy Agency*) tra le pubbliche. Se si desidera però avere una separazione dettagliata dei dati anche per tipologia di idrocarburi convenzionali e non-convenzionali, le cose si complicano e diventa più difficile reperire i dati. Ma veniamo ad alcune domande che ci potremmo porre: Quante sono le riserve P1 di olio e gas del mondo? Quant'è la produzione mondiale di gas e olio nel mondo? E la produzione storica negli anni precedenti? Per rispondere a queste domande "saccheggiamo" i dati del rapporto annuale edito da BP "Statistical Review of World Energy - June 2016". Notiamo che i dati sono aggiornati al 31-12-2015, cioè sono sempre riferiti e consolidati all'anno precedente rispetto all'anno del rapporto.

Riserve e produzioni mondiali di olio e gas @2015

Intanto cominciamo a rispondere che le riserve provate P1 di olio del Mondo sono 1697 miliardi di barili (Fig.1.8.1) e risultano in aumento dal 1995, al 2005 e infine al 2015. E' comunque da notare che per il secondo anno consecutivo diminuiscono invece di crescere (i.e. nel 2014 erano 1700 miliardi). Che sia il segnale che abbiamo raggiunto il massimo delle riserve disponibili sul pianeta? Personalmente non credo che una rondine faccia primavera e occorre attendere il consolidamento o meno di questo dato negli anni futuri. Guardando la ripartizione percentuale delle riserve per aree omogenee possiamo notare come negli ultimi vent'anni le riserve sono costantemente diminuite nel Medio Oriente ("culla dell'oro nero") passando dal 58.9% del 1995 al 47.3% del 2015.

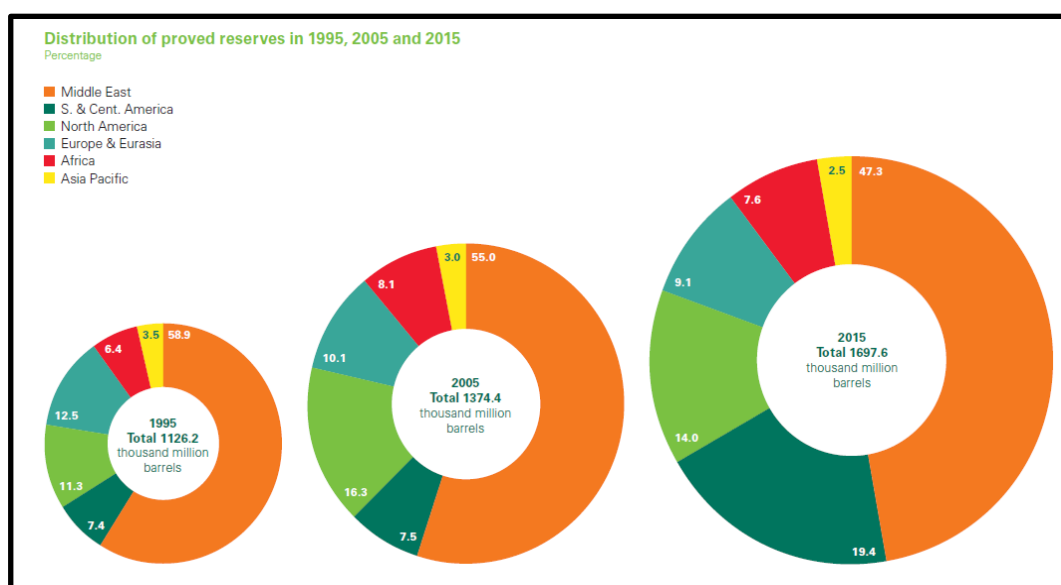


Fig. 1.8.1 – Riserve provate rimanenti (P1) di olio nel mondo. Fonte, BP Statistical Review of World Energy June 2016.

Per compensazione sono cresciute tantissimo in Sud e Centro America passando dal 7.4 % al 19.4% con un balzo negli ultimi 10 anni. E' facile leggere in questo dato l'enorme aumento delle riserve del Venezuela a partire dal 2011 legato agli oli extra-pesanti della fascia dell'Orinoco e dai recenti successi esplorativi nelle acque profonde del Brasile nei bacini di Santos e di Campos.

Interessante è scoprire quali sono i primi dieci paesi del Mondo come riserve provate di petrolio (Tab.1.8.1) e che detengono l'85% del totale mondiale. Rimane ancora primo della lista il Venezuela con circa 300 miliardi di barili di petrolio dei quali ben 222 sono riserve appartenenti alla fascia degli oli extra-pesanti dell'Orinoco. La stessa cosa riguarda il terzo posto del Canada con 172 miliardi di cui ben 166 sono attribuiti alle Tar Sands. La domanda che ci dovremmo porre è se sono davvero tutte riserve P1 commerciali e quindi economiche ai correnti prezzi del petrolio di 50 dollari (prezzo medio di riferimento del 2016). La risposta che riceveremmo è, inevitabilmente, che lo scenario futuro dell'andamento dei prezzi del petrolio li renderà largamente economici al di là dei prezzi contingenti del momento. Quindi le riserve dichiarate qualche anno fa da Venezuela e Canada rimangono "intoccabili" ingenerando più di qualche comprensibile dubbio in molti analisti. Veniano all'Arabia Saudita che occupa da alcuni anni il secondo posto con 266 miliardi di barili dopo essere stata per decenni il primo paese al mondo. Il sorpasso del Venezuela è, come ricordavamo precedentemente, avvenuto nel 2011. Nel 1990 le riserve P1 dell'Arabia Saudita erano 257 miliardi di barili aumentati nel 1995 a 261 miliardi e nel 2005 a 264 miliardi. Considerando che è da decenni uno dei massimi produttori di petrolio mondiali e che nel suo territorio si fa relativamente poca esplorazione per cercare riserve nuove, stupisce che il numero delle P1 rimanga stabile come se fosse cristallizzato da oltre un quarto di secolo. Tra l'altro questo numero non è soggetto a nessuna verifica esterna perché i dati di base non sono disponibili per gli analisti ma tenuti rigorosamente segreti dal governo saudita. Verrebbe da dire: fortunati loro che producono "a manetta" e la quantità disponibile ancora da produrre rimane sostanzialmente la stessa (che abbiano scoperto il moto perpetuo?). I commenti appena fatti dovrebbero sensibilizzare il lettore sul fatto che associato a questi numeri c'è molto altro. Il peso politico e il prestigio di un paese si misurano anche per i tesori disponibili nel suo sottosuolo, almeno in questa economia globale "drogata" dall'energia fossile. Talvolta si è però verificato che questi tesori hanno creato più problemi che benefici al paese che li ospita originando dispute internazionali e in rari casi anche guerre più o meno mascherate da "interventi umanitari" o "esportazione di democrazia". Un dato interessante riguarda la vita residua delle riserve di petrolio che si ottiene dividendo il numero delle riserve per la media annuale della produzione dello stesso anno. Questo indice, per le riserve @ 2015, è di 50.7 anni. Significa che se in futuro il mondo continuasse a consumare il petrolio alla stessa media del 2015, le riserve rimanenti basterebbero per oltre 50 anni. Naturalmente, non si è mai verificato che si arrestasse e si stabilizzasse la curva dei consumi mondiali che è in continua crescita e, purtroppo, lo è di alcuni punti percentuali ogni anno. I consumi italiani di petrolio e di gas si sono invece ridotti negli ultimi anni a causa della crisi economica

iniziata nel 2008 ed ancora presente nel 2016. Una causa di questa riduzione è anche imputabile all'aumento delle rinnovabili nella produzione di energia elettrica e, infine, al concetto di risparmio energetico che comincia a far presa nelle coscienze degli italiani. La situazione dei consumi italiani è molto simile anche nel resto d'Europa e, in genere, nei paesi OCSE. Ma evidentemente in altre parti del mondo i consumi continuano a crescere a ritmi elevati, gli esempi sono sempre i soliti e a tutti noti: Cina, India, Indonesia, Malesia, Vietnam, Brasile, etc.

Veniamo ai dati del gas sempre calcolati al 31-12-2015. Le riserve P1 del mondo (Fig.1.8.2) sono 187000 miliardi di m³ che trasformati in barili equivalenti sono circa 1200 miliardi di boe. Le riserve di gas calcolate a fine 2015 sono decisamente in aumento rispetto al 1995 (del 36%) e al 2005 (del 16%). Le riserve P1 di gas sono inferiori rispetto al petrolio che, abbiamo visto precedentemente, ha volumi per 1697 miliardi di barili. Questa forbice tra i volumi mondiali di petrolio e di gas è destinata, comunque, ad essere assorbita in futuro a favore del gas. Infatti, i risultati della esplorazione nel mondo negli ultimi anni indicano chiaramente che si scoprono sempre più riserve nuove di gas e sempre meno di petrolio. A conferma di ciò indichiamo che le recenti scoperte di giacimenti *giant* di idrocarburi convenzionali nel mondo sono in prevalenza a gas: i.e. Mozambico e Tanzania; Bacino Levantino nel Mediterraneo Orientale; Rivalutazione dei volumi del giacimento di Galkynysh in Turkmenistan. Negli ultimi tempi le riserve aggiuntive di idrocarburi vedono il gas prevalere mediamente rispetto al petrolio con percentuali di oltre il 60% del totale. Osservando l'evoluzione delle riserve per aree geografiche, si nota una sostanziale stabilità confermando che la distribuzione del gas è, al contrario di quella del petrolio, abbastanza stabile percentualmente e che, quindi, la crescita delle riserve è avvenuta omogeneamente in tutto il mondo.

Veniamo ora ai primi 10 paesi al mondo che dispongono delle riserve P1 di gas. Intanto notiamo che la Russia, che da decenni occupava la prima posizione, è stata superata dall'Iran a partire dalla fine del 2011. L'Iran si conferma anche a fine 2015 come il primo detentore di riserve seguito da Russia e Qatar. I dieci paesi rappresentati in Tab.1.8.2 totalizzano circa l'80% delle riserve di gas del Mondo.

Se analizziamo i grandi produttori di olio e gas nel mondo, scopriremo che non necessariamente chi possiede più riserve è anche un grande produttore. Ciò per la semplice ragione che una cosa è avere un tesoro sotto ai piedi, altra cosa è "farlo fruttare" che in termini petroliferi significa avere le infrastrutture di produzione e di vendita funzionanti ed efficienti. La produzione di petrolio del 2015 è stata di 91.670 milioni di barili al giorno in crescita del 3% rispetto al 2014. E' stato il sesto anno consecutivo di crescita dal 2010, dopo le produzioni in leggero calo degli anni 2008 e 2009 a seguito della crisi finanziaria iniziata negli USA e poi propagatesi in Europa e nel resto del mondo.

| I primi 10 paesi al Mondo come riserve P1 di petrolio | | | | |
|---|----------------|--|--------------------------------|------------------------|
| Rating | Paese | Riserve di olio a fine @ 2015 in Miliardi di bbl | Percentuale rispetto al totale | Note |
| 1 | Venezuela | 300.9 | 17.7% | di cui 222.3 Orinoco |
| 2 | Arabia Saudita | 266.6 | 15.7% | |
| 3 | Canada | 172 | 10.1% | di cui 166.2 Tar Sands |
| 4 | Iran | 157.8 | 9.8% | |
| 5 | Iraq | 143.1 | 8.4% | |
| 6 | Russia | 102.4 | 6% | |
| 7 | Kuwait | 101.6 | 6% | |
| 8 | Emirati Arabi | 97.9 | 5.8% | |
| 9 | USA | 55 | 3.2% | |
| 10 | Libia | 48.4 | 2.8% | |

Tab. 1.8.1 – I primi 10 paesi al mondo di riserve provate di olio. Dati BP Statistical Review of World Energy June 2016.

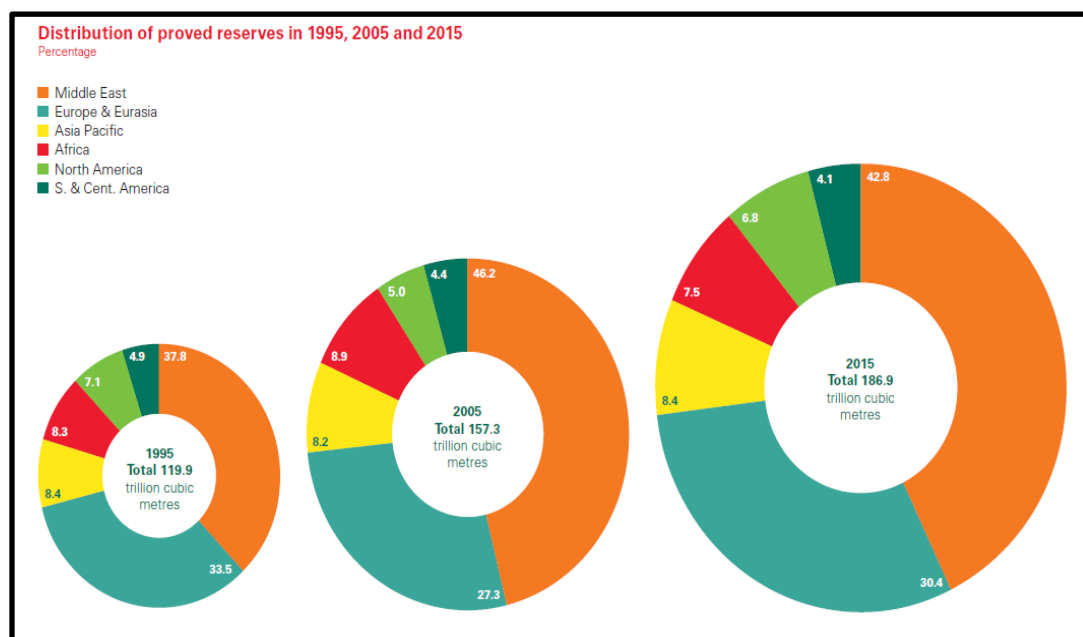


Fig. 1.8.2 – Riserve provate rimanenti (P1) di gas nel mondo. Fonte, BP Statistical Review of World Energy June 2016.

| I primi 10 paesi al Mondo come riserve P1 di gas | | | | |
|---|----------------|---|---------------------------------------|-------------|
| Rating | Paese | Riserve di gas a fine @ 2015 in Miliardi di m3 | Percentuale rispetto al totale | Note |
| 1 | Iran | 34000 | 18.2% | |
| 2 | Russia | 32300 | 17.3% | |
| 3 | Qatar | 24500 | 13.1% | |
| 4 | Turkmenistan | 17500 | 9.4% | |
| 5 | USA | 10400 | 5.6% | |
| 6 | Arabia Saudita | 8300 | 4.5% | |
| 7 | Emirati Arabi | 6100 | 3.3% | |
| 8 | Venezuela | 5600 | 3% | |
| 9 | Nigeria | 5000 | 2.7% | |
| 10 | Algeria | 4500 | 2.4% | |

Tab. 1.8.2 – I primi 10 paesi al mondo di riserve provate di gas. Dati BP Statistical Review of World Energy June 2016.

| I primi 10 paesi al Mondo come produzione di petrolio nel 2015 | | | | |
|---|----------------|---|---------------------------------------|-------------|
| Rating | Paese | Produzione media di olio in milioni di bbl/day | Percentuale rispetto al totale | Note |
| 1 | USA | 12.70 | 13% | |
| 2 | Arabia Saudita | 12.01 | 13% | |
| 3 | Russia | 10.98 | 12.4% | |
| 4 | Canada | 4.38 | 4.9% | |
| 5 | Cina | 4.30 | 4.9% | |
| 6 | Iraq | 4.03 | 4.5% | |
| 7 | Iran | 3.92 | 4.2% | |
| 8 | Emirati Arabi | 3.90 | 4% | |
| 9 | Kuwait | 3.09 | 3.4% | |
| 10 | Venezuela | 2.62 | 3.1% | |

Tab- 1.8.3 - I primi 10 paesi al mondo produttori di petrolio greggio. Dati BP Statistical Review of World Energy June 2016.

Questa produzione media giornaliera se moltiplicata per 365 giorni ci darà la produzione annuale 2015 che è stata di 33460 milioni di barili (cioè circa 33 miliardi e mezzo di barili). La Tab.1.8.3 mostra i 10 più grandi produttori di petrolio al mondo. Per il secondo anno consecutivo gli Stati Uniti si confermano al primo posto grazie alle importanti produzioni dalle *Shale Oil*, mentre il quarto posto del Canada è dovuto alle produzioni dalle *Tar Sands* e il decimo del Venezuela è supportato dalle produzioni degli *Extra-Heavy Oil* dell'Orinoco.

Comparando i detentori delle riserve con i produttori (Tab. 8.1.1 e 8.1.3) di petrolio si nota che sono sostanzialmente gli stessi (con l'eccezione della Libia che manca nei produttori e della Cina che manca nelle riserve). Questa monotonia dei "soliti noti" ha una sua logica ferrea che lega le riserve e la produzione. Una incongruenza è rappresentata dal Venezuela che pur detenendo le prime riserve al mondo è solo il decimo produttore di petrolio. Ciò non si può spiegare solo con il fatto che gran parte delle riserve sono concentrate nei non-convenzionali dell'Orinoco che per definizione sono difficili da produrre. Nell'equazione entra anche l'inefficienza della compagnia di stato PDVSA e del governo in genere che sono l'espressione di un paese in difficoltà nonostante sia uno dei più ricchi al mondo, e non solo di gas e petrolio.

| I primi 10 paesi al Mondo come produzione di gas nel 2015 | | | | |
|--|--------------|--|---------------------------------------|-------------|
| Rating | Paese | Produzione media di gas in miliardi di m cubi annui | Percentuale rispetto al totale | Note |
| 1 | USA | 767.3 | 22% | |
| 2 | Russia | 573.3 | 16.1% | |
| 3 | Iran | 192.5 | 5.4% | |
| 4 | Quatar | 181.4 | 5.1% | |
| 5 | Canada | 163.5 | 4.6% | |
| 6 | Cina | 138.0 | 3.9% | |
| 7 | Norvegia | 117.2 | 3.3% | |
| 8 | Australia | 106.4 | 3.0% | |
| 9 | Indonesia | 75.0 | 2.1% | |
| 10 | Turkmenistan | 72.4 | 2% | |

Tab-1.8.4 - I primi 10 paesi al Mondo produttori di gas naturale. Dati BP Statistical Review of World Energy June 2016.

La produzione annuale, 2015, di gas è stata di 3199.5 miliardi di m³ che rappresenta un 2.2% in più rispetto all'anno precedente. La produzione di gas non ha mai subito battute di arresto, crisi o non crisi, ed è continuata ad incrementare nel corso degli anni. Dieci anni fa, nel 2005, era di 2519.4 miliardi di m³ segnando un incremento medio del 24% nel decennio con una crescita media annua di oltre il 2%. Se convertiamo la produzione 2015 di gas in barili equivalenti otteniamo 20.5 miliardi di boe che possiamo confrontare con i 33.4 miliardi di barili di petrolio prodotti nello stesso anno.

Gli Stati Uniti continuano ad essere il paese che produce le maggiori quantità di gas al mondo e lo sono dal 2008, anno nel quale hanno superato la Russia. Questo *exploit* è ovviamente legato alle produzioni di *shale gas*. Il *business* del gas appare più variegato e meglio distribuito di quello del petrolio perché compaiono molti attori nuovi. Nelle riserve notiamo comparire il Qatar, il Turkmenistan, la Nigeria e l'Algeria. Nelle produzioni si confermano il Qatar e il Turkmenistan e compaiono altri protagonisti

come la Norvegia, l'Australia, la Cina e l'Indonesia. In generale il gas indica che, al contrario del petrolio, fanno capolino anche l'Africa, il Far East e l'Europa (Tab.1.8.4).

Proviamo ora a verificare quanti paesi sono presenti in entrambe le tabelle delle riserve e delle produzioni. Solo tre paesi sono sempre presenti: USA, Russia, e Iran. Altri tre paesi non rientrano in una delle tabelle: Il Canada manca dalle riserve a gas; L' Arabia Saudita e gli Emirati Arabi non sono presenti nella produzione di gas.

Saremmo pronti a ipotizzare che la presenza di due super-potenze come Russia e USA sia nella produzione che nelle riserve di gas e petrolio possa essere un elemento di relativa stabilità per la politica energetica internazionale. Purtroppo non è così perché la terza super-potenza, cioè la Cina, è presente solo nelle produzioni e manca dalle riserve e questo fatto crea una instabilità di fondo sul piano energetico internazionale. Il secondo punto di instabilità riguarda gli USA che, pur detentori di vaste riserve e grandi produzioni di olio e gas, continuano ad essere degli importatori netti di energia. Sviluppiamo ulteriormente questi due punti.

La Cina per continuare lo sviluppo con i ritmi che ha intrapreso è diventata un consumatore di energia di primissimo piano (purtroppo anche un inquinatore di primo piano insieme agli USA) ed è disperatamente alla ricerca di nuove riserve petrolifere per sostenere il suo sforzo. Nel 2016, ad esempio, continua con toni sempre più accesi e pericolosi la disputa tra Cina, Vietnam, Filippine, Brunei, Taiwan e Malesia sui diritti e le rispettive estensioni delle EEZ (*Exclusive Economical Zone*) nel Mar Cinese Meridionale che si suppone sia ricco di idrocarburi. La Cina aveva, anni fa, occupato alcuni atolli disabitati dell'arcipelago delle "Spratly Islands" facendone basi permanenti della Marina in modo da poter vantare la "parte del leone" su questo lembo di mare la cui disputa è da anni presso i tribunali internazionali. La tensione politica tra i molti paesi coinvolti è altissima e potrebbe avere uno sviluppo, anche militare, inopportuno.

Gli USA sono dei consumatori talmente voraci di energia che devono tuttora importarla in grandi quantità. Sono da sempre "angosciati" che venga a mancare dall'estero il flusso di olio e gas per alimentare le proprie necessità. L'importazione avviene soprattutto dalle cosiddette "nazioni amiche" del Medio Oriente come Arabia Saudita, Iraq e Kuwait ma anche dal vicino Canada, dal Messico, dal Venezuela, dalla Colombia e anche dall'Africa (Nigeria e Angola). Gli USA, attraverso la produzione dalle *shale gas* e *shale oil* (se essa potrà continuare una volta superata la crisi dei prezzi 2015-2016), diventeranno probabilmente autosufficienti verso il 2030. Se si avvererà questa previsione, potrebbero cambiare le strategie di politica energetica internazionale degli USA che ad oggi sono state abbastanza aggressive.

E' quindi facile prevedere che continuano e continueranno anche in futuro le tensioni politiche originate dal possesso ma anche dall'accesso e dalla disponibilità delle fonti fossili.

Riserve e risorse totali di petrolio e gas convenzionale e non-convenzionale

Abbiamo esaminato fino ad ora le riserve provate e le produzioni del Mondo. Ma questo è solo un aspetto del problema più generale che riguarda la totalità degli idrocarburi presenti e disponibili sul nostro pianeta. Per rispondere al quesito: quanti idrocarburi ci sono sulla terra? Occorre valutare anche le riserve P2 e P3 oltre a tutte le risorse contingenti e prospettive convenzionali e non-convenzionali del pianeta. Qui, cominciano le vere difficoltà perché i dati disponibili sono diversi a tal punto che diventa difficile orientarsi persino per uno specialista. E' cosa saggia prendere come riferimento una sola fonte di ottima reputazione scientifica come il rapporto IEA "Resources to Reserves Report 2013" (Fig.1.8.3) e dal quale traiamo i dati seguenti a completamento della valutazione precedente.

Riserve e risorse totali di petrolio

- ❖ Le riserve provate convenzionali e non convenzionali di petrolio assommano a circa 1700 Gbbl di cui le non-convenzionali sono circa 400 Gbbl (quasi del tutto concentrate in Venezuela e Canada).
- ❖ Le risorse rimanenti convenzionali ancora da produrre sono circa 1400 Gbbl.
- ❖ Le risorse rimanenti non convenzionali ancora da produrre sono circa 2800 Gbbl.
- ❖ Le riserve di petrolio già prodotte sono circa 1200 Gbbl.
- ❖ La stima IEA per il totale dell'olio convenzionale e non-convenzionale della Terra è quindi pari a circa 7100 Gbbl. Sottraendo quello già prodotto, il rimanente petrolio ancora da produrre è di circa 5900 Gbbl di petrolio greggio.

Riserve e risorse totali di gas (esclusi i gas idrati)

- ❖ Le riserve provate convenzionali e non convenzionali di gas assommano a circa 232 Tm³.
- ❖ Le risorse rimanenti convenzionali ancora da produrre sono circa 243 Tm³.
- ❖ Le risorse rimanenti non convenzionali ancora da produrre sono circa 315 Tm³.
- ❖ Le riserve di gas già prodotte sono 105 Tm³.
- ❖ La stima IEA per il totale del gas convenzionale e non-convenzionale della Terra è quindi pari a circa 1000 Tm³ (che corrispondono a circa 6400 Gboe). Sottraendo il gas già prodotto, il rimanente da produrre è di circa 900 Tm³ (che corrispondono a circa 5800 Gboe).

Le valutazioni di EIA sono piuttosto caute ed infatti molti altri autori riportano valori complessivi decisamente più ottimistici. Personalmente penso che non sia geologicamente giustificato che gli idrocarburi liquidi complessivi (7100 Gbbl) siano di più di quelli gassosi (6400 Gboe) e ritengo, perciò, la valutazione EIA delle risorse di gas convenzionale e non-convenzionale leggermente pessimistica.

Trasformando i volumi totali di gas in barili di olio equivalente e sommandoli ai volumi del petrolio otteniamo circa 13500 Gboe che rappresentano la stima, secondo EIA @ 2013, degli idrocarburi convenzionali e non-convenzionali della Terra (naturalmente escluso il metano contenuto dei gas idrati). Di questi volumi, quelli ancora da produrre sono 11700 Gboe (86%) avendone prodotto in passato circa 1900 Gboe (14%).

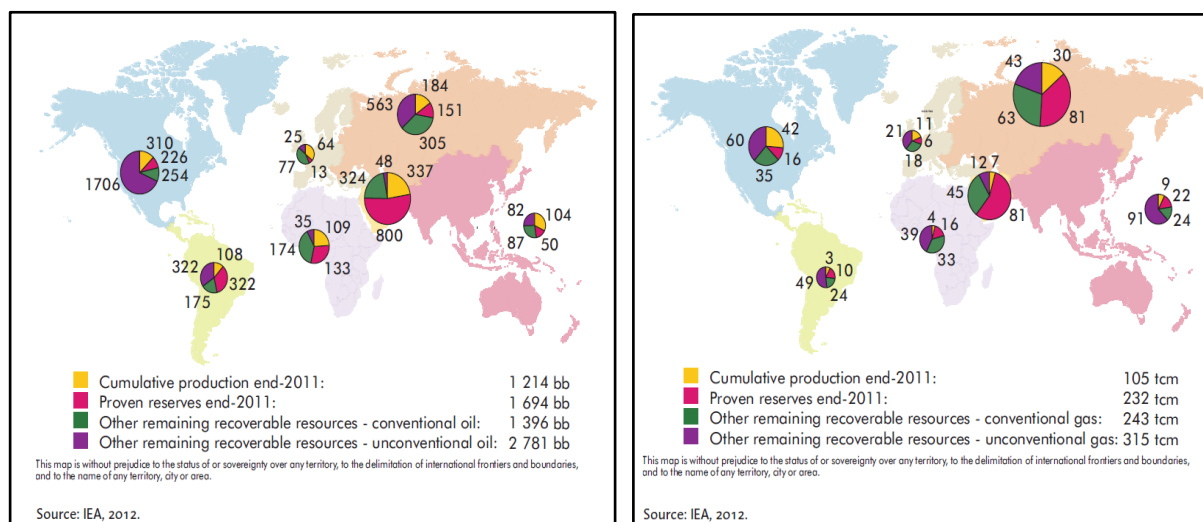


Fig. 1.8.3 – A destra, produzione, riserve e risorse per i gas convenzionali e non-convenzionali. A sinistra stessi dati per il petrolio. Fonte, rapporto IEA 2013.

Risorse nei gas idrati

Nei dati precedenti manca la valutazione della risorsa di idrocarburi di gran lunga più diffusa sulla terra, i gas idrati. Anche usando la stima conservativa di IEA, che abbiamo visto nel precedente capitolo, sarebbero 50000 Gboe che compariamo con i 13500 Gboe del totale globale. Qualunque numero volessimo attribuire ai volumi di gas idrati non avrebbe, per il momento, alcun senso pratico perché la loro produzione non ha una tecnologia sperimentata e sicura. Di conseguenza anche l'impatto economico che potrebbero avere è del tutto ipotetico. Sorprende, comunque, constatare che gli idrocarburi della Terra siano una quantità così incredibilmente alta.

Quando finiranno gli idrocarburi?

A questo punto diventa quasi un obbligo porsi la domanda: quando finiranno gli idrocarburi fossili? Esiste una sperimentata procedura matematica per stimare il profilo di produzione dell'insieme di tutti i giacimenti passati, presenti e futuri in modo da determinare il *peak oil* o il *peak gas* dell'intera terra. Questo picco è il punto di non ritorno dove le produzioni non potranno più aumentare e comincerà la discesa della curva sino all'esaurimento delle riserve. Il fondatore della teoria è considerato K. Hubbert che predisse negli anni 50' il *peak oil* degli USA che puntualmente si è avverato con sorprendente precisione nel 1970 come da lui enunciato. In realtà la curva di produzione degli USA, dopo anni di

discesa ha cominciato a risalire molto rapidamente nella prima decade del 2000 in concomitanza con la rivoluzione produttiva delle *shale oil*. Le previsioni indicano che si arriverà presto ad un nuovo picco produttivo forse anche superiore a quello registrato nel lontano 1970 (Fig.1.8.4). Esiste, probabilmente, un picco per una ogni fase tecnologica, perciò è lecito attendersi una serie di picchi, più o meno importanti, prima di arrivare all'esaurimento del petrolio sulla Terra.



Fig.1.8.4 – Andamento storico della produzione di petrolio negli US (esclusa l'Alaska). Il picco di Hubbert per l'olio convenzionale è avvenuto nel 1970, a partire dal 2008 si nota la risalita produttiva legata alle shale oil (curva blu). Fonte, US Crude Oil Production and Imports, svg.

Ciò dimostra un fatto incontrovertibile: le riserve dipendono dall'innovazione tecnologica, dallo scenario dei prezzi del prodotto e dalle conoscenze scientifiche e geologiche. Non sono, quindi, un numero fisso ma variabile nel tempo. Per cui intraprendere calcoli complessi che si basano su di un numero indefinito e indefinibile è una cosa da fare con estrema cautela perché i risultati che otterremo saranno, comunque, poco credibili. Nonostante ciò, tutti gli anni insieme con i miei nuovi studenti, intraprendiamo il percorso del calcolo dell'*oil peak* perché è un ottimo esercizio geologico e di ricerca nel quale occorre avere il controllo di numerosi parametri. A titolo puramente indicativo, con riserve di *input* di 4000 Gbbl, un trend di consumi in crescita del 2% annuo e un prezzo *flat* di 100 \$/bbl che rende praticamente economico una gran parte delle ipotetiche riserve, l'*oil peak* potrebbe arrivare attorno al 2050 ma si sposterebbe nel 2070 se la crescita dei consumi fosse solo dell'1% annuo. Le ipotesi di base sono ragionevoli anche se le riserve di 4000 Gbbl di URR sono molto conservative rispetto a IEA, che abbiamo visto le calcola in circa 7100 Gbbl. Se usassimo come URR il dato IEA, il picco dell'olio si sposterebbe di molti decenni in avanti. E' lapalissiano che abbiamo a che fare con risorse fossili non rinnovabili e che senza dubbio finiranno, prima o poi. Il vero problema è il "prima o poi". Per il gas, se dovessero tecnologicamente entrare in gioco i gas idrati sconvolgerebbero di certo qualunque conteggio di *gas peak*.

Anche la CIA non ha perso l'occasione per valutare il picco dell'olio e lo apprendiamo da un documento segreto del 1977 ("*The Impending Soviet Oil Crisis -ER 77-10147*") declassificato e reso pubblico nel 2001. Nel rapporto, la CIA annunciava l'arrivo del picco del petrolio russo prima del 1980 (arrivò, invece nel 1987 con 12.5 Mbbl/d) con conseguenze disastrose sulle economie mondiali per il prevedibile rialzo dei prezzi e sviluppi geo-politici incontrollabili per accedere alle residue riserve. La realtà contraddisse in maniera clamorosa le previsioni della CIA perché a metà anni '80 ci fu un crollo della domanda ed un aumento della produzione mondiale che causò prima un ristagno e poi il crollo dei prezzi.

Su questo argomento, l'ex Ministro del petrolio saudita A.Z. Yamani pronunciò nel 2000 l'accattivante e ambigua frase riportata da Reuters "*L'età della pietra non finì perché ci fu una mancanza di pietre, così l'età del petrolio non finirà perché mancherà il petrolio*".

Il non più rimandabile ricorso massiccio alle energie rinnovabili (o, quantomeno, a quelle che producono meno gas serra come il metano) deve, necessariamente, avvenire come scelta tecnologica e politica senza attendere l'esaurimento delle risorse fossili terrestri, come si sente paventare da molti analisti, perché il rischio è quello di attendere piuttosto a lungo raggiungendo il punto di non ritorno (sperando di non averlo ancora raggiunto!) per le conseguenze ambientali. Resta, prima di tutto, una battaglia tecnologica e politica perché di fonti fossili ce ne sono ancora grandi volumi, come visto in precedenza, e soprattutto sono quantità enormi se agli idrocarburi si associa anche l'altra fonte fossile non rinnovabile rappresentata dal carbone. Questa scelta deve essere fatta al di là della pura convenienza economica che, se ci fosse, faciliterebbe enormemente la transizione in un nuovo mondo energetico.

Ancora una volta sarebbe auspicabile recitare il mantra: **"Sempre più sostenibili! Metano quanto basta! Sempre meno petrolio! Zero carbone!"**

PARTE SECONDA

GEOLOGIA DEL PETROLIO D'ITALIA

2.1 BREVE STORIA DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA ITALIANA

Gli storici fanno risalire al 1859 l'inizio dell'attività petrolifera industriale a seguito della perforazione del primo pozzo del Colonello Drake a Titusville in Pennsylvania. In realtà i primi pozzi moderni (se escludiamo quelli cinesi che avevano come scopo principale di produrre acque salate) furono perforati nel 1847 in Azerbaijan vicino a Baku; nel 1854 il primo pozzo moderno della Galizia fu perforato vicino a Boryslav; mentre nel 1857, il primo pozzo rumeno fu perforato vicino a Bucarest. Anche l'Italia ha una antica, anche se poco conosciuta, tradizione petrolifera che dura ormai da oltre un secolo e mezzo e che risale al primo pozzo petrolifero moderno eseguito nel 1860 a Ozzano vicino a Parma. L'Italia, pur non rientrando tra i grandi produttori di idrocarburi del mondo, ha avuto un ruolo da protagonista nelle fasi di sviluppo dell'esplorazione e produzione petrolifera, partecipando alla nascita e all'evoluzione delle relative tecnologie.

I fatti salienti geologici e tecnologici della storia petrolifera italiana moderna si possono così riassumere.

- 1860 – A. Donzelli perfora il primo pozzo petrolifero moderno d'Italia a Ozzano, Parma;
- 1868 – Scoperta del primo giacimento di petrolio italiano a Vallezza (Parma);
- 1905 – L. Scotti fonda la SPI a Fornovo Taro, Parma, prima società petrolifera integrata;
- 1926 – Il governo Mussolini fonda la società petrolifera di stato AGIP;
- 1940 – Acquisizione di rilievi sismici a riflessione per la prima volta in Europa;
- 1944 – Scoperta a Caviaga, vicino a Lodi, di uno dei maggiori giacimenti a gas d'Europa;
- 1959 – Perforazione del pozzo Gela Mare 21, il primo in offshore d'Europa;
- 1976 – Messa in produzione del giacimento di Perla in Sicilia con la prima piattaforma in Europa controllata in remoto;
- 1977 – Scoperta e messa in produzione nel giacimento di Malossa del più profondo pools petrolifero d'Europa a 5500 m;
- 1982 – Il giacimento di Rospo Mare è il primo in Europa prodotto con pozzi orizzontali;
- 1984 – Si supera il record precedente di profondità con il giacimento di Villafortuna-Trecate ad oltre 6000 m e considerato una delle più grandi scoperte *on-shore* di petrolio d'Europa.
- 1988 – Scoperta del giacimento gigante di Monte Alpi in Val D'Agri, il più grande giacimento *on-shore* di olio in Europa;

- 1990 – Per la prima volta in Europa viene messo in produzione un giacimento in acque profonde. Si tratta di Aquila, scoperto nel Canale di Otranto in 880 m di profondità d'acqua.
- 1995 – ENI viene privatizzata e il monopolio E&P della Pianura Padana è liberalizzato.

L'Italia ad oggi dispone di un discreto patrimonio di giacimenti di gas e di petrolio che la pone in una posizione di tutto rilievo nell'ambito europeo e come paese dominante tra quelli mediterranei.

Secondo i dati 2016 pubblicati da BP, è il quarto produttore di petrolio in Europa, con 115000 barili al giorno, dietro solo ai colossi nordeuropei come Norvegia e UK, e molto vicina alla Romania che è il terzo produttore. Anche per le riserve P1 di petrolio, la situazione appare simile al quadro precedente con l'Italia che occupa il quarto posto come riserve ancora da produrre. E' dietro ai già citati colossi norvegesi e inglesi, ma ha volumi simili alla Romania che la precede. L'analisi per quanto riguarda il gas è meno favorevole all'Italia che occupa il sesto/settimo posto tra i produttori e detentori di riserve. Nel settore del gas naturale, oltre ai due grandi paesi già citati per il petrolio entra in gioco anche l'Olanda. La spiegazione geologica del perché le produzioni e le riserve siano concentrate nel Nord Europa è legata al semplice fatto che i bacini sedimentari denominati Gas Basin, di età Paleozoica, e North Sea Basin, di età Mesozoica, sono dei “*first class oil & gas basin*” a livello mondiale per la presenza di eccellenti *petroleum systems*. Questi due bacini sedimentari si estendono *on-shore* e *off-shore*, talvolta sovrapponendosi, in Norvegia, UK, Olanda, Germania e Danimarca. I due giacimenti *supergiant* d'Europa (cioè con riserve oltre i 5 miliardi di barili equivalenti) sono presenti uno nel North Sea (Trool, in Norvegia) e uno nel Gas Basin (Groningen, in Olanda). Tra i paesi circummediterranei d'Europa, l'Italia è la sola a possedere consistenti produzioni e riserve. La Francia ha avuto in passato il giacimento *giant* di Lacq scoperto negli anni 50' e ubicato vicino ai Pirenei. Lacq conteneva percentuali elevate di H₂S (*sour gas field*) ed è ormai esaurito, infatti, la produzione è stata interrotta nel 2013. La Spagna, il Portogallo e la Grecia non hanno praticamente risorse materiali di gas e petrolio. La Croazia ha una piccola produzione di gas in Adriatico e scarse produzioni di olio in terraferma così come l'Albania. Montenegro e Malta non hanno giacimenti di idrocarburi. La storia dell'industria petrolifera italiana può essere suddivisa in quattro periodi omogenei da avvenimenti che rappresentano delle pietre miliari (Fig.2.1.1).

- 1860, la perforazione del pozzo di Ozzano segna il limite tra il periodo Pre-Industriale e l'inizio del Periodo Industriale.
- 1944, La scoperta del giacimento di Caviaga divide il Periodo Industriale in Periodo dei Pionieri e Periodo della Crescita e Maturità dell'Industria.
- 2007, Il numero di pozzi esplorativi crolla definitivamente sotto 10 per anno e segna la divisione tra il Periodo della Crescita e Maturità dell'Industria dal Periodo del Declino dell'Industria.

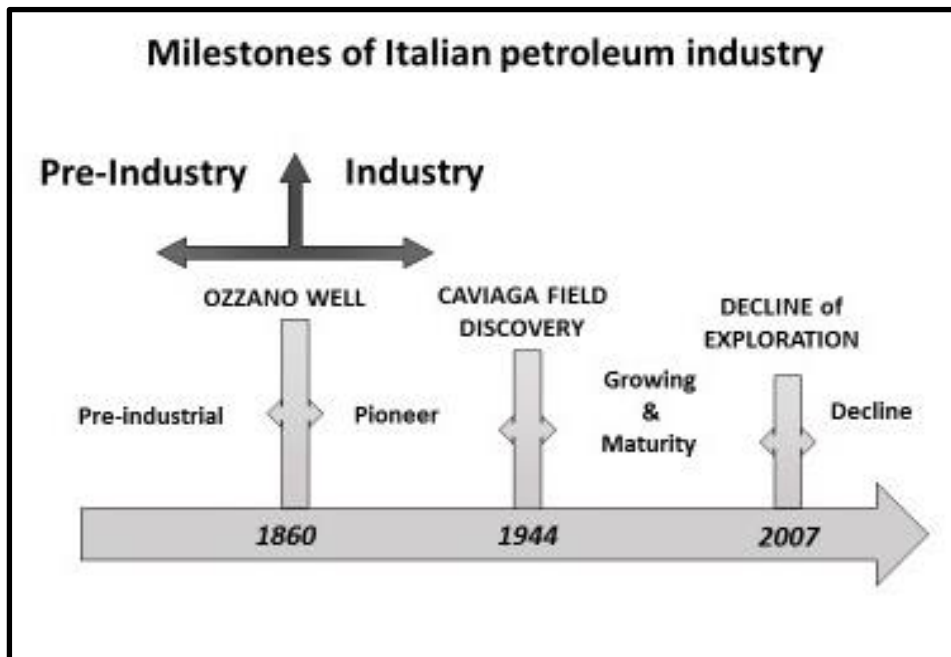


Fig. 2.1.1 – Periodi nei quali può essere suddivisa la storia dell'industria petrolifera italiana.

Il periodo pre-industriale, dagli inizi al 1860

L'Italia è forse il paese europeo più ricco di manifestazioni naturali di idrocarburi che si concentrano lungo tutta la dorsale orientale degli Appennini, ma non mancano anche in altre parti del paese. Non stupisce, quindi, che sia proprio in Italia che nel 1776 Alessandro Volta scopre, presso Angera sul Lago Maggiore, "l'aria infiammabile nativa delle paludi", che altro non è che metano. Tutte le varie tipologie e forme conosciute di manifestazioni sono presenti sul nostro territorio e sono state ampiamente studiate e descritte sino dai tempi dei Romani e dei Greci che li sfruttavano dal punto di vista commerciale. Il bitume affiorante veniva utilizzato principalmente come mastice e impermeabilizzante (fondamentale per calafatare le barche). Il suo sfruttamento ha lasciato testimonianze archeologiche in molte parti d'Italia. Il petrolio veniva raccolto dalle sorgenti naturali ed era usato come medicamento e per illuminazione. Le manifestazioni sono classificate in:

- ❖ Emissioni di Gas (talvolta incendiato)
- ❖ Sorgenti di Petrolio
- ❖ Accumuli di Bitume
- ❖ Vulcani di fango

Martinelli, nell'articolo del 2012 "*Geological and Geochemical Setting of Natural Hydrocarbon Emissions in Italy*", ha proposto un moderno inventario e analisi delle numerose manifestazioni naturali del territorio italiano (Fig. 2.1.2 e Fig. 2.1.3) che descriveremo sinteticamente di seguito.

Emissioni di gas

Il citato articolo indica 169 siti di manifestazioni gassose distribuite sull'intero territorio con una concentrazione massima nell'Appennino del Nord (Fig. 2.1.2a). Non particolarmente numerosi ma di

grande impatto emotivo e visivo, sono i cosiddetti fuochi eterni citati sin da Plinio il Vecchio. Si tratta di fuoriuscite di gas che si incendia e perdura in quello stato per tempi lunghi. I fuochi eterni di Barigazzo (nei pressi della città di Modena e numero 29 nella Fig. 2.1.1a) furono descritti da Lazzaro Spallanzani (1729-1799) nel diciottesimo secolo e da Antonio Stoppani (1824-1891) nel diciannovesimo secolo, entrambi professori di Scienze Naturali presso l'Ateneo di Pavia e considerati i padri della geologia italiana. A titolo di esempio riportiamo la recente fotografia (Fig. 2.1.4) del “fuoco eterno” di Monte Busca (visibile vicino la città di Forlì e numero 35 nella Fig. 2.1.2a)

Sorgenti di petrolio

Sono più rare delle precedenti e vengono riportati solo 45 siti (Fig. 2.1.2b) omogeneamente distribuiti dalle Alpi alla Sicilia. La sorgente di petrolio di Tramutola si localizza a 3 Km dall'omonimo villaggio appenninico della Val d'Agri in Basilicata ed era nota ai romani e greci (Fig.2.1.5). E' un buon esempio di come l'esplorazione dei tempi pionieristici fosse legata alle manifestazioni superficiali. Infatti, nel 1936 fu scoperto nei pressi il piccolo giacimento di petrolio superficiale di Tramutola. Più tardi nel 1988 e 1989 nella stessa area, con l'aiuto della sismica a riflessione, furono scoperti i giacimenti “giganti” di Monte Alpi e Tempa Rossa. Oggi, la sorgente di Tramutola e l'omonimo giacimento superficiale di petrolio sono interpretati come un fenomeno di dis-migrazione del petrolio accumulato nei giacimenti profondi verso la superficie.

Accumuli di bitume

E' probabilmente la fase di idrocarburi più frequentemente utilizzata dalle antiche culture. Accumuli e impregnazioni di bitume sono ricorrenti dalle Alpi sino in Sicilia e ne sono riportate 91 in Fig. 2.1.3d. L'estrazione mineraria di bitume è stata una attività industriale in Italia durante il diciannovesimo fino alla prima metà del ventesimo secolo. Questa attività è diventata non economica durante la seconda metà del ventesimo secolo a causa dell'abbondanza e disponibilità di bitume come residuo di raffinazione del petrolio.

Due, tra le tante, sono le località più note ed importanti per il bitume italiano. La prima si localizza negli Appennini Centrali lungo la valle del fiume Pescara ed è nota come “Bitume della Majella” (Fig. 2.1.3d, numeri dal 40 al 47) e fu sfruttata negli anni da numerose imprese inclusa la Società Abruzzese Miniere Asfaltiche - S.A.M.A. La seconda è lungo la valle del fiume Irmínio vicino alla città di Ragusa in Sicilia (Fig. 2.1.3d, numeri da 86 a 89) ed è nota come “Pietra Pece” o “Asfalto di Ragusa” e fu sfruttata inizialmente dalla società A.B.C.D. (Asfalti, Bitumi, Catrami e Derivati). In entrambi i siti, il petrolio generato in profondità è risalito verso la superficie impregnando rocce calcaree porose di età Miocenica dove è stato ossidato e biodegradato nella stato che conosciamo oggi. Società italiane, inglesi, francesi e tedesche iniziarono lo sfruttamento industriale di questi accumuli dalla metà del secolo

diciannovesimo. Già nel 1913, la produzione italiana di bitume era di 117000 tonnellate delle quali 59000 provenivano dalla Majella la cui ricchezza di bitume è testimoniata dalla Fig.2.1.6. La presenza di bitume in queste aree ha attratto anche l'esplorazione petrolifera. Nell'area della Majella i risultati sono stati modesti con la scoperta di due piccoli giacimenti a Tocco da Casauria (pozzi iniziali nel 1863 e scoperta di livelli profondi nel 1933) e di Vallecupa (1955). Al contrario, l'esplorazione petrolifera dell'area di Ragusa ha portato alla scoperta degli importantissimi giacimenti ad olio pesante di Ragusa (1954) e di Gela (1956) seguiti da molti altri negli anni successivi. Oggi, è l'area petrolifera più prolifica di tutta la Sicilia ed è nota come Bacino Ibleo, che è l'avampaese della catena Appenninica Siciliana.

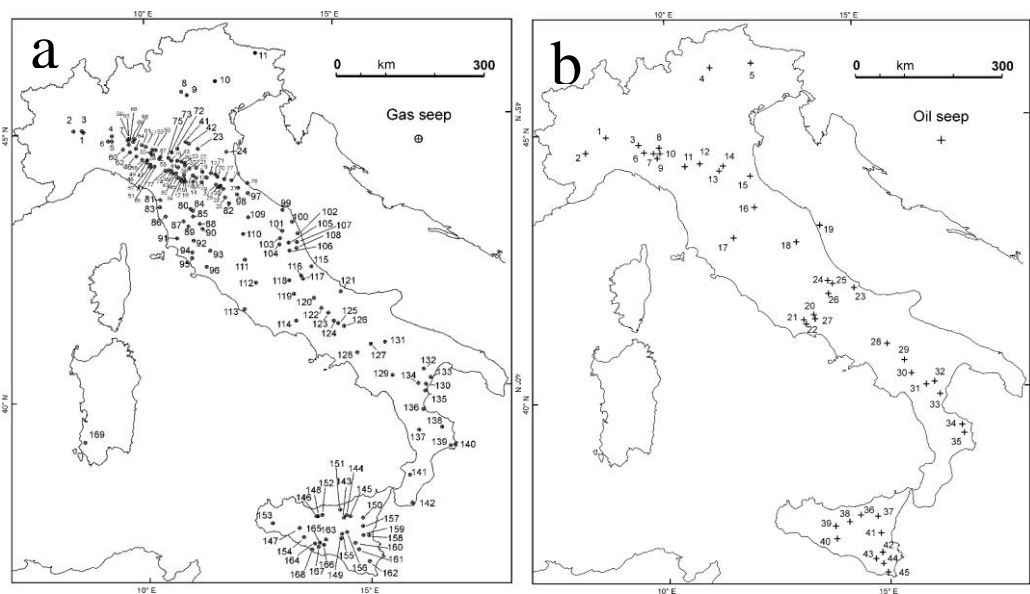


Fig. 2.1.2 – Manifestazioni naturali di idrocarburi in Italia; (a) Emissioni di gas; (b) Sorgenti di petrolio. Fonte: modificato da G. Martinelli et Al. 2012.

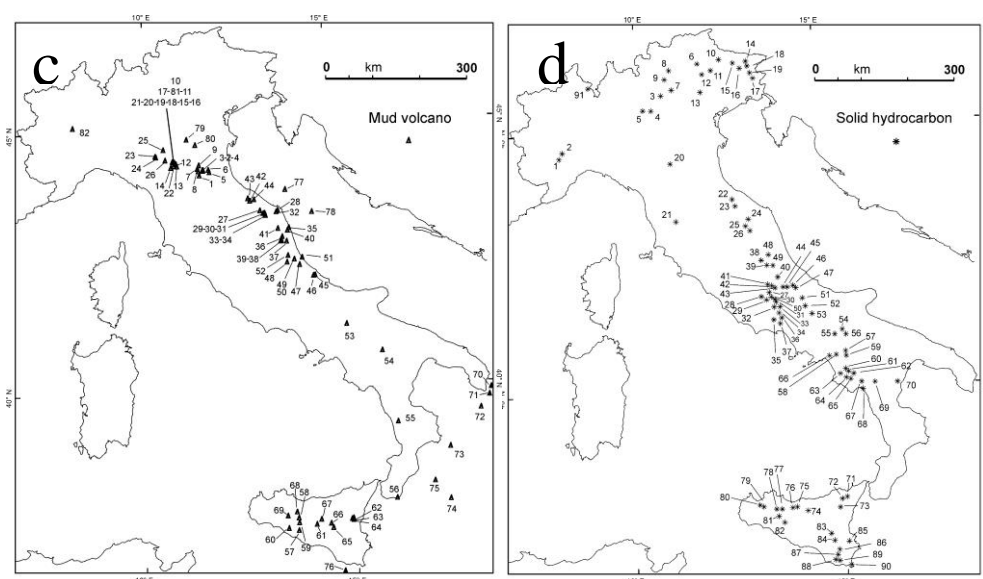


Fig. 2.1.3 – Manifestazioni naturali di idrocarburi in Italia; (c) Vulcani di fango; (d) Accumoli di bitume. Fonte: modificato da G. Martinelli et Al. 2012.



Fig. 2.1.4. Il “fuoco eterno” di Monte Busca conosciuto anche come “vulcanino”. Fonte: Tatinax
<https://www.flickr.com/photos/tatinax/2825615864> CC BY-ND 2.0

Fig. 2.1.5 – Foto della sorgente di petrolio di Tramutola in Basilicata. Fonte: © Andrea Sabbadini
 (<http://andreasabbadini.photoshelter.com/contact>) published on <http://www.internazionale.it/reportage/2015/08/15/basilicata-petrolio>

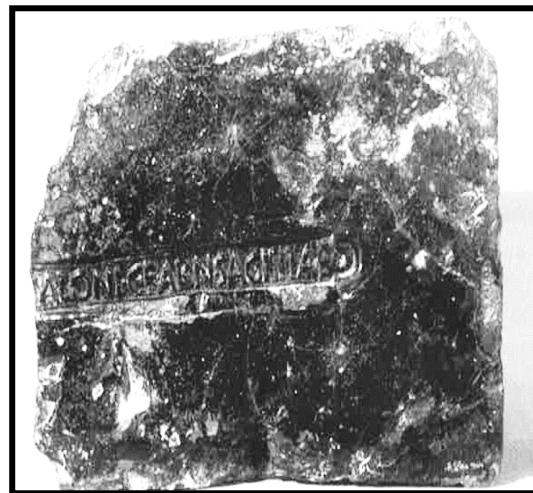
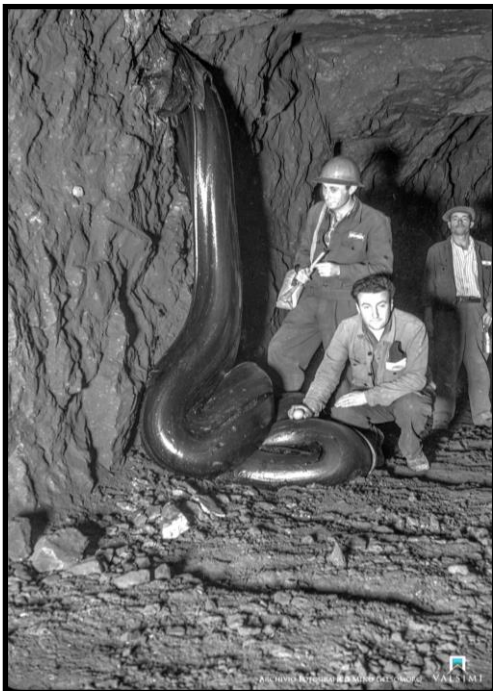


Fig.2.1.6- LEFT -Majella, miniera di Lettomanoppello – Colata di bitume purissimo dalla volta, 1956.
 Fonte: “Archivio fotografico Mino Gelsomoro” per il “Progetto VALSIMI” <http://www.valsimi.it/> Provincia di Pescara e Regione Abruzzi
 Fig.2.1.7 – RIGTH- Pane di bitume romano datato primo secolo AD. Fonte: Museo Naturalistico e Archeologico Paolo Barrasso in Caramanico Terme – Pescara.

Le operazioni minerarie continuarono durante i secoli in molti siti come Lettomanoppello, Scafa, Roccamorice, e San Valentino tutti situati nel settore nord-orientale della Majella. Un testimone di questa secolare attività estrattiva è rappresentato da un lingotto di bitume purificato ritrovato nei pressi, datato primo secolo DC (Fig.2.1.7) e con dimensioni di 35 x 26 x10 centimetri. Esso porta impresso la scritta “ALONI - C (aii) - F (ilii) - ARN (ienses) - SAGITTA” che definisce il conduttore della miniera (Aloni Sagitta, figlio di Caio, della tribù Arniense). L’assenza del timbro SPQR, potrebbe significare che la miniera era una concessione data dal Senato ad un privato del luogo e per la quale pagava dei diritti minerari. E’ un argomento interessante perché potrebbe documentare indirettamente una delle prime concessioni minerarie per idrocarburi della storia. Il bitume prodotto e ridotto in pani veniva probabilmente trasportato a Roma via mare o via terra con trasporto animale. Al tempo, l’Impero Romano disponeva di due porti principali a Miseno e a Ravenna e di molti altri minori sparsi per il Mediterraneo e non solo (i.e. i porti fluviali). La semplice necessità di calafatare periodicamente le navi da guerra (ma anche quelle per trasporto commerciale) con una buona impermeabilizzazione doveva, quindi, comportare l’uso di enormi quantità di bitume insieme ad altre resine naturali. Per completezza citiamo altre due località note per la produzione di bitume e sfruttate fino alla prima metà del XX secolo, per ottenere olii minerali tramite distillazione e ittiolo, Meride - Besano nel varesotto e Mollaro in Trentino. L’ittiolo ottenuto dagli “scisti ittiolitici” di Besano (denominato *Saurolo*, *ammonium sulfosaurolicum*) è tuttora noto per le sue proprietà antisettiche in forma di pomata di colore marrone scuro.

Vulcani di fango

Sono evidenti espressioni geomorfologiche superficiali che testimoniano flussi di fluidi dalle profondità associate, molto spesso, a idrocarburi. Sono riportati 73 siti distribuiti lungo la catena appenninica (Fig. 2.1.3c) e 9 siti sul fondo del mare (6 nello Ionio. 2 nell’Adriatico e 1 nel canale di Sicilia). Due aree, tra le tante, sono particolarmente conosciute per questo peculiare fenomeno geologico. La prima, nota come “Salse di Nirano” (numero 11 di Fig.2.1.3c) è ubicata nell’Appennino Settentrionale. La seconda, nota come “Maccalube di Aragona” è ubicata nella Sicilia Centrale (numero 57 di Fig. 2.1.3c). Le salse di Nirano sono prossime alla città di Modena a pochi chilometri dai paesi di Maranello e Fiorano, sedi dell’industria automobilistica Ferrari. Sono, oggi, un parco geologico e naturale promosso per la conservazione di questi particolari fenomeni. La locale parola “salse” proviene chiaramente da sale che veniva ricavato dalle acque emesse dai vulcani insieme ad idrocarburi e ad argille plastiche. Antonio Stoppani ne diede una dettagliata descrizione nel suo libro “Il Bel Paese”, una sorta di diario di viaggio geologico attraverso l’Italia. La parola locale “maccalube” indica il vulcano di fango e deriva dall’arabo “maqlub” che significa terra che si capovolge. La “Maccalube di Aragona”, si

trova a pochi chilometri dalla città di Agrigento ed è un Parco Naturale. Durante le fasi di emissione parossistica, può essere pericolosa ed è fatto divieto assoluto di avvicinare l'area. E' triste ricordare che nell'estate 2015, due bambini che giocavano nei pressi sono stati travolti dal fango perdendo la vita.

Antiche modalità di produzione del Petrolio

Nelle vicinanze della città di Modena, tra le “Salse di Nirano” e il villaggio di Sassuolo (dal latino “sax oleum” cioè olio dalla roccia) giace la località di Montegibbio (o Monte Zibio) lungo la piccola valle del torrente “Rio del Petrolio”. La produzione di petrolio in questa località fu descritta da Francesco Ariosto (1430-1499) nel suo libro “*de Oleo Montis Zibinii seu Petroleo Agri Mutinensi Libellus*” pubblicato da O. Iacobeo a Copenaghen. In questa località il petrolio veniva prodotto da pozzi scavati a mano (Fig.2.1.8) e commercializzato in tutta Europa con il nome di “Olio di Santa Caterina”. Veniva venduto in due qualità differenti, l'olio bianco più costoso e l'olio rosso meno costoso perché meno pregiato. Entrambe le varietà servivano a scopi medici come rimedi per diverse malattie. Un singolare metodo di produzione del petrolio ci viene descritto nella stampa (Fig.2.1.9) del pittore fiammingo Johannes Stradanus (1523-1605). La località è certamente il Canale di Sicilia e potrebbe corrispondere al numero 76 di Fig.2.1.3c. Vengono raffigurati i marinai che raccolgono goccioline di petrolio sulla superficie del mare con spugne naturali e lo immagazzinano in speciali orci di terracotta dove, probabilmente, si separava dall'acqua per gravità.

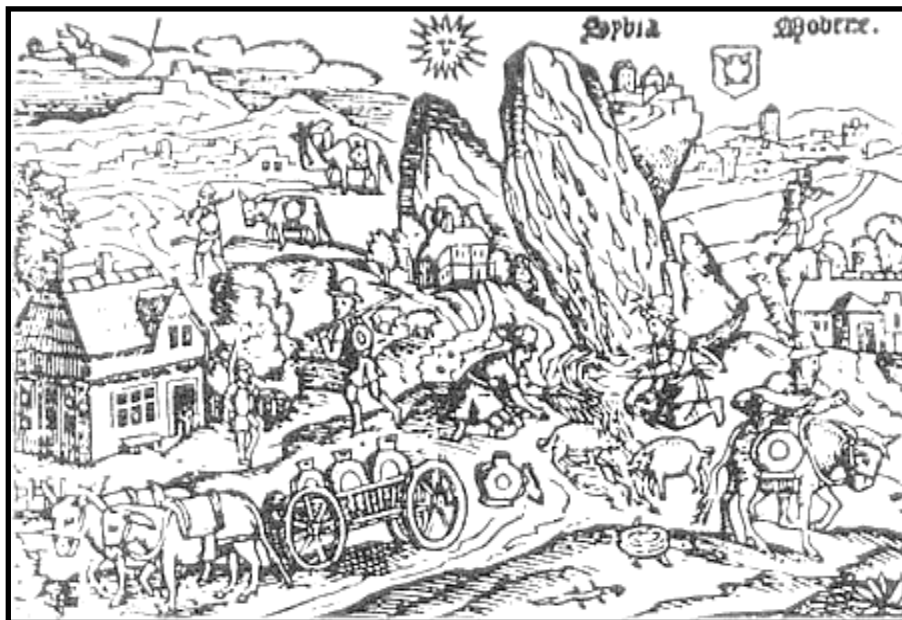


Fig. 2.1.8 – Stampa di autore ignoto datata 1540. Descrive la raccolta e l'inizio del trasporto del petrolio a Montegibbio (Modena) - Fonte C. Gorgoni, 2003 – “Le salse di Nirano e le altre salse emiliane - I segreti di un fenomeno tra mito e realtà. Comune di Fiorano Modenese”. ABC, S. Fiorentino, 128-pp- http://www.comune.fiorano-modenese.mo.it/Turismo/salse%20nirano/ri/foto_riserva.htm



Fig.2.1.9. Raccolta di petrolio con spugne naturali nel mare di Sicilia, stampa del 16^{mo} secolo.

Fonte: Jan van der Straet (Joannes Stradanus) - Title: Using Sponges to Collect Naphtha from the Surface of the Waves, plate 86 from Venationes Ferarum, Avium, Piscium engraved by Jan Collaert (1566-1628) published by Phillipus Gallaenus of Amsterdam

Il Periodo dei Pionieri dal 1860 al 1944

Il periodo inizia con il pozzo di Ozzano ,1860, e termina con la scoperta di Caviaga ,1944.

Le prime scoperte

La storia moderna dell'industria petrolifera italiana ebbe inizio nella seconda metà del 1800 e furono proprio le manifestazioni superficiali di idrocarburi a guidare le prime ricerche con tecniche moderne. La prima scoperta di petrolio in Italia fu fatta dalla ditta Achille Donzelli nel 1860 che perforò due pozzi ad Ozzano, nell'appennino parmense, a 32 e 45 metri di profondità con una produzione giornaliera di 25 kg di petrolio. Nello stesso anno il marchese Guido Della Rosa e la società Zipperlein realizzarono a Salsomaggiore alcuni pozzi con profondità elevate per l'epoca e che diedero produzioni di petrolio, tant'è che nel 1869 Salsomaggiore divenne la prima città illuminata a gas. Nel 1863, venne intrapresa l'esplorazione di idrocarburi negli Appennini Centrali nell'area della Majella favorita dalle vistose manifestazioni di bitume. Il primo pozzo fu chiamato Tocco da Casauria dal nome del vicino villaggio. Il pozzo raggiunse i 60 m di profondità e produceva inizialmente 500 kg di petrolio al giorno, alla fine del 1865 la produzione totale dell'area raggiunse la 300 tonnellate. Nel 1868, il governo italiano rilascia le prime concessioni di produzione per il giacimento di Vallezza (Parma) e di Montechino (Piacenza). Negli stessi anni inizia l'esplorazione in un'area a Sud-Est di Roma dove gli antichi Romani producevano bitume. Il petrolio fu scoperto, anche se in piccole quantità a Ripi e a San Giovanni Incarico. Nel 1890, l'esplorazione si sposta nella Valle del Torrente Chero nei pressi di

Piacenza dove viene scoperto il giacimento di Velleia che, ricevuta la Concessione di Produzione nel 1892, comincia a produrre circa 400 kg di olio al giorno da cinque pozzi. L'inizio del XX secolo è caratterizzato dalla fondazione di alcune società petrolifere italiane destinate a dominare la restante parte del periodo.

La fondazione della Società Petrolifera Italiana (SPI)

Nel luglio del 1905 Luigi Scotti (1859-1933) fonda la SPI nella piccola cittadina di Fornovo Taro vicino alla città di Parma. La SPI rimarrà per decenni la più grande società petrolifera italiana e la prima a poter essere considerata “integrata” (cioè operativa in tutti i settori del business dall’esplorazione e produzione, al trasporto, alla raffinazione e alla commercializzazione dei prodotti). La produzione di idrocarburi proveniva dalle vicine concessioni di Vallezza e Salsomaggiore. I prodotti venivano raffinati alla Raffineria di Fornovo Taro di proprietà della stessa SPI. Nel 1927, Scotti vende la SPI alla Standard Oil Company of New Jersey che introdurrà le più avanzate tecnologie industriali dagli Stati Uniti. Negli anni trenta, la SPI produceva circa 70000 bbl/anno di petrolio che era l’80% di quello prodotto in Italia. Negli stessi anni, la SPI inizia lo sfruttamento di piccoli giacimenti nella valle del Torrente Rile e nella Val Staffora (Pavia). Nel 1966 la SPI viene venduta alla Philips Petroleum e nel 1997 all’ENI. Infine, è stata acquisita dalla Gas Plus nel 2005 che ha celebrato i 100 anni dalla fondazione e ha inaugurato, nel 2010, il museo del petrolio di Vallezza.

La fondazione della Società per azioni Petroli d’Italia (SPDI)

La SPDI viene fondata nel 1906 con il *merge* tra la Société Française des Pétroles Zipperlen & Co e la Société Pétroles de Montechino. I suoi *assets* sono le Concessioni di Montechino-Gratera-Velleia con 403 pozzi produttivi (che saliranno a 700 nel 1958) e la raffineria di Fiorenzuola d’Arda vicino a Piacenza. Negli anni 50’, la SPDI arriva a produrre un massimo di 300 tonnellate di petrolio e 500000 m³ di gas all’anno. Nel 1956, è costretta alla bancarotta dopo un grave incendio nella raffineria, la società viene definitivamente chiusa nel 1960.

La fondazione della Società Idrocarburi Nazionali (SIN)

Viene fondata nel 1925 a Firenze. Nel 1938 scopre il giacimento di Pietramala e lo collega alla sede fiorentina con un gasdotto. Durante la seconda guerra mondiale distribuisce metano per autotrazione nella zona di Firenze.

La fondazione della Azienda Generale Italiana Petroli (AGIP)

L’Agip fu voluta dal governo Mussolini il 3 di aprile 1926 come Compagnia Petrolifera dello Stato Italiano. I suoi scopi erano di promuovere la ricerca di idrocarburi sul territorio nazionale e di assicurare l’approvvigionamento di energia fossile per il paese anche con produzioni fuori dall’Italia. I primi anni di attività furono alquanto deludenti con piccole scoperte di giacimenti marginali come

Podenzano (Piacenza), Tocco da Casauria profondo (Majella), Tramutola (Val d'Agri) e Ripi profondo (Frosinone). L'eminente geologo Guido Bonarelli, primo *exploration manager* della società, suggerì di spostare l'esplorazione dalla catena appenninica al bacino di "avanfossa" della Pianura Padana e ciò in accordo con le idee di Cesare Porro un altro grande geologo del tempo. L'idea fu concretizzata solo nel 1940 quando fu introdotto un gruppo sismico statunitense con tecnologia a riflessione, la sola che poteva permettere di rivelare la geologia padana mascherata da potenti coperture alluvionali. Il rilievo fu presto completato e interpretato rivelando numerose anticlinali, una delle quali, Caviaga, fu perforata durante il 1943/44. Nel 1945, Enrico Mattei (1906-1962) fu incaricato dal Governo Provvisorio Italiano di liquidare l'AGIP, considerato un "carrozzone fascista". Mattei, appena realizzato l'importanza di Caviaga, si comportò all'opposto iniziando lo sviluppo del giacimento e cambiando così per sempre il futuro di AGIP. Nel 1953 fu creata la *holding* ENI che controllava le varie società petrolifere operative dello Stato. Insieme alla legge istitutiva di ENI, veniva sancito il monopolio petrolifero sull'intera Pianura Padana (considerata l'area petrolifera più importante d'Italia) che sarà sciolto solo nel 1998 insieme alla privatizzazione finale di ENI iniziata già nel 1995.

I giacimenti del periodo pionieristico

Il periodo è caratterizzato da una dozzina di scoperte di piccoli giacimenti. Caviaga appartiene e verrà descritto nel periodo successivo. La maggior parte di questi giacimenti (Fig. 2.1.10) sono concentrati nell'Appennino Settentrionale (ma anche Centrale e Meridionale) che è stato, per così dire, la culla dell'industria petrolifera italiana. Nel periodo, la produzione di idrocarburi (petrolio soprattutto) faceva capo solamente a quattro società SPI, SPDI, SIN e AGIP. Di seguito una sintesi dei giacimenti scoperti nel Periodo dei Pionieri.

Velleia-Montechino-Gratera – Questi tre giacimenti di petrolio vicini alla città di Piacenza, furono scoperti da SPDI rispettivamente nel 1890, 1892 and 1907. La produzione iniziò rapidamente e nei tardi anni cinquanta, prima del loro abbandono, avevano prodotto complessivamente circa 200000 tonnellate. Velleia raggiunse il picco produttivo nel 1895 con 4000 ton/anno, mentre Montechino e Gratera raggiunsero il picco produttivo nel 1911 con 3000 ton/anno. Furono perforati circa 700 pozzi. Il serbatoio del giacimento è costituito da calcari fratturati del Cretaceo. Le riserve URR non sono state mai pubblicate, tuttavia una ragionevole stima le colloca tra 1.5 e 2 Mboe.

Vallezza – Molti pozzi erano presenti nell'area e producevano, in modo discontinuo, sin dal 1869. A partire dal 1907, la SPI acquisisce gli *assets* e le attività precedenti ottenendo la concessione di produzione nel 1909. Nello stesso anno inizia la produzione di petrolio di ottima qualità a 52° API da arenarie del Terziario. Il picco produttivo fu raggiunto nel 1932 con 8581 ton/anno. La produzione di gas iniziò nel 1930 e quella dei condensati nel 1932. Il numero totale di pozzi produttori raggiunse i 180. La produzione fu interrotta definitivamente nel 1993. Il giacimento è una trappola strutturale complessa

formata da una faglia compressiva con ripetizioni di serie (Fig.2.1.11). Il giacimento di Vallezza è stato il più grande del periodo pionieristico con riserve totali URR superiori a 2 Mboe.

Ozzano-Vizzola – Questi piccoli giacimenti di petrolio furono scoperti da SPI nel 1909 a pochi chilometri da Vallezza, dopo che nell'area era stato perforato il primo pozzo produttivo d'Italia nel 1860. Nel 1942 fu scoperto un nuovo livello a olio e gas nelle arenarie del Miocene che produsse sino al 1970. Le riserve URR sono stimate in circa 0.2 Mboe.

Salsomaggiore – Fu scoperto da SPI nel 1923 nei pressi della città di Salsomaggiore (Parma). L'area produttiva comprende tre distretti (Centopozzi, Salsominore, e Rovacchio). Le concessioni per i primi due furono garantite alla SPI, mentre AGIP ottenne la concessione di Rovacchio nel 1930. Il picco produttivo fu raggiunto nel 1932 con 12800 ton/anno. Negli anni cinquanta la produzione di petrolio fu chiusa mentre quella di gas continuò in maniera discontinua. Le riserve URR sono di 1.2 Mboe.

Pietramala – Scoperto nel 1938 da SIN in Appennino Settentrionale tra le città di Bologna e Firenze. Le riserve URR sono stimate in circa 0.6 Mboe.

Ripi – Scoperto da SPDI vicino a San Giovanni Incarico nel 1924. La produzione iniziò nel 1932. AGIP acquisì l'*asset* nel 1939, abbandonando la produzione negli anni cinquanta. Tuttora, società petrolifere minori producono piccole quantità di petrolio. Le riserve URR sono di circa 0.6 Mboe.

Fontevivo e Podenzano – Scoperti da AGIP negli anni trenta nei pressi di Piacenza con il metodo gravimetrico. In Fontevivo la produzione è terminata nel 1953; riserve URR stimate in circa 0.2 Mboe. In Podenzano è terminata nel 1962; riserve URR sono circa 0.7 Mboe.

Tocco da Casauria – La prima scoperta di petrolio vicino alle miniere di bitume è del 1863. La concessione fu ottenuta da AGIP nel 1934 e furono perforati 21 pozzi profondi. La produzione terminò negli anni cinquanta con sporadiche riprese negli anni successivi. Le riserve URR sono di circa 0.1 Mboe.



Fig. 2.1.10 – I principali giacimenti del Periodo dei Pionieri.

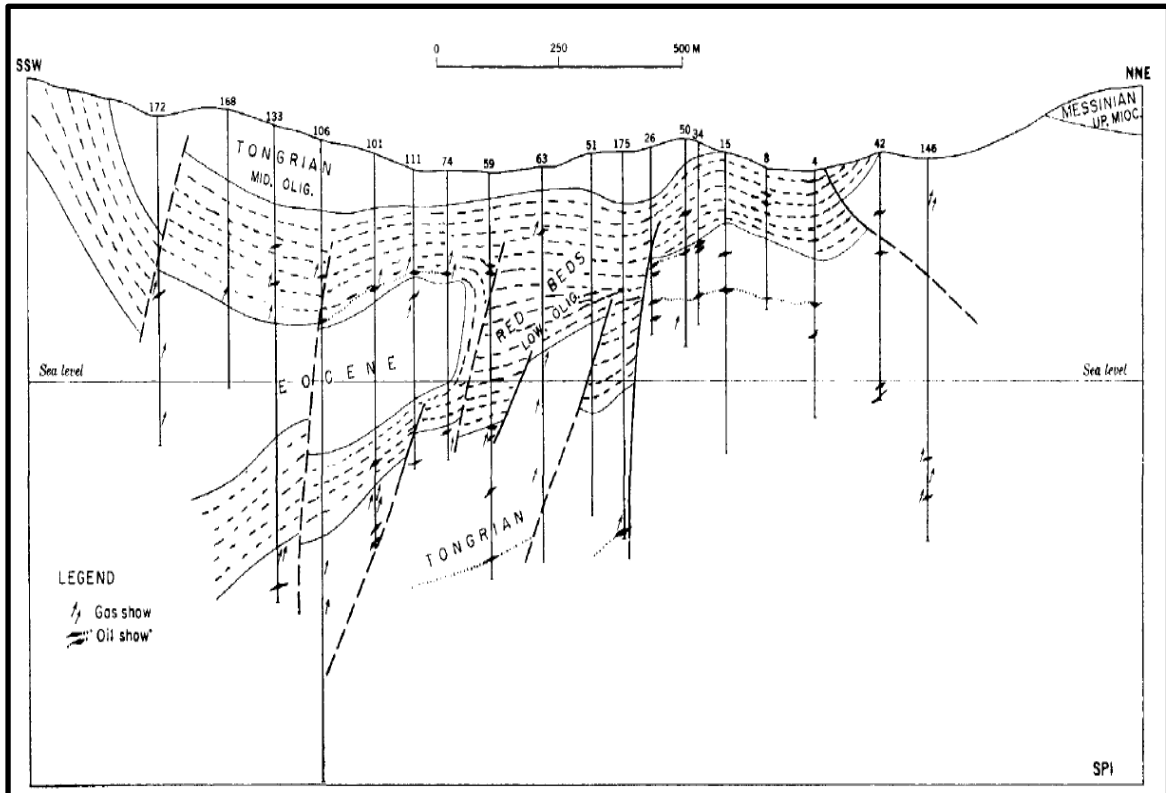


Fig. 2.1.11 – Sezione geologica trasversale del giacimento di Vallezza. Fonte - Reeves “Italian Oil and Gas Resources” – AAPG Bulletin 37 n 4, 1953.

Tramutola – Nel 1937, AGIP scopre nelle arenarie del Terziario il piccolo giacimento di petrolio di Tramutola in prossimità della nota sorgente naturale. Il giacimento fu abbandonato nel 1959; le riserve URR sono circa 0.1 Mboe.

San Giovanni Incarico – Scoperto da SPDI nel 1915 vicino alla città di Frosinone nei pressi di una nota sorgente di petrolio. Ha prodotto per pochi anni quantità ridotte di olio pesante.

La produzione non-convenzionale di gas metano del Polesine

Il gas biogenico è estesamente presente a profondità limitate e in piccole concertazioni nelle acque di formazione contenute nelle arenarie del Quaternario dell’intera Pianura Padana Sud-Orientale. E’ possibile fare piccole “scoperte” perforando pozzi anche alla cieca. Il metano è disciolto nelle acque di formazione e si libera in bollicine alle condizioni di temperatura e pressione della superficie. L’area migliore per osservare questo fenomeno geologico sono le “terre basse” del Delta del Po note come Polesine. E’ un’area triangolare di circa 2000 chilometri quadrati compresi tra la linea di spiaggia dell’Adriatico e le foci dei vari rami del Po tra le province di Rovigo e Ferrara. La scoperta di questa risorsa non-convenzionale di metano risale ai primi anni trenta quando alcuni contadini osservarono una eruzione di metano in un pozzo per acqua e cominciarono a sfruttare il metano che si liberava

naturalmente da pozzi profondi. Tuttavia, la produzione industriale incominciò solamente nel 1939 in concomitanza con la penuria di carburanti connessa alla Seconda Guerra Mondiale. Infatti, era pratica comune modificare i motori tradizionali dei mezzi pubblici e privati affinché potessero usare come carburante il metano al posto della preziosa benzina dedicata in massima parte allo sforzo bellico. Nel 1943, il metano non-convenzionale prodotto dal Polesine era di più della produzione totale di tutti gli altri giacimenti convenzionali d'Italia. Gli operatori dell'area erano almeno un centinaio di piccole società, quasi tutte a carattere familiare, raggruppate in un consorzio denominato CIM (Consorzio Italiano Metano). Questa frammentazione produttiva non ha mai permesso di avere buone statistiche su questo tipo di attività. Si stima che vennero perforati un totale di circa 3000 pozzi (l'ultimo dato ufficiale riportato nel 1951 è di 2500) con una profondità compresa tra 300 e 500 m. Secondo dati CIM riferiti al 1957, risultavano 1500 pozzi funzionanti e che producevano, tramite pompaggio, una media di 500 m³ di "acque metanifere" per pozzo al giorno, il che significherebbe 182500 m³ all'anno per pozzo. Moltiplicando per il numero di pozzi in funzione nel 1957, si otterrebbe una produzione di circa 275 milioni di m³ all'anno di "acque metanifere". La vita produttiva di questi pozzi era mediamente di 5 anni con una produzione complessiva nell'arco di questo periodo variabile tra 600000 e 800000 m³. In fase produttiva si otteneva 1 metro cubo di metano circa da 1 metro cubo di acqua salata. Secondo dati tratti dall'articolo del 1953 di F. Reeves "*Italian Oil and Gas Resources*", la produzione media annuale era di circa 350 Mm³, che non è molto distante dal dato CIM riferito al 1957 di 275 Mm³. Anche secondo A. Desio nel suo libro "*Geologia Applicata all'Ingegneria – Hoepli, 1985*" viene citato il dato di 350 Mm³ all'anno di media. Considerando un dato intermedio di 300 Mm³ annui per una produzione continuativa di circa 20 anni (dal 1939 al 1961) si può calcolare che la produzione totale di acque metanifere sia stata di circa 6 Gm³ e che quindi il metano totale prodotto nel Polesine sia stato anch'esso di 6 Gm³. Almeno 6 Gm³ di acqua metanifera (ma potrebbe essere un conto ampiamente per difetto e 7 Gm³ un numero più realistico) sono stati sottratti dai sedimenti quaternari non consolidati da una profondità di poche centinaia di metri su una porzione limitata di territorio. L'impatto ambientale poteva essere facilmente prevedibile anche nel primo dopoguerra e, anzi, calcolato matematicamente. In sostanza era inevitabile una subsidenza veloce e importante del suolo che si aggiungeva a quella naturale tipica delle aree di Delta. Altro problema da affrontare era lo smaltimento delle acque reflue e per di più salate senza danneggiare l'ambiente e le coltivazioni. Puntualmente si verificarono sprofondamenti del suolo da 1 a 2 m e anche di più. Si è stimato una subsidenza media di circa 10 cm/anno per una superficie di 800 chilometri quadrati con punte locali fino a 30 cm/anno. Era inevitabile, che alla prima occasione queste terre, già di per sé con una elevazione prossima allo zero, subissero l'invasione delle acque. La tragedia avvenne nell'inverno del 1951 con la cosiddetta "Alluvione del Polesine" innescata da una piena eccezionale del fiume Po e dei suoi affluenti sia alpini che appenninici. Dopo questo tragico evento, gli abitanti presero a ricostruire le difese idrauliche contro il fiume ma anche a contrastare fortemente, e

giustamente, la produzione di acque metanifere per evitare ulteriore subsidenza. Il governo chiuse definitivamente questa attività estrattiva all'inizio degli anni sessanta. Oggi, il lascito culturale di questa immane tragedia che causò 100 morti e 180000 senza tetto, si traduce nella opposizione a qualsivoglia sviluppo di giacimenti convenzionali di gas nel Delta e con una estensione dell'area di protezione che arriva fino ad inglobare l'area cittadina di Venezia. Il governo italiano ha sospeso negli anni ottanta lo sviluppo del Progetto Gas Alto Adriatico (che era già in corso) comprendente la messa in produzione di una quindicina di giacimenti di gas biogenico convenzionale per riserve complessive di circa 35-40 Gm³ corrispondenti a 250 Mboe. Dopo la sospensione del progetto, un decreto di moratoria, per qualunque attività petrolifera nelle acque prospicienti la Regione Veneto fino al confine marino con la Croazia nel Mar Adriatico, è entrato in vigore a protezione di una possibile subsidenza che peggiori la già precaria situazione della città di Venezia (legge 9/1991 e legge 133/2008). Senza entrare nel merito specifico delle cause della subsidenza di Venezia, sulla quale si sono scritti metri cubi di trattati, vorrei rimarcare che la subsidenza del Polesine è da imputare alle enormi quantità di acqua metanifere prodotte da profondità estremamente superficiali mentre l'impatto complessivo del solo metano è stato, quantomeno, ridotto. Tre sono le situazioni che rendono non comparabili uno sviluppo di gas biogenico convenzionale rispetto alle produzioni di acque metanifere del Polesine. La prima è che un giacimento si estende su di un'area limitatissima (per intenderci, 10 o 20 chilometri quadrati) e il fenomeno della subsidenza, che è provato dal punto di vista scientifico, interessa solo l'area direttamente soprastante il giacimento e si attenua azzerandosi rapidamente nell'intorno. La seconda è che i giacimenti di gas biogenico sono a profondità molto superiori rispetto alle acque metanifere (per intenderci, migliaia di metri comparati con centinaia) il che attenua fortemente l'entità della subsidenza stessa in superficie. Infine la terza, i giacimenti convenzionali producono gas e solo gas, le quantità associate di acqua sono molto basse. L'acqua al di sotto del contatto GWC tende ad risalire verso l'alto sostituendo il gas prodotto compensando e controbilanciando parzialmente la pressione inter-granulare dei sedimenti in produzione limitandone la compattazione che è la causa principale della subsidenza. Vorrei sottolineare che l'interdizione totale per legge della ricerca e dello sviluppo di giacimenti convenzionali a gas biogenico (molti dei quali già scoperti e fermi in attesa da decenni e decenni di decisioni governative/regionali) nel mare prospiciente il Veneto, mi appare, scusatemi il paragone, come dar la caccia ai passerai usando un cannone. Alle volte mi chiedo se il mare Adriatico di pertinenza della Croazia sia, per qualche ragione a me sconosciuta, diverso dalla porzione italiana dello stesso. In certe notti di luna piena, mi viene il sospetto che il gas metano che comperiamo da Mr. Putin o dall'Algeria sia diverso e, forse, più nobile e perfetto del nostro. E' ovvio che da qualche parte dobbiamo comperare la "parte che ci manca", ecco è proprio quanto grande sia questa parte che mi da pensare.

Considerazioni conclusive sul Periodo dei Pionieri

Il periodo è caratterizzato da un inizio precoce dell'esplorazione nell'Appennino Settentrionale che si

estese successivamente in quello Centrale. Molte compagnie italiane e straniere investirono considerevoli capitali nella ricerca petrolifera attratte dalla altissima concentrazione di emissioni naturali di idrocarburi della Penisola. In realtà le scoperte si dimostrarono molto al di sotto delle aspettative iniziali con il ritrovamento solamente di una dozzina di piccoli giacimenti di petrolio. Il più grande è stato Vallezza con riserve complessive di oltre 2 Mboe. Durante la prima metà del XX secolo, avviene una rivoluzione tecnologica per l'applicazione nella ricerca di nuovi mezzi geofisici e l'implementazione della perforazione *rotary*. AGIP utilizza a partire dal 1927 la società German Exploration GmbH che applica la Bilancia di Torsione Eotvos nei rilievi gravimetrici. Entro il 1935, nell'intera Pianura Padana vengono acquisiti dati gravimetrici regionali. Nel 1934, la SPI (controllata dalla statunitense Standard Oil Company of New Jersey) introduce nella perforazione la tecnologia rotary che permette una maggiore sicurezza operativa e il raggiungimento di profondità molto più elevate. Infine nel 1940, AGIP contrae la statunitense Western Geophysical per eseguire rilievi simili a riflessione nella Pianura Padana. In quegli anni si avvera il sogno di Bonarelli e di Porro di muovere l'esplorazione dalle complesse strutture affioranti dell'Appennino alle strutture sepolte delle pianure prospicienti dove anticlinali più grandi, più profonde ma meglio conservate e protette da migliaia di metri di argille recenti attendono di essere perforate. Già il primo pozzo in questa nuova situazione geologica, Caviaga, sarà un grande successo. La catena compressiva appenninica che forma l'ossatura della nostra penisola non può, per la sua natura geologica, preservare al meglio le trappole petrolifere. Fondamentalmente è questa la causa delle numerosissime manifestazioni di idrocarburi che provengono da trappole profonde che non sono meccanicamente capaci di ritenere i fluidi petroliferi perché stressate da fratture dovute ai ripetuti movimenti tettonici. E' una regola generale che si dimostrerà, successivamente, non del tutto valida quando si esploreranno le strutture compressive appenniniche profonde della Val d'Agri. Le produzioni di petrolio nazionale del periodo non arrivarono mai a coprire le necessità crescenti di energia fossile del paese. L'Italia rimase sostanzialmente un importatore di petrolio, come lo è tuttora. Il migliore anno produttivo del periodo fu il 1932 con un totale di 27000 ton/anno corrispondenti a 540 barili/giorno di petrolio. Questo buon risultato fu ottenuto per il contemporaneo picco produttivo di Vallezza (8600 ton/anno) e Salsomaggiore (12800 ton/anno) mentre il contributo rimanente proveniva sostanzialmente da Velleia.

Il periodo della crescita e maturità, dal 1944 al 2007

Il periodo si estende dalla scoperta di Caviaga, nel 1944, fino al 2007, quando i pozzi esplorativi che si perforano in Italia scendono stabilmente al di sotto del limite fisiologico di 10 per anno. Possiamo definirlo il periodo d'oro dell'industria petrolifera italiana sostenuta da grandi investimenti e corroborata da risultati confortanti come riserve scoperte e produzione. L'intero periodo può essere

diviso in due grandi cicli esplorativi sulla base della pulsazioni delle attività di perforazione (Fig. 2.1.12). Il Ciclo del Gas Biogenico e il Ciclo del Petrolio Mesozoico.

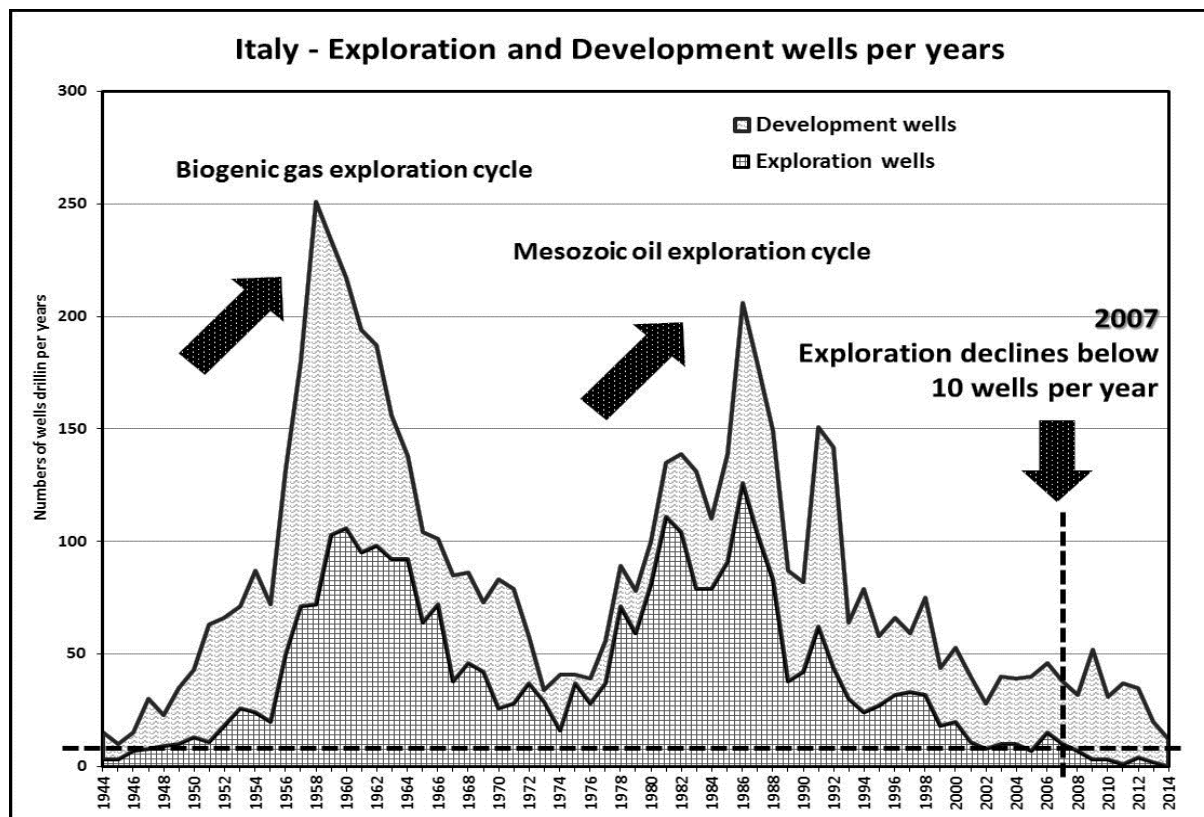


Fig.2.1.12 – I cicli esplorativi del Gas Biogenico e del Petrolio Mesozoico valutati come numero di pozzi nel flusso temporale. Dal 2007 il Periodo del Declino con meno di 10 pozzi esplorativi annui.

Il Ciclo Esplorativo del Gas Biogenico è l'immediata conseguenza della scoperta di Caviaga che fa da rompi ghiaccio al dilagare della esplorazione con tema gas nella Pianura Padana e che pian piano si espanderà al resto d'Italia e nel prospiciente Mare Adriatico. Il picco di attività che contraddistingue questo ciclo coincide con la decade 1956-1966. Nel 1958, si perforano complessivamente più di 250 pozzi tra esplorativi e di sviluppo (è un record che non verrà più superato nella restante storia dell'industria petrolifera italiana). Nel 1960 si tocca il massimo per la ricerca con più di cento pozzi esplorativi perforati. Questo numero è particolarmente importante nelle statistiche perché rappresenta lo sforzo e i relativi investimenti indirizzati a trovare nuove riserve di idrocarburi. La dicitura Periodo del Declino, intesa per l'attività industriale specifica, si spiega quando i pozzi esplorativi scendono al di sotto di una soglia minima che non sarà più in grado di garantire dei risultati continuativi nel futuro. Il Ciclo del petrolio Mesozoico coincide con la decade 1979 -1989 ed è un cambiamento rispetto al precedente perché il massimo sforzo è dedicato alla ricerca di petrolio, prevalentemente, nelle rocce di età Mesozoica. Il picco dell'attività è raggiunto nel 1986 con più di 200 pozzi di esplorazione e

sviluppo. Nella decade, l'esplorazione ha avuto due picchi di attività con oltre 100 pozzi nel 1981 e 1986.

La definizione dei due cicli ha solo una funzione storico-descrittiva non significa, ovviamente, che durante l'uno o l'altro ciclo non si siano perforati pozzi dedicati ad un tema geologico piuttosto che all'altro. Al contrario, i volumi di gas maggiori scoperti sino ad ora sono del 1968 (giacimento di Agostino-Porto Garibaldi) e del 1971 (giacimenti di Barbara e Luna) al di fuori del ciclo descritto (Fig.2.1.13a). Mentre, i maggiori volumi di petrolio Mesozoico furono scoperti nel 1984 (giacimento di Trecate), 1988 (giacimento di Monte Alpi), e 1989 (giacimento di Tempa Rossa) verso la fine del ciclo di competenza (Fig.2.1.13b).

La scoperta del giacimento di gas di Caviaga

Per spostare l'esplorazione dalla catena compressiva appenninica alla prospiciente pianura occorreva un mezzo geofisico che permettesse di "vedere" le geometrie geologiche sepolte. Ciò fu realizzato da AGIP con la collaborazione della statunitense Western Geophysical Company con l'impiego di gruppi sismici a riflessione nella Pianura Padana. Il rilievo cominciò nel 1940 nell'area di Lodi immediatamente a Sud di Milano ma fu, prematuramente, interrotto dalla dichiarazione di guerra tra USA e Italia dell'11 dicembre del 1941. Nonostante le difficoltà, i tecnici italiani riuscirono a concludere l'acquisizione del rilievo. L'interpretazione delle linee sismiche ottenute mostrava la presenza di numerose anticlinali sepolte. Una di queste, con una dimensione di 8 x 3 chilometri, veniva denominata Caviaga da un piccolo villaggio nei pressi di Lodi. Le sezioni sismiche ottenute dal *processing* (Fig.2.1.14) erano già, incredibilmente per i tempi, migrate in profondità. Infatti, le riflessioni erano rappresentate da segmenti interpretati in tempi sulle tracce adiacenti. I segmenti erano poi convertiti in profondità e migrati secondo la loro pendenza in tempi con una legge di velocità sismica regionale nota come MC100. Agip iniziò a perforare il pozzo Caviaga-1 nel 1943 e raggiunse la profondità finale nel luglio del 1944, in piena guerra civile. Furono eseguite delle prove di produzione nelle arenarie basali del Pliocene (successivamente diventeranno la Formazione Sabbie di Caviaga) che poggiavano direttamente sopra l'erosione del Messiniano. Gli spari di produzione furono eseguiti da 1384 m a 1403 m di profondità ottenendo un volume di 100000 m³ di gas/giorno accompagnato da pochissimi condensati. Caviaga-1 fu completato alla produzione come produttore di metano utilizzato come carburante per i veicoli a motore della comunità locale. Allo stesso tempo, l'andamento della produzione e delle pressioni nel pozzo servivano come *test* di produzione di lunga durata per monitorare le *performances* del *reservoir*. Caviaga-1 aveva scoperto un giacimento di gas di 12.5 Gm³ di riserve (corrispondenti a circa 80 Mboe). Era una delle scoperte di gas più importanti d'Europa, seconda solo al giacimento rumeno di Deleni. Ma soprattutto, Caviaga dimostrava che le anticlinali sepolte della Pianura Padana erano un obiettivo minerario di primordine e da perseguire senz'indugio

nel futuro. Nel 1945, il partigiano Enrico Mattei fu incaricato dal Governo Italiano Provvisorio di liquidare l'AGIP vendendone le proprietà e licenziando i pochi tecnici rimasti. Mattei, appena realizzò la potenziale importanza industriale di Caviaga, non solo non seguì le indicazioni del Governo, anzi decise di sviluppare in fretta e furia il giacimento e di utilizzare il gas della Pianura Padana come motore per la rinascita industriale dell'Italia prostrata da anni di guerra. Questa decisione storica influenzerà in modo definitivo le sorti dell'industria petrolifera italiana e della sua Compagnia di Stato, l'AGIP. Era finito il periodo dei pionieri e iniziava la modernità. Caviaga raggiunge il picco di produzione nel 1956 con 1.280 Gm³/anno di gas, ad oggi il giacimento continua a produrre 5 Mm³/anno (dati 2015 del Ministero) da quattro pozzi localizzati alla sommità della struttura anticlinale (Fig.2.1.15). Mi piace pensare che il metano di Caviaga sia stato uno dei motori, insieme a molti altri ovviamente, del miracolo economico/industriale dell'Italia degli anni sessanta. Nella storia di Caviaga c'è un mistero irrisolto. Perché i dirigenti AGIP non informarono, nell'estate del 1944, il Governo della scoperta mentre la rivelarono solo a Mattei nel maggio 1945? Per tentare una risposta occorre valutare i fatti in una prospettiva storica. I risultati del pozzo arrivarono nel luglio 1944. L'anno prima, 25 luglio 1943, cadeva il Governo Fascista e il Primo Ministro Mussolini veniva imprigionato. Il nuovo Governo Italiano firmava l'armistizio con gli Alleati l'8 settembre 1943, abbandonava Roma e si rifugiava nelle braccia degli americani che occupavano l'Italia Meridionale. L'esercito tedesco occupava il resto d'Italia e liberava Mussolini il 12 di Settembre 1943. Mussolini formava un nuovo governo fascista, la RSI, basato a Salò. E' l'inizio della guerra civile italiana che terminava il 25 Aprile 1945 con il ritiro delle truppe tedesche e l'esecuzione di Mussolini ad opera dei partigiani. In questa drammatica situazione, i dirigenti AGIP a quali organi istituzionali dovevano comunicare la scoperta dell'estate 1944? Difficile dare una risposta! Tra l'altro, erano ben consapevoli che qualunque disponibilità di metano nei territori occupati dai tedeschi sarebbe stata utilizzata direttamente come carburante oppure nella produzione di carburanti sintetici. Scelsero, quindi, la strada dell'attesa rivelando la notizia nel 1945 a Mattei come rappresentante del Governo Provvisorio, ma almeno "unico" d'Italia (Fig.2.1.16).

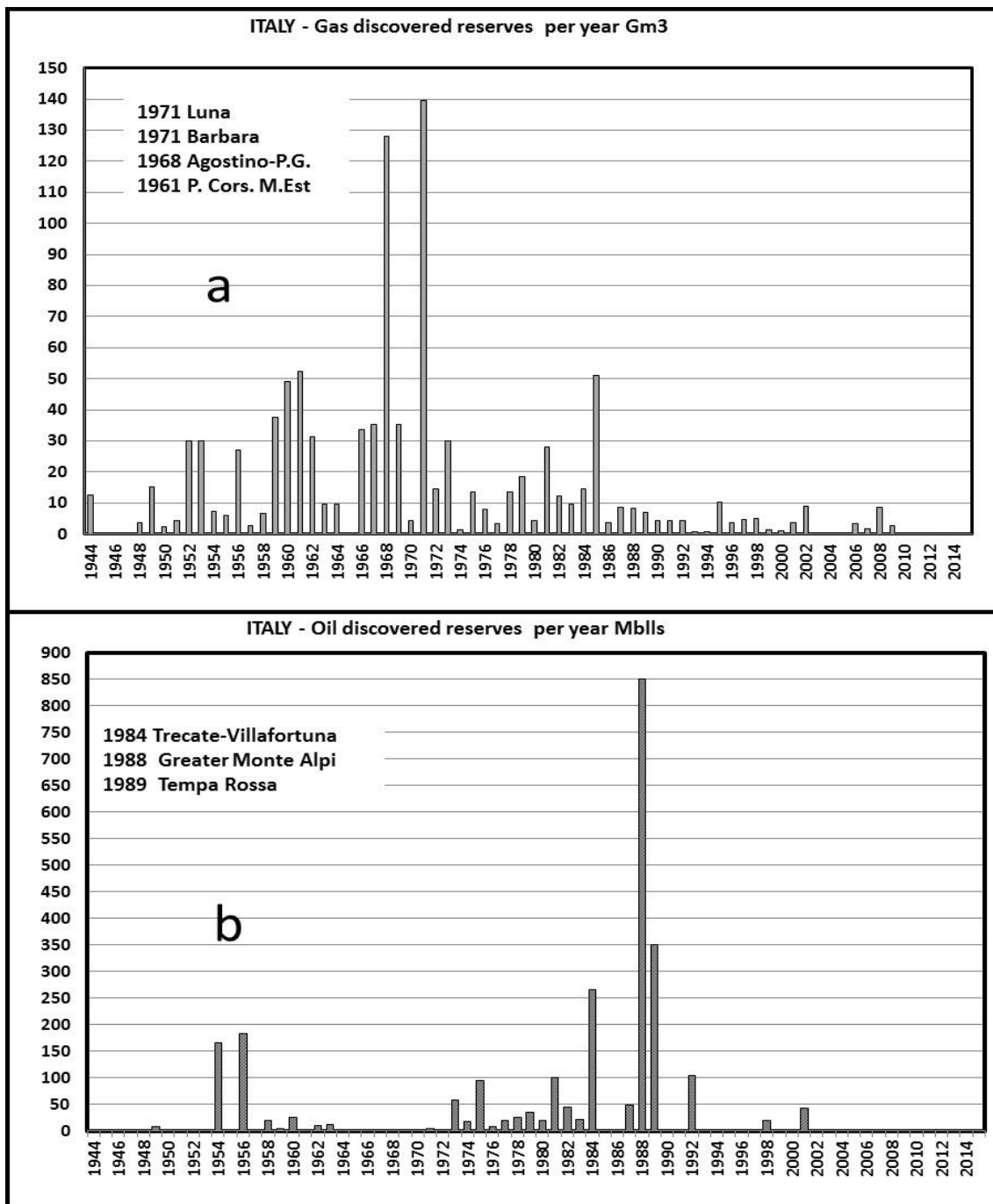


Fig. 2.1.13. Evoluzione temporale delle scoperte in Italia di gas (a) e di petrolio (b) dal 1944 al 2015.

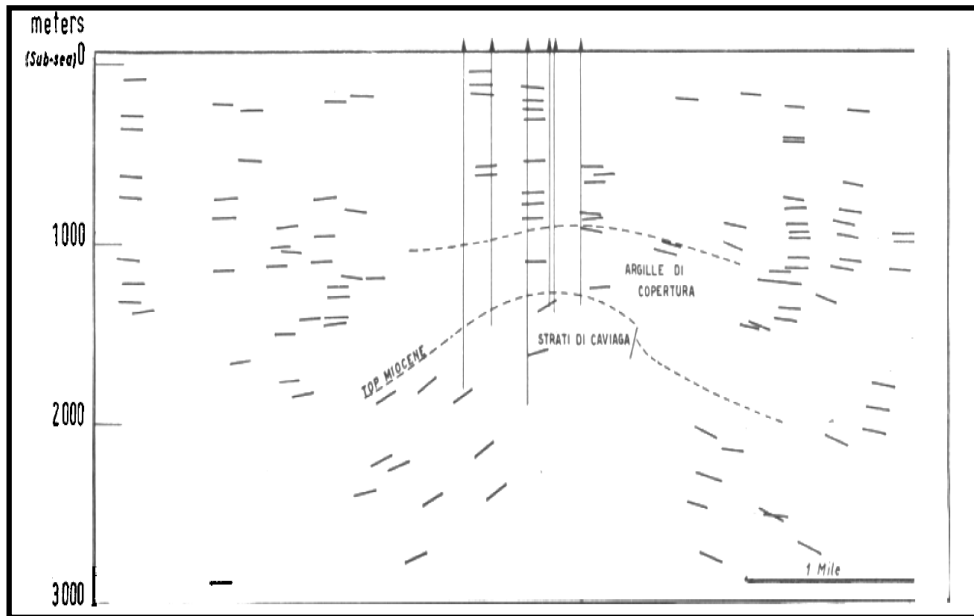


Fig.2.1.14. Anticlinali di Caviaga come appare nel rilievo sismico a riflessione originale. Fonte - G. Facca - 3rd World Petroleum Congress 26 May/6 June 1951 - The Hague - Nederland - Page 258.

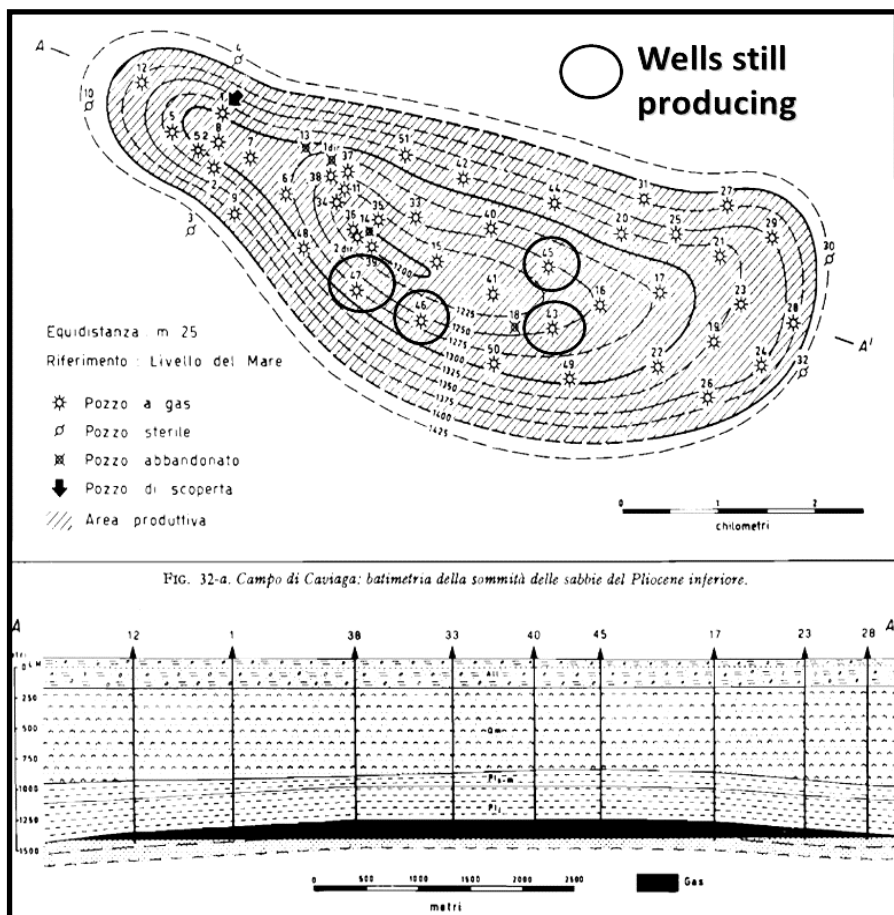


FIG. 32-a. Campo di Caviaga: batimetria della sommità delle sabbie del Pliocene inferiore.

Fig. 2.1.15 Mappa del reservoir di Caviaga e sezione geologica longitudinale. I pozzi cerchiati sono quelli ancora produttivi nel 2015. Fonte - I giacimenti gassiferi dell'Europa Occidentale. A.N. dei Lincei - Milano 5 Ottobre 1957- Pagina 245.

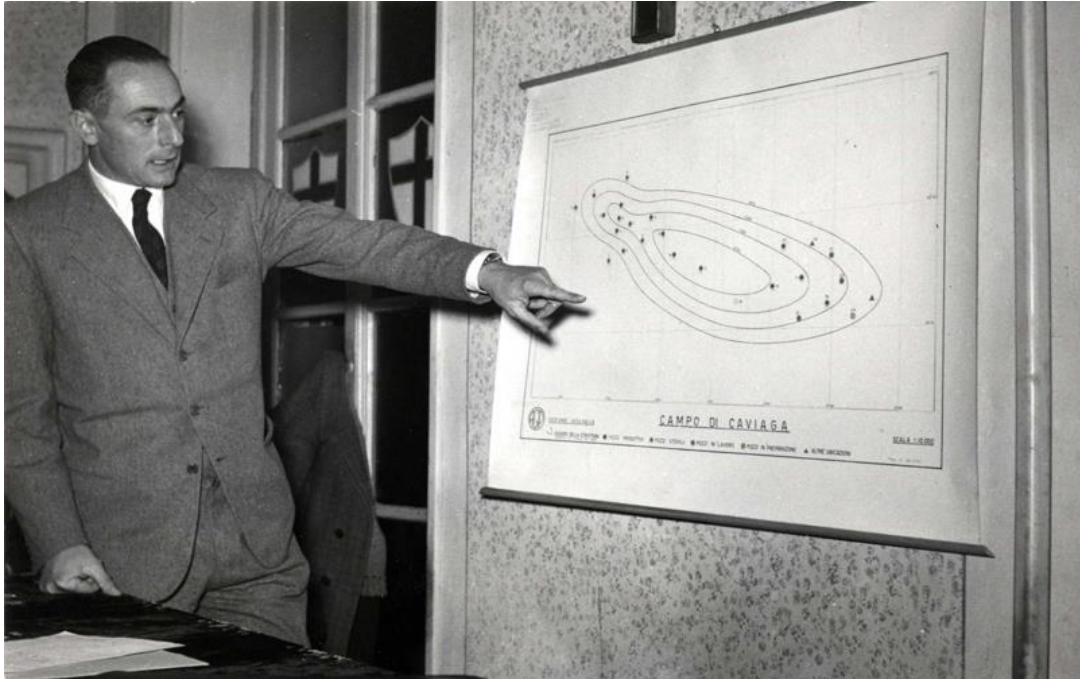


Fig. 2.1.16- Enrico Mattei mostra il campo di Caviaga durante una riunione (Eni, Il Secolo di Mattei 2006 e archivio storico)

Dividiamo il Periodo della Crescita e della Maturità dell'industria petrolifera italiana in decenni a partire dal 1944 in modo da poter descrivere in modo organico la successione degli eventi. La posizione dei giacimenti che menzioneremo via via è rappresentata nella Fig. 2.1.17.

La decade 1944 -1954

E' caratterizzata dalla fase di *appraisal* della scoperta di Caviaga che inizia con il pozzo Caviaga-2 nel 1946 a cui farà seguito il pieno sviluppo e la messa in produzione del giacimento. Nel 1949, avviene la prima scoperta di quantità materiali di petrolio nella Pianura Padana (Cortemaggiore, petrolio e gas 97 Mboe) che estratto e raffinato sarà commercializzato in Italia con lo *slogan* "Supercortemaggiore la potente benzina italiana". Durante la decade, anche in Sicilia viene realizzata la prima grande scoperta di petrolio con il giacimento di Ragusa (1954, petrolio 172 Mboe). Intanto continuano le scoperte di gas lungo il *trend* geologico di Caviaga con Ripalta (1948, gas 21 Mboe), Cornegliano (1950, gas 15 Mboe), Bordolano (1951, gas 27 Mboe) e Sergnano (1954, gas 18 Mboe, prima trappola stratigrafica riconosciuta d'Italia). L'esplorazione per il gas si muove verso sud-est in direzione del Mare Adriatico e vengono realizzate le scoperte di Correggio (1952, gas 43 Mboe), di Ravenna (1952, gas 135 Mboe), e di Alfonsine (1953, gas 52 Mboe). Si chiude una decade di grandi successi con la scoperta di ben tre giacimenti di grandi dimensioni con riserve di o superiori ai 100 Mboe, ai quali si deve aggiungere la

significativa scoperta del primo giacimento, Caviaga, con i suoi 80 Mboe. Sono giacimenti di dimensioni impensabili per la geologia d'Italia dove i volumi scoperti sino ad allora si erano dimostrati al massimo 1 o 2 milioni di boe.



Fig. 2.1.17 – I principali giacimenti del Periodo della Crescita e Maturità.

La decade è caratterizzata dall'inizio della esplorazione delle zone marine italiane, dapprima con l'acquisizione dei primi rilievi sismici a riflessione nel 1955-56, seguiti dalla perforazione del primo pozzo nel mare di Sicilia nel 1959 (Gela-21) che proverà l'estensione del giacimento di Gela. La prima scoperta dell'Adriatico non tarderà, è solo questione di tempo. Arriva infatti il primo giacimento offshore che rappresenta un momento storico: Ravenna Mare (1960, gas 42 Mboe). Seguito l'anno successivo dal grande giacimento di Porto Corsini Mare Est (1961, gas 140 Mboe).

L'esplorazione nella Pianura Padana non è certo trascurata e continuano le scoperte con Spilamberto (1956, gas 68 Mboe) e Minerbio (1956, gas 80 Mboe). Si intensifica anche l'esplorazione della Sicilia con la scoperta di una nuova zona petrolifera negli Appennini Siciliani Centrali con i giacimenti di Bronte (1955, gas/condensati 24 Mboe) e di Gagliano (1960, gas/condensati 79 Mboe). Sempre in Sicilia non vengono abbandonati gli investimenti nel Ragusano che infine ripagano con la scoperta del grande giacimento di Gela (1956, petrolio 186 Mboe). Nella decade si apre un ulteriore bacino all'esplorazione, la Fossa del Bradano (Bacino Bradanico) che si dimostrerà particolarmente produttiva. Si rinvengono i giacimenti di Grottole-Ferrandina (1959, gas 88 Mboe), Cupello-San Salvo (1959, gas/condensati 115 Mboe), Pisticci (1960, petrolio e gas 33 Mboe), Candela-Palino (1962, gas/condensati 148 Mboe), e Montestillo-Roseto (1963, gas/condensati, 54 Mboe).

La decade 1965- 1974

E' caratterizzata dalla intensa esplorazione dell'offshore della fascia del Mare Adriatico e del Mare Ionio che frutterà le più grandi scoperte volumetriche di metano d'Italia e che rimarranno insuperate negli anni successivi. Iniziano anche gli investimenti esplorativi a terra alla ricerca di giacimenti di petrolio nel Mesozoico della Pianura Padana mentre nella stessa area continuano le scoperte di nuovi giacimenti a gas biogenico. I maggiori giacimenti di metano scoperti durante la decade nell'*offshore* sono Cervia-Arianna (1966, gas 190 Mboe), Porto Corsini Mare Ovest (1966, gas 190 Mboe), Amelia (1968, gas 142 Mboe), Agostino-Porto Garibaldi (1968, gas 600 Mboe), Barbara (1971, gas 400/500 Mboe), Luna (1971, gas 380 Mboe) and Angela-Angelina (1973, gas 100 Mboe). In *onshore*, lo stesso tema del gas biogenico dà come risultato positivo Dosso degli Angeli (1969, gas 200 Mboe) mentre il tema dell'olio Mesozoico porta alle scoperte di Malossa (1973, gas/condensati 57 Mboe) e Cavone (1973, petrolio 33 Mboe).

La decade 1975 – 1984

In questo periodo si sviluppano le tecnologie sismiche di DHI (*direct hydrocarbon indicator*) che consistono nel riconoscere la presenza degli idrocarburi nel sottosuolo direttamente sui segnali della sismica a riflessione come variazioni di ampiezza, di frequenza e di fase degli impulsi sismici registrati. E' una vera e propria rivoluzione che permetterà di affrontare in modo nuovo l'esplorazione delle

elusive trappole stratigrafiche. Nel 1976 si registra un ulteriore successo tecnologico con la messa in produzione del giacimento di Perla nell'offshore siciliano con una piattaforma, per la prima volta in Europa, controllata in remoto senza personale fisso a bordo. La tecnologia viene in aiuto con la disponibilità di nuovi impianti di perforazione marini che permettono l'esplorazione delle acque profonde (*deep waters*) italiane. Dopo i primi successi come il giacimento di Aquila (1981, 30 Mboe) scoperto in una profondità di 850 m nel canale di Otranto, questo tipo di esplorazione verrà gradualmente ma inspiegabilmente abbandonata. Cosicché rimangono parzialmente o totalmente inesplorate, e lo sono tutt'ora, gran parte delle acque profonde del Adriatico Meridionale, dello Ionio, del Canale di Sicilia e del Mar di Sardegna. Continua, invece, l'esplorazione del petrolio Mesozoico in Valle Padana con concreti risultati a Villafortuna-Trecate (1984, petrolio e gas 291 Mboe), che resterà il più grande giacimento padano ed uno dei più grandi dell'*onshore* europeo. Il giacimento ha livelli di petrolio a 6,300 m tra i più profondi mai messi in produzione. Nel periodo vengono fatti massicci investimenti nell'offshore siciliano che daranno i primi frutti con la scoperta, tra la Tunisia e la Sicilia, di Nilde (1977, petrolio e gas 22 Mboe) che sarà messo in produzione con uno dei primi FPSO (*Floating Production Storage and Offloading Unit*). Nilde apre un tema di ricerca nuovo per il petrolio del Canale di Sicilia che purtroppo sarà presto abbandonato nonostante qualche discreto successo nelle acque di sovranità della Tunisia. Ma gli investimenti nell'offshore e in onshore siciliano continuano con l'esplorazione della zona denominata "Bacino Ibleo", che aveva già originato i giacimenti di Gela e Ragusa, e che dà i suoi frutti nell'offshore con Vega (1981, petrolio e gas 72 Mboe) e con Prezioso (1983, petrolio e gas 21 Mboe), mentre a terra si continua a scoprire con Irminio (1982, petrolio e gas 32 Mboe). Nella decade non vengono meno le scoperte a gas biogenico nell'Adriatico con Squalo Centrale (1975, gas 45 Mboe), Emma Ovest (1978, gas 59 Mboe), Bonaccia (1981, gas 84 Mboe) e Brenda (1983, gas 22 Mboe). Nella stessa area la provincia Mesozoica a petrolio di tipo pesante dell'Adriatico Centrale si dimostra di successo con le scoperte di Rospo Mare (1975, olio 95 Mboe) e Sarago Mare (1979, olio 31 Mboe). Anche l'offshore calabrese contribuisce con la scoperta di Hera Lacinia-Linda (1975, gas 50 Mboe).

Decade 1985 - 1994

Tre sono gli avvenimenti che caratterizzano questo decennio. Il primo è la scoperta nell'Appennino Meridionale del *trend* di petrolio della Val d'Agri in Basilicata che originerà gli accumuli di petrolio più grandi d'Italia e, tuttora, tra i più grandi nell'*onshore* d'Europa. Il secondo è certamente il declino del volume totale scoperto annualmente di gas biogenico nonostante l'aiuto della tecnologia DHI. In pratica, i giacimenti a gas continuano ad essere scoperti, ma i loro volumi sono sempre più piccoli. Questo è un sintomo della maturità esplorativa che cominciano a mostrare i nostri bacini geologici per il tema a gas. Alla fine della decade (nel 1994) si registra il picco della produzione nazionale di gas con oltre 20 Gm³

all'anno che rappresentavano il 40% del fabbisogno della nazione. La sfasatura tra il picco massimo delle riserve di gas scoperte (1969/1971) comparato al picco massimo di produzione di gas si può in parte spiegare con il tempo necessario allo sviluppo e alla messa in produzione dei volumi scoperti precedentemente. Il terzo è rappresentato dal fatto preoccupante che le nuove riserve di gas e di petrolio scoperte cominciano, per svariate ragioni tecnico-politiche, a non andare più nella fase di sviluppo e produzione. Questo è uno dei sintomi più preoccupanti per gli investitori che non trovano nessuna ragione per investire se non c'è la certezza di avere un ritorno economico in caso di scoperta commerciale. In Adriatico il tema a gas biogenico risulta nelle scoperte di Chioggia (1985, gas 148 Mboe non in produzione), Daria (1985, gas 58 Mboe), Giovanna (1985, gas 75 Mboe). In Adriatico Centrale il tema a petrolio Mesozoico risulta in Ombrina Mare (1987, petrolio e gas 41 Mboe non in produzione) e Elsa (1992, petrolio 110 Mboe non in produzione). L'esplorazione in Appennino registra la scoperta *giant* di Monte Alpi (1988, petrolio e gas 600/900 Mboe e di Tempa Rossa (1989, petrolio e gas 300/400 Mboe non in produzione).

Decade 1995 - 2007

Caratterizza il periodo la messa in produzione tramite FPSO della precedente scoperta di petrolio nelle acque profonde di Aquila che è la prima del genere in Europa. Gli investimenti in pozzi esplorativi diminuiscono in modo sostanziale. I risultati continuano a mostrare un chiaro trend di volumi di gas scoperto in diminuzione anche se supportati da vistosi fenomeni sismici di DHI. Non si perforano quasi più i costosi pozzi profondi dedicati al petrolio Mesozoico. Nonostante il clima sempre più sfavorevole, colpisce che l'esplorazione riesca a scoprire, con l'aiuto del 3D sismico e dei relativi DHI, ulteriori giacimenti in un nuovo bacino a gas biogenico proprio di fronte alle falde compressive di Gela, saranno le ultime grandi scoperte di metano. In Adriatico continua il trend di giacimenti di tipo stratigrafico piuttosto ridotti come volumi come quelli di Regina (1995, gas 22 Mboe), Porto Corsini Mare Sud (1997, gas 17 Mboe), e Tea-Arnica-Lavanda (1998, gas 17 Mboe). In *onshore* nel Bacino di Pescara si scopre Miglianico (2001, olio e gas 52 Mboe, non in produzione). In *offshore* Sicilia si registrano le nuove scoperte di gas biogenico di Panda (2002, gas 48 Mboe, non in produzione), di Argo (2006, gas 14 Mboe, non in produzione), e di Cassiopea (2008, gas 50 Mboe, non in produzione).

Il Periodo del Declino dell'Industria, dal 2007 al presente

A partire dal 2007 gli investimenti nella ricerca di nuovi giacimenti sono al minimo storico e tali rimarranno sino al presente. Pochi gli investimenti anche nei giacimenti già in via di sviluppo e per sostenere la produzione (i.e. in Basilicata a Tempa Rossa e Monte Alpi). Si sono accumulate numerose scoperte che per un motivo o l'altro non ricevono l'autorizzazione allo sviluppo da parte del Governo e sono in *waiting list*. Questa situazione di stallo negli sviluppi di nuovi giacimenti è un freno fortissimo

a ulteriori investimenti e le società petrolifere preferiscono dirigerli fuori dall'Italia, talvolta in aree limitrofe con minori possibilità geologiche ma maggiori garanzie che tutelano gli investimenti. A seguito dell'incidente di Macondo nel Golfo del Messico nel 2010, il Governo italiano emana un decreto noto come "Prestigiacomo-Decreto legislativo n. 128/2010" che proibisce ogni attività petrolifera nuova all'interno delle 12 miglia marine dalla costa. Esso si somma ai divieti vigenti come quello dell'Alto Adriatico (o Golfo di Venezia che dir si voglia) per la subsidenza. Nel 2012, il divieto diventa definitivo attraverso una legge. Macondo è stato un incidente terribile che ha sconvolto gli USA e ha cambiato per sempre l'industria petrolifera. L'organismo federale di controllo degli USA viene profondamente modificato dall'Amministrazione Obama che istituisce una divisione sicurezza operativa a sé stante. Gli USA hanno applicato una moratoria simile alla nostra ma che è durata un solo anno, durante il quale hanno operato drastici cambiamenti istituzionali e legislativi. Alla scadenza, le attività petrolifere sono ricominciate con i nuovi regolamenti. Anche altri Stati, compresa l'Italia, ne hanno approfittato per implementare regolamenti più severi e controlli governativi più stringenti. Stupisce però che l'Italia, più realista del re, vieti "per sempre" la ricerca nelle aree più promettenti per il metano biogenico. Ma è anche l'iter burocratico per ottenere i permessi di operare che ingenera molte perplessità perché non c'è certezza che una volta ottenuto il sì dallo Stato non scattino i veti di Regioni e Comuni che inficiano l'intero processo. Ma, forse, le maggiori preoccupazioni derivano dalla diffusa opposizione della popolazione che è contraria non solo alla ricerca petrolifera ma, in genere, a molti altri investimenti industriali e infrastrutturali. Le associazioni ambientaliste usano spesso slogan accattivanti che catturano la fantasia del grande pubblico come " ...diciamo di no alle trivelle selvagge che sono contro la salute , il turismo e il mare..." sfruttando l'eterna contrapposizione di "noi" buoni contro "loro" cattivi. La situazione si riflette come un'eco nei media che da queste diatribe populiste e ultra-semplificate traggono la notizia. Il tutto trova, poi, facile concime nella bassa preparazione scientifica media dell'italiano. Tutto ciò ha creato le condizioni per un record negativo che non si era mai verificato in più di 150 di storia: nel 2014 non si è perforato nessun pozzo di ricerca per nuovi giacimenti sia a mare che a terra. La statistica in *off-shore* è anche peggiore visto che è dal 2008 che non si perforano più pozzi esplorativi, gli ultimi sono stati Cassiopea-1, Argo-2 e Ombrina-2dir. E' realistico essere scettici che si possa superare quest'*impasse*. In genere, il politico italiano ha troppo a cuore i voti dell'elettore che gli permettono di perpetuare la sua "poltrona" per fare o rischiare qualcosa di diverso dal "comune pensare populista" sul quale si appiattisce. Ho visto spesso e con rammarico, decine di "Cavalieri Jedi dell'Ambiente" con molte automobili in garage, ovviamente nessuna funzionante a metano (hanno poco potenza!). Talvolta si vantano di non avere mai preso un treno o un autobus in vita loro, di non spegnere mai il motore nelle snervanti e lunghe attese nel traffico cittadino, di non conoscere le precauzioni minime per il risparmio energetico e dichiarano che d'inverno vogliono caracollare per casa con la *T-shirt* e gli *short*. L'italiano medio sposa facilmente le

utopie specie se non è costretto ad allinearsi ai comportamenti che queste, per coerenza, gli richiederebbero. Ed è una utopia che azzerando la ricerca di nuovo metano in Italia, ciò permetterà a tutti di svegliarsi un lunedì mattina immersi in un nuovo mondo energetico fatto solo di rinnovabili. Sarebbe bellissimo e nessuno sano di mente lo negherebbe, solo che al momento è fuori dalla realtà tecnologica ed economica in cui viviamo.

2.2 IL QUADRO LEGALE E CONTRATTUALE

In Italia, la risorsa mineraria “idrocarburi” è proprietà dello stato e ricade nel sistema legislativo demaniale. Le attività di ricerca e la coltivazione (sfruttamento) sono considerate di interesse pubblico e si inquadrano nel diritto minerario. Tali attività vengono realizzate da imprese pubbliche e private in un regime giuridico di concessione attraverso l’attribuzione di un titolo minerario temporaneo e possono essere realizzate solo sotto stretto controllo di pubbliche amministrazioni. Per avere un quadro legislativo e normativo completo delle attività petrolifere, occorre consultare le numerose leggi che si sono succedute nel tempo a partire dal R.D. 1927, n. 1443 fino alla Legge 2009, n. 99.

Oltre alla massa dei documenti legali da consultare, un motivo di ulteriore confusione è dovuto al fatto che sulla terraferma le leggi minerarie dello Stato Italiano non valgano per le Regioni a Statuto Speciale, come per esempio la Sicilia, che hanno una loro legislazione regionale in materia. Fortunatamente, per le attività che si svolgono nell’*offshore* (che il legislatore definisce arcaicamente “sottofondo marino”) valgono ovunque le leggi dello Stato anche se una parte delle royalties per giacimenti compresi nel mare territoriale (entro le 12 miglia dalla costa) va alle Regioni.

Non vengono realizzati nel nostro paese, come succede invece in gran parte del mondo, dei concorsi d’appalto internazionali (*International Bids*) nei quali le società petrolifere, ritenute affidabili e qualificate, partecipano in regime di concorrenza per aggiudicarsi le aree di loro interesse che vengono periodicamente offerte dal governo come nuovi blocchi/permessi di forma e dimensioni geometriche prestabilite.

In Italia, le società “qualificate” dal punto di vista tecnico, economico e legale possono liberamente presentarsi negli uffici preposti del Ministero richiedendo con apposita domanda scritta (istanza) un’area di loro scelta che sia libera da vincoli di concessioni-permessi vigenti e sia corrispondente ai requisiti di legge. Le società propongono un programma di lavori geologici, geofisici e di perforazione per valorizzarla dal punto di vista petrolifero. Il Ministero pubblica la domanda esponendola a competizione e poi ne decide l’assegnazione attraverso un Decreto. I permessi per la terraferma sono rilasciati dal Ministero d’intesa con la Regione interessata che procede anche a decretare il giudizio di compatibilità ambientale (VIA). Quelli per le attività in mare sono rilasciati dal solo Ministero dopo il parere favorevole di compatibilità ambientale a cura del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e

del Mare (o degli uffici ambientali delle Regioni). Con le leggi vigenti si possono richiedere al Ministero competente tre diverse tipologie di titoli minerari per idrocarburi.

Permessi di prospezione non esclusivi

Sono aree, sia di terra che di mare, di solito di grande estensione, sulle quali si possono realizzare gli studi geologici di base come la sismica a riflessione ma non perforare pozzi. Più società possono effettuare contemporaneamente tali studi per una durata massima di un anno e quindi, per tale motivo, non sono permessi esclusivi.

Permessi di ricerca esclusivi in terraferma e nel sottofondo marino

E' possibile richiedere un titolo esclusivo di ricerca con dimensioni areali non superiori ai 750 km² e avente forma geometrica compatta definita da archi di meridiano e di parallelo. Tale superficie iniziale si deve ridurre, come previsto per legge, con il procedere delle fasi esplorative attraverso dei rilasci d'area volontari. La durata massima dell'intero periodo esplorativo è di 6 anni più due eventuali estensioni di tre anni (prima e seconda proroga). Alla scadenza del permesso, l'area deve essere formalmente ritornata al Ministero che ne disporrà per il futuro. La domanda di permesso esclusivo (nel "burocratese" istanza) deve comprendere un programma lavori da realizzare che viene approvato dal Ministero all'atto del decreto di assegnazione. Il programma lavori che il concessionario si impegna con il Ministero a realizzare comprende studi geologici, geochimici, rilevamenti geofisici e uno o più pozzi esplorativi. In caso di scoperta, le prove di produzione nei pozzi esplorativi sono autorizzate sempre dal Ministero. Le prove sono attività indispensabili per la valutazione dei volumi rinvenuti, per conoscere la produttività del *reservoir* e per la caratterizzazione della tipologia degli idrocarburi rinvenuti. Questi dati sono indispensabili per richiedere successivamente la concessione di coltivazione per poter sfruttare il nuovo giacimento.

Concessioni di coltivazione esclusiva in terraferma e nel sottofondo marino

L'area di una concessione di coltivazione esclusiva (o se preferite di sviluppo, o di produzione, o di sfruttamento) si richiede quando la società concessionaria è ragionevolmente sicura di avere scoperto un giacimento commerciale di idrocarburi nel suo permesso di ricerca esclusivo. Tale area ha una superficie inferiore rispetto a quella originale del permesso di ricerca ed è grossolanamente limitata dalle dimensioni del giacimento stesso. In ogni caso, l'estensione della concessione non può superare i 150 km². In quest'area è comunque possibile continuare le ricerche esplorative. La concessione di coltivazione riconosce il diritto di sfruttare il/i giacimento/i individuato/i. Deve essere sottoposto al Ministero per approvazione il programma tecnico di sviluppo che ha l'obiettivo di massimizzare la produzione con le tecnologie più efficienti nel rispetto della legislazione vigente del lavoro e dell'ambiente. Questo tipo di concessione è l'unica che consente la produzione di idrocarburi nel nostro paese e viene rilasciata dal Ministero esclusivamente nel caso di giacimenti riconosciuti come tecnicamente ed economicamente coltivabili. La durata massima prevista della concessione di

coltivazione è di 20 anni, con proroga per altri 10 anni (prevista da apposita clausola nel contratto di concessione stesso) nel caso venga dimostrato dal concessionario la presenza di idrocarburi ancora recuperabili nel giacimento dopo la scadenza. Il Ministero può anche decidere di non rinnovare la concessione oppure di rinnovarla a favore di altro operatore o di procedere direttamente alla produzione residua. In realtà, non si sono mai verificati casi che una concessione di coltivazione non venisse rinnovata al concessionario se questi aveva dimostrato una competenza tecnica soddisfacente nei lavori eseguiti sino ad allora. Questo rinnovo è stato l'oggetto del quesito referendario del 2016 (il cosiddetto Referendum Trivelle, tra l'altro le trivelle non c'entravano proprio niente e questo la dice lunga come anche una definizione possa essere "maliziosa" sin dall'inizio) nel quale si chiedeva all'elettore di cancellare o meno la possibilità di proroga di 10 anni per le concessioni di coltivazione ubicate entro le 12 miglia nautiche dalla costa. Il significato del referendum è stato poi strumentalmente stravolto per diventare una lotta politica pro e contro la ricerca degli idrocarburi e un "braccio di ferro" tra Governo e alcune Regioni sulle questioni autorizzative in materia petrolifera.

Riassumiamo in maniera sintetica le procedure di domanda e di ottenimento dei permessi esclusivi di ricerca (fase esplorativa) e delle concessioni di coltivazione (fase sviluppo e produzione).

Domanda di permesso di ricerca

- Estensione areale massima 750 km² - 3 mesi per il periodo di competizione.
- Fase Istruttoria, CIRM (Commissione Idrocarburi e Risorse Minerarie).
- Fase Ambientale, VIA (Valutazione Impatto Ambientale).
- Fase Decisoria, Conferenza Servizi – Decreto.

Ottenimento del permesso di ricerca

- Assegnazione con Decreto Ministeriale.
- Durata di 6 anni per il periodo esplorativo + 3 + 3 estensione (25% rilascio obbligatorio area).
- Lavori obbligatori: geofisica (sismica) e perforazione pozzi.
- Pagamento canoni areali (affitto) per ogni chilometro quadrato.

Domanda di concessione di coltivazione

- Estensione areale massima 150 km².
- Fase Istruttoria, CIRM (Commissione Idrocarburi e Risorse Minerarie).
- Fase Ambientale, VIA (Valutazione Impatto Ambientale).
- Fase Decisoria, Conferenza Servizi; Intesa stato-regione (*onshore*); Ministero Ambiente (mare).

Ottenimento della concessione di coltivazione

- Assegnazione con Decreto Ministeriale.
- Durata 20 anni + 10 anni periodo di estensione.
- Pagamento Royalties e dei canoni areali (affitto) per ogni chilometro quadrato.

Tipologia contrattuale petrolifera italiana

Da quanto esposto precedentemente è evidente che il “Contratto Petrolifero” vigente in Italia è quello di Concessione. Nel mondo si utilizzano anche altre tipologie che vengono definite PSC (*Production Sharing Contract*) oppure Contratto di Servizio (*Service Contract*). Il contratto di Concessione è la tipologia più antica ma anche quella più usata nel mondo occidentale (i.e. negli USA, Canada, UK, Norvegia, Danimarca, Francia, Italia etc.). Esaminiamo cosa caratterizza queste tre tipologie contrattuali.

1- **Il contratto di concessione (*concession contract*)**

- ✓ Il controllo dei lavori e il diritto di revoca della concessione per inadempienza o inadeguatezza è dello Stato.
- ✓ Al concessionario viene attribuito un titolo minerario temporaneo per la ricerca esclusiva e per lo sviluppo e la coltivazione delle riserve.
- ✓ Il concessionario dispone di tutte le riserve e dell'intera produzione all'interno della durata contrattuale.
- ✓ La durata della concessione varia da paese a paese ed è in genere limitata a 4–6 anni per le attività di esplorazione e a 20–40 anni per lo sviluppo e la coltivazione.
- ✓ Il concessionario paga le royalties, l'affitto della superficie e le tasse previste dal paese ospitante.
- ✓ Gli equipaggiamenti e le installazioni sono di proprietà del concessionario.

2- **Il contratto di *production sharing* (PSC)**

- ✓ Il governo (*first party*) ha la proprietà teorica su tutta la produzione, tutte le riserve ed il controllo delle attività, mentre la società (*second party*) dispone della sua quota di produzione e di riserve.
- ✓ La *second party* sostiene tutte le spese dall'esplorazione alla produzione.
- ✓ Per il recupero di questi costi la *second party* riceve una quota della produzione (definita “*cost oil*”). La quota di produzione residua (“*profit oil*”) viene ridistribuita, con proporzioni variabili, tra il governo concedente e il concessionario.
- ✓ Il *cost oil* e il *profit oil* hanno un limite massimo stabilito a priori.
- ✓ Il concessionario (*second party*) sostiene le imposte dirette sulla produzione e sul reddito ma non paga royalties o altre tasse.
- ✓ Gli equipaggiamenti e le installazioni sono di proprietà dello stato.

3- **Il contratto di servizio (*service contract*)**

- ✓ Il governo ha la proprietà indivisibile su tutta la produzione, tutte le riserve ed il controllo delle attività.
- ✓ Il trattatista sostiene tutte le spese dall'esplorazione alla produzione.
- ✓ Il trattatista ha il diritto di recuperare i costi e di avere un profitto fisso o variabile ma solo monetario e non in natura come nel PSC.

- ✓ Nel contratto di servizio il contraffista ha spesso il diritto di acquistare dalla *first party* una quantità di petrolio equivalente al valore del recupero costi e del profitto.
- ✓ Gli equipaggiamenti e le installazioni sono di proprietà dello stato.

La particolarità del contratto di concessione italiano prevede il pagamento di quote delle royalties (Tab. 2.2.1) e la loro ripartizione nel modo indicato in Tab. 2.2.2. Nel 1996, il DL n. 625 stabilì che una parte delle royalties andasse direttamente ai comuni. La legge 23 luglio 2009, n. 99 dispone che un ulteriore 3% di quanto dovuto allo stato, fosse destinato ai residenti nelle Regioni tramite la costituzione di un "fondo riduzione prezzo dei carburanti per i residenti nelle regioni interessate dalla estrazione di idrocarburi liquidi, gassosi e attività di ri-gassificazione", conosciuto come bonus carburanti.

| Ubicazione Concessione | Produzione | Quota annuale di produzione esente da royalties | Aliquota royalty |
|------------------------|------------|---|------------------|
| Terra | Olio | 20.000 tonnellate | 10% |
| Terra | Gas | 25 MSmc | 10% |
| Mare | Olio | 50.000 tonnellate | 7% |
| Mare | Gas | 80 MSmc | 10% |

Tab.2.2.1 – Quote percentuali di royalties previste nei vari casi e produzioni annuali esenti.

| Ubicazione Concessione | Destinazione Aliquote | |
|------------------------|--|---|
| Terra | Stato: 30% Regione: 55% Comuni 15% | |
| Mare | Mare territoriale: Stato: 45% Regione: 55% | Piattaforma continentale: Stato 100% |

Tab.2.2.2 – Destinazione percentuale delle royalties previste nei vari casi alle Amministrazioni.

Per le concessioni a terra ricadenti nelle Regioni a statuto ordinario incluse nel Mezzogiorno, l'aliquota destinata allo Stato è direttamente corrisposta alla Regione. Ciò vuol dire che la Basilicata e le altre Regioni del Sud Italia incassano oltre al loro 55% anche il 30% spettante allo Stato. La Regione Sicilia ha competenza mineraria esclusiva sulla terraferma e il gettito proveniente dalle royalties vengono ripartite per 1/3 alla Regione e per 2/3 ai comuni in cui ricade il giacimento. Niente è corrisposto allo Stato, che di fatto incassa esclusivamente le royalties provenienti dalle produzioni dell'Italia Centrale e del Nord. Complessivamente le royalties pagate dalle società petrolifere nel 2015 sono state pari a circa 352 milioni di euro (Tab. 2.2.3). Allo Stato è stato corrisposto il 17%, alle Regioni il 46%, ai Comuni il

7%, mentre il rimanente è andato a favore di Fondo Sviluppo 22% e Ambiente e Sicurezza 9%. La distinzione tra Mare Territoriale e Piattaforma Continentale recita che il primo è la fascia compresa tra la linea di costa e la linea delle 12 miglia marine verso il largo. La seconda si estende dalla linea delle 12 miglia ancora più al largo fino a una distanza massima di 200 km dalla costa o fino alla linea mediana concordata con lo stato dirimpettaio. Per esempio, il Portogallo che ha di fronte l'Oceano Atlantico adotterà il limite dei 200 km. L'Italia e la Croazia divise dal mare Adriatico, che non è certo largo abbastanza per poter misurare i rispettivi 200 km, adottano la linea mediana per definire le rispettive aree di influenza economica. Queste aree, nelle quali è possibile per uno stato sovrano stabilire dei contratti petroliferi, sono definite EEZ (*exclusive economical zone*).

| Versamenti effettuati | | |
|-----------------------|-------------------------------|------------------------------|
| | Operatori | Totale gettito Anno 2015 (€) |
| 1 | Eni | 227.534.982,97 |
| 2 | Shell Italia E&P | 94.379.041,92 |
| 3 | Società Ionica Gas | 17.067.901,25 |
| 4 | Edison | 9.809.432,02 |
| 5 | Società Adriatica Idrocarburi | 1.361.440,67 |
| 6 | Eni Mediterranea Idrocarburi | 815.149,52 |
| 7 | Gas Plus Italiana | 730.609,22 |
| 8 | Società Padana Energia | 286.346,13 |
| | Totale | 351.984.903,70 |

Tab. 2.2.3 – Ripartizione delle royalties pagate nel 2015. Fonte UNMIG rapporto annuale 2016.

Infine, le tasse che le società petrolifere pagano allo Stato italiano sono esattamente uguali a quelle delle altre imprese industriali (i.e. IRES e IRAP) alle quali vanno aggiunte le quote delle royalties.

In conclusione, sulle attività di estrazione e produzione di idrocarburi grava in Italia una tassazione complessiva di circa il 64% (dato Nomisma), sicuramente su livelli inferiori rispetto ad importanti paesi produttori europei come la Norvegia (78%) e UK (tra il 68% e 82%). Da notare che questi due paesi hanno da tempo eliminato il pagamento delle royalties aumentando nel contempo la tassazione specifica complessiva (*oil tax*). Nei paesi OCSE considerati confrontabili all'Italia da Nomisma, le royalty sono generalmente superiori (a fronte di una tassazione normalmente più bassa di quella italiana) e i canoni areali (affitto delle aree) sono decisamente superiori. Ad esempio è così in Danimarca, che è il paese della Comunità Europea più facilmente confrontabile all'Italia per la bassa redditività degli investimenti petroliferi. Occorre anche tenere conto che UK e Norvegia dispongono di bacini petroliferi di primordine che noi non abbiamo ed hanno una efficienza nel settore decisamente migliore della nostra. Il tutto si traduce in una maggiore redditività dell'investimento rispetto all'Italia. La realtà è che in questi paesi le società petrolifere fanno la coda per investire anche con le altissime tasse, mentre in Italia, con minori tasse complessive e una geologia petrolifera di discreto interesse, nessuna importante società è più

disposta a farlo. L'ultima considerazione riguarda i canoni areali (l'affitto dovuto allo Stato) che in Italia sono particolarmente bassi. Per i permessi di ricerca variano da 7,2 fino a 28,7 Euro al km²; per le concessioni variano da 57,5 a 86,2 Euro al km²; mentre per lo stoccaggio gas sono 57,5 Euro al km². Canoni così bassi favoriscono le società petrolifere che tendono a tenersi le aree il più a lungo possibile spesso senza valorizzarle dal punto di vista minerario. In Norvegia i canoni sono progressivi e si può arrivare a pagare fino ad un massimo di 137000 NOK (circa 14000 euro al km²).

2.3 AREE DEDICATE ALLA ESPLORAZIONE E PRODUZIONE

Uno stato può concludere contratti di E&P solo su territori a terra o a mare dove abbia la giurisdizione per farlo, cioè dove non vi sono pretese territoriali di stati confinanti. Questo concetto appare banale ma non lo è. I contrasti tra stati per questioni territoriali sono innumerevoli particolarmente nella definizione dei confini marini. A terra sembrerebbe tutto facilmente risolvibile perché i confini, oltre che visibili, sono facili da tracciare e da “conservare”. Esempi storici significativi sono la Grande Muraglia Cinese oppure i Valli di Adriano e di Antonino. In realtà basta un esempio per sfatare questa affermazione. Il Kuwait e l'Arabia Saudita non sono mai riusciti a concordare una parte del loro confine terrestre. Ma l'area è la più ricca della terra di petrolio! Ebbene, per il principio che “*pecunia non olet*”, i due stati hanno stabilito una *Neutral Zone* dove una società *non profit* produce il petrolio e divide a metà i proventi tra i due stati. Ciascuno non perde, quindi, i suoi diritti quando si concorderà il confine futuro davanti ad un tribunale internazionale. La situazione italiana per quanto riguarda i confini terrestri non presenta nessun problema, mentre i confini marini (linee mediane) non sono ancora stati concordati del tutto con i nostri vicini e ratificati dai rispettivi Parlamenti (Fig. 2.3.1). In particolare spicca la mancanza di ratifica dei confini con la Francia per il Mar Ligure. Inoltre, c'è la totale mancanza di accordi con la Libia per il limite verso sud della nostra linea mediana tra la Sicilia/Calabria e la costa africana ma anche verso ovest con Malta. Recenti incontri Italia-Malta hanno parzialmente chiarito le rispettive posizioni senza però arrivare a documenti finali sulle zone di rispettiva influenza. Quest'area, conosciuta come il “Banco di Medina”, è un bassofondo posizionato a sud est di Malta e risulta non delimitato nemmeno da accordi preliminari. L'area è quasi del tutto inesplorata geologicamente e potrebbe avere un certo valore petrolifero anche perché per la gran parte si trova in acque convenzionali ad Est della “Scarpata di Malta” (Fig.2.3.6) che la divide dalle acque profonde del Mar Ionio. La riprova del potenziale interesse petrolifero di quest'area è espressa da un episodio che risale al 1980. In quell'anno, la nave di perforazione italiana Saipem II, che stava perforando il pozzo Medina Bank-1 per conto di Texaco in una concessione rilasciata da Malta, fu abbordata da una fregata libica pronta ad utilizzare le armi e che intimò di cessare l'attività sostenendo che la zona apparteneva alla piattaforma continentale della Libia.

Questo episodio descrive come gli stati cerchino di scoraggiare le attività petrolifere in zone contese perché potrebbero rappresentare un precedente.

Il territorio italiano della terraferma è stato diviso, a suo tempo, dal Ministero in 5 macro-aree omogenee denominate zone minerarie e numerate da 1 a 5 (Fig.2.3.2). La 1 è l'area ex esclusiva ENI della Pianura Padana aperta alla libera concorrenza negli anni 90' con l'abolizione del monopolio. Le aree marine sono state divise in sette zone omogenee contrassegnate dalla lettera A alla lettera G (Fig.2.3.2). Quando in un documento amministrativo si fa riferimento alla zona A, è chiaro a tutti gli addetti ai lavori che è l'area marina corrispondente all'Adriatico Settentrionale dalla linea di costa italiana fino alla linea mediana con la Croazia. La zona B è l'Adriatico Centrale. La zona D è l'Adriatico Meridionale e lo Ionio con profondità di acqua inferiore a 200 m, mentre la zona F sono gli stessi mari ma in acque profonde. La zona C sono i mari siciliani con profondità inferiore a 200 m, mentre la G sono gli stessi mari in acque profonde. La zona E occupa le acque poco profonde dei mari Ligure e Tirreno fino alla Sardegna. Recentemente, il Ministero ha fatto estensioni nella zona E aggiungendo le acque profonde ad Ovest della Sardegna nel cosiddetto Bacino Provenzale; Nelle acque profonde dello Ionio al largo della Calabria; e, dopo gli incontri preliminari con Malta, anche nelle acque del cosiddetto Banco di Medina verso la Libia che comunque resta una zona soggetta a contestazioni tra i tre stati interessati (Fig.2.3.4).

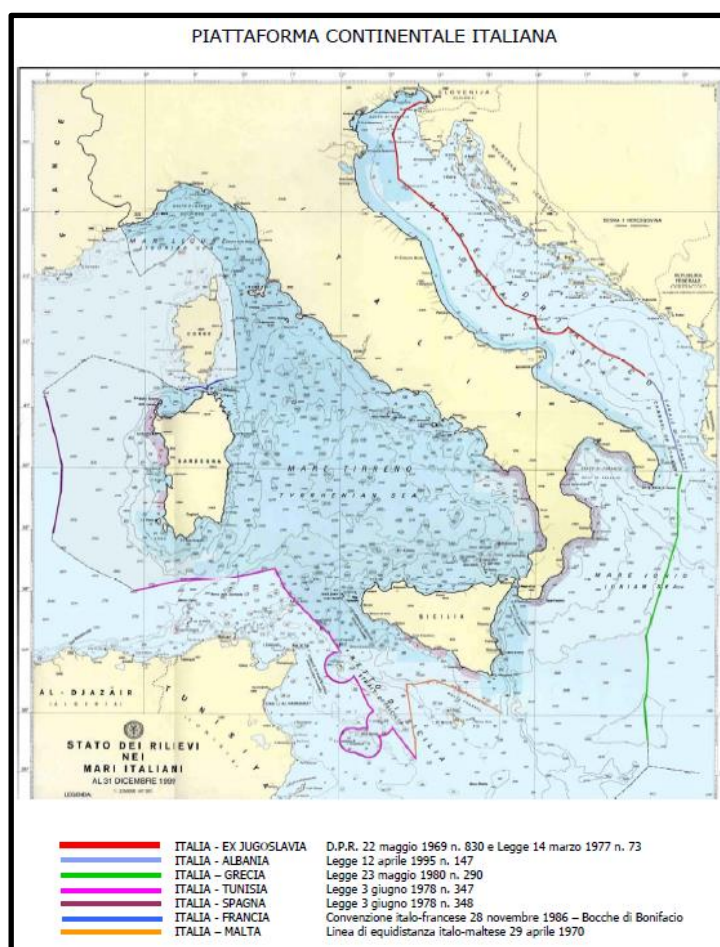


Fig. 2.3.1 – Linee mediane e confini marini di giurisdizione italiana. Fonte UNMIG 2016



Fig. 2.3.2 – Suddivisione del territorio di giurisdizione mineraria italiana di terraferma e marino. Le recenti estensione marine delle zone E, C e F sono definite nelle figure successive. Fonte UNMIG modificato.

In conclusione, sulla terraferma italiana è possibile richiedere un permesso esclusivo di ricerca (presentare istanza) ovunque e, in caso di scoperta di un giacimento commerciale, è possibile richiedere una concessione esclusiva di coltivazione. Evidentemente, lo Stato Centrale o le Amministrazione Regionali possono non concederlo per svariati e insindacabili motivi. Tra questi, i più frequenti sono la presenza di parchi naturali, di zone densamente popolate, di beni archeologici, di zone di grande pregio turistico oppure il richiedente non offre sufficienti garanzie di *know how* tecnico o solidità economica etc. In mare invece occorre che l'area sia stata dichiarata "aperta" alla esplorazione dal Ministero che pubblica con frequenti aggiornamenti le zone dove le attività petrolifere sono vietate per legge (Fig.

2.3.3) e le zone dove è possibile richiedere permessi petroliferi (Fig.2.3.4). La Fig. 2.3.3 descrive sinteticamente le aree marine dove per legge non è possibile fare nuove attività petrolifere. La fascia di divieto delle 12 miglia dalla costa (in colore verde in Fig. 2.3.3) è connessa all'incidente di Macondo del 2010. Questa divieto così generalizzato e persistente è diventato una anomalia tutta italiana. Nelle "vecchie" concessioni in produzione entro le 12 miglia e decretate prima della legge è possibile continuare a produrre idrocarburi e fare manutenzione ma non fare ricerca, perforazione o sviluppare nuovi giacimenti. Questo divieto interessa le aree geologiche a più alta probabilità di scoprire nuovi giacimenti di gas biogenico. Le altre tre aree di divieto (colore blu in Fig.2.3.3) sono il Golfo di Venezia per la possibile subsidenza, il Golfo di Napoli e Sorrento e le Egadi per l'elevato pregio turistico e la presenza di Parchi Naturali.

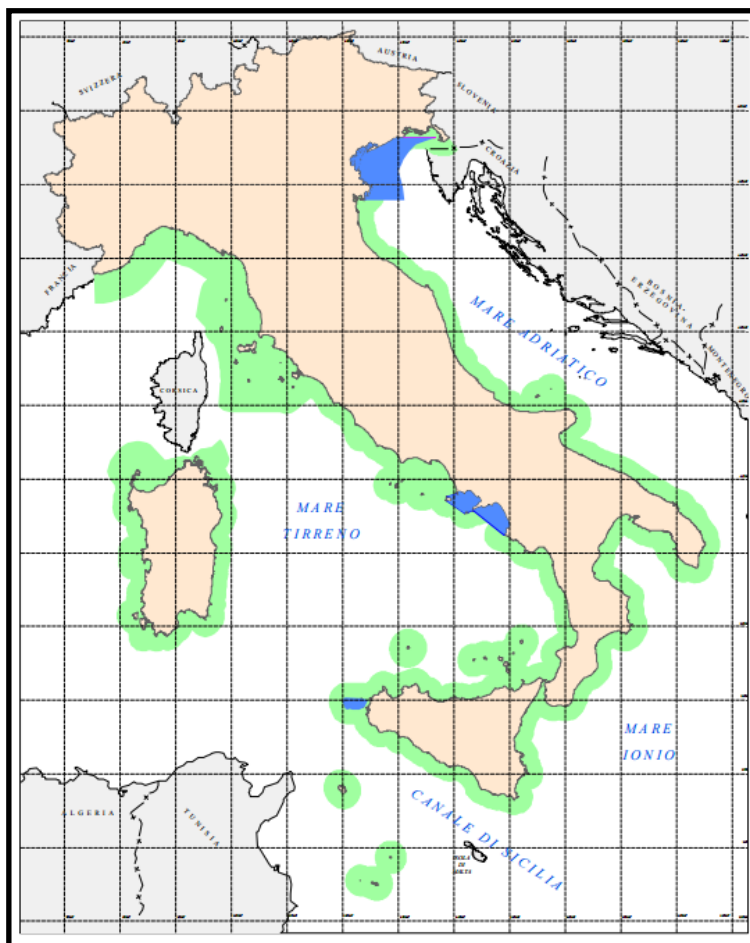


Fig.2.3.3 – In verde le aree comprese tra la costa e le 12 miglia marine con divieto per legge di condurre nuove prospezioni, nuove perforazioni e nuove produzioni. In blu le aree soggette allo stesso tipo di divieto dell’Alto Adriatico (Golfo di Venezia), del Golfo di Napoli e delle Egadi. Fonte - Ministero, UNMIG - 2016.

Al contrario, la mappa di Fig. 2.3.4 evidenzia delle aree colorate nelle zone marine dalla zona A alla zona G, dove è possibile fare attività petrolifera. Cioè, è possibile richiedere nuovi permessi esplorativi, fare nuove perforazioni e richiedere nuove concessioni di sfruttamento. E’ ben visibile la linea verde scuro per l’Italia Peninsulare e la Sardegna e rossa per la Sicilia che delimita l’isobata di 200 m di profondità del fondo marino. Sono anche evidenti l’estensione della ricerca nella zona E in verde scuro

ad Ovest della Sardegna; l'estensione della zona C in rosso a Est-Sud-Est di Malta; la zona F in violetto nelle acque profonde dell'Adriatico e del Mar Ionio a Sud-Ovest della Calabria. Nella stessa mappa le aree bianche prossime alla costa sono le zone di divieto delle 12 miglia o di altri divieti che abbiamo descritto nella precedente Fig. 2.3.3.

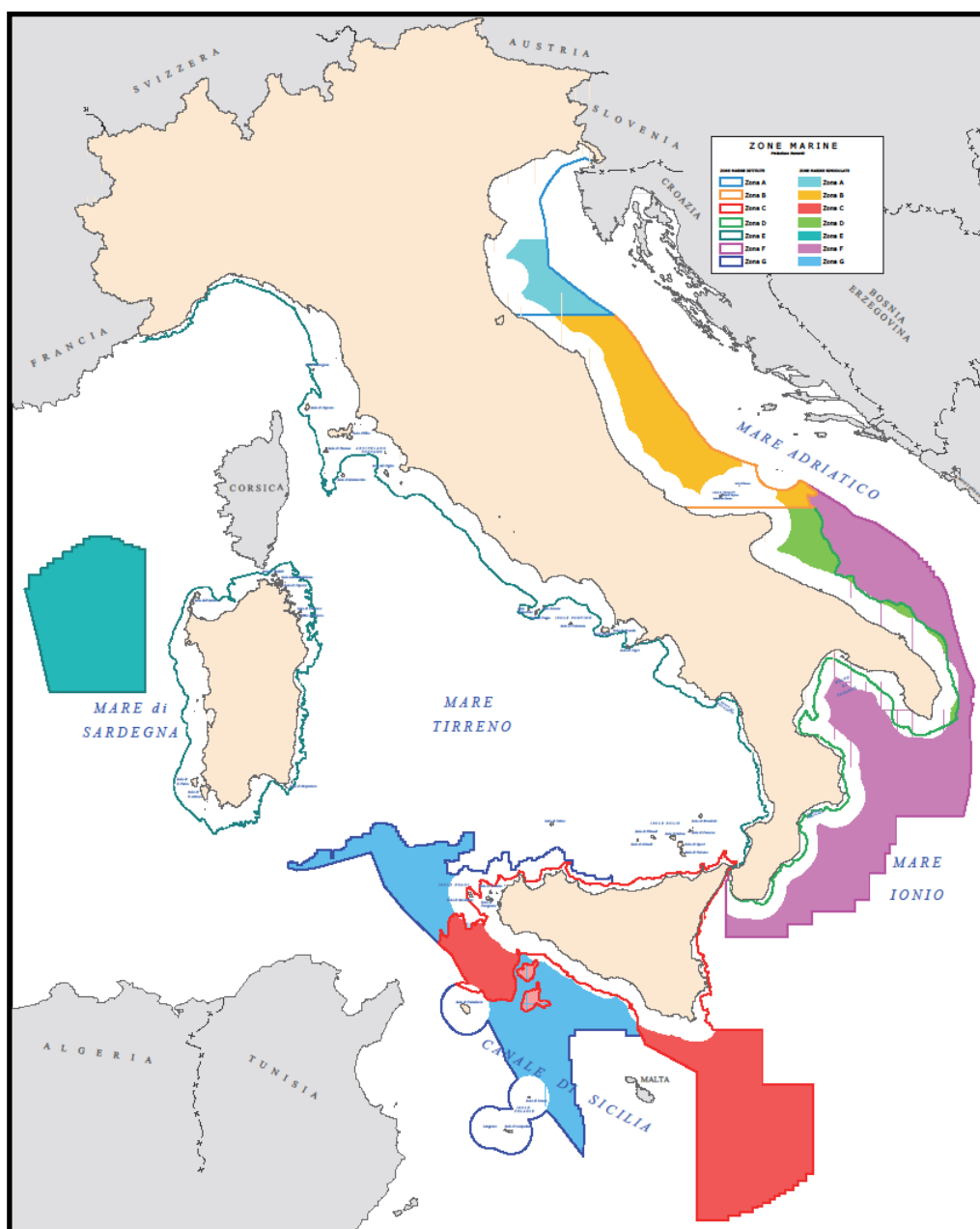


Fig. 2.3.4 – Le aree colorate rappresentano le varie zone marine nelle quali è possibile richiedere nuovi permessi esplorativi o nuove concessioni di sfruttamento. Fonte UNMIG, 2016.

Nei territori di terraferma e marini di sovranità italiana si sono stratificati nel corso dei 150 anni di storia dell'industria petrolifera innumerevoli permessi di ricerca e di produzione talvolta coincidenti come area. Il Ministero preposto attraverso la Direzione Risorse Minerarie UNMIG ha l'obbligo di conservare la documentazione e mantenere aggiornato il data base del sito (<http://unmig.mise.gov.it/>) che è di pubblica

consultazione ed a cui rimandiamo se il lettore fosse interessato ad approfondire. La situazione aggiornata a luglio 2016 che riportiamo dal Ministero delle attività minerarie idrocarburi e geotermia è la seguente.

Elenco dei titoli minerari vigenti (dati al 31 luglio 2016).

Risorse idrocarburi

- ❖ Permessi di ricerca in terraferma (80)
- ❖ Permessi di ricerca nel sottofondo marino (22)
- ❖ Concessioni di coltivazione in terraferma (119)
- ❖ Concessioni di coltivazione nel sottofondo marino (69)
- ❖ Concessioni di stoccaggio in terraferma (15)

Regione Sicilia*

- ❖ Permessi di ricerca (7)
- ❖ Concessioni di coltivazione (14)

*in Sicilia, per la sola terraferma, in virtù dello statuto speciale della regione, la competenza normativa e amministrativa è completamente autonoma. I dati riportati sono forniti dal competente ufficio regionale con cadenza semestrale. Ultimo aggiornamento: 30 giugno 2015.

Risorse geotermiche

Sono diventate recentemente di competenza regionale.

- ❖ Permessi di ricerca in terraferma (36)
- ❖ Concessioni di coltivazione in terraferma (11)

Il Ministero rende disponibile per consultazione una carta generale dei titoli (Fig. 2.3.5) comprese le istanze anche se negli ultimi anni la preferenza è caduta per più carte a scala regionale di maggiore dettaglio. Di interesse anche la stessa carta ma su base satellitare che è stata elaborata da ISPRA (Fig. 2.3.6) e che mostra le particolarità fisiche dei fondali marini e della terraferma.

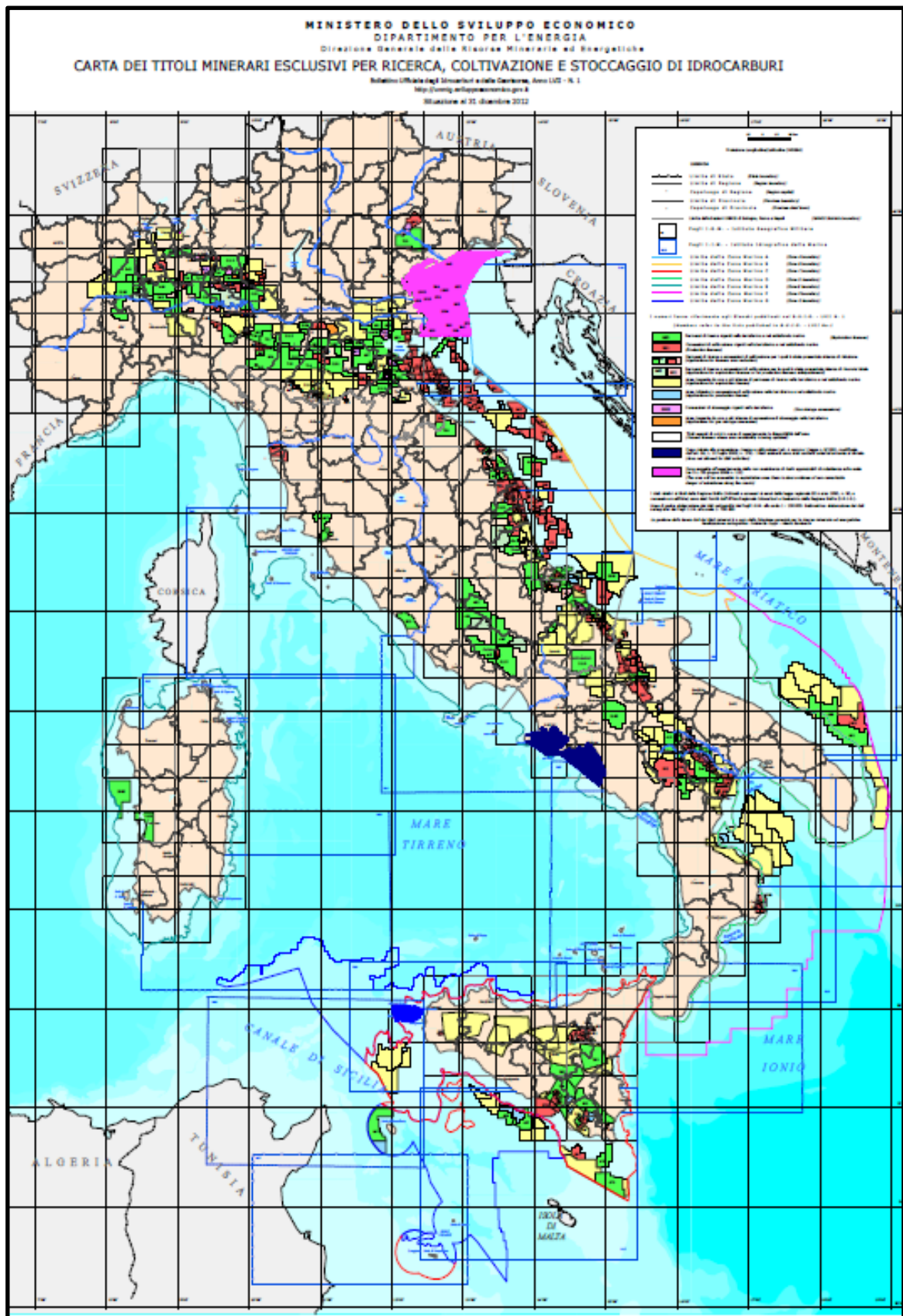


Fig. 2.3.5 – Carta generale dei titoli minerari e delle istanze in Italia. In verde permessi di ricerca; rosso concessioni di coltivazione; giallo istanze; viola concessioni di stoccaggio. Fonte UNMIG,2012.

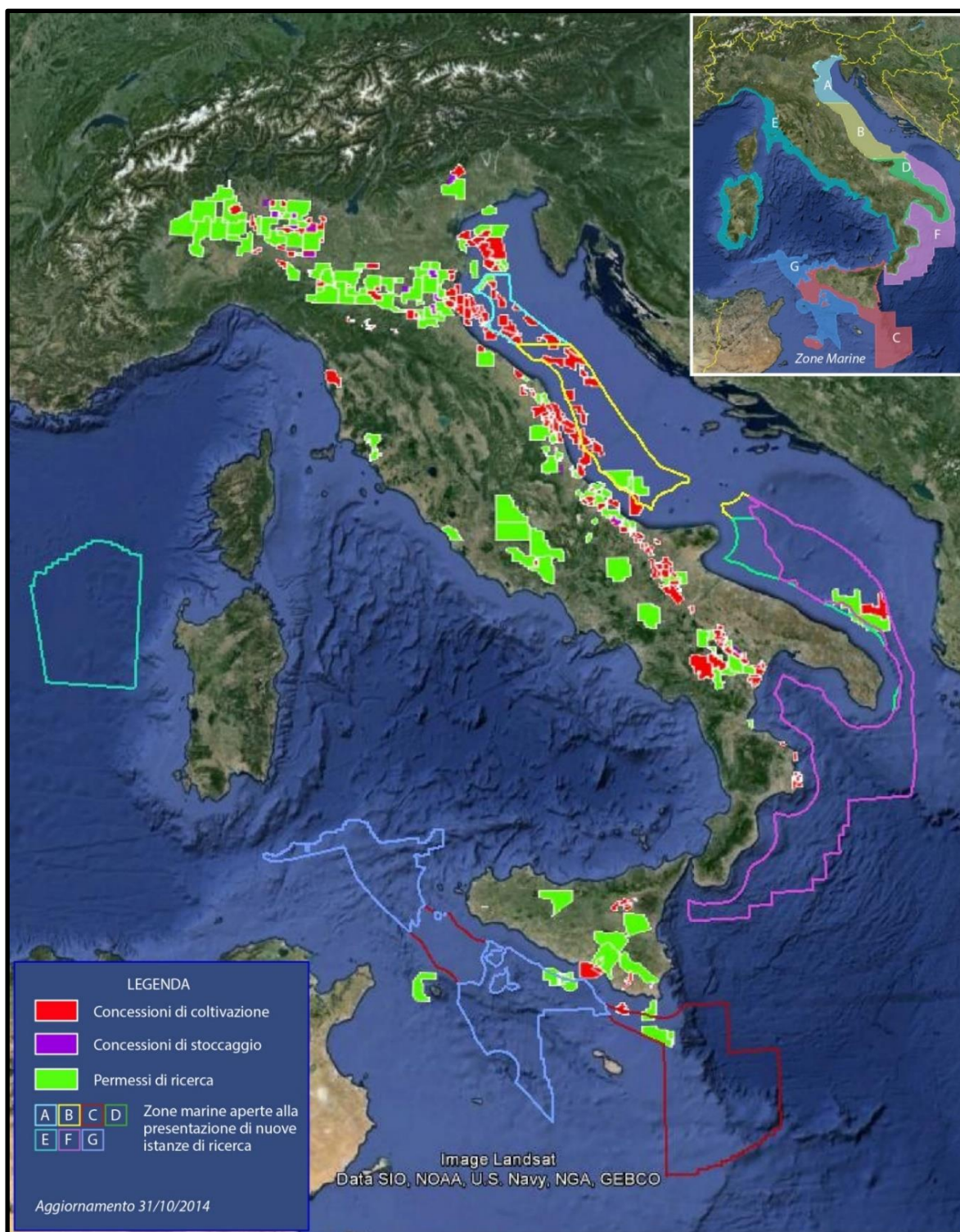


Fig. 2.3.6 – Concessioni di coltivazione, di ricerca e di stoccaggio di idrocarburi in Italia. Fonte elaborazione ISPRA, 2014

2.4 LE PROVINCIE GEOLOGICHE A GAS E A PETROLIO

La geologia del Mediterraneo Occidentale, del quale l'Italia è un frammento, comprende numerose fasi tettoniche originate dalla interazione della Placca Africana a sud con la Placca Euroasiatica a nord. Alcuni autori denominano Adria l'estrema propaggine nord delle placca africana riconoscendogli uno stato tettonico di micro-placca. La collisione della placca europea con quella africana formò le catene di montagne che vanno dalla Catena Betica alle Alpi, dalle Dinaridi, alle Ellenidi e ai Tauri, fino all'Himalaya. In Italia, la linea dello scontro è testimoniata dalla faglia Insubrica o Periadriatica che divide le Alpi Meridionali con vergenza verso sud dalle Alpi Settentrionali con vergenza verso nord. I movimenti alpini iniziarono nel Cretaceo e terminarono nell'Oligocene Superiore-Miocene. La Pianura Padana è quindi l'Avanpaese delle Alpi Meridionali ed ha ricevuto l'enorme massa di sedimenti del suo smantellamento erosivo (Avanfossa). Successivamente alla Catena Alpina si formano gli Appennini che si estendono dalla linea Sestri-Voltaggio fino alla Calabria proseguendo poi in Sicilia e raccordandosi con la Catena Magrebina e l'Atlante Telliano in Tunisia, Algeria e Marocco. Anche per l'Appennino la zona dell'Avanpaese-Avanfossa è rappresentata dalla Pianura Padana (che ha quindi ricevuto due riempimenti distinti e provenienti da smantellamento di catene diverse) e prosegue nell'Adriatico, lo Ionio, fino al Canale di Sicilia. La vergenza delle pieghe compressive appenniniche è orientata verso nord in Pianura Padana, verso est per tutto l'Adriatico per diventare verso sud in Sicilia e cambiare ancora verso sud-est nel Canale di Sicilia in direzione Tunisia. Molto peculiare nella geologia italiana è la Pianura Padana dove le strutture compressive sepolte della Catena Alpina e della Catena Appenninica si fronteggiano per un lungo tratto con le loro vergenze opposte: verso sud le strutture alpine e verso nord quelle appenniniche. Nell'area di Lodi i due fronti strutturali compressivi si sfiorano contrapponendosi, mentre gradualmente si allontanano lungo la direzione est-ovest verso l'Adriatico (Fig. 2.4.1). Le rocce che formano il territorio geologico italiano appartengono in larga parte alla Placca Africana con l'eccezione della Sardegna, della Corsica e dell'Arco Calabro che sono frammenti staccatisi dalla Placca Euroasiatica che ruotando in senso antiorario verso sud-est hanno contribuito alla formazione degli Appennini lasciando alle loro spalle dei veri e propri mari con crosta oceanica di neo-formazione come il Mar Ligure-Provenzale e il Mar Tirreno. La formazione della Catena Appenninica inizia nell'Oligocene Superiore-Miocene Inferiore e termina nel Pliocene. La neotettonica Quaternaria dell'Appenninico indica che in realtà i movimenti continuano tuttora e porteranno in tempi geologici, probabilmente, alla "chiusura" e relativa sparizione dell'Adriatico. La peculiare geologia d'Italia si riflette nella posizione degli accumuli petroliferi rinvenuti sino ad ora e che si localizzano nella fascia esterna delle Catene, nelle Avanfosse e nell'Avanpaese (Fig. 2.4.1). Sino ad ora pochissimi indizi di idrocarburi sono stati rinvenuti nel Retropaese e nessuno in Sardegna. Dal Retropaese proviene una piccola produzione di gas biogenico dal giacimento di Tombolo appartenente alla fossa tettonica distensiva di Pisa-Viareggio e dal

giacimento di Certaldo localizzato ad est del precedente in un analogo bacino. Un certo interesse potrebbe avere il bacino distensivo di Paola nella parte calabrese del Mar Tirreno e localizzato in acque profonde non aperte all'esplorazione. Più recentemente è stata aperta una grande area delle acque profonde del Bacino Provenzale ad ovest della Sardegna sino ad ora mai esplorato. Esso potrebbe avere analogie geologiche con il Bacino Levantino che ha dato luogo recentemente a gigantesche scoperte di gas biogenico al di sotto delle rocce evaporitiche Messiniane.

L'Italia è un paese petrolifero minore sia come riserve che come produzione comparato con i "grossi calibri" mondiali. Se ne volessimo sinteticamente descriverne la geologia del petrolio dovremmo dire che è un paese dove prevale largamente il gas con il 70% rispetto al petrolio con il 30% (queste percentuali si ricavano sommando le produzioni storiche di gas e petrolio alle riserve rimanenti). Da questo conteggio sono, ovviamente esclusi le risorse prospettive, cioè gli idrocarburi ancora da scoprire. Posto il gas a 100, esso può essere ulteriormente distinto in 80% gas biogenico, 10% gas termogenico e il rimanente 10% gas misto. Quindi, nel suo complesso l'Italia è un paese dove prevalgono largamente ritrovamenti di gas biogenico (metano). In questa struttura generale riconosciamo due Province Geologiche (Fig. 2.4.2), una a gas prevalente di età Terziaria e una ad olio prevalente di età Mesozoica. Le due province si sovrappongono parzialmente oppure talvolta occupano lo stesso territorio perché il gas si rinviene nella parte superiore della serie di età Terziaria, mentre l'olio è contenuto nella parte inferiore della serie di età Mesozoica.

Nella Provincia a Gas differenziamo il Gas Biogenico di età Pliocene-Pleistocene delle Avanfosse (*foredeep*) e dell'Avanpaese (*foreland*) dal Gas Termogenico di età Oligocene-Miocene localizzato nella parte esterna della Catena Appenninica. La sub-provincia più importante per il gas biogenico comprende l'insieme della Pianura Padana e dell'Adriatico del Nord. La seconda per importanza è l'Adriatico Centrale (o Bacino di Pescara) con il suo prolungamento geologico nell'Avanfossa del Bacino Bradanico dove sono situati importanti giacimenti. L'ultimo sub-provincia esplorata è quella dell'Avanfossa di Gela in Sicilia che presenta la sua parte migliore in offshore. Le sub-provincie a Gas Termogenico comprendono quella dell'Appennino Settentrionale, quella dell'Arco Calabro ed infine quella dei Flysh Nunidici nell'Appennino Siciliano. La Provincia a Olio è presente nell'Avanpaese e nel fronte esterno della Catena dove il petrolio e anche il gas e condensato sono generati ed intrappolati nella serie Mesozoica, più raramente anche nel Miocene come nel caso di Nilde e Zibibbo in Sicilia e nell'Eocene come in Giove e Medusa nell'Adriatico Meridionale. La sub-provincia ad olio della Valle Padana si estende nella parte occidentale e comprende due differenti *petroleum system* come quello di Trecate e di Malossa. Nell'Appennino Settentrionale è presente una piccola sub-provincia nel trend di Cavone. Abbastanza estesa è la sub-provincia ad olio pesante del Bacino di Pescara che occupa la parte *onshore/offshore* dell'Adriatico Centrale. L'Adriatico Meridionale ospita la sub-provincia ad olio leggero della zona di Aquila. La sub-provincia dell'Appennino Meridionale (Basilicata) è la più

importante d'Italia perché racchiude il giacimento gigante di Monte Alpi. L'adiacente sub-provincia del Bacino Bradanico è incerto se sia a se stante oppure una estensione nell'Avanpaese di quella dell'Appennino Meridionale. In Sicilia è presente la storica sub-provincia ad olio del Bacino Ibleo di Gela e Ragusa. Infine la sub-provincia ad olio di Nilde e Zibibbo è, per l'autore, legata alla geologia petrolifera dell'adiacente Bacino di Hammamet della Tunisia.

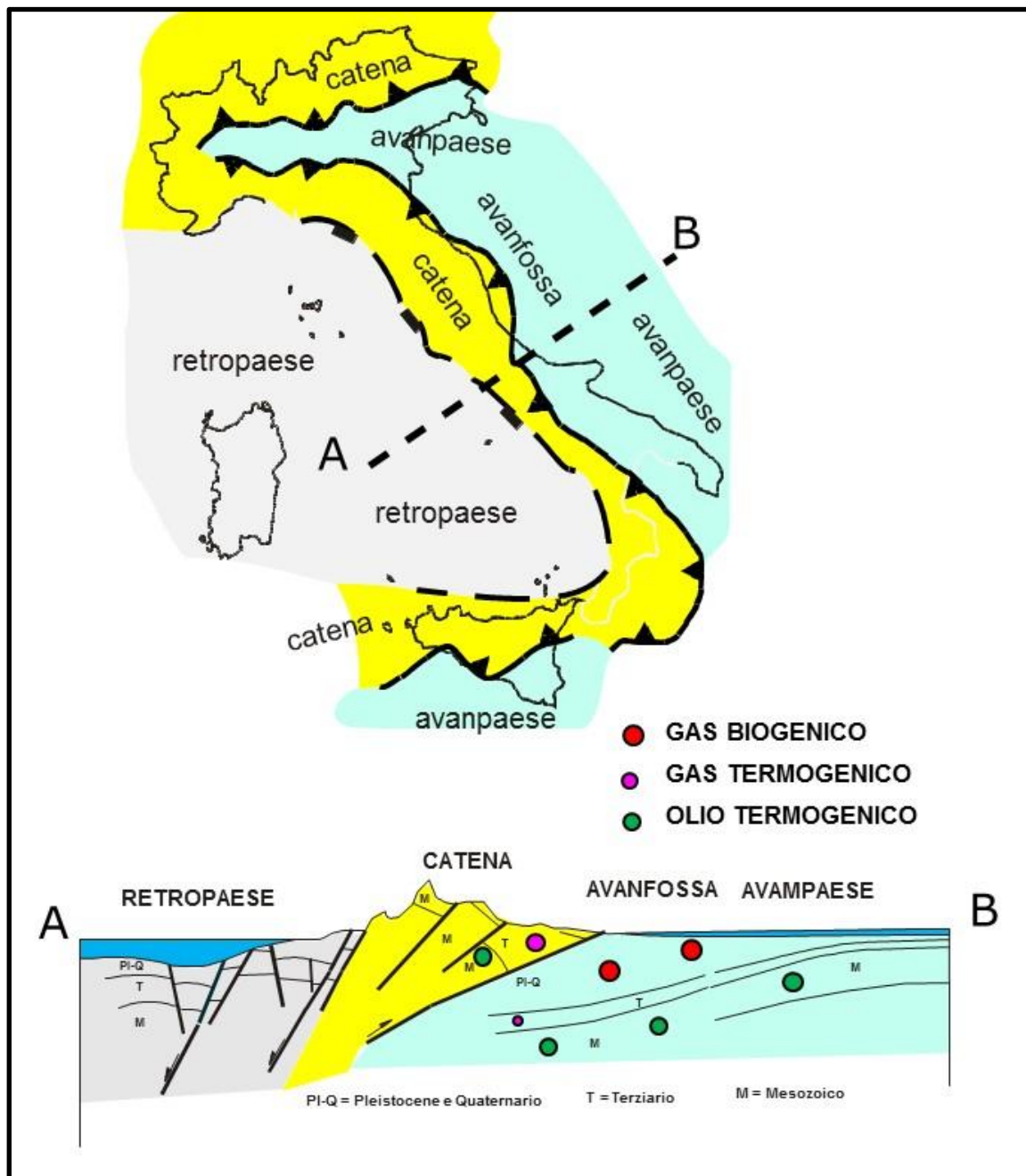


Fig. 2.4.1 – rappresentazione schematica della geologia italiana con le zone di retropaese, catena, avanpaese e avanfossa. I limiti della catena sono indicate dalle linee di faglia mentre gli associati triangoli indicano la vergenza della pieghe compressive delle catene. Modificato da Cazzola, AAPG 2011.

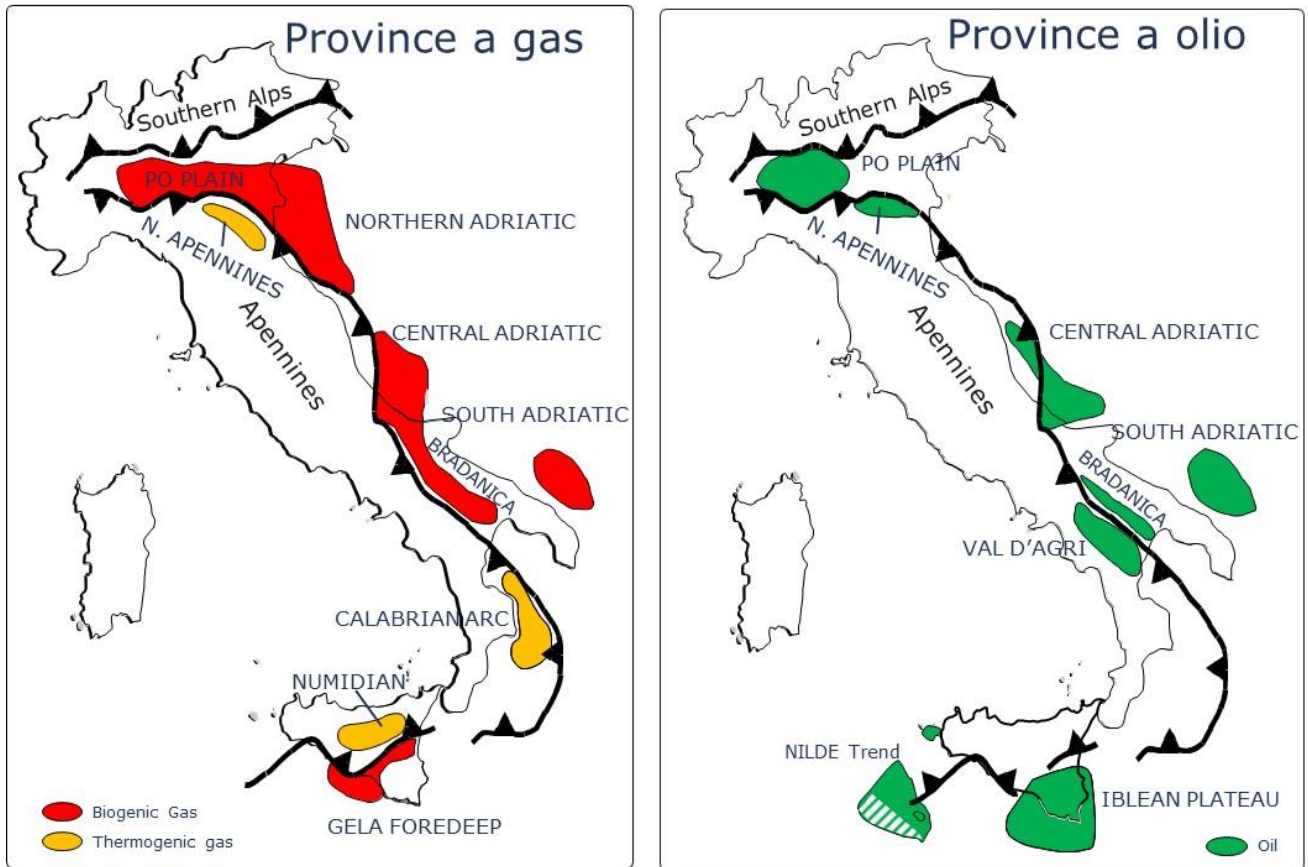


Fig. 2.4.2 – Le province a gas ed a olio del territorio italiano. Modificato da Cazzola, AAPG, 2011

2.5 LE FAMIGLIE DEI SISTEMI PETROLIFERI

Le manifestazioni di idrocarburi e i giacimenti possono essere raggruppati all'interno di due super-cicli geologici. Il primo, e più antico, è il super-ciclo di età Mesozoica tipicamente ad olio. Il secondo, più giovane, è il super-ciclo di età Terziaria tipicamente a gas.

- ❖ *Il super-ciclo Mesozoico* – E' caratterizzato da un regime tettonico di tipo distensivo mentre dal punto di vista minerario ha generato in prevalenza olio pesante legato a rocce madri di tipo carbonatiche di età Triassica, Giurassica e Cretacica. Talvolta si rinviene olio leggero e meno frequentemente gas e condensato. Il super-ciclo Mesozoico può essere suddiviso in tre famiglie distinte di sistemi petroliferi in base all'età geologica delle rocce madri.

- ❖ *Il super-ciclo Terziario*- E' caratterizzato da un regime tettonico compressivo che ha coinvolto la serie Terziaria e, talvolta, il sottostante substrato Mesozoico. Le rocce madri di età Oligocene-Miocene sono intercalate ai serbatoi ed hanno generato in prevalenza gas termogenico povero in condensati e, talvolta, olio leggero. Gli idrocarburi sono stati intrappolati prevalentemente in serbatoi di età Miocenica nella parte esterna della catena compressiva Appenninica. A questo super-ciclo appartiene anche il gas biogenico che si rinviene nelle sequenze turbiditiche di età Pliocene-Pleistocene nel *fore-deep* e nel *foreland* dove le rocce madri si intercalano ai serbatoi. Il super-ciclo Terziario può, quindi, essere suddiviso in due distinte famiglie di sistemi petroliferi in base all'età geologica delle rocce madri.

Le famiglie di sistemi petroliferi italiani, FSP, sono state enunciate e riconosciute nei recenti lavori di Bertello EAGE 2008; Fantoni EAGE 2008; Bertello PCG 2010; Cazzola AAPG 2011. In questi lavori è stato proposto di raggrupparle in cinque gruppi principali in base all'età delle rocce madri che hanno generato gli idrocarburi (Fig. 2.5.1). Questa classificazione, anche se non segue le indicazioni AAPG, ha il grandissimo pregio di semplificare il quadro geologico italiano come abbiamo già sottolineato nel capitolo dedicato al sistema petrolifero convenzionale. La raccomandazione AAPG se fosse applicata alla situazione geologica d'Italia, condurrebbe ad un numero eccessivamente elevato di sistemi petroliferi. Ciò è dovuto alla complessa geologia italiana. Inoltre, le rocce madri del Terziario e del Mesozoico (Tab. 2.5.1) non appartengono ad un'unica formazione geologica ma sono distribuite in più formazioni che a loro volta alimentano contemporaneamente più serbatoi.

| Formazioni e rocce madri del territorio italiano | | | | | | |
|--|------------------------------------|--|-------------|------------------|--|--|
| Formazione roccia madre | Età | Area Bacino Geologico | TOC % Medio | Tipo di kerogene | Fase | Giacimenti di riferimento |
| Torbiditi | Quaternario Pliocene | Valle del Po - Adriatico Fossa Bradanica Avanfossa Siciliana | 0.7% | III | Dry Gas Metano | Dosso degli Angeli, Ravenna, Agostino-P. Garibaldi, Barbara, P. Corsini, Bonaccia, Cassiopea, Candela. |
| Tripoli | Miocene Superiore | affiorante in Sicilia | 1% | II | Bitume | Nessun giacimento associato |
| Flysch Terziari | Miocene Medio e Superiore | tutta la Catena Appenninica (tipo Marnosa Areanacea) | 0.5% | III | Wet Gas Light Oil | Cortemaggiore, Luna, Gagliano, Bronte, Hera Lacinia, Vallezza, Salsomaggiore, Velleia. |
| Gas misti Torbiditi/Flysch | Dal Quaternario al Miocene | Aree delle Torbiditi e della Catena Appenninica | N.A. | N.A. | Mixed Gas | Caviaga, Ripalta, Bordolano, Cornegliano, Minerbio, Spilamberto, Grottole, Candela. |
| Scaglia livello Bonarelli | Cretaceo Superiore | affiorante nelle Marche | 5% | II | Bitume | Nessun giacimento associato |
| livelli anossici del Cenomaniano | Cretaceo Superiore Cenomaniano | Appennino Meridionale in pozzi come Perticara | 2% | II | Light Oil | Val d'Agri, Tempa Rossa, Pisticci, Torrente Tona, Strombone, Genzano |
| Marne a Fucoidi | Cretaceo Inferiore Albiano-Aptiano | affiorante nelle Marche | 0.6% | II | Bitume | Nessun giacimento associato |
| Bahloul Fahdene | Cenomaniano Albiano Infer. | Golfo di Hammamet Canale di Sicilia | 2% 1% | II / III | Wet Gas and Light Oil | Birsa, Tazerka, Mamoura in Tunisia ? Nilde e Zibibbo in Italia ? |
| Argilliti di Riva di Solto Calcare di Zu Zorzino/Aralalta | Retico Norico | Valle del Po Centrale | 1% | II / III | Wet Gas rich in condensate Light/Medium Oil | Malossa, San Bartolomeo, Canonica d'Adda, Seregna, Cavone, San Giovanni, San Giacomo, Ravizza |
| Streppenosa Noto | Giurassico Inf. Retico | Sud Est Sicilia | 0.8% 4% | II | Heavy Oil | Gela, Ragusa, Irmínio, Vega, Mila, Tresauro, Aretusa, Armatella, Ponte Drillo, Giaurone, Perla, Prezioso. |
| Calcarei di Emma | Triassico Sup. | Adriatico Centrale Bacino di Pescara | 2% | II | Heavy Oil | Rospo Mare, Sarago Mare, Elsa, Miglianico, Ombrina Mare, Gianna, Elisa, Piropro, Emilio, David, Donald, Lanciano, Gianna, Mormora Mare, Santa Maria. |
| Dolomie e Evaporiti di Burano | Triassico Sup. | Appenninico Centrale Apulia Adriatico Meridionale | 0.6% | II | Med. and Light Oil Wet Gas | Aquila, Rovesti, Grifone, Giove e Medusa - In Albania A4-1X |
| Mufara | Triassico Med. Inf. | affiorante Nord-Ovest Sicilia | 0.2% | II | Bitume | Nessun giacimento associato |
| Dolomie di Filettino | Triassico Sup. | affiorante nel Lazio | 1% | II | Bitume | Nessun giacimento associato |
| Marne di Resciutta | Triassico Sup. | affiorante nelle Alpi Orientali | 0.8% | II | Bitume | Nessun giacimento associato |
| Calcarei di Meride Scisti di Besano | Ladinico-Carnico Anisico | Valle del Po Orientale | 2% 4% | II | Light Oil | Villafortuna-Trecate, Gaggiano. |

Tab. 2.5.1- Rocce madri efficaci e non a fini petroliferi con l'attribuzione dei relativi giacimenti.

Super-ciclo Mesozoico, Famiglia dei sistemi petroliferi del Triassico Medio – Ha una estensione areale piuttosto ridotta coincidente con la parte occidentale della Pianura Padana grosso modo corrispondente al bacino idrografico del fiume Ticino nelle province di Milano e Novara (Fig. 2.5.1). A questa famiglia di sistemi petroliferi sono associati solo due giacimenti Trecate-Villafortuna e Gaggiano. Le rocce madri sono i Calcarei di Meride (Ladinico-Carnico) e gli Scisti Ittiolitici di Besano (Anisico)

entrambe del Triassico Medio con kerogene marino di tipo II ed un TOC del 2-4% e depositate in bacini anossici (Tab. 2.5.2). I serbatoi sono anch'essi calcarei e corrispondono alle formazioni della Dolomia a Concodon (Hettangiano), della Dolomia Principale (Norico-Retico) e della Dolomia di M. San Giorgio (Anisico). Le rocce di copertura (*seal*) regionali sono i calcari compatti della formazione del Medolo del Giurassico.

Il giacimento di Trecate è uno dei principali giacimenti di petrolio scoperti in Italia. Geologicamente si colloca nell'avampaese al di sotto del *thrust* sepolto del Romentino, l'ultimo delle Alpi Meridionali. Il giacimento consiste di due serbatoi entrambi ad alta pressione /alta temperatura (HP/HT). Il petrolio è leggero a 43° API e contiene zolfo 5% con associata H₂S. Il serbatoio inferiore è ad una profondità di circa 6300 m ed è costituito dalla Dolomia di Monte S. Giorgio ed il *seal* è costituito dalla sequenza delle rocce madri stesse. Quello superiore è a circa 5600 m ed è costituito dalla Dolomia Principale, dalla Dolomia del Campo dei Fiori e dalla Dolomia Conchodon ed il *seal* è la Fm del Medolo.

Nelle Alpi Orientali affiorano bitumi e formazioni anossiche come Moena/Livinallongo/Predil, le Marne di Resciutta e nel pozzo croato di Vlasta-1 è stato rinvenuto dell'olio. Tutte queste manifestazioni sembrano attribuibili a rocce madri del Triassico Medio. Pertanto, potrebbe esistere nell'Adriatico Settentrionale un *petroleum system* non provato analogo a quello sopra descritto.

Super-ciclo Mesozoico, Famiglia dei sistemi petroliferi del Triassico Superiore/Giurassico Inferiore-

Questa famiglia di sistemi petroliferi è legata a differenti rocce madri accumulate dalla stessa età geologica e da una analoga tipologia deposizionale (Tab. 2.5.2). Esse si sono deposte in ristretti bacini anossici all'interno di estese piattaforme carbonatiche che sarebbero diventate l'avampaese della Pianura Padana, dell'Adriatico sino alla Sicilia. La loro età geologica varia dal Triassico Superiore sino all'Hettangiano (Giurassico Inferiore). Considerando l'estensione areale e la frammentazione di questi bacini, non sorprende la variabilità del TOC dall'1% al 3% e la tipologia del kerogene da tipo II originato da marne e calcari anossici marini fino a tipo II/III quando aumentano i depositi più marcatamente argillosi. Anche gli idrocarburi generati variano da gas e condensato nella Pianura Padana con H₂S, a olio pesante nel bacino di Pescara e Sicilia con zolfo e H₂S fino a olio leggero di buona qualità nell'Adriatico Meridionale.

Nella Pianura Padana centro-occidentale si rinviene una triade di rocce madri in affioramento dal Lago Maggiore al Lago d'Iseo e che si estendono, sepolte al di sotto dei depositi Quaternari e Pliocenici, da Milano a Bergamo verso Sud lungo il fiume Adda sino all'Appennino Settentrionale (Fig. 2.5.1). Questa triade di rocce si compone, dall'alto in basso, dai Calcari di Zu, dalle Argilliti di Riva di Solto e dai Calcari di Zorzino/Aralalta Gruppo (Tab. 2.5.2). Alle Argilliti di Riva di Solto ed ai Calcari di Zu (di età Norico) sono attribuiti gli idrocarburi dei giacimenti a gas e condensato di Malossa, di San Bartolomeo, di Canonica d'Adda e di Seregna localizzati nella pianura bergamasca/milanese. Il giacimento di

Malossa appartiene al cosiddetto Bacino Lombardo e produce gas e condensato dalla Dolomia Principale e dai Calcari di Zandobbio. Il TOC delle Argilliti di Riva di Solto è intorno al 1% ma la formazione ha uno spessore molto elevato pari a centinaia di m. Il kerogene è di tipo II e II/III con un Source Potential Index (SPI) calcolato in oltre 3 tonnellate di idrocarburi espulsi per metro quadrato di roccia madre. Più a sud, nell'Appennino delle Pieghe Ferraresi sepolte si rinvengono altri giacimenti, questa volta di petrolio, che sono attribuiti a rocce madri di tipo più calcareo-marnoso e pertanto con un probabile e rilevante contributo dei Calcari anossici di Zorzino e dell'Aralalta Gruppo. Questi giacimenti sono Cavone, San Giovanni, San Giacomo e Ravizza. Essi appartengono alla Piattaforma Carbonatica di Bagnolo che si estende temporalmente per tutto il Mesozoico sino ad interessare il Terziario Inferiore. I principali serbatoi sono i Calcari di Noriglio di età Liassica, le Breccie di Cavone e i Calcari di Bagnolo del Cretaceo Inferiore. Il giacimento di Bagnolo prossimo al gruppo di giacimenti di Cavone, presenta una peculiarità geochimica tutta sua e si pensa che abbia una origine diversa.

Nel Bacino di Pescara e nella contigua Piattaforma Apula (*onshore-offshore* Adriatico Centrale) le principali rocce madri sono i calcari di Emma, costituiti da marne anossiche di età prevalentemente Liassica e riconosciuti nel pozzo Emma-1, e le facies anossiche delle Dolomie di Burano (Fig.2.5.1 e Tab. 2.5.2). I principali giacimenti dell'area, tipicamente ad olio pesante con quantità variabili di H₂S, sono Rospo Mare, Sarago Mare, Elsa, Miglianico, Ombrina Mare, Gianna, Elisa, Piropo, Emilio, David, Donald, Lanciano, Gianna, Mormora Mare, Katia e Santa Maria. I bitumi e le manifestazioni rinvenute in Italia Centrale come quelli della Majella, Filettino, Vallepiana-Giffoni, Monte Camicia e Monte Prena sono da attribuire a questa rocce madri. I serbatoi principali sono del Cretacico e concentrati nella formazione Scaglia, nei Calcari del Cupello e nella facies di breccia ai margini della Piattaforma Carbonatica. Il *seal* è costituito dalle argille del Terziario di "annegamento" della Piattaforma Carbonatica.

Nell'Adriatico Meridionale le rocce madri si rinvengono nella Formazione di Burano di età Triassico Superiore e nelle facies anossiche di età Giurassico Inferiore riconosciute nei pozzi di Sparviero, Grifone in acque italiane e del pozzo Delvina in Albania. Questa parte di bacino è sostanzialmente il prolungamento verso sud del Bacino di Pescara-Piattaforma Apula anche se si nota un miglioramento marcato della qualità degli oli che diventano decisamente più leggeri. I principali giacimenti sono Aquila, Rovesti, Grifone e A4-1X in Albania. Gli oli biodegradati rinvenuti nei giacimenti con serbatoi a *reef* di età miocenica di Giove e Medusa possono essere attribuiti alle stesse rocce madri. I serbatoi principali sono del Cretacico Superiore fino al Paleocene e rappresentano la fine della Piattaforma Carbonatica oppure sono nelle "breccie di *slope*" ai margini della stessa.

Nella Sicilia Sud-Est è presente il Bacino Ibleo che è l'avanzamento della catena compressiva Numidica-Magrebide prolungamento dell'Appennino Meridionale in Sicilia (Fig.2.5.1). Nell'*onshore* affiorano le rocce madri delle formazioni di Noto di età Triassico Superiore e di Streppenosa di età Giurassico

Inferiore alle quali si devono attribuire i celebri affioramenti di bitume della “pietra pece” ed i bitumi di Ragusa contenuti in calcareniti di età Miocenica. Queste rocce madri hanno generato i petroli di tipo pesante con zolfo e H₂S rinvenuti a terra e a mare in numerosi giacimenti come Gela, Ragusa, Irminio, Vega, Mila, Tesauero, Aretusa, Armatella, Ponte Drillo, Cammarata-Pozzillo, Giaurone, Perla e Prezioso. I serbatoi principali sono le formazioni calcaree del Triassico Superiore delle formazioni di Taormina e di Gela (correlabili con la Dolomia Principale del Nord Italia) o del Giurassico Inferiore/Liassico della Formazione di Siracusa. Nel Liassico sono anche presenti episodi di *reef* che sono ottimi serbatoi in Vega e Perla. Il petrolio scoperto va da molto pesante come in Gela 7°-12° API a pesante 15°/19°API in Ragusa/Vega/Perla fino a leggero come in Mila (35° API) dove il serbatoio è la Formazione Triassica di Noto che agisce, in questo caso, da serbatoio oltre che da roccia madre. I campi petroliferi di Gela e di Ragusa sono di dimensioni *major* e furono i primi grandi giacimenti di petrolio scoperti in Italia negli anni 50'. Geologicamente interessante è il piccolo giacimento non commerciale di Narciso nelle Egadi (ora zona vietata all'esplorazione/sviluppo). Il petrolio è contenuto nella Fm. Fortuna dell'Oligocene e potrebbe essere stato generato da rocce madri triassiche tipo Mufara che affiorano in Sicilia NO (Tab. 2.5.1).

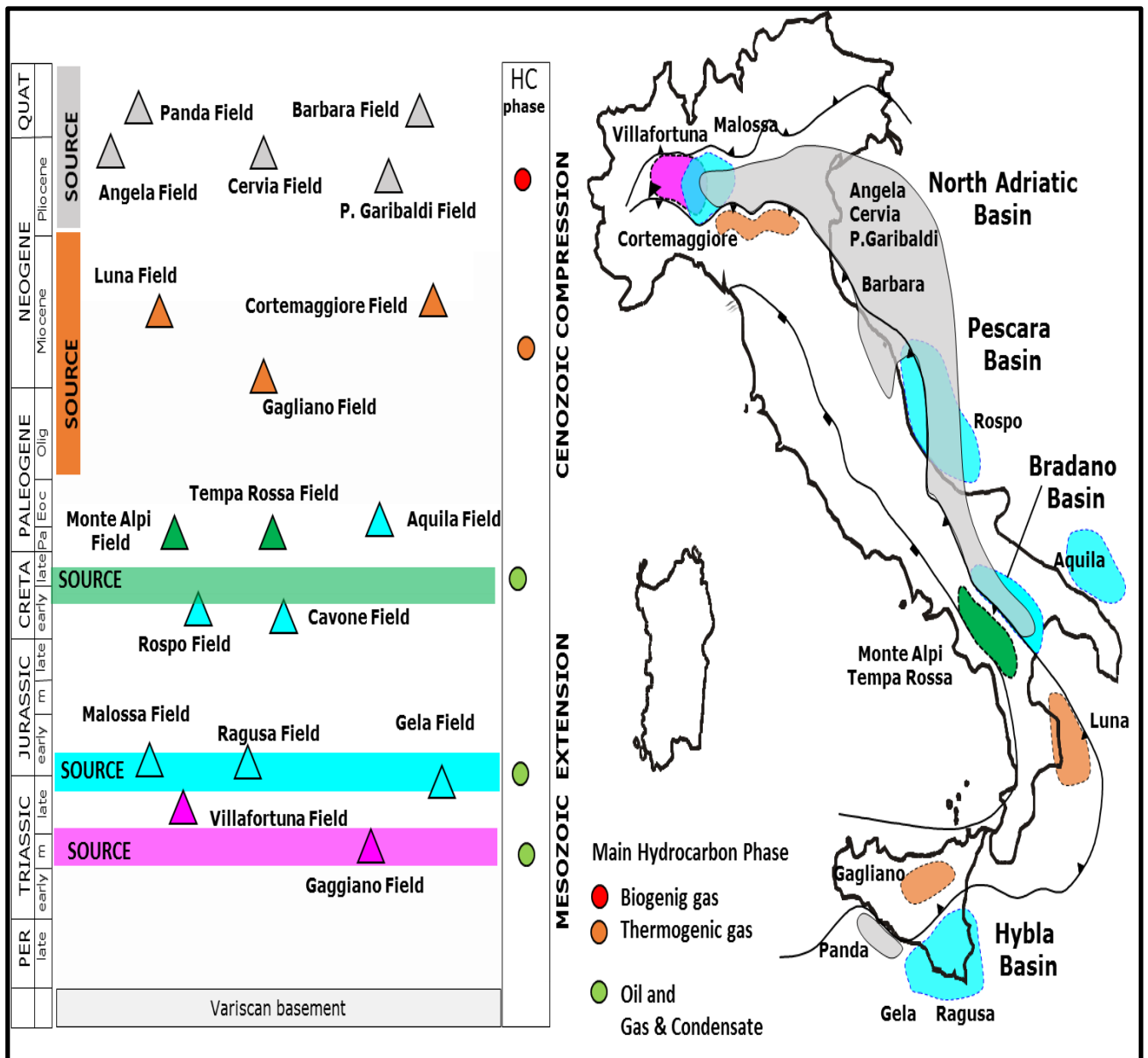


Fig. 2.5.1 – Le cinque principali Famiglie dei Sistemi Petroliferi Italiani (FSP) – Le fasce in colore rappresentano la posizione stratigrafica delle varie rocce madri mentre le figure geometriche dello stesso colore sono i giacimenti originati dalle stesse rocce madri e la loro posizione indica la collocazione stratigrafica del serbatoio principale. Per esempio, il giacimento di Rospo è stato generato dalle rocce madri del Triassico Superiore/ Giurassico Inferiore (fascia di colore azzurro) appartenenti al bacino di Pescara mentre è stato intrappolato in rocce serbatoio del Cretacico (posizione del triangolo azzurro Rospo). Modificato da Cazzola, AAPG 2011.

| Distribuzione delle principali rocce madri Triassiche | | | | | |
|---|-------------|------------------|--|-----------------|--|
| ETA | | Nord Italia | | Italia Centrale | Sicilia |
| Giurassico Inferiore | Sinemuriano | | | | |
| | Hettangiano | | | Calcari di Emma | Streppenosa |
| TRIASSICO SUPERIORE | Retico | | Argilliti di Riva di Solto Calcari di Zu Calcari di Zorzino/Aralalta Gr. | | Dolomie di Burano Strati di Grifone e Sparviero |
| | Norico | | | | |
| | MEDI | Carnico | Calcari di Meride | | |
| Ladinico | | | | | |
| Anisico | | Scisti di Besano | | | |

Tab. 2.5.2 – Distribuzione delle rocce madri del Triassico (e del Giurassico basale).

Super-ciclo Mesozoico, Famiglia dei sistemi petroliferi del Cretacico – Questa famiglia di sistemi petroliferi è, per il momento, limitata alla parte esterna della Catena Appenninica Meridionale (Fig.2.5.1). I campi principali che gli sono attribuiti sono quelli della Val d’Agri (che comprendono Monte Alpi, Monte Enoc, Cerro Falcone, e Caldarosa considerati un singolo giacimento *giant*) e Tempa Rossa. In un primo momento, le scoperte furono collegate ad una roccia madre anossica sconosciuta del Triassico Superiore/Liassico. Successivamente, nella zona di Tempa Rossa vennero rinvenute nei pozzi perforati rocce in facies anossica di età Cenomaniano Inferiore (i.e. al pozzo Peticara-1, tra gli altri) che originavano una completa rivalutazione dei dati precedenti. Questa è la roccia madre identificata per le scoperte *giant* della Val D’Agri. Essa ha un TOC massimo del 4% - 5% con un ottimo Indice di Idrogeno pari a 632 mg HC/g. E’ una roccia madre di tipo II, talvolta, con un comportamento di tipo I. Il contenuto di solfuri è del 3-6% nel kerogene e origina percentuali di H₂S disciolta nel greggio. Questa roccia madre si è deposta in fosse tettoniche ristrette all’interno della Piattaforma Calcarea Apula. I *reservoirs* sono di età dal Cretaceo sino al Miocene e sono in prevalenza di tipo calcareo fratturato pur non mancano livelli a porosità primaria. Il *seal* è rappresentato dalle argille del Pliocene Inferiore. Caratteristica peculiare di questi giacimenti è la colonna di idrocarburi di spessore elevatissimo che supera abbondantemente i 1000 m. Ciò contribuisce al fenomeno della stratificazione degli idrocarburi con i più leggeri in alto ed i più pesanti in basso (*compositional grading*). E’ comune trovare grande variabilità verticale di fluidi da 12° a 42° API. Esiste anche una variabilità laterale della densità dei fluidi, Il *trend* di Val d’Agri presenta

prevalenti oli leggeri mentre in Tempa Rossa gli oli sono leggermente più pesanti. Le facies anossiche del Cretacico sono piuttosto comuni nella regione mediterranea (i.e. la Formazione Bahloul di età Cenomaniano/Turoniano e la Formazione Fahdene di età Albiano, entrambe affioranti in Tunisia). In Italia sono stati per la prima volta riconosciuti e descritti due importanti eventi anossici oceanici: l'evento Selli (OAE1a) di età Aptiano e l'evento Bonarelli (OAE2) di età Cenomaniano/Turoniano. Nonostante l'alto TOC, il loro ridotto spessore in affioramento ne riduce moltissimo il Source Potential Index (SPI) e ha precluso l'idea di considerarli potenziali rocce madri. Anche i livelli a marne bituminose presenti al top della Formazione Marne a Fucoidi di età Albiano-Aptiano non ha attratto l'attenzione sul potenziale complessivo del Cretacico come roccia madre. E' un pregiudizio geologico che deve essere superato in quanto il sistema petrolifero del Cretacico è uno dei più importanti nel Mondo e in Italia potrebbe rivelarsi ancora più ampio con il proseguire degli studi. Gli adiacenti giacimenti di petrolio del Bacino Bradanico di Pisticci, di Torrente Tona, di Strombone, di Masseria Pepe, di Genzano e di Orsino sono senz'altro da attribuire al Sistema Petrolifero del Cretaceo. Più complessa appare l'attribuzione dei gas termogenici e dei condensati che si rinvergono nei livelli profondi dei giacimenti di Candela, Palino, Ascoli Satriano, Ferrandina etc. (Fig. 2.5.1). Essi sono probabilmente da attribuire a rocce madri del Cretaceo oppure sono misti con gas termogenici del Terziario. Appaiono molto rare le attribuzioni a rocce madri del Triassico Superiore /Hettangiano (gas termogenico di San Salvo-Cupello?) al contrario di quanto si credesse sino a pochi anni fa. In questi giacimenti del Bacino Bradanico la situazione si complica ulteriormente perché nei livelli superficiali del Pliocene-Pleistocene si rinviene gas biogenico. Per completare il quadro delle famiglie di Sistemi Petroliferi del Cretaceo, si deve menzionare il caso dei giacimenti di Nilde (insieme a Norma e Naila) e Zibibbo ubicati nel canale di Sicilia a mezza via con la Tunisia (Fig. 2.4.2, Nilde Trend). Il petrolio rinvenuto in serbatoi Miocenici non ha una attribuzione certa ad una roccia madre e non escludiamo che ulteriori studi potrebbero individuare nella Formazione Fahdene di età Albiana la roccia madre che ha originato questi accumuli così come verificato e provato per i limitrofi giacimenti di petrolio del Golfo di Hammamet in Tunisia. Recentemente è stata fatta una scoperta di gas e condensati nella formazione Abiod di età Cretacea nel pozzo Lambouka-1 perforato in acque tunisine al limite con Pantelleria (secondo i dati rilasciati dall'Operatore ADX, sembra che la metà meridionale della struttura sia in acque italiane) ed appare logico ipotizzare che questi idrocarburi siano stati generati proprio da questa roccia madre.

Super-ciclo Terziario, Famiglia dei Sistemi Petroliferi del Gas Termogenico dell'Oligocene-Miocene -

Il gas termogenico si localizza nella parte esterna della Catena Appenninica a ridosso dell'avanfossa concentrandosi nell'*onshore* in Sicilia e nell' Appennino Settentrionale; mentre nell'*offshore* è presente al largo delle coste calabre del Mar Ionio. Si rinviene nei *flysch* di età Oligo-Miocenica coinvolti tettonicamente nella catena. Le *source rock* e i *reservoir* sono contenuti negli stessi *flysch* turbiditici (la

formazione Marnosa-Arenacea è un esempio tipico). Le rocce madri sono le stesse argille intercalate alle arenarie mioceniche che costituiscono i serbatoi. Queste argille hanno un bassissimo TOC (inferiore a 1%) di tipo III che tipicamente produce *wet gas* ma anche, in quantità più limitate, *light oil*. Il materiale organico contenuto nel kerogene è in prevalenza di origine terrestre. Nella Pianura Padana è presente *wet gas* e olio leggero nei giacimenti di Cortemaggiore e Cremona. *Wet gas* e olio leggero, attribuiti a questo sistema petrolifero, si rinvennero nei giacimenti storici nell'Appennino Emiliano di Vallezza-Ozzano-Vizzola, di Montechino-Gratera-Velleia e di Salsomaggiore. Il *dry gas* termogenico dell'offshore calabro (giacimenti di Luna ed Hera Lacinia) è stato attribuito a questo sistema petrolifero anche se non sono mai stati provati collegamenti diretti ad alcuna roccia madre attraverso analisi geochimiche. In Sicilia i giacimenti danno *wet gas* con pochi condensati in Gagliano, Bronte, Fiumetto, Miraglia e San Nicola.

Super-ciclo Terziario, Famiglia dei Sistemi Petroliferi del Gas Biogenico del Pliocene-Pleistocene -

Questo sistema petrolifero è di gran lunga il più diffuso ma anche quello che ha generato i maggiori volumi di idrocarburi che sono stati scoperti sino a d ora in Italia. Il gas biogenico è diffuso lungo tutto il *foredeep* e il *foreland* delle Alpi e Appennini dalla Pianura Padana, al Mar Adriatico, alla Fossa Bradanica e, infine, in Sicilia (Fig.2.5.1). Il metano è generato dalle argille turbiditiche plio-pleistoceniche che alimentano gli adiacenti serbatoi costituiti dalle coeve arenarie. Le stesse argille agiscono da rocce di copertura. Queste rocce madri sono di tipo III, cioè con alto contenuto di materiale organico di origine terrestre. Sono anche molto povere in TOC che risulta largamente inferiore all' 1%. Questo sistema petrolifero è molto simile a quello del Gas Termogenico descritto precedentemente con la sostanziale differenza che le temperature delle sequenze turbiditiche sono costantemente al di sotto della soglia di generazione termogenica (circa 70/80 C°) anche a profondità di 3500/4000 m. Ciò è dovuto al gradiente geotermico basso che è tipico dell'avanfossa-avanpaese dove la sedimentazione è molto rapida e si accumulano grandi spessori di detriti. Le sequenze turbiditiche sono solo parzialmente coinvolte negli stress tettonici della catena e presentano, quindi, solo delle leggere pieghe o, al contrario, sono in assetto monoclinico. Esistono, quindi, tutte le condizioni affinché i batteri anaerobici possano sopravvivere generando grandi quantità di metano biogenico (*dry gas*). Un numero impressionante di giacimenti appartiene a questo sistema petrolifero. Nella Pianura Padana segnaliamo Sergnano, Settala, Ravenna e Dosso degli Angeli. Nell'Adriatico del Nord, si trovano i giacimenti di Agostino-Porto Garibaldi, Porto Corsini Ovest/Est, Barbara, Chioggia, Angela-Angelina e Amelia. In Croazia è doveroso sottolineare i giacimenti di Ivana, Izabela, Marika, Katarina, Ika mentre il giacimento di Annamaria è l'unico a cavallo del confine italo-croato ed è stato oggetto di accordi internazionali dettagliati. Le produzioni iniziali furono indirizzate verso l'Italia (dove esistevano già le infrastrutture di trattamento) e successivamente anche verso la Croazia.

Nell'Adriatico Centrale (Bacino di Pescara), si evidenziano i giacimenti di Giovanna, Emma Ovest, Squalo Centrale e Bonaccia. Nella Fossa Bradanica, le arenarie turbiditiche di età Pliocene-Pleistocene contengono gas biogenico che rappresenta i volumi più importanti nei giacimenti. Più in profondità, gli stessi giacimenti contengono gas misti biogenici-termogenici nei livelli di età Pliocene Medio. Nei livelli ancora più profondi si ritrova solo gas termogenico mentre nella parte sommitale della Piattaforma Carbonatica Apula di età Miocenica, talvolta, si rinviene anche del petrolio. I maggiori giacimenti a gas biogenico della Fossa Bradanica sono Montestillo-Roseto, Pisticci, Grottole-Ferrandina e Candela-Palino. Nell'offshore della Sicilia Meridionale si sviluppa un bacino di avanfossa di fronte alla catena (in quest'area denominata Falde di Gela). Questo bacino ha rivelato i giacimenti a gas biogenico di Panda, Cassiopea e Argo e deve ancora essere compiutamente esplorato. L'estensione a terra dell'avanfossa è stretta e poco profonda ma ha comunque dimostrato i piccoli giacimenti di Catania, Cisina e Rizzo.

Naturalmente laddove esistono le condizioni propizie per la diffusione dei batteri metano-genici, questi producono il metano che si può accumulare anche in rocce serbatoio di età diversa da quella Pliocene-Pleistocene che rappresenta la regola. Una eccezione è rappresentata dal giacimento di Lippone-Mazara del Vallo (Sicilia Sud-Occidentale) che ha del metano biogenico in serbatoi di età Miocenica. La stessa cosa si verifica nell'alta pianura trevigiana dove il metano è pure contenuto in rocce serbatoio Mioceniche nei giacimenti di Arcade, Nervesa, Cavalletto e Conegliano che, una volta esauriti, sono diventati parte del progetto di stoccaggio gas di Collalto. Un'ultima eccezione è rappresentata dai piccoli bacini interni sul lato tirrenico della Toscana dove il metano è stato trovato e prodotto nei giacimenti di Tombolo e Certaldo nella posizione geologica di retro-paese e non di avanpaese che è la regola.

La problematica del mescolamento dei gas Biogenici con i Termogenici

In Italia, come nella geologia petrolifera di altri paesi, è presente il fenomeno di mescolamento dei gas biogenici prodotti dai batteri a basse temperature e caratterizzati da una migrazione verso i serbatoi quasi irrilevante (infatti viene definita "in situ" o autoctona) con i gas termogenici di provenienza profonda e generati ad elevate temperature da rocce madri mature (infatti sono definiti alloctoni riguardo la migrazione).

La maniera scientificamente corretta per distinguere i gas biogenici dai gas misti e, infine, dai gas termogenici è l'analisi degli isotopi del Carbonio estratto dalla molecola di metano. Altri tipi di analisi che possono supportare l'attribuzione genetica sono l'analisi dell'isotopo dell'Idrogeno (Deuterio) anch'esso estratto dalla molecola di metano. Oppure, dopo aver fatto l'analisi chimica dei componenti del gas naturale, si divide il valore di C1 per la somma di C2+C3+Cn. Questo rapporto è noto come *Gas Dryness Index* e indica, molto grossolanamente, il gas biogenico se > 100 e il gas termogenico se

< 100.

Gli isotopi stabili del carbonio sono ^{12}C e ^{13}C . L'isotopo ^{14}C è radioattivo con un tempo di dimezzamento di 5730 anni ed è usato per le datazioni assolute. Le percentuali dei due isotopi stabili sono relativamente costanti in natura e pari al 98.99% per ^{12}C mentre sono 1.01% per il ^{13}C . Si è notato sperimentalmente che eventuali arricchimenti o impoverimenti reciproci sono strettamente connessi ai processi chimico-fisici di formazione. Nella geochimica petrolifera si usa come riferimento standard internazionale delle percentuali dei due isotopi quello calcolato sul carbonio di un campione di guscio di una belemnite appartenente alla formazione rocciosa statunitense di Peedee di età Cretaceo Superiore. La formula applicata è la seguente:

$$\delta^{13}\text{C} = \left(\frac{^{13}\text{C} : ^{12}\text{C}}{\text{del campione in esame}} - \frac{^{13}\text{C} : ^{12}\text{C}}{\text{standard}} \right) : \frac{^{13}\text{C} : ^{12}\text{C}}{\text{standard}} \times 1000$$

E' da notare che passando dalla catagenesi alla metagenesi si rileva un generale arricchimento di ^{13}C dovuto al fatto che i legami $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ sono più stabili all'aumento di temperatura rispetto a quelli $^{12}\text{C}/^{12}\text{C}$.

I risultati ottenuti in laboratorio e rappresentati in un *range* di valori, ci permettono di stabilire le correlazioni circa l'origine del metano.

- $\delta^{13}\text{C}$ da - 90‰ a - 55 ‰ Metano biogenico
- $\delta^{13}\text{C}$ da - 55‰ a - 30 ‰ Metano termogenico
- $\delta^{13}\text{C}$ da - 30‰ a - 20‰ Metano associato a carbone (CBM)
- $\delta^{13}\text{C}$ da > - 20‰ Metano di origine vulcanica

Il caso italiano del mixing di gas di origine differente è stato studiato in dettaglio da Mattavelli e Novelli e pubblicato nel 1987 in - *Advance in Organic Geochemistry* - con il titolo "*Geochemistry and habitat of natural gases in Italy*". Il *range* di valori per distinguere l'origine del metano italiano è il seguente:

- $\delta^{13}\text{C}$ da - 76‰ a - 60‰ Metano biogenico - con $\text{C2}^+ < 0.2\%$.
- $\delta^{13}\text{C}$ da - 63‰ a - 53‰ Metano misto (biogenico/termogenico) - con C2^+ tra 0.1% e 5%.
- $\delta^{13}\text{C}$ da - 51‰ a - 31‰ Metano termogenico - con C2^+ tra 0.3% e 10%.

I gas misti sono presenti nella Pianura Padana e nella Fossa Bradanica. Nella prima, i gas termogenici profondi provengono dalle rocce madri dei *flysch* Oligo-Miocenici coinvolti nella orogenesi Appenninica e seppelliti a grande profondità. I gas generati migrano prevalentemente verso l'alto fino

a mischiarsi nei serbatoi del Pliocene-Pleistocene con i gas biogenici. Il fenomeno si osserva, quindi, nelle trappole adiacenti alla Catena Appenninica in prossimità dell'avanfossa. Non si può escludere che una minima percentuale dei gas termogenici possono provenire anche da rocce madri più antiche come quelle del Triassico Superiore. I principali giacimenti padani classificati come misti sono: Caviaga, Ripalta, Bordolano, Soresina, Cornegliano, Imola, Minerbio e Spilamberto. Le contaminazioni di gas biogenico con gas termogenico nella Fossa Bradanica sono decisamente più complesse da studiare anche per la costante presenza di CO₂ probabilmente di origine vulcanica. In generale si osserva che nello stesso giacimento si passa gradualmente da livelli superficiali del Pliocene-Pleistocene che sono a gas biogenico a livelli del Pliocene Medio che sono misti, infine a livelli profondi del Pliocene Inferiore e Miocene Superiore che sono francamente termogenici. I gas termogenici si ritiene provengano principalmente da idrocarburi generati da rocce madri profonde di età Terziaria-Cretacea per migrazione verso l'alto. E' probabile quindi che siano coinvolti le rocce madri Cretaciche del Cenomaniano ritrovate a Monte Alpi-Tempa Rossa. I principali giacimenti che presentano il fenomeno di mixing sono Ferrandina, Pisticci, Palino, Grottola e Candela.

2.6 STATISTICHE DI PRODUZIONE, RISERVE E RISORSE

Ci apprestiamo a rispondere ad alcuni quesiti che sorgono spontanei a riguardo del settore petrolifero *upstream* italiano: Quanti giacimenti sono stati scoperti sino ad ora? Quanto sono grandi? Quando hanno prodotto e quanto potranno ancora produrre? L'Italia è un paese di gas, di petrolio oppure di “niente”? L'Italia in futuro potrebbe diventare un paese petrolifero?

Cominciamo con il dire che l'Italia è stata ed è un paese petrolifero importante nel contesto europeo soprattutto per il gas ma anche per l'olio. E' preceduta come riserve e produzione solo dai paesi nordici. Possiede riserve già scoperte interessanti come volumi e, talvolta, non ancora pienamente sviluppate. Il suo potenziale esplorativo in prospettiva futura rimane notevole specialmente per il petrolio. Difficilmente diventerà un “grande paese petrolifero” anche se bisognerebbe elaborare il significato dell'aggettivo “grande”. L'insieme dei giacimenti italiani dal 1860 sino al 2016 (comprendendo i volumi originali di giacimenti in produzione o che ora sono esauriti dopo aver prodotto, quelli non commerciali e le semplici scoperte) ammontano ad un totale di 581. I pozzi perforati ad oggi, secondo le stime UNMIG, sono stati 7222 di cui 3233 di esplorazione (dato @2015). Ma procediamo ordinatamente nel rispondere ai quesiti.

Idrocarburi d'Italia

Come abbiamo già visto in precedenza, l'Italia si può definire sinteticamente un paese petrolifero minore a prevalente gas biogenico concentrato nelle formazioni del *foredeep* e *foreland* di età geologica dal Pliocene al Pleistocene. Per giustificare questa affermazione possiamo sommare alla produzione storica di olio e gas le rispettive riserve P1, P2 e P3 facendo poi un confronto percentuale tra i due diversi fluidi. Il risultato indica che circa il 70% degli idrocarburi prodotti e da produrre in Italia è gas mentre il petrolio è circa il 30% (Fig.2.6.1a). Da questo dato è interessante notare che mentre la gran parte del gas è stata già prodotta (59% contro il 10% ancora da produrre), per il petrolio è l'esatto contrario (15% già prodotto e 16% ancora da produrre). Questo dato generale trova conferma considerando un approccio differente, cioè usando le riserve/risorse recuperabili di tutti i giacimenti scoperti sino ad ora e suddivisi nella classificazione classica: a Gas; a Gas e Condensato; a Olio; a Olio e Gas. Il risultato è visibile in Fig.2.6.1b che ci indica un 72% per il gas (59% + 15%) mentre circa il 28% è petrolio (25% + 3%). Se volessimo conoscere quanto di questo 70% circa di gas è quello biogenico dovremo riferirci all'articolo di Mattavelli del 1987 “*Geochemistry and habitat of natural gases in Italy*”. In tale lavoro, i giacimenti a gas vengono ripartiti: 80% gas biogenico; 10% gas Misto (biogenico/termogenico); 10% gas termogenico. Trova quindi giustificazione la definizione iniziale assegnata all'Italia di paese petrolifero minore largamente a gas biogenico.

Numeri e giacimenti

I pozzi esplorativi perforati sino al 2016 hanno portato alla scoperta di 581 giacimenti di vario tipo e dimensioni (Fig.2.6.2).

Per facilitare l'analisi statistica, abbiamo suddiviso questi giacimenti storici (commerciali, non commerciali e semplici scoperte) in base al loro numero ed alle loro riserve/risorse associandole in nove classi dimensionali.

- < di 1 Mboe (306 giacimenti)
- da 1 a 5 Mboe (144 giacimenti)
- da 6 a 10 Mboe (29 giacimenti)
- da 11 a 25 Mboe (48 giacimenti)
- da 26 a 50 Mboe (20 giacimenti)
- da 51 a 100 Mboe (16 giacimenti)
- da 101 a 250 Mboe (11 giacimenti)
- da 250 a 500 Mboe (5 giacimenti)
- > di 500 Mboe (2 giacimenti)

Dobbiamo notare che ben 306 (il 53%) di questi giacimenti hanno riserve/risorse recuperabili inferiori a 1 Mboe (Fig. 2.6.3a) il che li rende insignificanti dal punto di vista economico. Sarebbe, perciò, giustificata l'esclusione dal conto generale questi micro-giacimenti che contengono solamente l'1.3% delle riserve e risorse complessive (Fig.2.6.3b) e che possono essere classificati come accumuli "immateriali" di idrocarburi. Il numero dei giacimenti significati scoperti in Italia è, quindi, di 275 (Fig.2.6.3a) conteggiando solo quelli che superano la soglia di 1 Mboe. Di questi, quelli *majors*, cioè con riserve superiori a 100 Mboe, sono solamente 18 (di cui 6 a petrolio e 12 a gas) e contengono il 60% di tutte le riserve/risorse.

Abbiamo, quindi, visto in pochi numeri qual è la situazione dei giacimenti italiani. L'Italia è un paese dove si sono scoperti numerosissimi giacimenti ma oltre la metà sono quasi insignificanti dal punto di vista economico. I giacimenti significativi e classificabili come *majors* sono solo una ventina. Tra questi, due sono giganti: uno a gas (Agostino-Porto Garibaldi) e uno a olio (Val d'Agri).

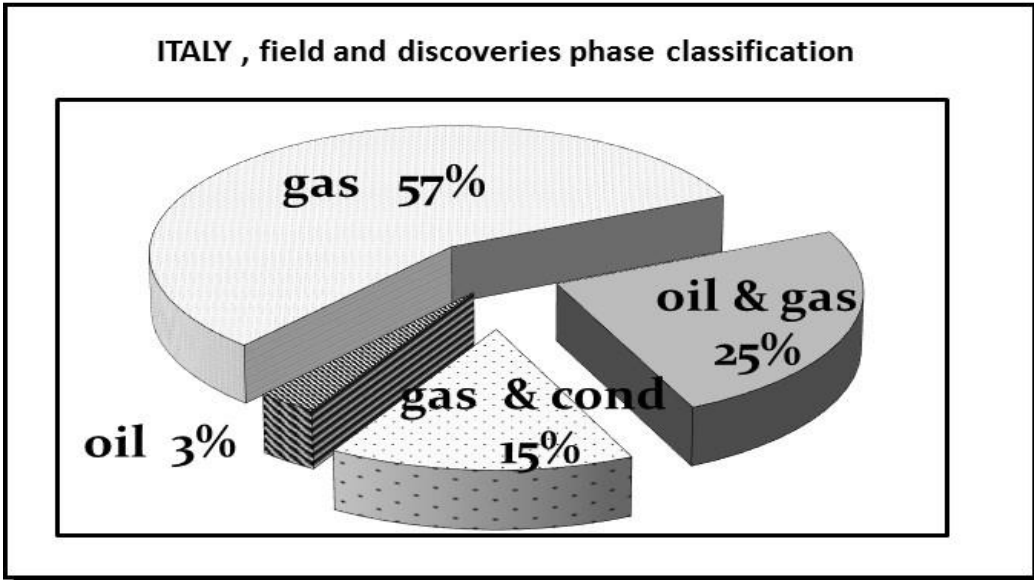
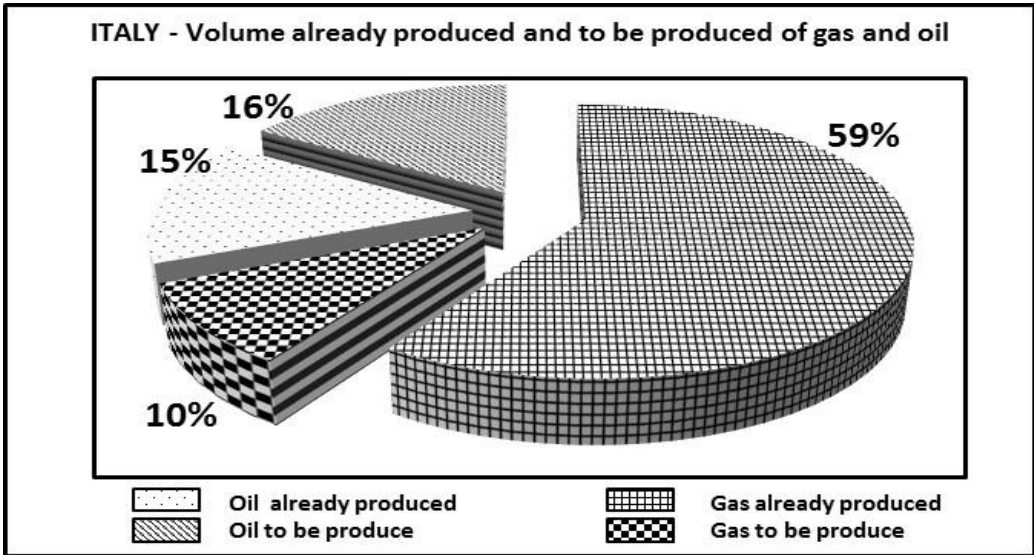


Fig. 2.6.1 – (a) Comparazione percentuale tra le produzioni storiche più le rispettive riserve P1, P2 e P3 di Gas e Petrolio. (b) Comparazione statistica tra le varie tipologie di giacimenti scoperti fino ad ora sulla base delle riserve.



Fig. 2.6.2 – I circa 580 giacimenti storici italiani distribuiti sulla terraferma e in mare. I tre colori differenziano le tre tipologie di fase. Non sono riportati i giacimenti dei paesi adiacenti come Croazia e Tunisia.

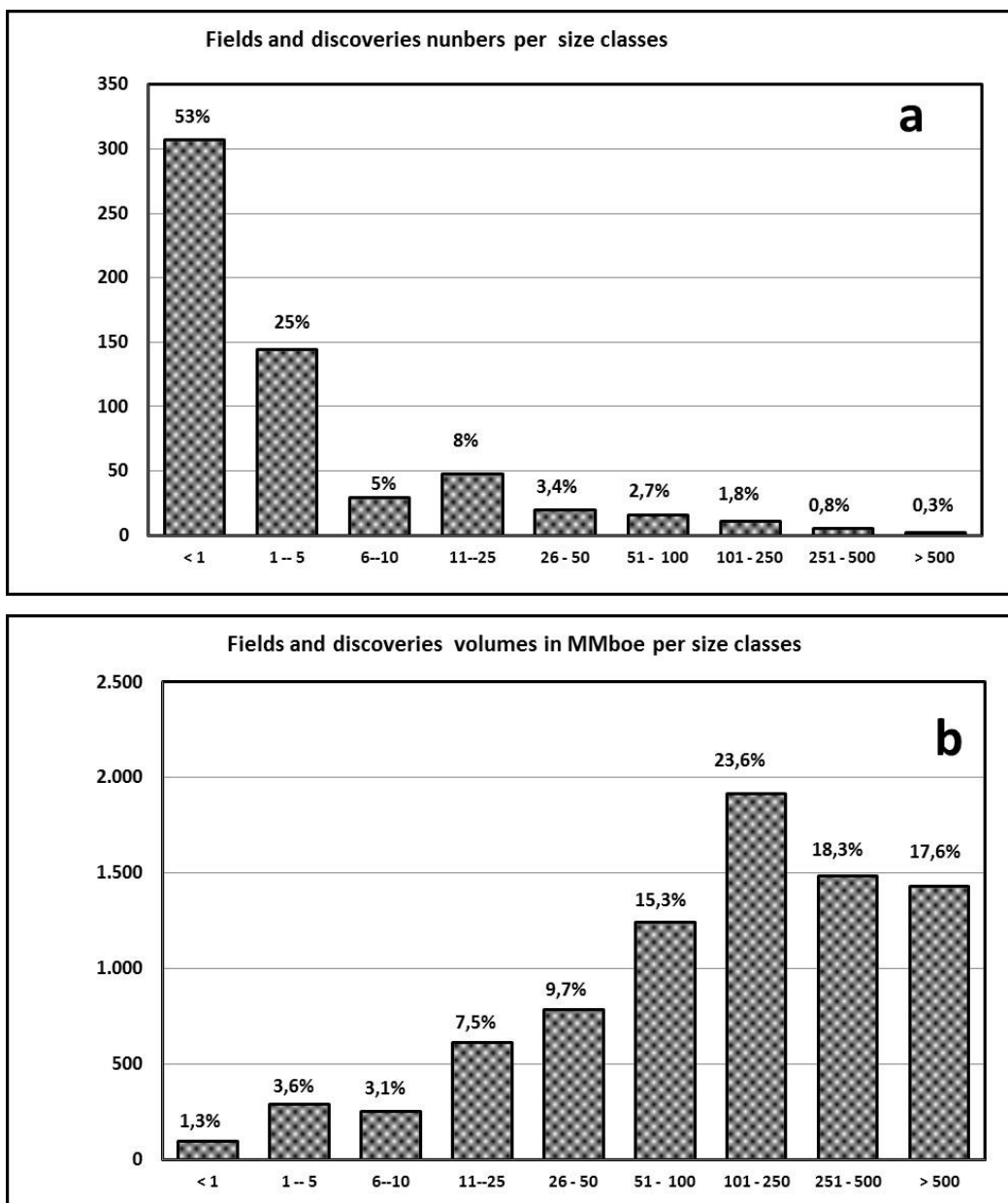


Fig. 2.6.3 – (a) Comparazione percentuale tra le nove classi dimensionali dei giacimenti italiani, si nota che ben il 53% sono insignificanti come volume e contengono l'1.3% delle riserve/risorse totali. (b) Comparazione percentuale tra le nove classi dimensionali dei giacimenti italiani in base alle riserve/risorse, si nota che i giacimenti majors (oltre i 100 Mboe) sono solamente 18 ma contengono circa il 60% delle riserve/risorse.

Produzioni storiche

Partiamo dal dato di fatto che la produzione di idrocarburi italiani prima della seconda guerra mondiale è irrilevante a fine statistici. Perciò i nostri conteggi iniziano dal 1944 (scoperta di Caviaga) fino agli ultimi dati ufficiali forniti dal Ministero/UNMIG e che si riferiscono al 31-12-2015. A metà anni novanta, l'Italia raggiunse un notevole picco di produzione prossimo a mezzo milione di barili equivalenti al giorno (Fig. 2.6.4) conteggiando sia il gas che il petrolio. Una produzione di questo tipo è da considerare eccezionale ed infatti negli stessi anni il Gabon (che era il più piccolo produttore OPEC) raggiungeva il

suo picco produttivo che era addirittura inferiore alla nostra produzione totale, ovviamente quella italiana era in gran parte composta da gas mentre quella gabonese era solamente di olio. In genere le produzioni di condensati in Italia, che vengono conteggiati statisticamente nel petrolio, sono sempre stata molto basse e raggiunsero il picco produttivo negli anni '60 con 2500 bll/d, mentre oggi sono meno di 500 bll/d.

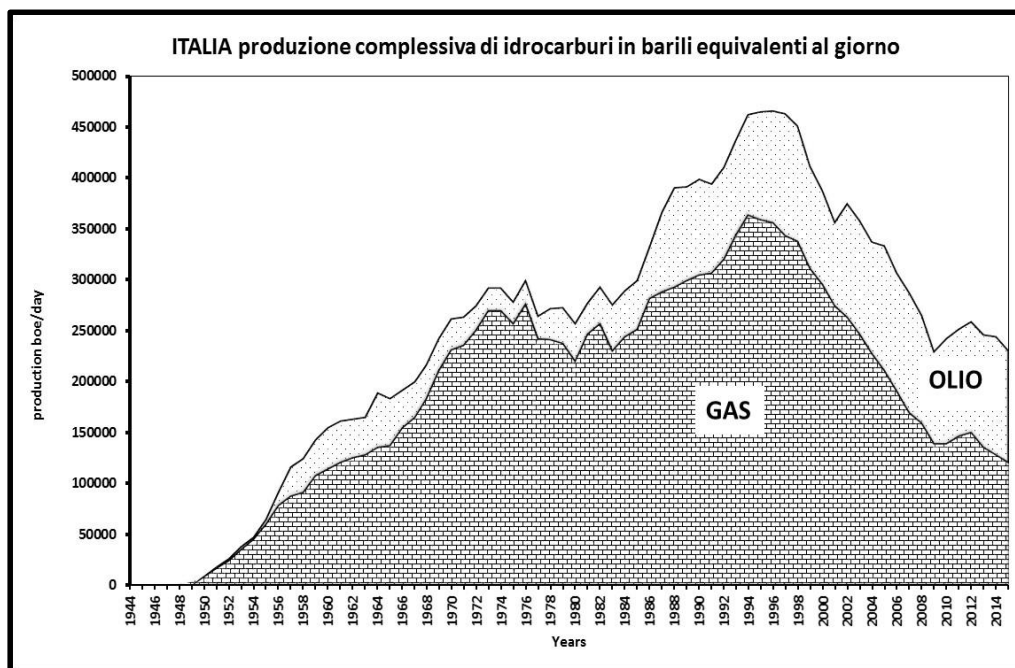


Fig.2.6.4 - Produzione annuale italiana di olio (inclusi i condensati) e gas espressi in barili equivalenti al giorno. Si nota il picco produttivo di metà anni novanta pari a quasi mezzo milione di boe al giorno.

Il picco di produzione del gas

Il picco produttivo del gas fu raggiunto nel 1994 con quasi 21 Gm³/y (Fig.2.6.5). La produzione nazionale nel 1994 rappresentava il 40% del consumo totale italiano di gas che era intorno ai 50 Gm³/y. Il rimanente 60% circa era coperto dalle importazioni dalla Russia e dall'Olanda (iniziate negli anni 70') e dall'Algeria (iniziata nei primi anni 80' dopo la realizzazione del gasdotto Trans-Mediterraneo).

Oggi la produzione è scesa ad 1/3 rispetto al picco storico e si attesta intorno ai 7 Gm³/y che rappresentano circa il 10% del nostro fabbisogno. Ad oggi, oltre ai tre citati paesi dai quali importiamo gas via gasdotto, si sono aggiunti anche la Norvegia e la Libia. Inoltre, ri-gassifichiamo a Panigalia e Rovigo-Porto Tolle il prodotto liquido LNG che arriva con le metaniere (i.e. dal Qatar, dall'Egitto e dalla Nigeria). La diminuzione della produzione nazionale è da imputare in massima parte alla fase di maturità produttiva dei nostri giacimenti storici che non sono stati rinsanguati da nuove scoperte. I due progetti più importanti degli ultimi decenni che avrebbero dovuto portare nuova produzione non sono ancora partiti. L'Alto Adriatico, non è mai entrato in produzione e difficilmente lo farà in futuro per le paure legate alla subsidenza dell'area di Venezia, le autorizzazioni del governo concesse a suo tempo

sono congelate da almeno 25 anni (Divieto di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi per accertamento subsidenza - Legge 9/01/91 n. 9 e Legge 6/08/08 n. 133) in attesa dei risultati di studi appropriati. Il secondo è noto come Argo Cluster e comprende i giacimenti offshore siciliani di Argo-Cassiopea-Panda. Purtroppo Panda è parzialmente incluso entro le 12 miglia nautiche dalla costa e quindi nella Moratoria del 2010 e ci saranno sicuramente dei problemi per il suo sviluppo per cui è stato lasciato, al momento, da parte e si procede solamente con Argo e Cassiopea. Anche il completamento dell'esplorazione di questo promettente bacino di avana fossa siciliano è stato sospeso (non sono stati perforati i previsti pozzi esplorativi di Gemini e di Centauro) in attesa di ottenere l'autorizzazione formale per lo sviluppo di Argo-Cassiopea con le loro *offshore facilities* dirette al polo industriale di Gela. Dalla scoperta di Argo nel 2002 sono ormai passati 14 anni in attesa di autorizzazioni formali ed a oggi non un metro cubo di gas è arrivato a terra. Resta poi il problema generale che in una situazione come quella italiana nessun imprenditore vuole rischiare capitali in pozzi di esplorazione per nuovo gas. L'Italia è come rimasta cristallizzata a venti anni fa con la sua produzione in costante diminuzione e questa situazione così rimarrà sino a che riprenderà la fiducia delle società petrolifere e con essa gli investimenti esplorativi.

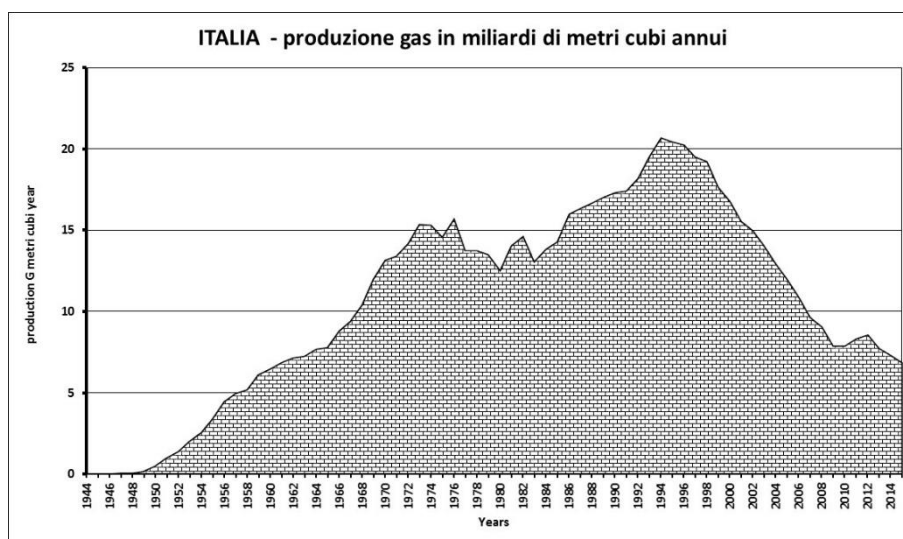


Fig.2.6.5- Produzione storica nazionale di gas dal 1944 al 2015. Si nota il picco del 1994 con oltre 20 Gm³/y.

Il picco di produzione dell'olio

L'Italia non ha mai raggiunto il picco di produzione di petrolio come si nota con chiarezza nella Fig.2.6.6. Gli analisti internazionali stimano che il picco potrebbe arrivare intorno al 2018-2020 se l'inizio della produzione di Tempa Rossa sarà nel 2017 apportando circa 50000 bbl/d alla produzione totale. La stima del picco prevede circa 160000 bbl/d rispetto ai circa 100000 bbl/d di oggi. La produzione nazionale copre circa il 10% del fabbisogno italiano. Alla produzione italiana di olio manca,

per svariati motivi, l'apporto di molti giacimenti come, per esempio, Miglianico e Ombrina Mare. Anche l'annoso problema dell'olio pesante del Bacino di Pescara non ha mai trovato una soluzione tecnologica ed economica per poter sviluppare le decine di giacimenti scoperti e lasciati a se stessi. Citiamo il solo giacimento di Elsa che contiene riserve per oltre 100 Mboe. Le prospettive per l'esplorazione futura dell'olio rimangono di altissimo interesse geologico soprattutto in Appennino Meridionale nel trend di Val d'Agri /Tempa Rossa.

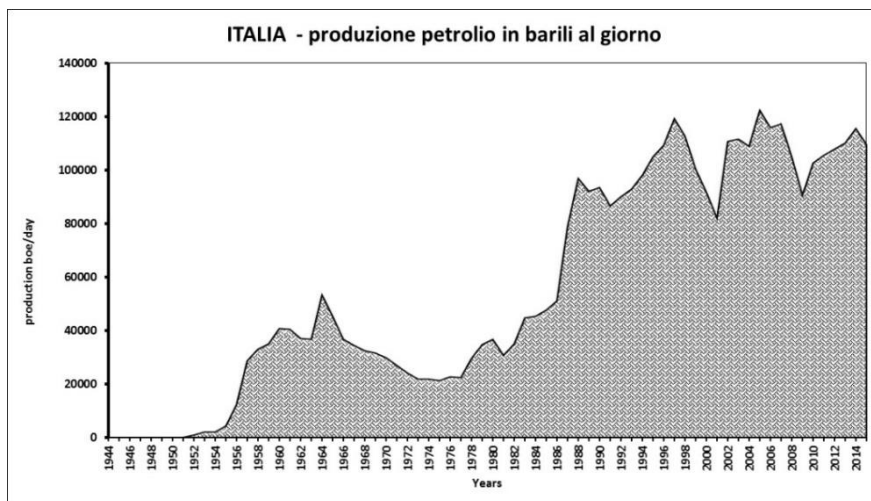


Fig.2.6.6 - Produzione storica nazionale di petrolio dal 1944 al 2015. Si nota la mancanza del picco produttivo.

Produzione cumulativa di olio e gas

La produzione cumulativa a fine 2015 corrisponde a 6.4 Bboe che è la somma delle singole produzioni storiche di petrolio e gas (Fig.2.6.7). La cumulativa del gas è pari a 767 Gm³ corrispondenti a 4.9 Bboe (77% del totale). La cumulativa del petrolio è di 200 milioni di tonnellate corrispondenti a 1.5 Bbbl (23% del totale). La cumulativa dei condensati è irrilevante e rappresenta solamente lo 0.2% del totale.

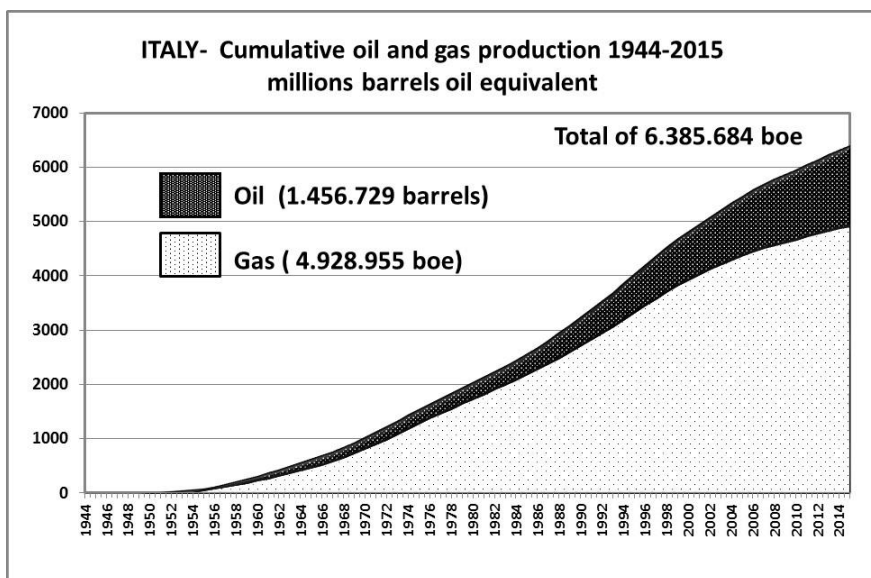


Fig. 2.6.7 – Produzione cumulativa di gas e petrolio (inclusi i condensati) espressa in milioni di boe.

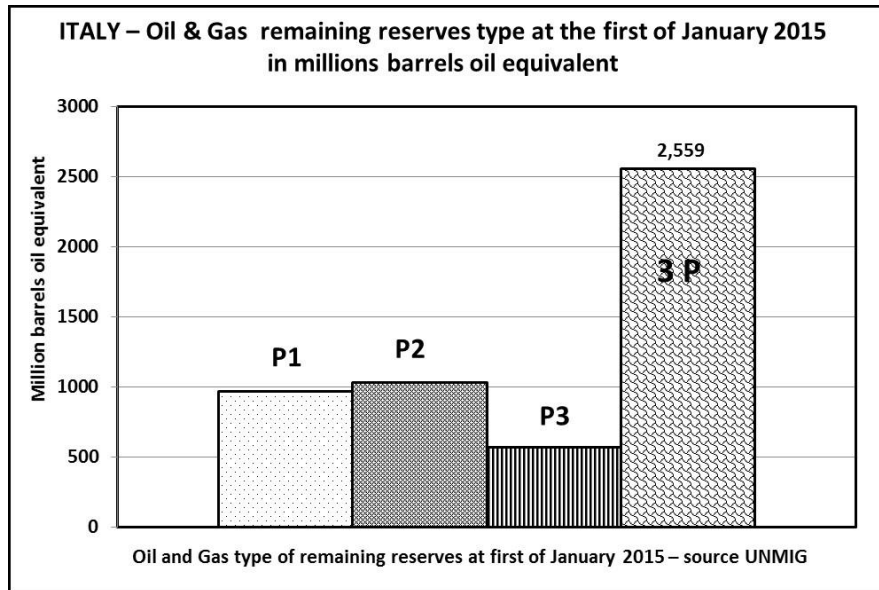


Fig.2.6.8 – P1, P2 e P3 riserve rimanenti @2015.

Riserve rimanenti

Abbiamo visto quanto sono state le produzioni storiche e ci rimane da chiederci quante sono le riserve ancora da produrre @ 2015. Queste valutazioni sono, in Italia, numeri ufficiali che vengono emessi dal competente Ministero e pubblicate nel rapporto annuale dell'UNMIG. In genere le riserve prodotte e le rimanenti sono pubblicate a livello totale o per grandi aree di aggregazione (mare, terra, regione). Le riserve rimanenti 3P derivate dalla somma di P1+P2+P3 e includendo olio e gas sono di 2.560 Bboe (Fig. 2.6.8). Il dato disaggregato è interessante. Le riserve 3P rimanenti di gas sono 140 Gm³ che corrispondono a 0.887 Bboe. Le 3P rimanenti di olio sono 234 milioni di tonnellate corrispondenti a 1.708 Bbbl. La logica considerazione è che l'Italia dispone di riserve residue ben più ampie di petrolio che di gas. L'ultima considerazione riguarda il fattore di rischio delle riserve che varia se sono calcolate con metodi probabilistici. Infatti le P1 corrispondono al volume P90 del calcolo probabilistico cioè hanno una probabilità del 90%; le P2 al volume P50 con il 50%; le P3 = al volume P10 con il 10%. Molti autori calcolano le riserve rimanenti applicando un fattore di riduzione pari al rischio (cioè 0.9, 0.5 e 0.1). Nella realtà i calcoli dei volumi delle tre categorie di riserve sono spesso fatti come calcolo deterministico e non ha senso applicare questi rischi. Infatti, le riserve P2 e P3 non è che abbiano grandi rischi geologici, piuttosto necessitano di investimenti (pozzi dedicati o materiali/equipaggiamenti/tecnologie nuove di produzione) per essere promosse e diventare P1.

Totale idrocarburi scoperti

Avendo valutato le produzioni storiche e conoscendo le riserve 3P sia di gas che di olio possiamo

sommarle per conoscere il numero totale degli idrocarburi scoperti in Italia. Non saranno incluse in questo calcolo tutte quelle riserve che per un motivo o per un altro non sono state conteggiate come riserve residue 3P ancora da produrre. A questa categoria appartengono tutti quei giacimenti non commerciali oppure il cui sviluppo non è ancora stato approvato dal governo e che quindi non possono essere compresi in una delle categorie di riserve 3P. Naturalmente sono sempre escluse anche le risorse contingenti e quelle prospettive. Le prospettive sono quelle più difficili da determinare e vengono definite in inglese *yet to find*. Spesso si basano solo su calcoli statistici o sull'opinione di geologi che hanno una specifica esperienza dell'area. Il totale degli idrocarburi scoperti in Italia assomma a circa 9 Bboe che si ricava dalla somma delle produzioni storiche e delle riserve ancora da produrre (6.386 Bboe già prodotti + 2.559 Bboe di riserve 3P ancora da produrre). Si può notare che il 71.4% è già stato prodotto e quello ancora da produrre è solo il 28.6%. Un altro modo di calcolare gli idrocarburi scoperti è quello di considerare tutti i volumi anche quelli non commerciali indipendentemente se sono state conteggiate o meno nelle 3P e indipendentemente dal loro "status legale". Per fare ciò dobbiamo costruire le cosiddette *creaming curve* delle scoperte storiche di gas e petrolio e valutarle in boe. Il risultato di questo calcolo ci dà un numero complessivo di 9.2 Bboe (Fig.2.6.9) che è perfettamente in linea con il calcolo precedente di 9 Bboe.

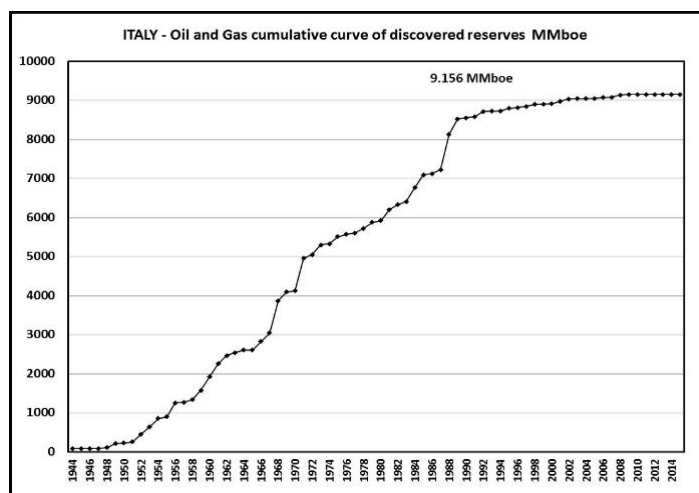


Fig. 2.6.9 – *Creaming curve storica delle scoperte di gas e petrolio che danno come risultato circa 9.2 Bboe.*

La differenza di 0.2 Bboe dovrebbe rappresentare quella parte delle riserve che abbiamo definito "escluse". In realtà non è così perché il metodo della *creaming curve* dei volumi scoperti soffre cronicamente di una sottovalutazione. Le riserve rimangono spesso quelle della dichiarazione originale e le successive revisioni dei volumi (che di solito sono in aumento) difficilmente vengono incorporate come aggiornamenti nei *data base*. La differenza tra le due metodologie sarebbe dovuta essere pari ad almeno 0.5 Bboe. Infatti, sarebbero pari a questo ammontare i volumi dei soli giacimenti esclusi di Chioggia Mare, Ombrina Mare, Elsa e Miglianico. Ciò porterebbe a dire che il totale delle riserve e

risorse scoperte in Italia si avvicinerebbe a 10 Bboe. In realtà non fa una grande differenza rispetto al precedente calcolo di 9 Bboe frutto della somma della produzioni storiche e dei volumi 3P ancora da produrre e che rappresenta una boa di precisione nel mare dei se e dei ma.

E' invece di grande interesse esaminare l'andamento delle *creaming curves* delle scoperte di gas e petrolio perché i cambiamenti dei gradienti angolari delle curve sono associabili alla maturità o meno del play geologico (Fig. 2.6.10).

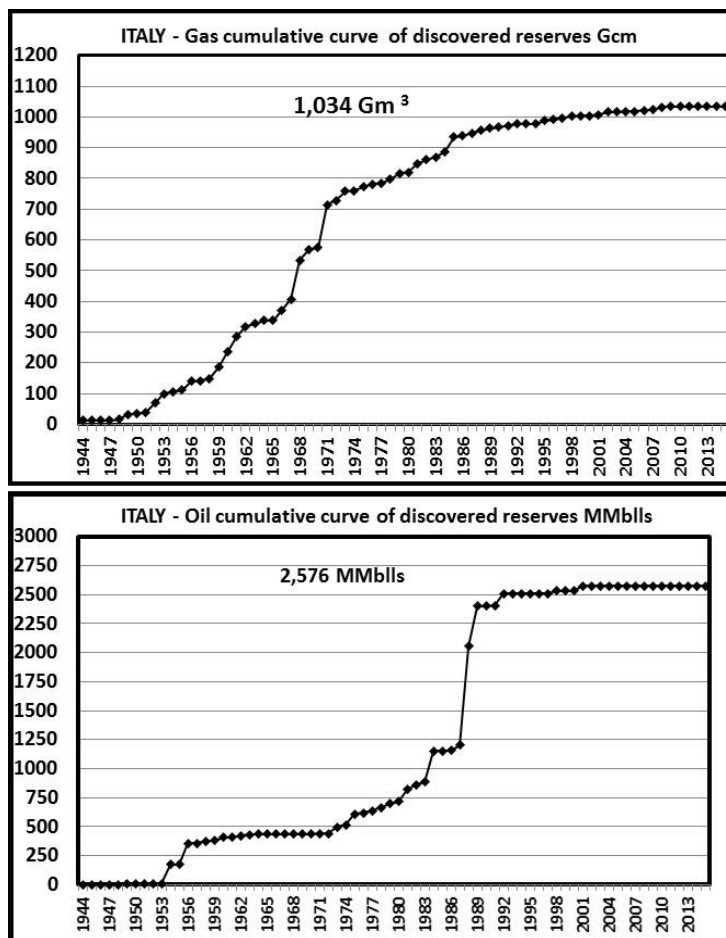


Fig. 2.6.10 – In alto *creaming curve* delle scoperte di gas – In basso, *creaming curve* delle scoperte di petrolio.

La curva cumulativa delle scoperte a gas è tipica di un play geologico (rappresentato in larghissima parte dal gas biogenico del Pleistocene/Pliocene) che ha ormai raggiunto la fase di maturità estrapolabile dal basso angolo della curva a partire dall'anno 2000. Gli anni delle grandi scoperte sono stati gli anni cinquanta e sessanta dove la curva assume la sua ripidezza massima. Gli anni settanta e ottanta mostrano un drastico cambiamento della pendenza ma aggiungono ancora volumi di sicuro interesse. Dagli anni novanta questo trend di maturità continua la sua progressione con l'ulteriore appiattimento della curva. Le considerazioni che si possono fare sono piuttosto semplici. Continuare l'esplorazione negli stessi

bacini anche con l'aiuto delle moderne tecnologie sismiche di 3D e dei DHI risulterà, come aspettativa generale, in nuovi volumi scoperti di piccola entità. Se, invece, le aspettative sono la scoperta di grandi volumi si deve cambiare, anche parzialmente, il target di ricerca. Ciò comporterebbe di fare esplorazione profonda per il tema del gas termogenico e non più biogenico. Oppure comporterebbe l'esplorazione di nuovi bacini sedimentari in elevate profondità di acqua nell'Adriatico, nello Ionio nel Tirreno e nel Mare Provenzale ad ovest della Sardegna. Infine, si dovrebbe tornare ad esplorare la catena appenninica del Numidico nel Canale di Sicilia tra la Sicilia e la Tunisia compresi i piccoli bacini Pleistocenici di *rift*, i cosiddetti *Graben* di Lampedusa, di Linosa e di Malta. Oppure spingersi nell'inesplorato Banco di Medina tra Malta e Libia con i connessi problemi di sovranità territoriale. In sintesi, occorre cambiare i termini geologici del problema e focalizzarsi su nuove aree di ricerca. Del resto l'esempio ci viene dato dalla decisione presa all'inizio del 2000 di esplorare il bacino di avansfossa siciliano di fronte a Gela e considerato per decenni poco promettente perché piccolo e poco profondo. Qui, le nuove tecnologie sismiche del 3D e dei DHI hanno permesso di fare tre scoperte importanti di gas biogenico (Argo, Panda e Cassiopea). Piccoli bacini geologicamente recenti e di questo tipo sono presenti nei mari italiani ed occorrerebbero dettagliati studi geologici e geofisici per mettere in evidenza le loro potenzialità a gas. Per poter raggiungere questo obiettivo, il governo dovrebbe ricreare un clima favorevole agli investimenti che sono particolarmente impegnativi per le acque profonde, altrimenti la curva di declino della nostra produzione di gas continuerà inesorabile.

Esaminiamo ora la curva cumulativa delle scoperte di petrolio. Il suo andamento è sostanzialmente piatto con due episodi estremamente ripidi. Il primo è degli anni cinquanta e coincide con le scoperte nel Bacino Ibleo in Sicilia (tema ad olio pesante del Triassico Superiore). Il secondo è degli anni ottanta e corrisponde alle scoperte in Val Padana ed a quelle della Lucania (tema ad olio leggero, rispettivamente, del Triassico Medio e del Cretaceo). L'interpretazione geologica che possiamo dare alla curva indica che non ci sono episodi di maturità nel tema ad olio che risente solamente degli investimenti dedicati nel tempo. La percezione che se ne ricava è piuttosto chiara e indica che non c'è necessità di cambiare il tema geologico ed gli obiettivi minerari. Il petrolio in Italia è presente in profondità nel Mesozoico ed occorre solamente investire nei bacini classici e nelle province note per realizzare nuove scoperte. Naturalmente, anche per il petrolio valgono le considerazioni fatte per il gas nel ricreare un clima favorevole agli investimenti.

2.7 I PRINCIPALI GIACIMENTI DI GAS E DI PETROLIO

Esaminano brevemente i principali giacimenti di idrocarburi italiani ricapitolando quelli che sono dei *giants* conclamati oppure lo sono quasi (Fig.2.7.1).

Giganti d'Italia

L'Italia, come già sottolineato precedentemente, ha solo due giacimenti giganti (cioè con volumi recuperabili originari superiori a 500 Mboe). Uno è Agostino-Porto Garibaldi con riserve di gas biogenico superiori ai 600 Mboe. Si trova nell'Adriatico Settentrionale ed appartiene geologicamente alla avanfossa Pliocenica-Pleistocenica. L'altro è il giacimento di petrolio della Val d'Agri (che comprende Monte Alpi, Cerro Falcone, Monte Enoc e Caldarosa) localizzato nell'Appennino Meridionale e che presenta riserve comprese tra 600/900 Mboe. Dopo questi, per importanza dei volumi recuperabili, riconosciamo il giacimento a gas biogenico di Barbara situato anch'esso nell'Adriatico Settentrionale. Barbara fu originariamente considerato un giacimento che conteneva volumi di circa 50 Gm³ di gas recuperabile. In realtà, ha prodotto ad oggi (dati ministeriali di gennaio 2016) più di 61 Gm³ di gas che corrispondono a circa 400 Mboe e continua a produrre con un buon rateo. Considerando il profilo di declino di produzione del giacimento e la sua probabile pressione di abbandono, è ragionevole stimare che Barbara avrà prodotto al termine della sua vita come giacimento (poco prima dell'anno 2030) tra i 75 e gli 80 Gm³ che corrispondono a 480/510 Mboe. Esso potrebbe diventare il terzo *giant* d'Italia. Oltre a Barbara, si potrebbero considerare prossimi ad un *giant* l'insieme dei giacimenti di Luna e Hera Lacinia situati nell'offshore calabrese, ma sono chiaramente dei giacimenti separati e sarebbe una operazione geologicamente scorretta. Anche per i vari giacimenti denominati Porto Corsini (Est e Ovest) ubicati nell'Adriatico Settentrionale vale la stessa considerazione che sono chiaramente strutture separate. La stima attuale dei volumi recuperabili combinati di petrolio e gas associato al giacimento di Tempa Rossa appare abbastanza lontana dalla soglia di *giant* (300/400 Mboe) per dare adito a speranze che con il progredire della produzione (per altro non ancora cominciata) si possa arrivare ad una attribuzione in tal senso. Ma è anche vero che la colonna di idrocarburi di Tempa Rossa è enorme addirittura superiore a 2000 m. Infatti, come risulta dai documenti pubblici del 2012 aventi lo scopo di richiedere l'estensione areale verso nord della presente Concessione di Gorgoglione, il top strutturale della trappola a livello del serbatoio carbonatico della Piattaforma Apula è a circa -3200 m di profondità con un ODT a -5175 m e un possibile OWC a -5400 m. In una situazione geologica di questo tipo, dove non esiste ancora la certezza dei contatti con l'acqua, eventuali rivalutazioni delle riserve originarie potrebbero riservare delle sorprese molto positive.

I più importanti giacimenti d'Italia

Cominciamo con il dire che occorre porre un limite dimensionale per farne una descrizione altrimenti ce ne sono troppi e la loro trattazione rischia di diventare dispersiva. Limitiamoci quindi a quei giacimenti che superano i 50 Mboe e che si rivelano essere 37. Il loro elenco e le loro caratteristiche principali come la fase di idrocarburi, l'anno di scoperta lo status operativo ad oggi e le riserve totali sono raggruppate nella Tabella 2.7.1. La posizione geografica di questi giacimenti è visibile in Fig.2.7.2 dal numero 1 al 10; in Fig.2.7.3 dal numero 11 al 20; in Fig.2.7.4 dal numero 21 al 37. Le valutazioni delle riserve URR è tratta da vari *data base*, da conoscenze geologiche dell'autore oppure stimate, sempre dall'autore, considerando i volumi già prodotti pubblicati dal Ministero sommati alla proiezione di quelli ancora da produrre. Di questi 37 giacimenti è interessante notare che oltre il 50% appartiene alla famiglia dei sistemi petroliferi del gas biogenico di età Pleistocene-Pliocene e contengono il 50% delle riserve (Fig. 2.7.5), e ciò non dovrebbe rappresentare una sorpresa per il lettore.

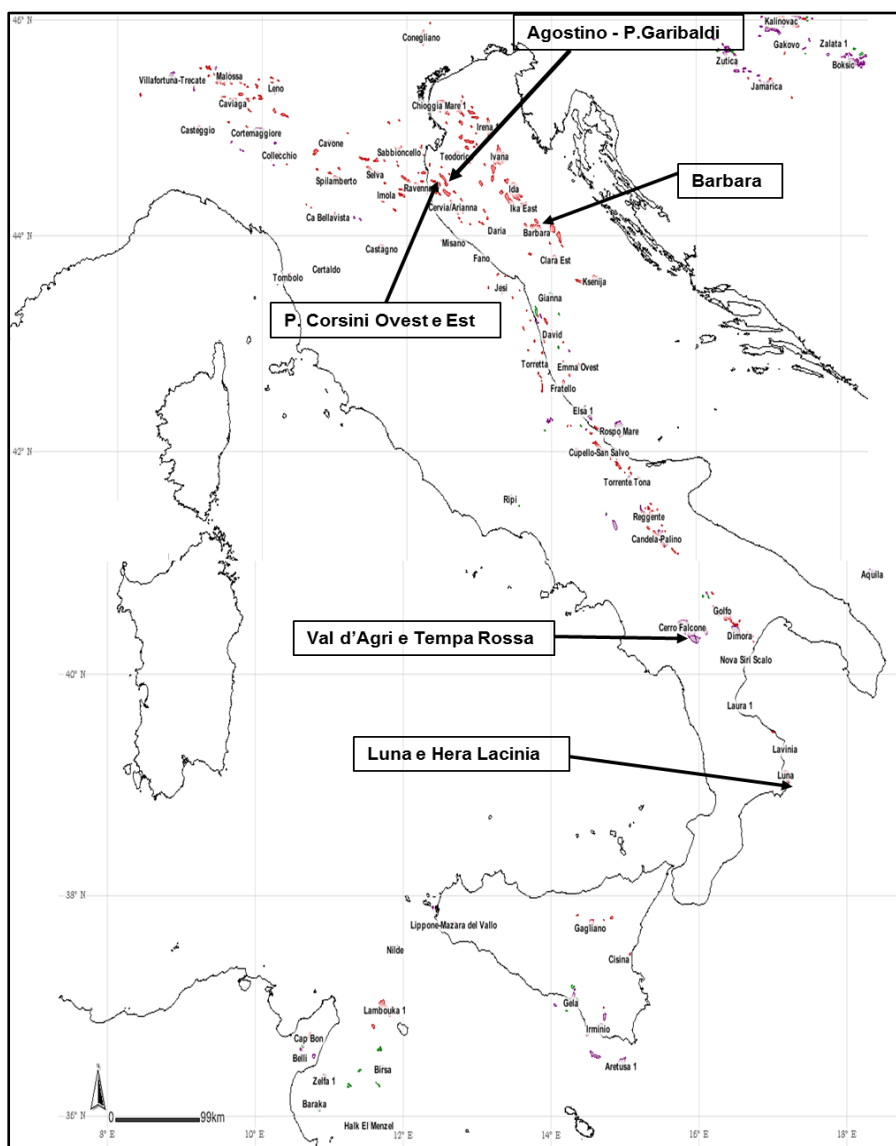


Fig.2.7.1 – I giacimenti giganti d'Italia e quelli “quasi” giganti.

| | Field Name | URR Mboe | Tipo di Idroc. | Anno di scoperta | Status operativo | Petrol. System PS |
|---|-----------------------|-------------|-------------------|--|---------------------|-------------------------|
| 1 | Val d'Agri | 850,00 | Oil,gas | 1988 | Produc. | 3 |
| 2 | P. Garibaldi-Agostino | 600,00 | Gas | 1968 | Produc. | 1 |
| 3 | Barbara | 450,00 | Gas | 1971 | Produc. | 1 |
| 4 | Luna | 380,00 | Gas | 1971 | Produc. | 2 |
| 5 | Tempa Rossa | 380,00 | Oil,gas | 1989 | Devel. | 3 |
| 6 | Villafortuna-Trecate | 291,00 | Oil,gas | 1984 | Produc. | 5 |
| 7 | Dosso degli Angeli | 200,00 | Gas | 1969 | Produc. | 1 |
| 8 | P. Corsini Mare Ovest | 190,00 | Gas | 1967 | Produc. | 1 |
| 9 | Cervia/Arianna | 190,00 | Gas | 1966 | Produc. | 1 |
| 10 | Gela | 186,00 | Oil,gas | 1956 | Prod. I. R. | 4 |
| 11 | Ragusa | 172,00 | Oil,gas | 1954 | Prod. I. R. | 4 |
| 12 | Candela-Palino | 148,00 | Gas,cond. | 1962 | Produc. | 1 |
| 13 | Chioggia Mare 1 | 148,00 | Gas | 1985 | Discovery | 1 |
| 14 | Amelia Mare | 142,00 | Gas | 1968 | Produc. | 1 |
| 15 | P. Corsini Mare Est | 140,00 | Gas | 1961 | Prod. I. R. | 1 |
| 16 | Ravenna | 135,00 | Gas | 1952 | Temp. Abb. | 1 |
| 17 | Cupello-San Salvo | 115,00 | Gas,cond. | 1959 | Abband. | 2 |
| 18 | Elsa 1 | 110,00 | Oil | 1992 | Studi | 4 |
| 19 | Angela/Angelina | 100,00 | Gas | 1973 | Prod. I. R. | 1 |
| 20 | Cortemaggiore | 97,00 | Gas,cond. | 1949 | Abband. | 2 |
| 21 | Rospo Mare | 95,00 | Oil,gas | 1975 | Produc. | 4 |
| 22 | Grottole-Ferrandina | 88,00 | Gas | 1959 | Prod. I. R. | 1 |
| 23 | Bonaccia | 84,00 | Gas | 1981 | Produc. | 1 |
| 24 | Minerbio | 80,00 | Gas,cond. | 1956 | Abband. | 2 |
| 25 | Gagliano | 79,00 | Gas,cond. | 1960 | Produc. | 2 |
| 26 | Caviaga | 80,00 | Gas,cond. | 1944 | Prod. I. R. | 1 |
| 27 | Giovanna | 75,00 | Gas | 1985 | Produc. | 1 |
| 28 | Vega | 72,00 | Oil,gas | 1981 | Produc. | 4 |
| 29 | Spilamberto | 68,00 | Gas,cond. | 1956 | Produc. | 2 |
| 30 | Daria | 58,00 | Gas | 1985 | Produc. | 1 |
| 31 | Emma Ovest | 58,00 | Gas | 1978 | Produc. | 1 |
| 32 | Malossa | 57,00 | Gas,cond. | 1973 | Abband. | 4 |
| 33 | Montestillo Roseto | 54,00 | Gas,cond. | 1964 | Produc. | 1 |
| 34 | Alfonsine | 52,00 | Gas | 1953 | Abband. | 1 |
| 35 | Miglianico | 51,00 | Oil,gas | 2001 | Devel. | 4 |
| 36 | Hera Lacinia-Linda | 50,00 | Gas | 1975 | Produc. | 2 |
| 37 | Cassiopea | 50,00 | Gas | 2008 | Devel. | 1 |
| Totale 6175 Mboe | | | | | | |
| Petroleum system code | | | | Produc- In produzione | | |
| PS1- Gas Biogenico (inclusi i giacimenti misti) | | | | Devel- In sviluppo | | |
| PS2- Gas Termogenico Miocene | | | | Abband- abbandonato | | |
| PS3- Olio Cretacico | | | | Discovery- Scoperta | | |
| PS 4- Olio Triassico Superiore | | | | Prod I R- In produzione con I R | | |
| PS5 - Olio Triassico Medio | | | | Temp. Abb- Temporaneamente | | |

Tab. 2.7.1 - I 37 giacimenti italiani che superano i 50 Mboe di riserve recuperabili e numerati in ordine decrescente di volumi.



Fig. 2.7.2 – Localizzazione geografica dei maggiori giacimenti italiani dal numero 1 al numero 10 di Tab.14.Google Earth.



Fig. 2.7.3 – Localizzazione geografica dei maggiori giacimenti italiani dal numero 11 al numero 20 di Tab.14. Google Earth.



Fig. 2.7.4 – Localizzazione geografica dei maggiori giacimenti italiani dal numero 21 al numero 37 di Tab.14. Google Earth.

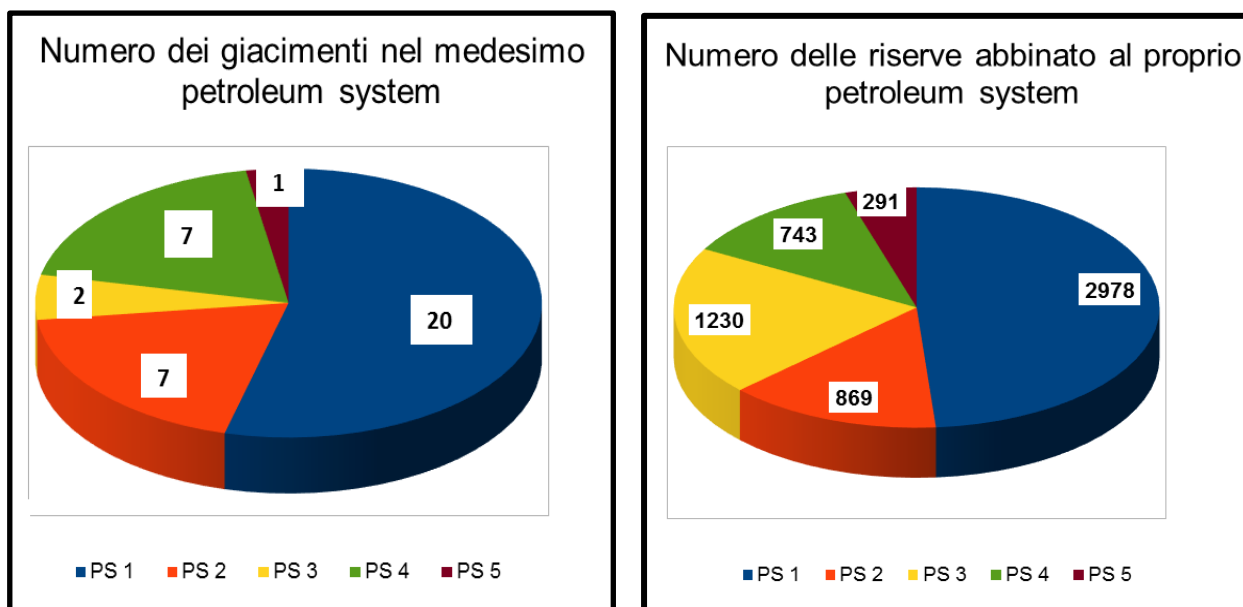


Fig. 2.7.5 – Ripartizione del numero di giacimenti (a sinistra) e delle relative riserve (a destra) dei 37 di giacimenti rispetto alle cinque famiglie di Sistemi Petroliferi. La chiave dei numeri della famiglie dei sistemi petroliferi è la stessa di Tab.2.7.1; PS 1 - Gas Biogenico (inclusi i giacimenti misti); PS 2- Gas Termogenico del Miocene; PS 3 Olio del Cretacico; PS 4 Olio del Triassico Superiore; PS 5 - Olio del Triassico Medio.

Oltre il 70% di questi giacimenti è ancora in produzione anche se molti sono ormai alla fine del loro ciclo produttivo (Fig. 2.7.6), mentre solo 5 sono stati abbandonati perché esauriti e 4 sono in attesa di andare in produzione tra cui Tempa Rossa e Cassiopea. Chioggia, situato nel Golfo di Venezia, è considerato solamente una scoperta perché difficilmente andrà in produzione nonostante sia un giacimento di gas biogenico di sicuro interesse commerciale.



Fig.2.7.6 – Status operativo attuale dei 37 giacimenti più importanti. La maggioranza, 27, è tuttora in produzione.

Spesso si legge sui giornali che la Basilicata è il Texas d'Italia ed è vero perché ci sono riserve

recuperabili originarie di petrolio contenuti nei due giacimenti di Val d'Agri e Tempa Rossa che assommano a oltre 1 miliardo di boe. Se si potesse fare altra esplorazione nelle zone limitrofe, queste riserve sarebbero destinate sicuramente ad aumentare. Però, la più grande concentrazione di riserve in Italia è nell'area delle foci del Po e nell'adiacente Mare Adriatico dove si concentrano ben 15 dei 37 giacimenti più grandi (Fig. 2.7.7). Naturalmente, contengono gas e non petrolio e la somma delle loro riserve è di 2.9 miliardi di boe cioè circa un terzo di tutte le riserve scoperte in Italia. Se esiste quindi un Texas in Lucania per il petrolio, a maggior ragione esiste un Texas di gas nell'Adriatico del Nord. La grande differenza tra questi due Texas nostrani è che quello Lucano deve ancora esprimere appieno il suo potenziale esplorativo e produttivo, mentre l'altro è da anni sulla curva di un inarrestabile declino.

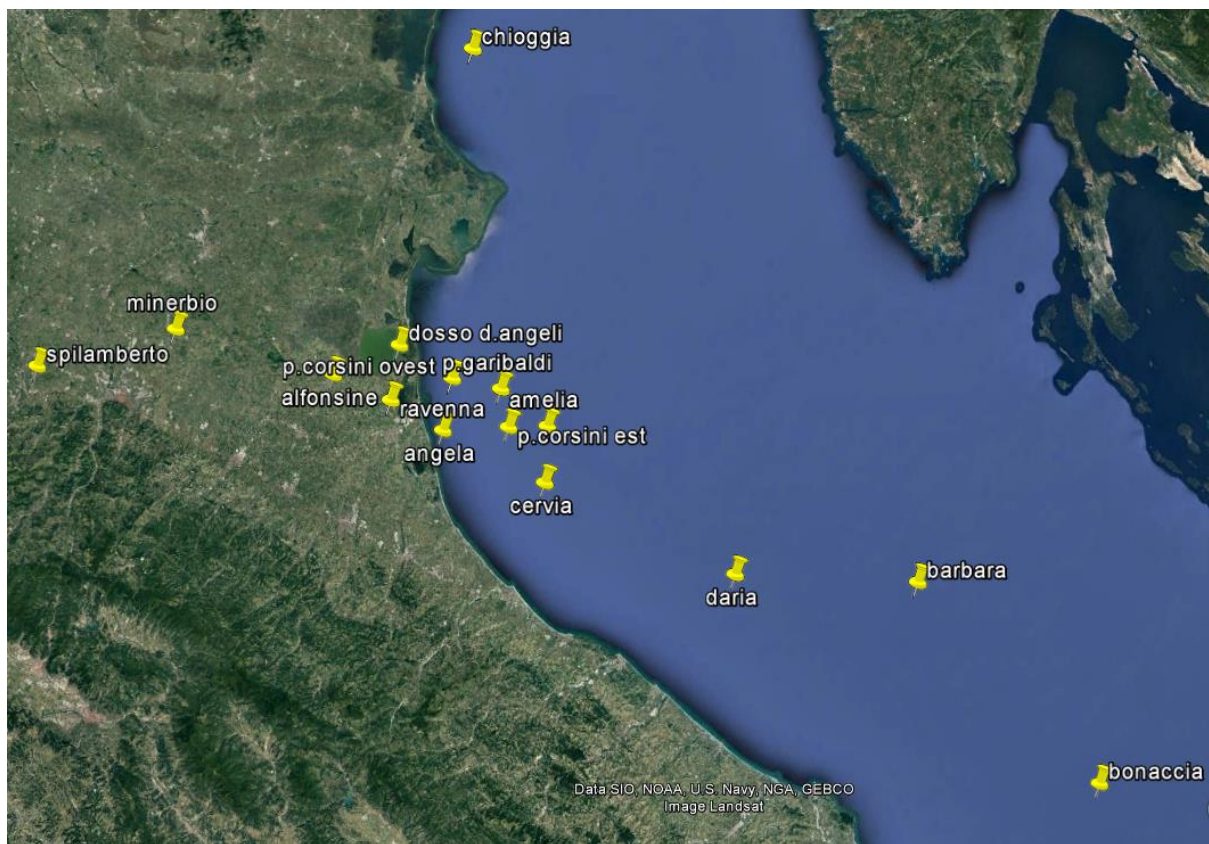


Fig. 2.7.7- La figura mostra l'area italiana con la più alta concentrazione di grandi giacimenti(15) e relative riserve (2.9 Bboe). Google Earth, 2016.

Descriviamo di seguito i dieci giacimenti più grandi d'Italia dedicando una scheda a ciascuno di loro. Per ogni singolo giacimento la scheda riassuntiva contiene dati storici e geologici, l'ubicazione, l'operatore corrente, le riserve recuperabili, i dati sulla perforazione e produzione, il numero dei pozzi eseguiti, e infine riporta immagini semplificate della struttura geologica del giacimento. Le informazioni utilizzate sono state ricavate da materiale pubblicato o presentato durante conferenze.

Scheda N. 2 - AGOSTINO- PORTO GARIBALDI

Emilia Romagna, Offshore, 20 Km a Est di Ravenna.

Scoperta: Giugno 1968.

Fase giacimento: Gas Biogenico (convenzionale).

Stato di attività: In produzione, dal 1971.

Bacino geologico: Adriatico Settentrionale.

Operatore corrente: Eni SpA.

Riserve recuperabili: 600 Mboe (stima max. 100 Gm³).

Pozzo di scoperta: Porto Garibaldi 01.

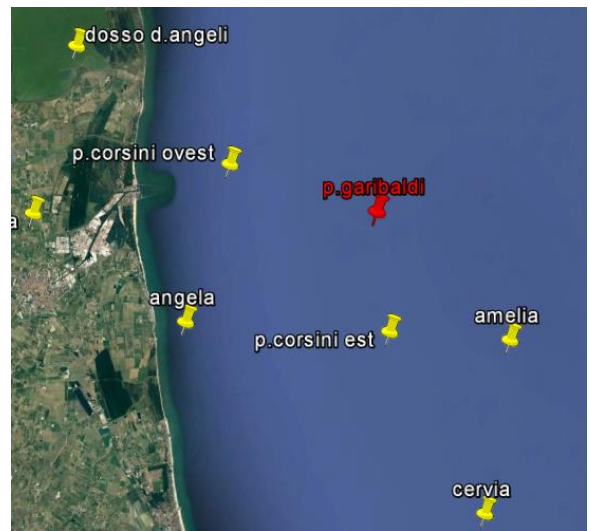
Profondità: - 3929 m.

Formazione litostratigrafica a fondo foro: F. di P. Corsini.

Pozzo più profondo: Agostino 26, - 4524 m.

Pozzi perforati: 105, di cui 103 andati in produzione.

Pozzi dry: 2



Geologia del giacimento

La serie dei serbatoi di Porto Garibaldi-Agostino è costituita dalle sabbie e argille turbiditiche della Fm Porto Garibaldi di età Pliocene Medio/Superiore. La struttura del giacimento è una piega compressiva molto blanda, senza faglie inverse visibili sulla sismica, simmetrica e con chiusura strutturale limitata a poche decine di metri. La piega interessa esclusivamente il Pliocene dove sono concentrati tutti i livelli mineralizzati e che mostrano evidenti DHI sismici. Il *seal* è assicurato dalle intercalazioni di argille della stessa formazione che hanno spessori da centimetrici a metrici. La trappola è costituita da un'anticlinale con due culminazioni, quella a Nord è stata denominata Agostino e quella a Sud Porto Garibaldi. I livelli mineralizzati sono più di 60 ma quelli di interesse economico sono circa 40. Per i livelli principali, come PL3-C, PL2-A, PL2-L e altri, le due strutture hanno gli stessi GWC che confermano si tratta di un'unica trappola con due culminazioni separate da una sella. Interessante è il GWC del livello principale del campo, PL2-L, che è inclinato di circa 40 m. Nel fianco Est della struttura è a - 3539 m, mentre nel lato Ovest il contatto è più profondo a - 3572 m. Evidentemente siamo in presenza di una trappola parzialmente idrodinamica con un piano di contatto inclinato e che immerge verso Sud-Ovest. La produzione è assicurata da 11 Piattaforme (*offshore facilities*) connesse con gasdotti alla Centrale a terra di Casalborgsetti. Dal 1999, hanno ricevuto anche il gas del giacimento Croato di Ivana. A giugno 2016 il giacimento, raggruppato in 3 differenti Concessioni, aveva prodotto secondo UNMIG, 92 Gm³ (600 Mboe), le riserve recuperabili finali si possono stimare vicine a 100 G³ cioè 640 Mboe.

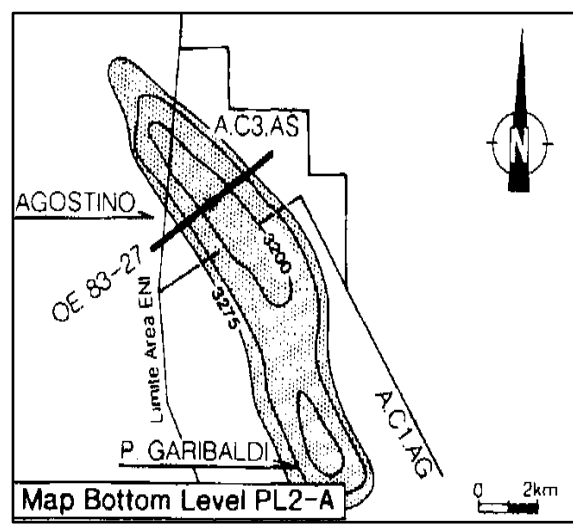
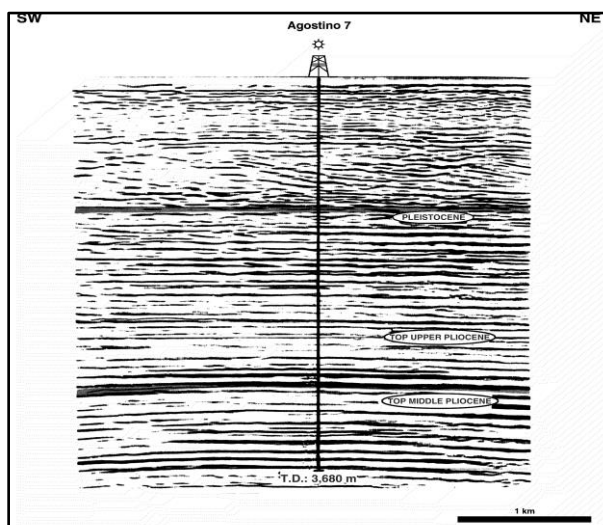


Fig. 2.7.9 – A sinistra, linea sismica OE 83-27 con evidenti DHI che mostra la blanda anticlinale di Agostino-P.Garibaldi. A destra mappa strutturale del livello PL2-A. Modificato da Mattavelli, 1991.

Scheda N. 3 - BARBARA

Marche, offshore 50 Km a NE di Ancona.
Scoperta: Luglio 1971.
Fase giacimento: Gas Biogenico (convenzionale).
Stato di attività: In produzione.
Bacino geologico: Adriatico Settentrionale.
Operatore corrente: Eni SpA.
Riserve recuperabili: 450 Mboe.
Pozzo di scoperta: Barbara-1.
Profondità: 1977 m.
Formazione a fondo foro: Calcari di Cellina.
Pozzo più profondo: Barbara-1, a -1977 m.
Pozzi perforati: 167, di cui 161 andati in produzione.
Pozzi dry: 6



Geologia del giacimento

Il giacimento di Barbara è formato da una blanda struttura anticlinale formatasi per compattazione differenziale al di sopra di un *horst* della piattaforma carbonatica pre-messiniana. Il *seal* è costituito dalle argille intercalate a depositi sabbiosi di origine turbiditica. Il *reservoir* è costituito da 13 livelli di sabbie mineralizzate di età Pleistocene e depositati in un ambiente turbiditico di acque profonde (F.ne Sabbie di Asti - Carola). Ogni livello ha un suo proprio GWC per cui il giacimento è definibile come *multilayers*. Inoltre sono presenti numerosi “livelli sottili” di difficile identificazione con i normali *logs* elettrici ma che comunque partecipano alla produzione complessiva ed alle riserve totali. Il top della serie mineralizzata si trova ad una profondità di circa -1000 m e continua fino a circa -1400 m. Dal punto di vista sismico la struttura presenta ovvi DHI sismici tra i quali il più evidente è la deformazione dei tempi di riflessione noto come effetto *time pull down* e che maschera il vero assetto strutturale in profondità dei serbatoi a gas. La produzione è iniziata nel 1981 e presto furono operative 9 piattaforme (dalla A alla H più la T legata con una passerella alla C). Il gas arriva a terra con gasdotto fino al centro di trattamento di Falconara. Le sabbie in produzione sono poco cementate ed hanno buonissima permeabilità per cui tendono a trascinare della sabbia indesiderata nelle *facilities* di produzione. Il fenomeno è stato arginato con completamenti in *gravel pack*. Il giacimento aveva prodotto all’inizio del 2016 circa 61 Gm³ e potrebbe arrivare a 75-80 alla fine della sua vita produttiva prevista nel 2030 circa. Non essendovi certezza di separazione, l’accumulo di Barbara-NO viene valutato insieme al Barbara Main.

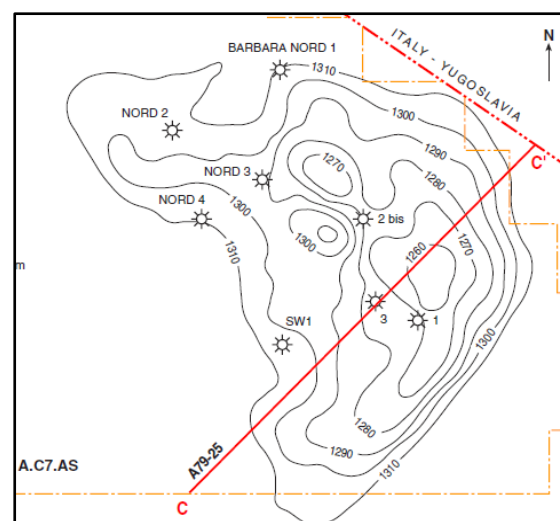
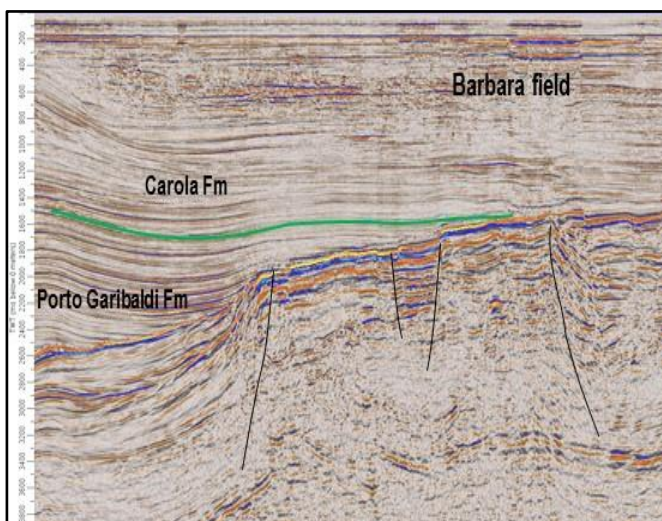
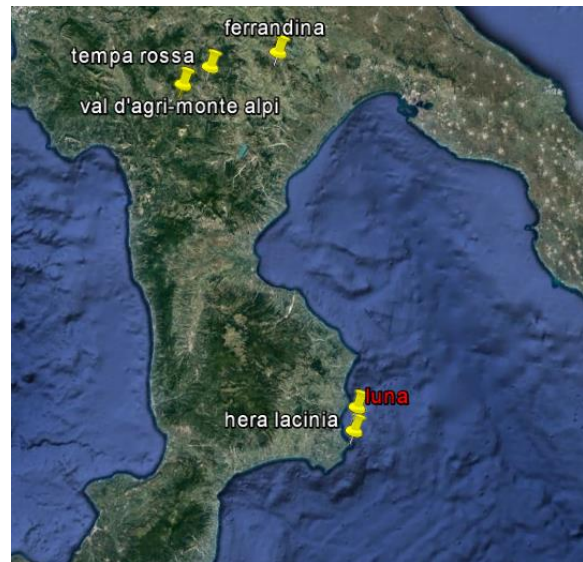


Fig.2.7.10 – A sinistra, linea sismica passante per Barbara, si notano evidenti DHI tra 1.0 e 1.4 sec. TWT, fonte Cazzini, 2015
– A destra mappa del livello R, fonte Mattavelli, 1993.

Scheda N.4 - LUNA

Calabria, offshore a 4 Km a Est di Crotona.
Scoperta: Ottobre 1971.
Fase: Gas Termogenico (convenzionale).
Stato di attività: In produzione.
Bacino geologico: Sibari-Crotone.
Operatore corrente: Eni SpA
Riserve recuperabili: 380 Mboe.
Pozzo di scoperta: Luna-01.
Profondità: 4288 m.
Formazione fondo pozzo: Fm. di San Nicola.
Pozzo più profondo: Luna-01, a -4288 m.
Pozzi perforati: 46, di cui 37 andati in produzione.
Pozzi dry: 6.



Geologia del giacimento

IL Giacimento di Luna si trova nell'off-shore Ionico al largo di Crotona. In prossimità si evidenziano i campi di Linda e Hera Lacinia che si estendono parzialmente sino alla terraferma. Da un punto di vista strutturale il giacimento di Luna è una struttura compressiva vergente verso Est, ed è possibile riconoscere due ampie zone di faglia distensiva con andamento Nord-Sud e NNW-SSE che delimitano il giacimento ed alle quali è stata attribuita una genesi tettonico di tipo trascorrente. Le mineralizzazioni a gas termogenico interessano i livelli terrigeni (sabbie, argille e conglomerati) della Fm Ponda e San Nicola di età Miocenica ad una profondità compresa fra i -1550m e i -1800 m circa con il GWC a -1802 m. Il *reservoir* principale è la San Nicola, presente a partire da circa -1700 m ed è costituita da arenarie rossolane e conglomerati poligenici. Rimane un problema geologico irrisolto circa l'origine del gas termogenico perché non sono stati ritrovati nei *flysch* di età Oligocene-Miocene delle argille che possono agire da roccia madre. La provenienza del gas deve essere da strati molto profondi perché si tratta di metano quasi puro che si può considerare come *dry gas* e, necessariamente deve provenire da una finestra generativa associata alla metagenesi. La produzione è iniziata nel 1975 ed è realizzata tramite due piattaforme (A e B) connesse via gasdotto al centro di trattamento gas di Crotona dove la produzione viene immessa nella rete nazionale.

A inizio 2016 il giacimento aveva prodotto, secondo UNMIG, circa 58 Gm³ (373 Mboe).

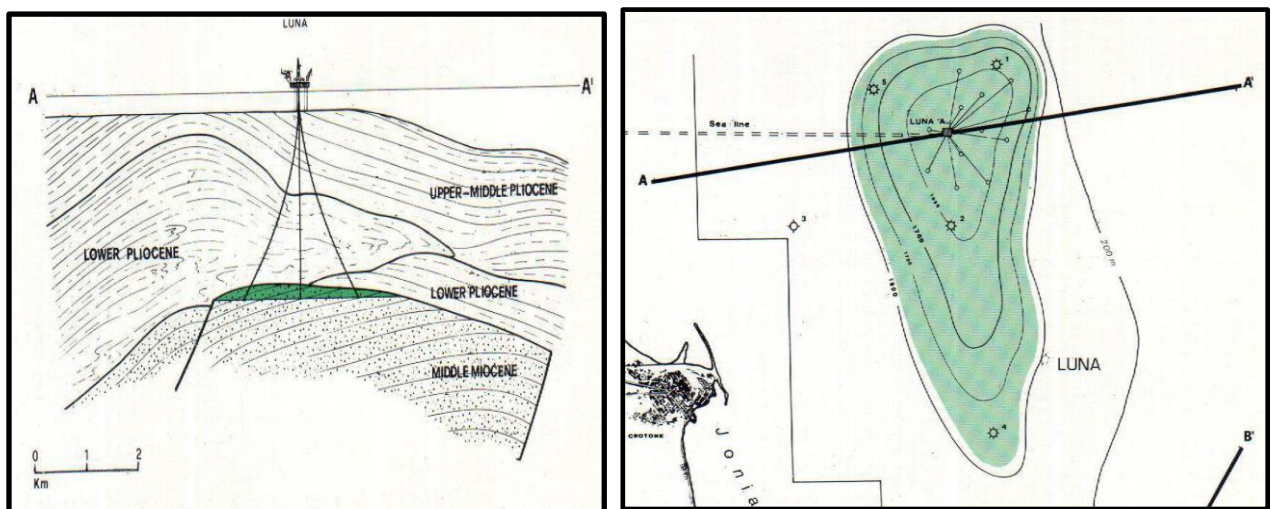


Fig. 2.7.11 –A sinistra sezione schematica di Luna, a destra mappa del serbatoio miocenico, fonte Pacchiarotti,1982.

Scheda N.5 - TEMPA ROSSA

Basilicata, onshore a 20 km a SE di Potenza.
Scoperta: Novembre 1989.
Fase giacimento: Olio e Gas (convenzionale).
Stato di attività: In attesa di andare in produzione.
Bacino geologico: Appennino Meridionale.
Operatore corrente: Total E&P Italia SpA
Riserve recuperabili: 350 Mboe.
Pozzo di scoperta: Tempa Rossa-1dir.
Profondità: -5050 m.
Formazione a fondo pozzo: Unità Piattaforma Apula.
Pozzo più profondo: Tempa d'Emma1 a -6200 m.
Pozzi perforati: 9, di cui 6+2 andranno in produzione.



Geologia del giacimento

Il serbatoio del giacimento di Tempa Rossa si trova all'interno della Piattaforma Carbonatica Apula con una età geologica compresa tra il Miocene e il Cretaceo e si rinvia al di sotto di strati alloctoni regionali che hanno spessori elevati. Esso è estremamente eterogeneo in entrambe le direzioni verticale ed orizzontale in termini di fratture e porosità di matrice. Tempa Rossa ha una colonna di olio di oltre 2000 metri con segregazione per gravità di olio leggero verso l'alto e di olio pesante verso il fondo. Nella Concessione di Gorgoglione, il top strutturale della trappola a livello del serbatoio carbonatico è a circa -3200 m di profondità con un ODT a -5175 m e un possibile OWC a -5400 m. Il *seal* è rappresentato da argille neogeniche. Il greggio è di qualità variabile, ma è in media più pesante e più acido rispetto al greggio della vicina Val d'Agri. La struttura è di tipo compressivo rappresentato da un vistoso *pop-up* denominato "Trend 2" mentre quello di Val d'Agri è denominato "Trend 1". La produzione verrà realizzata con 8 pozzi produttori e convogliata in un centro olio connesso alle *facilities* Eni di Viggiano. Da qui, l'olio viaggerà verso Taranto a mezzo dell'esistente oleodotto di 136 Km per essere poi raffinato o esportato. La produzione dovrebbe incominciare nel 2017 e arriverà a un picco di circa 50000 barili/giorno. L'insieme Val d'Agri e Tempa Rossa rappresenteranno, a breve, la quasi totalità della produzione di petrolio nazionale.

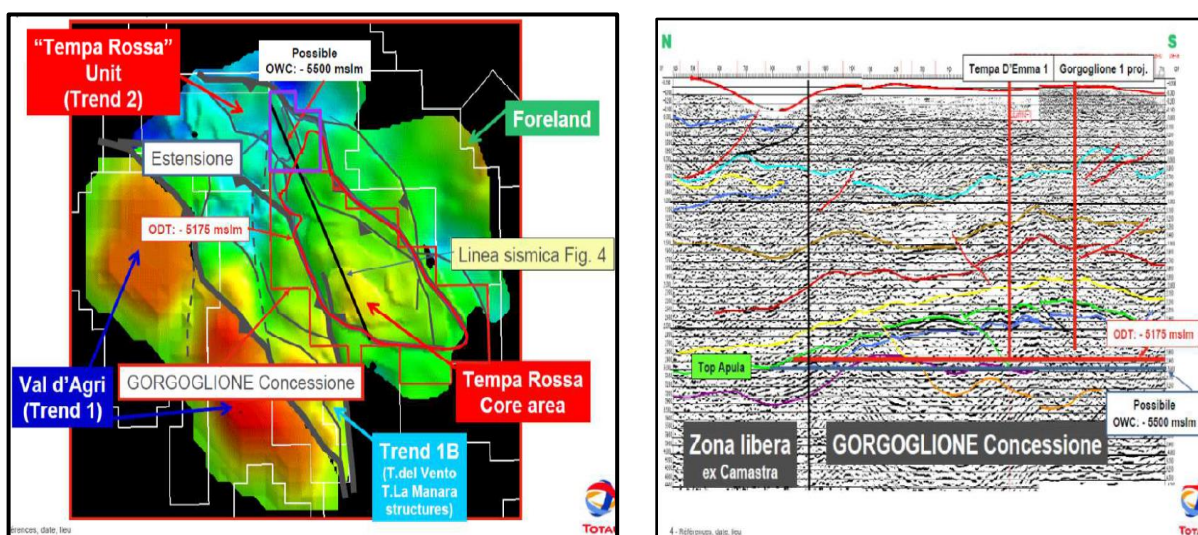
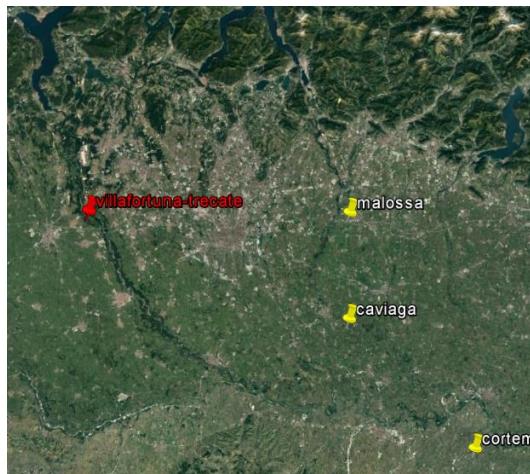


Fig. 2.7.12- A destra, mappa del Top Piattaforma Apula e OWC. A sinistra, linea sismica NS attraverso il giacimento. Fonte documenti Total, 2012, studio preliminare per l'allargamento della Concessione, pubblicati da UNMIG.

Scheda N.6 – VILLAFORTUNA-TRECCATE

Piemonte, onshore, 30 Km a Ovest di Milano.
Scoperta: Dicembre 1984.
Fase giacimento: Olio e Gas (convenzionale).
Stato di attività: In produzione con I.R.
Bacino geologico: Padano Occidentale.
Operatore corrente: Eni SpA.
Riserve recuperabili: 291 Mboe
Pozzo di scoperta: Villafortuna-1.
Profondità: -6202 m.
Pozzo più profondo: Treccate-1, a -6434 m.
Pozzi perforati: 44, di cui 31 andati in produzione.
Pozzi dry: 8.



Geologia del giacimento.

Il giacimento di Villafortuna-Treccate si trova lungo il Fiume Ticino nei pressi della cittadina di Treccate. I principali lineamenti tettonici dell'area sono stati creati dalla fase compressiva eo-alpina che ha originato le trappole anticlinali profonde sulle quali è successivamente sovra-scorsa il *thrust* compressivo del Romentino. Il giacimento presenta due distinti serbatoi. Quello superiore è costituito dalle formazioni dolomitiche di età Triassica della Dolomia Principale (Norico-Retico) e della Dolomia a Conchodon (Retico) separate da un livello di argille rosse residuali indicante un periodo di esposizione subaerea con formazione di paleo-suolo. Il *reservoir* inferiore è costituito dalla F. della Dolomia di San Giorgio (Anisico) ed è separato da quello superiore da una formazione potente e impermeabile, la F. dei Calcari di Meride che è anche la principale roccia madre insieme agli Scisti di Besano. Il *seal* superiore è assicurato dai calcari impermeabili di bacino della F. del Medolo. I livelli produttivi hanno, rispettivamente, degli OWC a -5700 m. e a -6300 m. e sono ad alta pressione/alta temperatura (HP/HT). La produzione è iniziata nel 1988 ed è proseguita fino al 1991 quando è stato aperto il centro di trattamento di olio collegato con un oleodotto alla raffineria Eni di Sannazzaro. Il picco di produzione fu raggiunto nel 1997 con oltre 80000 barili di olio al giorno. Degli originali 31 pozzi ne risultano ancora pochissimi operativi nel 2016 e, quindi, la produzione è scesa a poche migliaia di barili al giorno. Il giacimento sarà, probabilmente, abbandonato entro il 2020. Nel 1994, fuoriusciva per incidente olio e gas in maniera incontrollata dal pozzo Treccate-24 provocando un inquinamento che obbligava l'Operatore a costosi lavori di ripristino/risanamento. Secondo UNMIG, a giugno 2016 il campo aveva prodotto 230 Mboe, i pozzi ancora produttivi sono 9.

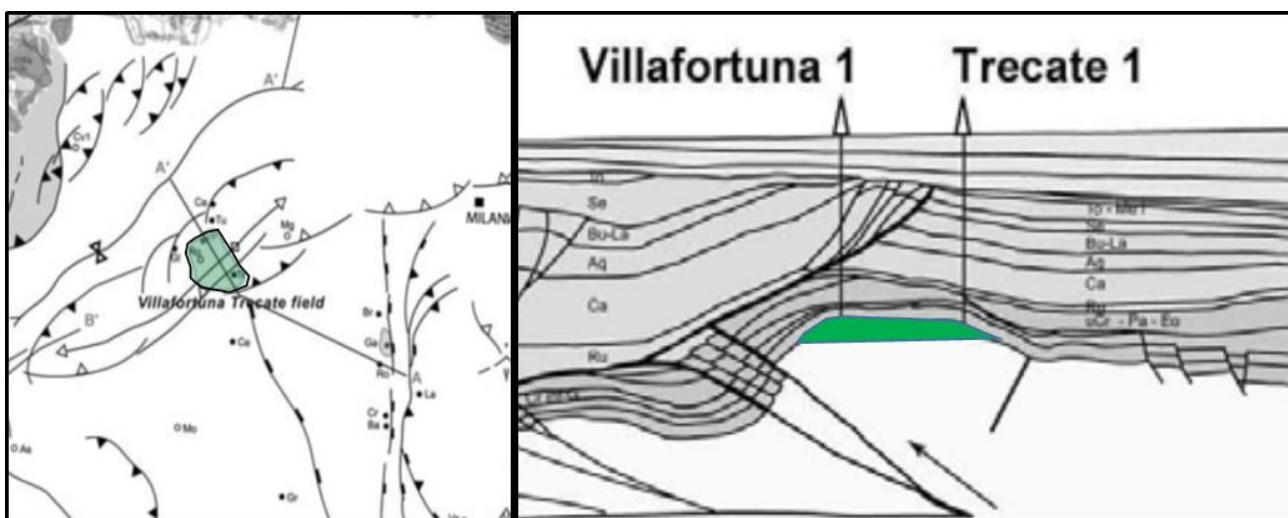


Fig.2.7.13. A sinistra, posizione del giacimento e traccia della sezione. A destra, sezione schematica del giacimento con il *thrust* del Romentino vergente verso SE, fonte Bello e Fantoni, 2002.

Scheda N. 7 – DOSSO DEGLI ANGELI

Emilia Romagna, onshore, a 12 Km a N di Ravenna.

Scoperta: Giugno 1969.

Fase giacimento: Gas Biogenico (convenzionale).

Stato di attività: In produzione.

Bacino geologico: Adriatico Settentrionale.

Operatore corrente: Eni SpA.

Riserve recuperabili: 200 Mboe.

Pozzo di scoperta: Dosso degli Angeli-1.

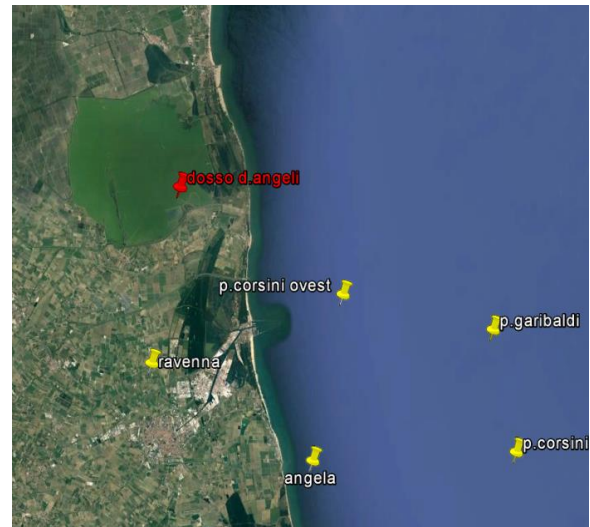
Profondità: -4261 m.

Formazione a fondo pozzo: F. Porto Corsini.

Pozzo più profondo: Dosso d. Angeli-1, -4261 m.

Pozzi perforati: 33, di cui 32 andati in produzione.

Pozzi dry: 1.



Geologia del giacimento

Il giacimento si trova sulla verticale delle Valli di Comacchio ed è perciò stato sviluppato con pozzi direzionati da piazzole laterali per evitare gli eventuali impatti ambientali in un ecosistema delicato. La struttura di Dosso degli Angeli è costituita da una blanda anticlinale con un asse orientato approssimativamente W-E e che interessa una potente successione turbiditica di età dal Pliocene Medio-Superiore fino all'Inferiore. La base di questa successione poggia in *onlap* su un substrato Miocenico immergente in monoclinale verso Sud. I livelli del Pliocene sono collocati tra -3000 e -4000 metri circa di profondità. I livelli mineralizzati principali sono una decina ed appartengono alla Formazione Porto Garibaldi mentre un numero limitato è della formazione Porto Corsini. La produzione iniziò nel 1970 e fu immediatamente convogliata al centro di raccolta e trattamento di Casalboretto e da qui, una volta a norma, il gas è immesso nella rete nazionale. A giugno 2016, il giacimento (compreso il pozzo di Tre Motte) aveva prodotto 31.3 Gm³ di gas pari a circa 200 Mboe. La produzione è al momento di circa 100000 m³ all'anno, i volumi rimanenti appaiono essere minimi e probabilmente il giacimento verrà abbandonato nei prossimi anni. Nel 2004, ci fu una inchiesta della Magistratura di Rovigo per accertare se ci fossero problemi di subsidenza legata alla produzione dei campi di Angela/Angelina, Ravenna Mare e Dosso degli Angeli che portarono, durante le investigazioni, a ritardi di produzione.

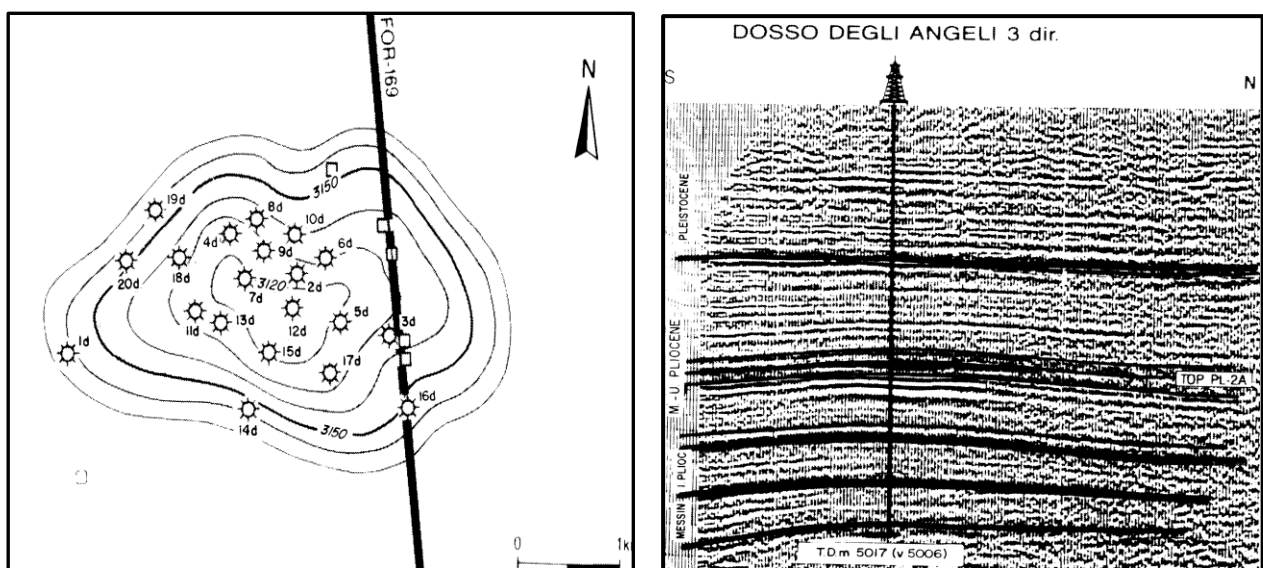


Fig. 2.7.14 – A sinistra, mappa del livello principale del giacimento PL-2A. A destra, linea sismica For-163 orientata NS, passante per il pozzo 3d e con evidenti fenomeni di DHI al di sotto del top livello PL-2A. Fonte Schlumberger, 1987.

Scheda N. 8– PORTO CORSINI MARE OVEST

Emilia Romagna, offshore a 8 km Est di Ravenna.

Scoperta: Settembre 1967.

Fase giacimento: Gas Biogenico (convenzionale).

Stato di attività: In produzione.

Bacino geologico: Adriatico Settentrionale.

Operatore corrente: Eni SpA.

Riserve recuperabili: 190 Mboe.

Pozzo di scoperta: Porto Corsini M. Ovest-3.

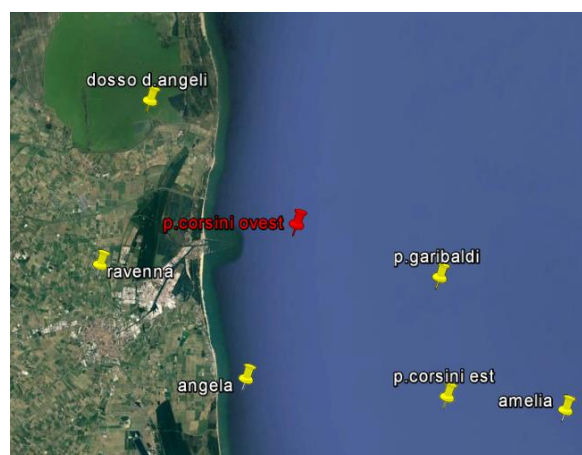
Profondità: - 3421 m.

Formazione a fondo pozzo: F. Porto Garibaldi.

Pozzo più profondo: P. Corsini MO-12d, -5108 m.

Pozzi perforati: 32, di cui 29 andati in produzione.

Pozzi dry: 3.



Geologia del giacimento

L'anticlinale fagliata, con trend NO-SE di Porto Corsini Mare Ovest rappresenta la continuazione in mare degli allineamenti strutturali riconosciuti in Romagna. Al contrario del vicino campo di P. Corsini M. Est, non si rileva alcuna faglia antitetica sul fianco SE e gli strati scendono senza interruzioni a partire dal culmine strutturale. Nella parte frontale NE della struttura è delimitata da una evidente faglia compressiva. Le potenti bancate di sabbia del Pliocene Superiore e Medio contrassegnate dalla sigle PL3 e PL2 (Fm. Porto Garibaldi) e gli strati meno potenti del Pliocene Inferiore contrassegnati dalla sigla PL1 (Fm. Porto Corsini e Fm. Santerno) costituiscono i serbatoi del campo. I livelli denominati "strati sottili", cioè non riconoscibili con i normali logs, sono presenti solo nel Pliocene Inferiore. Alcune mineralizzazioni sono anche state riscontrate nel Quaternario (Fm. Sabbie di Asti). I livelli produttivi sono una ventina di cui solo la metà sono di interesse minerario. La copertura è assicurata dalle frequenti intercalazioni di argilla. Evidenti DHI sismici sono presenti nel Pliocene Medio e Superiore. La produzione è iniziata nel 1969 ed a regime interessava cinque piattaforme fisse collegate al centro di raccolta a terra di Casalboretto dove il gas, dopo opportuno trattamento, veniva immesso nella rete nazionale. Il picco di produzione si riscontra nel 1970 con 2.3 Gm³/annui. A giugno 2016, secondo UNMIG, il giacimento aveva prodotto un totale di circa 28 Gm³ (180 Mboe) e si può stimare possa arrivare a produrne fino a 30 Gm³ (190 Mboe). Ad oggi il giacimento è in forte declino e solamente 8 pozzi sono ancora produttivi.

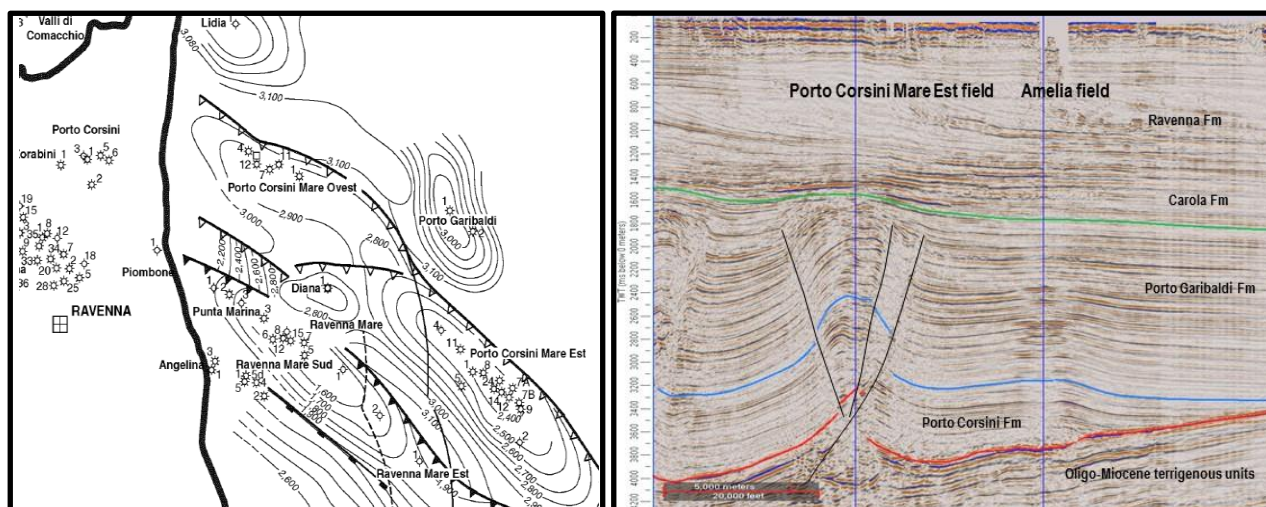


Fig. 2.7.15 – A sinistra mappa del Pliocene dell'area di P. Corsini Ovest, fonte Flores G., 1981. A destra, sezione sismica sul trend di P. Corsini Mare con evidenti DHI e tettonica compressiva, fonte Cazzini, 2015.

Scheda N. 9 - CERVIA MARE-ARIANNA

Emilia Romagna, offshore, 22 Km a NE di Cesenatico.

Scoperta: Maggio 1966.

Fase giacimento: Gas Biogenico (convenzionale).

Stato di attività: In produzione

Bacino geologico: Adriatico Settentrionale.

Operatore corrente: Eni SpA.

Riserve recuperabili: 190 Mboe.

Pozzo di scoperta: Cervia Mare-3

Profondità: -2794 m.

Formazione a fondo pozzo: F. Porto Corsini.

Pozzo più profondo: Arianna-1, -4746 m.

Pozzi perforati: 54, di cui 50 in produzione.

Pozzi dry: 4



Geologia del giacimento

Il giacimento di Cervia Mare-Arianna è incluso nella zona delle Pieghe Adriatiche. Dal punto di vista strutturale è caratterizzato da un sovrascorrimento di terreni del Pliocene Inferiore e Medio sulla serie del Pliocene autoctono originando un'anticlinale allungata in senso NW-SE delimitata da due allineamenti principali di faglie inverse antitetiche. La prima fase esplorativa ha interessato la serie sovra-scorsa ed è stata piuttosto deludente. Solo a partire dal pozzo Cervia-5 si è esplorata la serie profonda autoctona che ha portato alla scoperta del giacimento. La serie "Pliocenica-Autoctona" del *down trown* di faglia è costituita da un'alternanza di sabbie e argille deposte in ambiente turbiditico con spessori variabili tra i 5 e i 50 metri. I serbatoi principali del campo sono costituiti da una cinquantina di livelli arenacei mineralizzati a profondità comprese tra i -2800m. e i -4200 m. dei quali solo la metà ha un interesse minerario. Il giacimento è entrato in produzione nel 1973 attraverso 4 Piattaforme e due Cluster. Il gas prodotto è trasportato alla centrale di trattamento a terra di Rubicone e poi immesso in rete. Secondo dati UNMIG di giugno 2016, il giacimento, che è esteso su 3 Concessioni, aveva prodotto oltre 29 Gm³ di gas (188 Mboe), per cui la stima delle riserve totali dovrebbe essere intorno ai 30 Gm³ (190 Mboe). Il picco produttivo veniva raggiunto nel 1995 con 1.3 Gm³ annui.

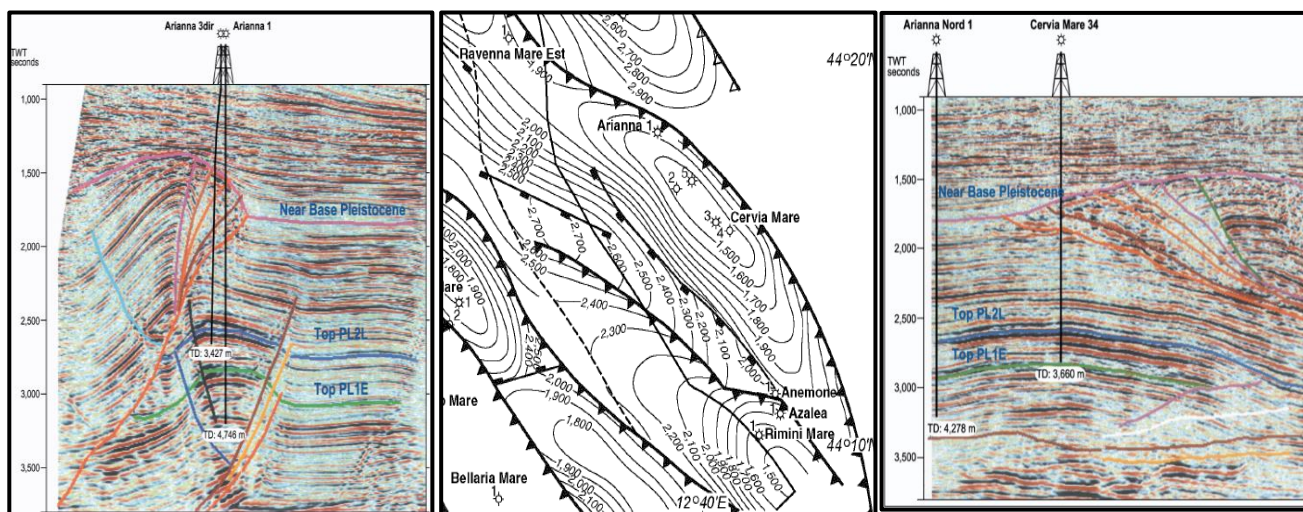


Fig. 2.7.16 – Al centro mappa strutturale di Cervia Mare, fonte G. Flores, 1981. A sinistra linea simica orientata NE-SW e a destra linea orientata NE-SW entrambe passanti per il giacimento, fonte Kovacich e Poggiagliolmi, 2003.

Scheda N. 10 – GELA

Sicilia, onshore a 5 Km a Est di Gela.

Scoperta: Ottobre 1956.

Fase giacimento: Olio e Gas (convenzionale).

Stato di attività: In produzione con I.R.

Bacino geologico: Bacino Ibleo (o di Caltanissetta).

Tipologia: Onshore / Offshore.

Operatore corrente: Eni SpA.

Riserve recuperabili: 186 Mboe.

Pozzo di scoperta: Gela-1.

Profondità: -3404 m.

Pozzo più profondo: Gela-41d, - 4151 m.

Pozzi perforati: 120, 106 andati in produzione.

Pozzi dry: 14



Geologia del giacimento

La struttura di Gela appartiene geologicamente all'Avanpaese Ibleo caratterizzato da faglie distensive con tettonica di tipo *horst e graben* che interessano la serie del Mesozoico. Nella parte sommitale si incontra la cosiddetta "Falda di Gela" costituita da una serie di trust sud vergenti di età Mio-Pliocenica. Questi elementi tettonici sono scivolati lungo una superficie di scollamento posizionata all'interno della Formazione Ribera del Pliocene Inferiore che ricopre in discordanza il substrato carbonatico. Il serbatoio si incontra nella dolomie fratturate della formazione di Gela del Triassico (corrispondenti più o meno alla Dolomia Principale del Nord Italia) con il contatto OWC a -3517 m. La copertura è rappresentata dalle argille nere della F. Streppenosa che è anche la roccia madre. La produzione *onshore* incominciò nel 1957 mentre quella *offshore* nel 1962 da due piattaforme. Dal 1970 è cominciato il progetto di *Improved Recovery* (I.R.) iniettando gas immiscibili ad alta pressione. Il picco produttivo si è registrato nel 1964 con 28000 barili di olio al giorno. Al momento il giacimento è in fase di declino e produce poche migliaia di barili al giorno. All'inizio del 2016, il giacimento produceva una media di circa 5000 barili al giorno di olio pesante e una media estrapolata di 0.8 Gm³ di gas annui (UNMIG). I prodotti liquidi vengono trasportati via oleodotto alla raffineria di Gela, mentre il gas viene immesso nella rete dopo trattamento.

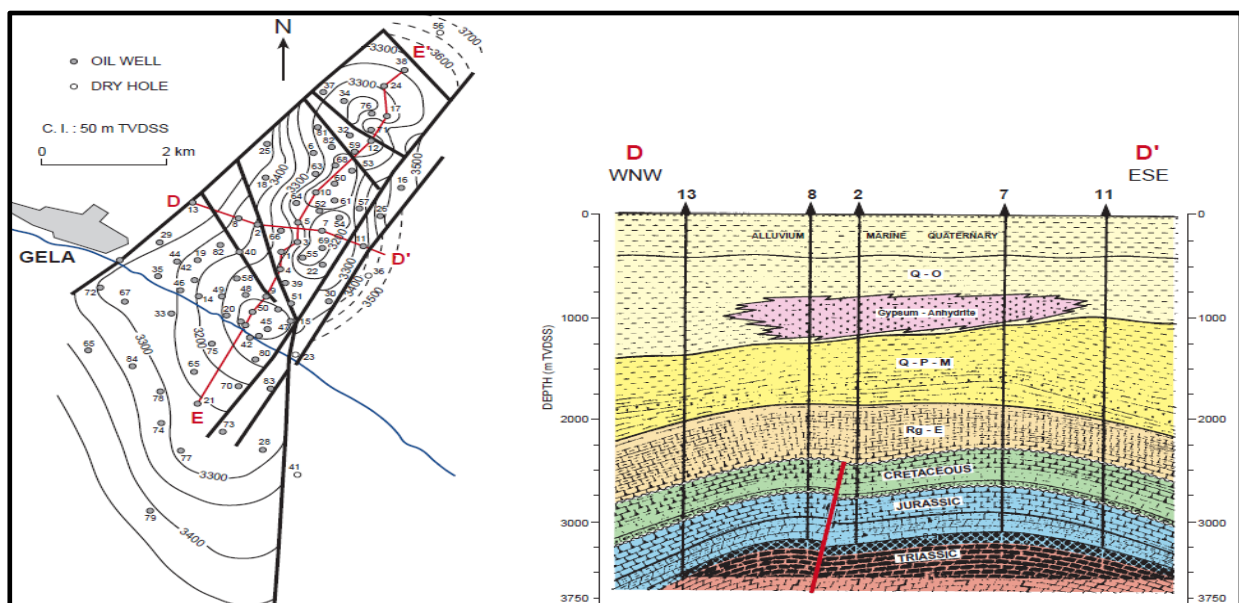


Fig. 2.7.17 - A sinistra, mappa strutturale del serbatoio principale F. Gela, si nota l'estensione a mare del giacimento. A destra, sezione WE lungo la struttura che è di tipo anticlinale fagliata, in nero la parte mineralizzata, fonte Rocco 1959.

2.8 LO STOCCAGGIO DEL GAS

In questo breve capitolo non ci occuperemo dettagliatamente del lato tecnico, che è del resto illustrato da vari manuali e non ultimo dalla Enciclopedia del Petrolio Eni-Treccani, ma piuttosto dei temi generali riguardanti questa attività in Italia.

Lo stoccaggio non appartiene più alle attività dell'*up stream* ma piuttosto al *mid stream*. Fino a qualche anno fa le società di esplorazione e produzione erano le sole con le competenze tecniche per affrontare le problematiche legate alla stoccaggio e di conseguenza tale attività era inserita a pieno titolo nell'*up stream*. A partire dal 2002, nuove direttive europee contro i monopoli hanno imposto la separazione delle attività di stoccaggio dal settore E&P. Ciò ha favorito la nascita di nuove società italiane il cui solo scopo è lo stoccaggio. Tra queste, le più note sono la Stoccaggi Gas Italia "STOGIT" (del gruppo ENI e parte di SNAM, cioè del *mid stream*) e la Edison Stoccaggio (precedentemente Edison T&S) appartenente al gruppo Edison.

Lo stoccaggio.

E' una tecnologia che permette l'iniezione di gas in un serbatoio geologico (i.e. nella roccia porosa di un giacimento esaurito). Una volta "stoccato", questo gas può essere successivamente estratto attraverso pozzi produttori dedicati e messo a disposizione per le esigenze e le punte di consumo del mercato (i.e. per forniture industriali, riscaldamento nel periodo invernale, etc.). Si riconoscono due tipologie di gas (Fig. 2.8.1) in giacimento.

Il **Cushion Gas** è il quantitativo indispensabile di gas inserito in fase di stoccaggio (oppure che era già presente in giacimento) che è necessario sempre mantenere inalterato. Esso ha la funzione di consentire l'erogazione del *working gas* senza pregiudicare nel tempo le caratteristiche minerarie del giacimento.

Il **Working Gas** è il quantitativo di gas attivo in giacimento. Esso viene periodicamente prodotto in inverno per soddisfare i consumi di punta e viene reintegrato durante l'estate.

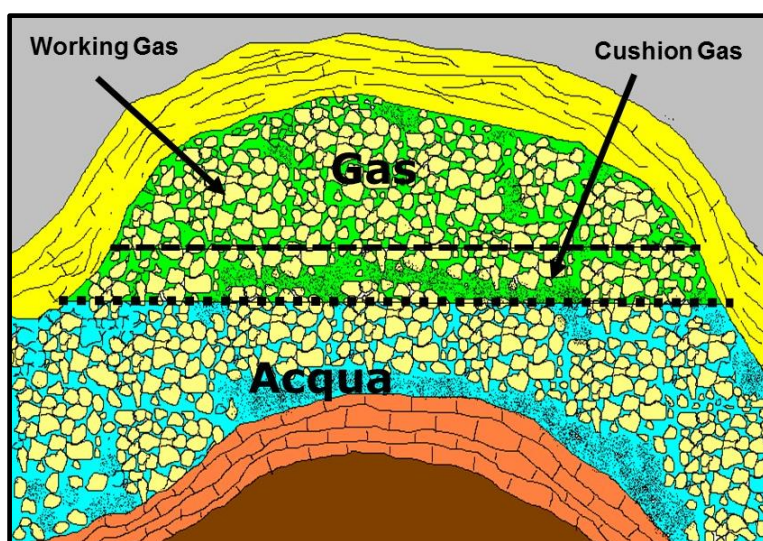


Fig. 2.8.1. Giacimento di stoccaggio tipico autorizzato in Italia dal Ministero. Fonte, modificato da UNMIG/Stogit.

Cenni storici

L'Italia è stata ed è un paese nel quale si consumano grandi quantità di gas metano. Sin dalla scoperta di Caviaga e dalla tumultuosa cavalcata esplorativa della Valle Padana, si aveva a disposizione del metano prodotto dal sottosuolo in quantità abbastanza uniformi ma che veniva consumato in modo irregolare dai “clienti” con una punta in inverno dovuta al riscaldamento. Quando poi incrementarono ulteriormente i consumi, aumentò di pari passo l'importazione via metanodotto dalla Russia, Algeria, Norvegia, Olanda e Libia. I fornitori applicavano ed applicano contratti di lunga durata con la formula di pagamento *take or pay* che è poco o per niente flessibile sulla quantità. Il nostro paese si trovò quindi ad affrontare il problema strategico di dove e come collocare il surplus di gas estivo per il suo utilizzo invernale. La soluzione fu di aumentare la flessibilità delle quantità disponibili al variare periodico dei consumi con la tecnologia di stoccaggio gas (*gas storage*).

I primi stoccaggi furono realizzati nel 1915 in Canada e nel 1916 negli Stati Uniti. Era, quindi, una tecnologia già conosciuta e sperimentata quando nel primo dopoguerra si affrontò lo stesso problema in Italia. Gli studi di Agip si orientarono inizialmente sul riutilizzo del giacimento in fase di esaurimento di Cortemaggiore nei pressi di Piacenza che divenne operativo per lo stoccaggio nel 1964. In questo modo, l'Italia agì in anticipo rispetto ad altri paesi europei ma non rispetto alla Germania che aveva cominciato lo stoccaggio già negli anni cinquanta. Lo stoccaggio di Cortemaggiore risultò particolarmente prezioso quando l'Italia cominciò nel 1972 le prime importazioni di gas LNG dall'impianto libico di Marsa el Brega. Naturalmente questa decisione implicava l'aver approntato un impianto di ri-gassificazione che infatti era stato costruito, tra i primi in Europa, in località Panigalia nel Golfo della Spezia. Quando nel 1974 iniziò l'importazione di gas via metanodotto dall'Olanda e dall'Unione Sovietica, l'Italia disponeva ormai di una solida esperienza in tutti i settori della filiera del gas ed Agip aveva già espanso la capacità di stoccaggio negli anni precedenti con Sergnano (1965), Brugherio (1966) e Ripalta (1967). Negli anni 70' e 80', con i primi shock petroliferi si formò la convinzione che lo stoccaggio potesse avere un ruolo strategico fondamentale. Di conseguenza, Agip realizzò altri quattro siti di stoccaggio in giacimenti esauriti Minerbio (1975) e Sabbioncello (1985) in Emilia Romagna, S. Salvo (1982) in Abruzzo e Settala (1985) in Lombardia. Anche Edison entrò nella filiera dello stoccaggio con la concessione Cellino (1985) situata in Abruzzo alla quale fece seguito quella di Collato (1994) in Veneto. Le importazioni di gas dall'Algeria nel 1983 e dalla Norvegia nel 2001 favorirono la necessità di espandere ulteriormente le capacità di stoccaggio per andare di pari passo con i crescenti consumi. Furono così realizzati altri siti di stoccaggio sino ad arrivare alla attuale situazione di 15 concessioni attive (Fig.2.8.2) come da dati ufficiali UNMIG 2016. Solo 13 sono però attualmente operative con 359 pozzi attivi nel 2016. Tra queste, 10 sono di Stogit (del Gruppo Eni) e 3 sono di Edison. Oltre alle storiche società Eni e Edison, si sono aggiunte ulteriori due società detentrici di Concessioni, la Italgas Storage con “Cornegliano” in Lombardia e la Geogastock con “Cugno le

Macine” in Basilicata. Al 31-12-2016, le istanze per nuove concessioni al vaglio decisionale degli uffici regionali di UNMIG in stretta collaborazione con i competenti uffici delle Regioni ed in attesa di possibile decreto, oppure il decreto è appena stato emesso, sono cinque: Bagnolo Mella (Lombardia) della Edison e successivamente di EDF Suez Energia, Palazzo Moroni (Marche) della Edison, Poggiofiorito (Abruzzo) della Gas Plus, S. Benedetto (Marche) della Gaz de France, Sinarca (Molise) della Gas Plus. Altre istanze sono in un iter ancora preliminare oppure in studio per la loro fattibilità: Romanengo e Voltido in Lombardia, Rivara in Emilia, Serra Pizzuta in Basilicata. Una di queste ha già incontrato il parere sfavorevole della regione Emilia Romagna. Si tratta della istanza “Rivara” presentata da ERG Storage Srl (già Independent Gas Management S.r.l.) che intendeva realizzare uno stoccaggio di gas in acquifero profondo nelle rocce del Mesozoico in località Rivara dove è presente una anticlinale nel trend tettonico di Cavone che non aveva intrappolato alcun idrocarburo.

| n. | Concessione | Operatore | Regione (Provincia) | Data confer. |
|----|-----------------------------------|--------------------------|--|--------------|
| 1 | Alfonsine Stoccaggio | Stogit S.p.A. | Emilia Romagna (Ravenna) | 01/01/97 |
| 2 | Bordolano Stoccaggio | Stogit S.p.A. | Lombardia (Brescia, Cremona) | 06/11/01 |
| 3 | Brugherio Stoccaggio | Stogit S.p.A. | Lombardia (Milano) | 01/01/97 |
| 4 | Cellino Stoccaggio | Edison Stoccaggio S.p.A. | Abruzzo (Teramo) | 10/12/84 |
| 5 | Collalto Stoccaggio | Edison Stoccaggio S.p.A. | Veneto (Treviso) | 16/06/94 |
| 6 | Cornegliano Stoccaggio | Ital Gas Storage S.r.l. | Lombardia (Lodi) | 15/03/11 |
| 7 | Cortemaggiore Stoccaggio | Stogit S.p.A. | Emilia Romagna (Piacenza, Parma) | 01/01/97 |
| 8 | Cugno Le Macine Stoccaggio | Geogastock | Basilicata (Matera) | 02/08/12 |
| 9 | Fiume Treste Stoccaggio | Stogit S.p.A. | Molise - Abruzzo (Campobasso - Chieti) | 21/06/82 |
| 10 | Minerbio Stoccaggio | Stogit S.p.A. | Emilia Romagna (Bologna) | 01/01/97 |
| 11 | Ripalta Stoccaggio | Stogit S.p.A. | Lombardia (Cremona) | 01/01/97 |
| 12 | Sabbioncello Stoccaggio | Stogit S.p.A. | Emilia Romagna (Ferrara) | 01/01/97 |
| 13 | San Potito E Cotignola Stoccaggio | Edison Stoccaggio S.p.A. | Emilia Romagna (Ravenna) | 24/04/09 |
| 14 | Sergnano Stoccaggio | Stogit S.p.A. | Lombardia (Bergamo, Cremona) | 01/01/97 |
| 15 | Settala Stoccaggio | Stogit S.p.A. | Lombardia (Lodi, Milano) | 01/01/97 |

Fig.2.8.2 – Concessioni di stoccaggio attive al 31-12-2015, fonte UNMIG, Rapporto Annuale 2016.

Quadro legislativo e normativo.

Lo stoccaggio è una attività mineraria soggetta a concessione. Le modalità per il conferimento delle concessioni e per lo svolgimento delle attività di stoccaggio, sono state aggiornate con D.M. nel 2011 e 2012. La concessione è conferita con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico d'intesa con le Regioni, previo parere favorevole di compatibilità ambientale rilasciato dai Ministeri competenti. La durata temporale è di trenta anni, prorogabile per ulteriori dieci anni. L'intesa e l'assenso degli enti locali

sono necessari per il rilascio delle concessioni di stoccaggio e di eventuali loro variazioni. Il progetto della concessione può essere visionato da tutti i cittadini presso la Regione e il Ministero dello Sv. Ec. Parte del *working gas* deve garantire la riserva strategica del paese (stabilita, al momento, a quota 4.6 Gm³) e può essere utilizzata solamente con decreto del Ministero. Lo stoccaggio in Italia può essere realizzato:

- a) in giacimenti di idrocarburi in produzione o in via di esaurimento senza superare la pressione originaria;
- b) in strutture non mineralizzate e nelle quali il gas viene iniettato spiazzando l'acqua esistente;
- c) in miniere non più utilizzate o cavità in formazioni saline;

Nella realtà in Italia, il Ministero e le Regioni seguono fedelmente la linea strategica, condivisibile per altro, di rilasciare concessioni solamente in giacimenti di gas esauriti come previsto nel caso “a”. Infatti, il progetto di Rivara che prevedeva l'iniezione in acquifero (caso “b”) ha ricevuto parere sfavorevole. Anche la regola sulla pressione originaria è molto stretta e fino ad ora c'è stata solo una autorizzazione in deroga. In Settala è iniziata nel 2002 la sperimentazione e nel 2010 è stato autorizzato l'esercizio ad una pressione superiore del 7% rispetto a quella originaria, con un aumento della capacità di stoccaggio (*working gas*). La pressione è ovviamente un parametro fondamentale perché permette di stoccare una maggiore quantità di gas, il rovescio della medaglia è che aumentano i rischi di fughe di metano dalla trappola. Le attività di stoccaggio devono essere monitorate costantemente come imposto dalle linee guida ministeriali per la coltivazione, la re-iniezione e lo stoccaggio di idrocarburi. Esse hanno lo scopo generale di mantenere il più alto possibile il livello degli standard di sicurezza monitorando la sismicità, le deformazioni del suolo e le variazioni di pressione del giacimento. Il monitoraggio sismico ha l'obiettivo di distinguere la sismicità naturale da quella eventualmente causata/indotta dallo stoccaggio. Si realizza attraverso rete microsismiche di superficie e in pozzi con stazioni a geofoni triassiali e accelerometri. Con il monitoraggio delle deformazioni del suolo si intende identificare fenomeni di deformazione superficiale del terreno, per esempio attraverso l'utilizzo di tecniche InSAR avanzate e integrate con quelle fornite da una rete di stazioni GPS. Con il monitoraggio delle pressioni di giacimento si misura la pressione a fondo pozzo e se ne valuta l'evoluzione, inoltre si effettuano prove di interferenza con pozzi limitrofi. Si realizza inserendo nei pozzi selezionati appositi strumenti fissi al fondo (“*surface read-out*”) che forniscono misure continue e in tempo reale. Il sistema complessivo di monitoraggio sismica/deformazione-suolo/pressione prevede un sistema decisionale del tipo a semaforo (livello verde minimo – livello rosso massimo) con delle azioni associate ai diversi livelli di attivazione che determinano, nel caso di parametri che raggiungono il livello massimo di allerta, la riduzione dell'attività sino alla completa sospensione operativa dell'impianto.

I numeri.

L'Italia è secondo paese in Europa per capacità in volume di stoccaggio (Fig. 2.8.3). Nel 2015, il volume

di *working-gas* è stato di circa 12 Gm³ + 4.6 Gm³ di stoccaggio strategico, per un totale complessivo di oltre 16.5 Gm³. La capacità massima di erogazione di punta è stata pari a circa 300 Mm³/giorno.



Fig. 2.8.3 – Capacità di stoccaggio in Europa. L’Italia è seconda dietro alla Germania. Fonte rapporto annuale 2016 UNMIG.

Nel 2016, i giacimenti adibiti a stoccaggio operativo erano 13 su 15 concessioni attive (Fig. 2.8.4) perché “Cugno le Macine” (ex giacimenti di Grottole-Ferrandina + Pisticci) e “Cornegliano”, erano ancora in fase di realizzazione. Le concessioni di “Bordolano” e “Cotignola-San Potito” erano solo parzialmente operative perché in fase di ricostituzione del giacimento. STOGIT ha in programma la realizzazione del progetto pilota per l’iniezione e il sequestro di CO₂ nel giacimento di stoccaggio di Cortemaggiore (Piacenza) per verificare la possibilità di utilizzarla come “*cushion gas*” al posto del metano per migliorare l’efficienza complessiva del giacimento di stoccaggio.

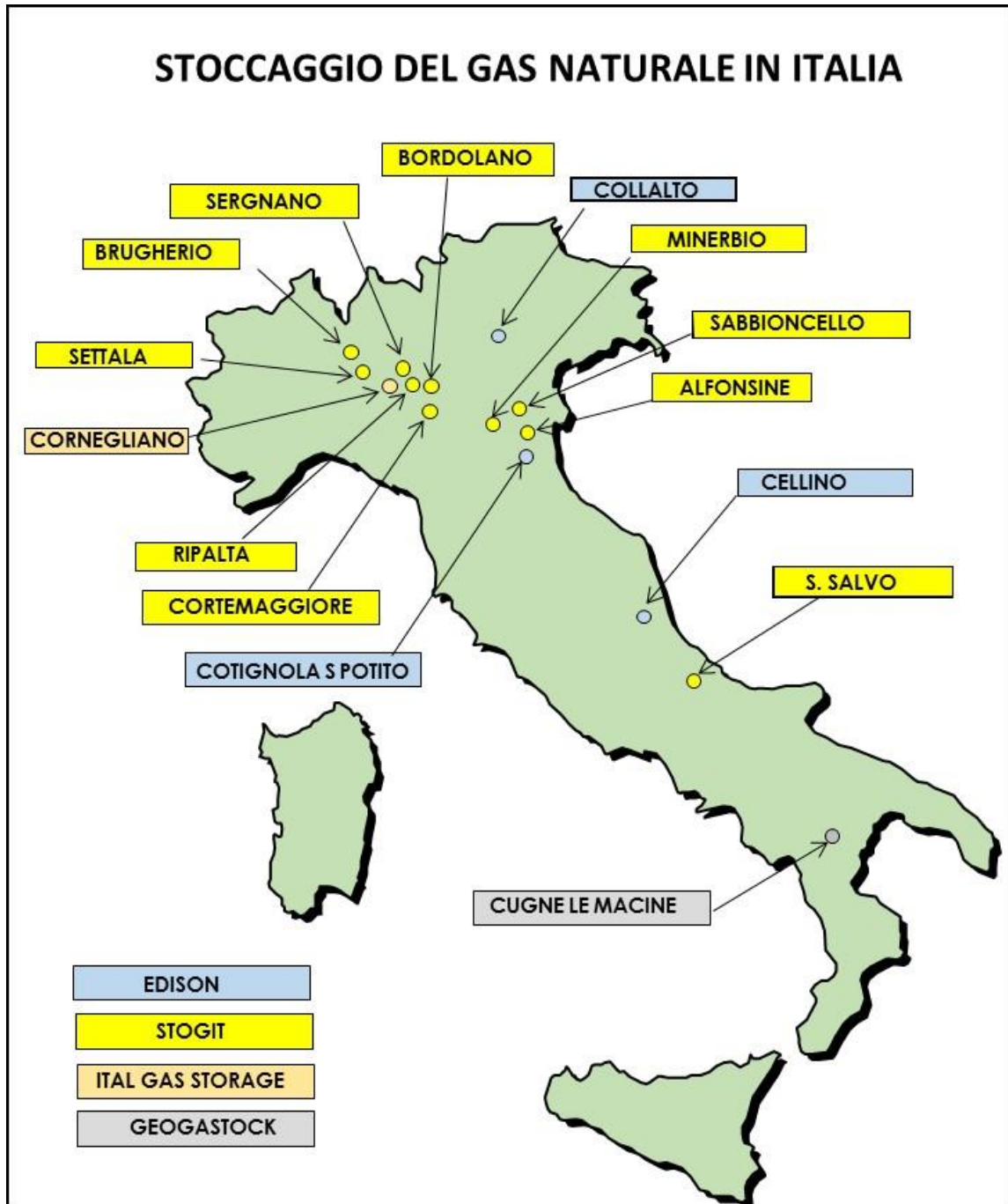


Fig. 2.8.4 – Le 15 Concessioni di stoccaggio attive in Italia nel 2016. I colori rappresentano gli operatori. I triangoli rossi rappresentano le istanze di concessione in corso.

2.9 LE RISORSE PROSPETTIVE

La valutazione delle risorse prospettive o *yet to find* è uno degli argomenti più controversi della geologia del petrolio. Il più delle volte i geologi preferiscono affrontare il problema proponendo una soluzione su base statistica. Un esempio potrebbe essere l'esame approfondito delle varie *creaming curve* (Fig.2.6.10) e la loro estrapolazione scegliendo una pendenza "realistica" della curva per gli anni futuri. Altro approccio al problema può essere fatto valutando le classi volumetriche sottorappresentate e stimando quanti giacimenti aggiuntivi occorrerebbero per il *best fit* con una curva matematica teorica (Fig.2.9.1). Un altro approccio, piuttosto grossolano, è di stabilire la regola empirica che in un bacino poco esplorato ma "naftogenico" (cioè petrolifero), siano contenute almeno il doppio delle risorse prospettive rispetto alle riserve URR note; se il bacino è moderatamente esplorato conterrà almeno la stessa quantità di risorse prospettive rispetto alle riserve URR note; se il bacino è pesantemente esplorato (cioè molto maturo dal punto di vista esplorativo come è il caso italiano per il tema del gas biogenico) le risorse prospettive ancora da trovare sono il 100% oppure il 50% delle riserve 3P ancora da produrre (diverse dalle riserve URR che sono il totale di quelle scoperte fino ad ora). Le riserve 3P @ 2015 complessive ancora da produrre sono nell'ordine 140 Bm³ di gas e di 1700 Mbbl di olio. Il geologo prudente propenderà per un valore pari al 50%, mentre quello ottimista per un valore del 100%. La risposta sarebbe, in questo caso, tra i 70 Bm³ e i 140 Bm³ di gas e tra gli 800 Mbbl e 1700 Mbbl di olio. In qualche maniera abbiamo dato una risposta e ci siamo "guadagnati lo stipendio", ma non potremo dormire appagati perché la geologia non può accontentarsi delle sole statistiche. Facciamo l'esempio del Bacino Levantino nel Mediterraneo Orientale e dell'offshore profondo del Mozambico. Se si fosse domandato dieci anni fa ad un esperto quante risorse prospettive (*yet to find*) avrebbe allocato in questi due bacini avrebbe, probabilmente, risposto zero. Essi si sono dimostrati i più prolifici di scoperte esplorative degli ultimi dieci anni! Affrontiamo, perciò, questa valutazione con un approccio statistico ma integrato dalla geologia petrolifera regionale pur se coscienti che i risultati che otterremo sono del tutto ipotetici. Il problema deve essere diviso in due parti distinte. La prima deve valutare le risorse prospettive ancora presenti nelle aree dove è già stata fatta esplorazione nei temi geologici conosciuti. La seconda, dovrebbe affrontare in modo completamente diverso le problematiche delle zone d'Italia completamente inesplorate e nelle quali il tema geologico è una pura ipotesi non suffragata da dati concreti.

Risorse contingenti residue nei bacini esplorati.

Esaminiamo le varie province geologiche sia ad olio che a gas e facciamo le seguenti considerazioni divise per il tema a gas e per quello a petrolio. Per il gas biogenico si stima che sia possibile scoprire 110 Bm³ di nuove risorse prospettive contenute in almeno una ventina di nuovi giacimenti. Il gas termogenico terziario si stima contribuirà poco e con solo 10 Bm³ suddiviso in alcuni giacimenti (Fig.

2.9.2, a sinistra). Questa previsione rappresenta circa 85% delle riserve 3P (P1+P2+P3) @ 2015 ancora da produrre.

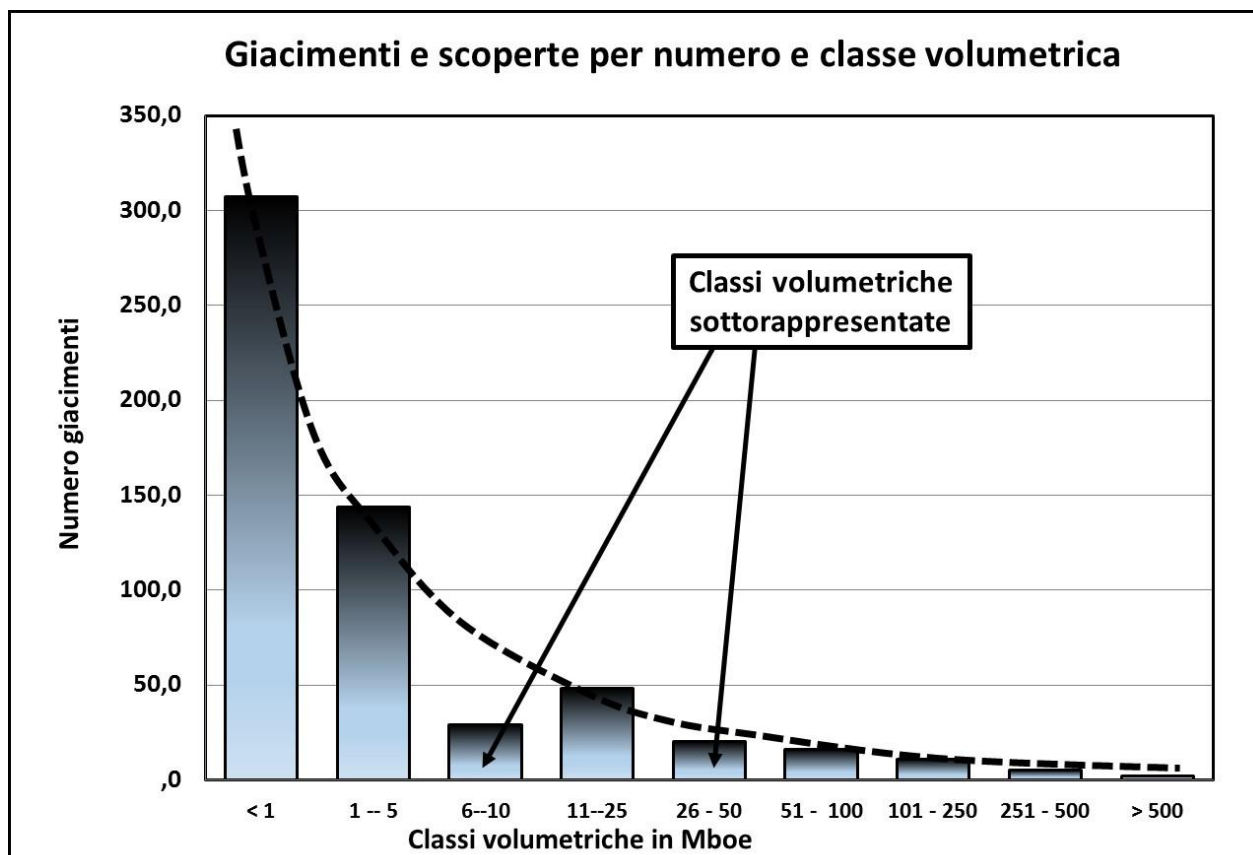


Fig.2.9.1 – Secondo la curva statistica teorica le classi 6-10 e 26-50 Mboe sono sottorappresentate nel panorama italiano e future scoperte avranno più probabilità di cadere in queste classi volumetriche.

E veniamo alle stime per il petrolio (Fig. 2.9.2, a destra). Per questo *play* si prevede, al contrario del gas, che i giacimenti che si potrebbero scoprire in futuro saranno pochi ma di grandi dimensioni. Si attende almeno una importante scoperta nel Mesozoico profondo della Pianura Padana a ridosso dell'Appennino come ipotizzato da Fantoni nella Conferenza EAGE 2002 di Firenze. Il trend di Monte Alpi e Tempa Rossa potrebbe generare altri giacimenti con volumi importanti. Infine, le zone marginali di deposizione della rocce madri Streppenosa-Noto nell'offshore del Bacino Ibleo in Sicilia potrebbero rivelare ancora altri giacimenti. In definitiva si stima che il tema ad olio possa ancora celare volumi consistenti e pari a 1500 Mbbl che corrispondono a circa il 90% delle riserve @ 2015 ancora da produrre.

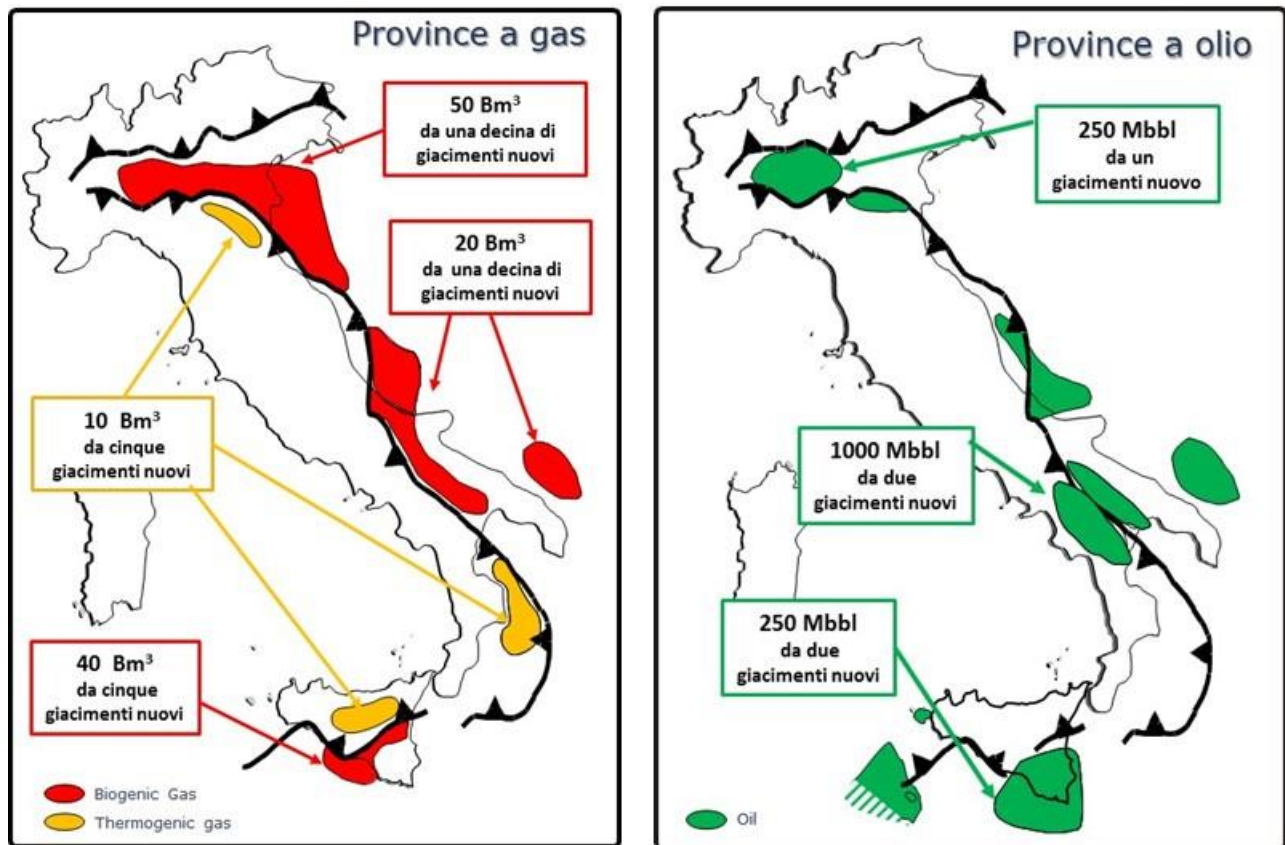


Fig.2.9.2 – Risorse prospettive rischiose di gas a sinistra e di olio a destra. Nelle caselle di testo sono stimati il numero di giacimenti associati ai volumi.

Risorse contingenti nelle aree inesplorate (bacini di frontiera)

Rimangono da stimare le risorse prospettive dei bacini inesplorati. In Italia, nonostante si lavori nel settore E&P da metà Ottocento, ci sono ancora zone dove non esistono pozzi e talvolta nemmeno simica. Quali sono queste aree geologiche con nessuna o pochissima attività di esplorazione? La risposta indica che, genericamente, si è fatta poca esplorazione nelle acque profonde in tutti i mari italiani. In particolare, l'Adriatico Meridionale e lo Ionio sono poco esplorati nonostante si sappia che sono bacini petroliferi. Per varie ragioni, la situazione esplorativa è analoga per il Banco di Medina tra Malta e Libia dove le acque sono per la gran parte convenzionali. Le acque ultra-profonde del Bacino Provenzale ad Occidente della Sardegna sono sostanzialmente "vergini", così come lo è il Mar Tirreno anche per la buona ragione geologica che è pochissimo prospettivo sia per il gas che per l'olio. Poca esplorazione è stata fatta nella Catena Numidica (Appennino) che giace nelle acque convenzionali tra la Sicilia e la Tunisia. Stessa situazione per i *graben* Neogenici del Canale di Sicilia associati a tettonica distensiva di *rift* e che potrebbero contenere del gas biogenico ma anche termogenico come dimostrato dalla recente scoperta di Lampouka in acque Tunisine al confine con Lampedusa. Anche se è difficile associare dei volumi di risorse prospettive a questi ipotetici temi geologici di frontiera, è un esercizio che tentiamo di fare e che sintetizziamo in Fig. 2.9.3. In generale possiamo dire che con l'eccezione del Banco di Medina

e dell'Adriatico Meridionale, le prospettive delle aree di Frontiera Italiane sono soprattutto a gas. In Totale i volumi residui dei temi geologici conosciuti potrebbero essere per il gas 110 Bm³ + 100 nelle aree di frontiera. Per il petrolio potrebbero essere 1500 Mbbl nelle aree conosciute e solo 150 Mbbl nelle aree di frontiera. Considerando che le URR italiane sono circa 9 Gboe (delle quali 6.4 già prodotte), si potrebbero rinvenire, tornando a investire in esplorazione, ulteriori 3 Gboe di idrocarburi oltre alle riserve ancora da produrre, @2015, e che, ricordiamo, sono 2.6 Gboe.

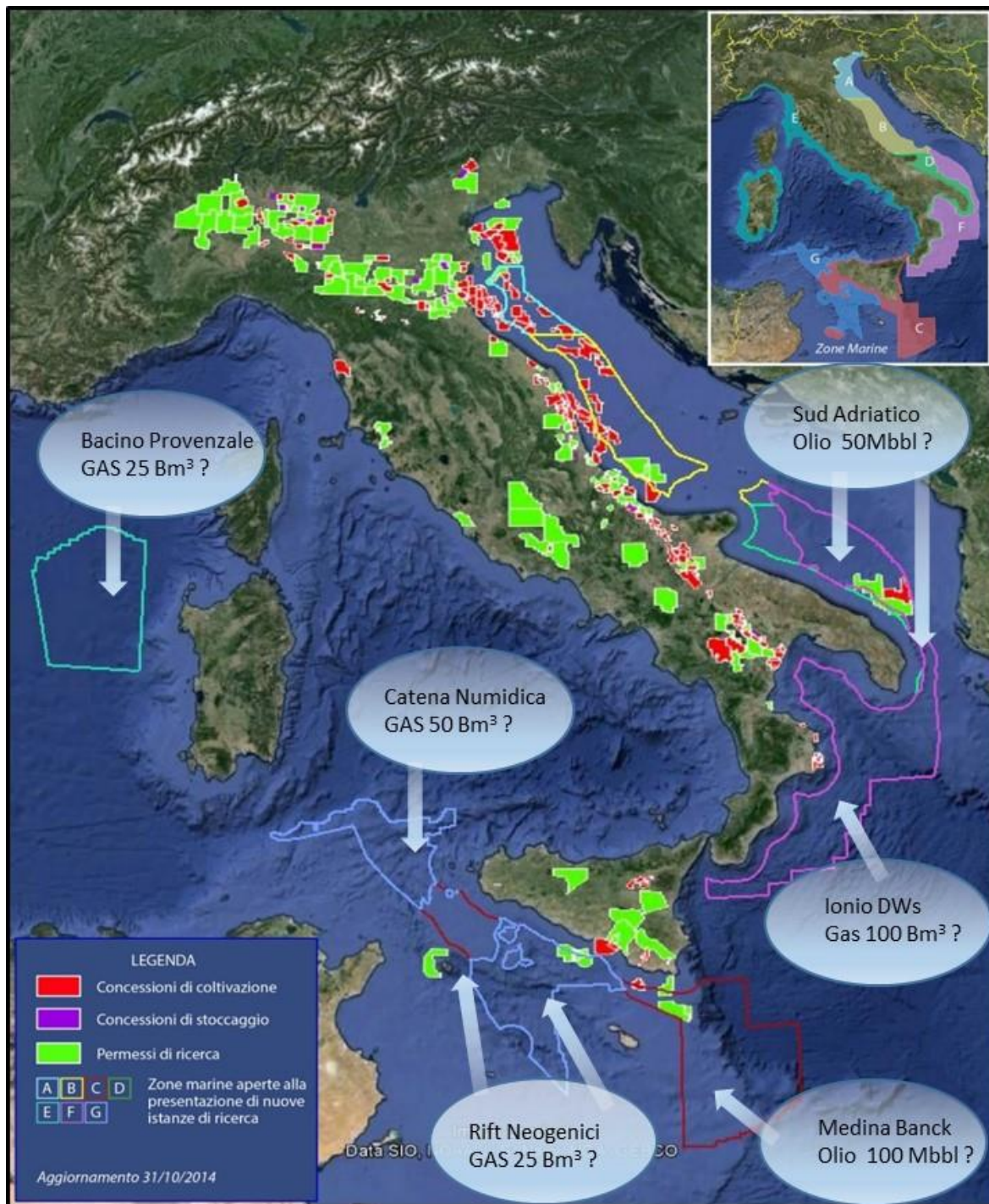


Fig. 2.9.3 – Risorse prospettive ipotizzate nelle aree di frontiera italiane.

2.10 GLI INCIDENTI SIGNIFICATIVI NELL'UP STREAM

Una interessante domanda che ci si può porre per tentare di approfondire e comprendere le ragioni dell'avversione generale degli italiani per le attività dell'*up-stream* petrolifero cioè di Esplorazione e Produzione è: "Ci sono stati incidenti petroliferi gravi in anni recenti, ma anche in passato, che hanno inciso sulla emotività collettiva che poi si è tradotta nel cosiddetto effetto NIMBY generalizzato?". L'effetto NYMBI è, nella lingua inglese, l'acronimo di "*not in my back yard*" con il significato di "non nel mio orto", si intende con ciò che un progetto, di qualunque cosa si tratti, non potete realizzarlo nel "mio" territorio ed "io" combatterò con ogni mezzo a sostegno della "mia" convinzione. In Italia i NIMBY sono all'ordine del giorno e riguardano qualunque cosa si intenda realizzare sul territorio: da una strada, una ferrovia, un inceneritore, una discarica, un pozzo petrolifero, un hotel, un centro di assistenza, una fabbrica, un ponte, un ospedale, etc. in una sequenza infinita di mobilitazioni per il "tutto contro tutti".

Ho fatto un giro di domande tra amici e conoscenti e, pur con un campione così limitato, ho ricevuto risposte piuttosto precise sugli incidenti e i disastri che d'acchito evoca il mondo petrolifero. Sono sostanzialmente due gli incidenti drammatici che gli italiani ricordano con raccapriccio ed entrambi sono legati al settore *down-stream/mid-stream*. Nel 1991 ci fu l'incendio e il susseguente affondamento della super-petroliera battente bandiera cipriota Amoco Haven nel Golfo di Genova che causò la morte di tre persone e l'inquinamento delle coste liguri con uno sversamento di petrolio per fortuna di quantità limitate. Circa 90000 tonnellate di petrolio bruciarono nel disastro e si stima che altri 50000 tonnellate siano ancora nella "pancia" della super-petroliera e giacciono sul fondale di Arenzano a 80 m. di profondità.

Nel 2009 ci fu una terrificante esplosione di un treno che trasportava GPL nella Stazione di Viareggio che causò la morte di 32 persone. In entrambi i casi si trattò di incuria/colpa dei sistemi di trasporto. La prima conclusione che si può dedurre da questa mini analisi è che il grande pubblico non fa affatto distinzione tra le varie attività petrolifere, ed è una cosa non sorprendente! Tuttavia, vorremmo, in questa sede, limitare l'analisi storica alle attività *up-stream* e relativi incidenti. In genere gli incidenti più gravi della E&P riguardano esplosioni (*blow-out*) di pozzi e incendi/esplosioni nei siti di produzione. Ambedue queste tipologie di incidenti possono causare perdite di vite umane e gravi inquinamenti dell'ambiente. Storicamente in Italia si è registrato solo la tipologia di incidente dovuto alla esplosione di pozzi mentre non si sono mai registrati gravi incidenti nei siti di produzione/trattamento/stoccaggio della produzione (che non sono le raffinerie e gli impianti petrolchimici che appartengono invece al *down stream*). La maggior parte dei *blow out* di pozzi si concentrano negli anni immediatamente dopo la seconda guerra mondiale in un periodo caratterizzato da altissima attività e bassa tecnologia per la sicurezza nella perforazione. Gli incidenti principali che si sono verificati riguardano Caviaga-13 nel 1949, Cortemaggiore-18 nel 1950, Bordolano-2 nel 1952 e Ragusa-9 nel 1955.

Dopo questo convulso periodo iniziale si registrarono molti miglioramenti nelle tecnologie di perforazione che, una volta applicate, si rifletterono immediatamente e positivamente sui rischi di incidenti. L'analisi di questi ultimi 50 anni dal 1966 al 2016 registra solamente due incidenti gravi.

Nel 1965, durante la perforazione di Porto Corsini Mare -7, il pozzo esplose a causa di un livello di metano a pressione elevata a 2900 m di profondità causando la morte di tre persone e l'incendio/affondamento dell'impianto di perforazione Paguro di costruzione italiana e gemello del Perro Negro (impianti Saipem di tipo Jack Up). La fuoriuscita di metano fu sigillata successivamente con un pozzo deviato e comunemente denominato di *relief well* che cementò la perdita in profondità. Oggi, al relitto del Paguro sul fondo del mare, si sono aggiunti altre parti di piattaforme dismesse creando una sorta di *reef* artificiale che è diventato di interesse turistico. Il Paguro è stato dichiarato "zona di tutela biologica" e si è trasformato in una meta per subacquei sportivi per la ricchezza eccezionale di vita che si è sviluppata. L'Associazione Paguro è nata negli anni 90' per salvaguardare la zona e gestire le immersioni sul relitto.

Nel 1994, durante la perforazione del pozzo Trecate-24 ci fu un *blow out* da strati geologici a 4800 m di profondità ed a pressione elevata che non causò perdite di vite umane ma solamente la distruzione dell'apparecchio di perforazione. La fuoriuscita senza controllo di fluidi composti da olio, gas e acqua non si incendiò e cessò naturalmente per collasso delle pareti non ancora cementate del pozzo che sigillarono la perdita. In pochi giorni il pozzo cessò di erogare fluidi in modo incontrollato, ma non prima di aver rilasciato nell'ambiente circa 12600 m³ di petrolio, 1000000 m³ di gas e 1000 m³ di acque salate di formazione con il conseguente forte inquinamento superficiale di circa venticinque Km² di preziosa terra a coltivo. Nell'immediato furono recuperati 9350 m³ di petrolio dalle "pozzanghere superficiali" e nei primi strati del terreno. Il resto del terreno fu "scorticato" ed ammassato in siti di stoccaggio dove fu applicato un recupero di tipo biologico con l'uso di batteri distruttori di idrocarburi. Dopo quattro anni di bio-bonifica, il suolo asportato fu dichiarato recuperato e rimesso in posto come terreno agricolo. Fu un esempio seguito da tutto il mondo di bio-tecnologiche applicate con successo al recupero di un disastro petrolifero.

Veniamo alle conclusioni che si possono trarre.

In Italia non sono avvenuti incidenti *up-stream* in mare da almeno 50 anni (Paguro nel 1965). A terra, l'ultimo grave incidente (Trecate-24) è avvenuto nel 1994 cioè 22 anni fa. E' sostenibile la tesi che entrambi gli incidenti descritti non abbiano lasciato una grande impressione nella memoria collettiva dell'italiano medio. E' molto più probabile che la memoria collettiva "petrolifera" degli italiani sia stata eccitata dalla sindrome di Macondo (l'incidente del Golfo del Messico nel 2010 e che tenne banco per mesi e mesi nelle televisioni di tutto il mondo) che si somma alle immagini del disastro della Stazione di Viareggio e della petroliera Haven in fiamme. Il risultato è una avversione profonda, ma irrazionale, per la ricerca e la produzione di metano e petrolio italiano. C'è anche, probabilmente, nell'immaginario

collettivo la genuina convinzione che fermando in tutti i modi possibili le attività legate al “petrolio” ci sarà, come per miracolo, uno straordinario cambiamento nei consumi energetici del mondo a favore delle energie sostenibili, cosa, per altro, più che auspicabile ma che rimane un sogno nella situazione tecnologica e economica attuale. Queste convinzioni sono comprensibili e condivisibili ma, come si diceva, non-pragmatiche perché la risposta razionale non può che essere un giusto mix di risorse rinnovabili e di risorse fossili in attesa che un salto tecnologico, per ora sconosciuto, possa traghettarci in un altro “mondo energetico”. Direi che il mantra già menzionato rimane giustificato: **“Sempre più sostenibili! Metano quanto basta! Sempre meno petrolio! Zero carbone!”**

2.11 IL FUTURO DELLA RICERCA

Speriamo di avere documentato in modo chiaro nei capitoli precedenti la situazione petrolifera italiana. Siamo un paese che deve sostanzialmente importare dall'estero il 90% delle sue necessità energetiche legate agli idrocarburi ma siamo anche un piccolo paese petrolifero con indubbi successi e una tecnologia E&P invidiabile. Se ci fosse un clima politico e sociale adatto, si potrebbero incrementare gli investimenti che porterebbero ad un aumento se non al raddoppio della nostra produzione ed al conseguente aumento delle riserve. Ciò comporterebbe un sostanziale sollievo alla miliardaria bolletta energetica che paghiamo annualmente e sarebbe benefico per la creazione di nuovi posti di lavoro ad alto contenuto tecnologico. Si deve pensare non solo alle società petrolifere, ma soprattutto all'indotto che ne deriva. Per esempio, alla costruzione in cantieri italiani di nuove piattaforme di produzione tecnologicamente complesse con l'impiego di mano d'opera altamente specializzata. Il tutto, sarebbe a indubbio vantaggio del nostro PIL. Assistiamo, invece, ad un paradosso tutto italiano che consiste nel fatto che abbiamo riserve di gas e petrolio non in produzione oltre ad un buon potenziale di nuove risorse prospettive ancora da scoprire che però lasciamo sottoterra per scelta "politico-strategica" o meglio, per non scelta. Ciò implica che dobbiamo acquistare l'energia che ci serve all'estero esponendoci fatalmente a scelte energetiche di "altri". L'Italia è particolarmente "debole" dal punto di vista energetico perché ha democraticamente scelto via referendum di azzerare e chiudere le centrali nucleari che possedeva e di bandire questa tecnologia dal paese. Siamo perciò esposti ai capricci energetici dei nostri fornitori anche se abbiamo fatto passi da gigante (e speriamo di continuare in questa direzione!) nella produzione di energia elettrica con le sostenibili salite a circa il 50% del totale. La produzione di energia elettrica assorbe, però, solamente un quarto del consumo totale di energia in Italia. L'energia fossile ci continua a servire per circa il 70% del totale disponibile al consumo. La utilizziamo in massima parte per le attività civili, industriali e per i trasporti. Se dovesse succedere qualcosa di grave a livello energetico internazionale, è difficile immaginare che andremo lontano con la famosa "riserva strategica di gas dello stoccaggio" e non lo potremo nemmeno fare con la declinante produzione nazionale. Il rischio è di rimanere a "secco" e le pochissime risorse disponibili saranno dedicate a compiti istituzionali di tipo strategico (i.e. ospedali, scuole, acquedotti, trasporti essenziali, polizia, esercito, etc.). Per fortuna, il nostro approvvigionamento di gas è stato pensato e realizzato benissimo con provenienze diverse e una discreta diversificazione che ci dovrebbe mettere abbastanza al sicuro anche se uno o due dei "fornitori" dovesse "chiudere il rubinetto". Ma perché siamo giunti a questo punto? Il fenomeno dello scialo energetico è tutto italiano e deriva da diverse ragioni che si sono via via stratificate. La prima ragione di ciò è certamente quella del partito del "no trasversale" o effetto NIMBY che riguarda direttamente la percezione del pubblico circa le attività petrolifere di ricerca e produzione e al quale i politici sono sensibilissimi perché ci sono i voti elettorali legati al "popolo ambientalista". A tale proposito, è

interessante riportare integralmente le conclusioni espresse dal Dr Giuseppe Rigo - della Società Geologica Italiana - nel suo intervento dal titolo "La percezione pubblica dell'E&P in Italia tra realtà e mito" tenuto alla Conferenza su Esplorazione & Produzione di Idrocarburi in Italia - Roma, 8 aprile 2016.

Quote

- La ricerca di idrocarburi è un'attività perlopiù sconosciuta alla gente comune e che solitamente ha una nomea più negativa rispetto alla realtà.
- L'Italia è un paese a scarsa vocazione scientifica dove il dato di laurea in materie scientifiche e tecnologiche (ogni mille abitanti) è uno dei più bassi in Europa.
- Lo scarso livello di cultura scientifica si riflette anche sui "comunicatori" (giornalisti, conduttori televisivi, scrittori, uomini di cultura, politici, etc.).
- L'Italia è un terreno fertile per la diffusione di luoghi comuni e "leggende metropolitane" che creano una percezione pubblica dell'E&P errata e fuorviante.
- Nella realtà, l'industria petrolifera, specialmente in Italia, è una delle attività più sicure al mondo con livelli e standard di sicurezza molto elevati. Dai dati del 2014 (fonte: UNMIG e Assomineraria) si evince come l'industria petrolifera possa essere annoverata fra le attività industriali con il minor numero di incidenti sul lavoro, allineata a quella delle assicurazioni e delle banche.
- Esiste, nell'E&P in Italia, un'esperienza consolidata a difesa dell'ambiente e a tutela della sicurezza rafforzata da una legislazione tra le più severe al mondo.
- Bisogna prestare particolare attenzione quando si affrontano questi argomenti specialmente se trattati attraverso social network da "persone non adeguatamente preparate".

Un-quote

La seconda ragione è quella delle «competenze incrociate» in materia energetica. Sono dello Stato Centrale le funzioni amministrative/autorizzative circa la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare. Le funzioni amministrative/autorizzative relative a prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in terraferma sono invece svolte dallo Stato Centrale d'intesa con la Regione interessata. In questo assetto di competenze decisionali contrapposte, le Regioni hanno spesso esercitato il loro potere di veto, determinando ritardi o peggio il blocco dell'iter. Per le autorizzazioni e le Valutazioni di Impatto Ambientale (VIA), diventano protagonisti una pluralità di soggetti: lo Stato Centrale, le Regioni, le Conferenze di Servizi, il CIRM, le perizie e le indagini. L'iter si trasforma in un interminabile gioco dell'oca dove ad ogni casella si rischia di tornare alla partenza. I Comuni poi devono autorizzare con apposita licenza tutte le attività operative sul territorio complicando ulteriormente un iter già travagliato.

Questa situazione ha avuto delle conseguenze pesanti per gli investimenti E&P che si sono tradotti in zero pozzi di ricerca nel 2014 e in zero pozzi offshore dal 2008. Del resto, quale società vorrebbe spendere soldi in un paese dove gli investimenti di rischio non vengono tutelati? Se lo Stato autorizza una società petrolifera a realizzare una ricerca petrolifera in un dato luogo, verranno investiti capitali privati di rischio con la certezza, in buona fede, di mettere in produzione un potenziale giacimento che permetterà il recupero di tali investimenti e la creazione di un reddito futuro. Se si interrompe questo circolo di reciproca fiducia, le società petrolifere non faranno più alcun investimento. Il circolo si è interrotto troppe volte in Italia e il caso più clamoroso riguarda il progetto di gas metano Alto Adriatico bloccato per accertamenti e analisi dalla Regione Veneto per la possibile subsidenza della Città di Venezia. Questi accertamenti durano ormai da decenni senza risultati conclusivi. Non credo che il Governo Croato avrà particolari remore se si trovassero nella sua area di competenza delimitata della Linea Mediana di confine nuovi giacimenti, oltre a quelli già in produzione. A ciò, occorre aggiungere anche i progetti abortiti di Ombrina, di Miglianico, di Argo etc. Risulta imbarazzante capire e spiegare il ritardo clamoroso di Tempa Rossa che non è ancora entrato in produzione pur essendo stato scoperto nel lontano 1989 (quasi trent'anni fa). Anche i ritardi di Cassiopea e Panda sono del tutto incomprensibili. Oltre a ciò c'è l'anomalia tutta italiana di proibire l'esplorazione e la produzione entro le dodici miglia dalla costa che è irragionevole e inutile in un mare chiuso come l'Adriatico che presenta molti paesi che vi si affacciano che sono ben lontani dal proporre una analoga proibizione.

Non resta che porci la domanda, quale futuro per la ricerca e produzione di idrocarburi in Italia? Naturalmente, esistono due approcci completamente diversi al problema. Il primo è quello di non far niente e lasciare morire la ricerca e la produzione nazionale di idrocarburi decretando anche la morte di tutto un settore industriale e dell'indotto. Il secondo è quello di tentare di tornare ad un clima favorevole di investimenti per cercare di arrestare il declino della produzione nazionale e di aumentare le riserve. Nell'ipotesi che l'opzione sia la seconda, suggeriamo alcuni punti di attenzione.

- Il primo passo sarebbe di far ritornare totalmente nelle mani dello Stato Centrale l'iter autorizzativo energetico escludendo le Amministrazioni Locali. Occorre cambiare ancora una volta il titolo quinto della Costituzione. Negli ultimi anni, il governo ci ha provato con alterne fortune e anche nel corso dell'ultimo referendum di dicembre 2016 e il risultato è stato negativo. E' difficile riuscirci, ma del resto un Governo deve fare scelte, anche impopolari, di interesse nazionale con una visione al futuro. La conseguenza potrebbe essere la perdita dei voti di molti "ambientalisti" ma governare è fare scelte, talvolta anche impopolari.
- Il governo dovrebbe togliere il divieto di esplorazione e produzione che vige dal 2010 all'interno delle dodici miglia marine in quanto inefficace alla prevenzione di potenziali disastri. Lo sversamento di petrolio di Macondo nel Golfo del Messico, che ha generato il provvedimento legislativo italiano, si è propagato per centinaia di miglia marine inquinando le coste di

Louisiana, Texas, Mississippi, Alabama e Florida. Se si volesse salvaguardare il nostro mare perché non ci fidiamo delle nostre severe leggi anti-inquinamento, si dovrebbe proibire la ricerca petrolifera in mare *tout court* (e ciò non ci salverebbe da possibili inquinamenti provenienti dai paesi dirimpettai!). Non esistono soluzioni intermedie “all’italiana”.

- Mentre è doveroso che lo Stato decida di aumentare i Santuari Marini e i Parchi Naturali per proteggere particolari ambienti biologici o per ragioni turistiche proibendo, di conseguenza, ogni attività industriale compresa la ricerca petrolifera, è anche doveroso che proibizioni basate su investigazioni da realizzare trovino finalmente soluzioni definitive basate su risultati scientifici e non sulle convinzioni personali di Amministratori Locali e/o apprensioni irrazionali non basate su indagini scientifiche. Se non si vogliono nuovi giacimenti, si deve fermare il Decreto che assegna la Concessione di Ricerca, non proibire la messa in produzione di una scoperta frutto di investimenti legittimi coperti da un atto legale dello Stato (al netto di documentate ragioni successive di tipo tecnico e/o ambientali).
- Le Società Petrolifere non possono limitarsi a fare *pressing* e *lobbying* sul governo per salvaguardare i loro interessi. Devono cambiare il loro stile di comunicazione verso il pubblico tentando di riguadagnare una credibilità che è, ad oggi, ai minimi storici. Esse devono proporsi come società energetiche integrate e innovative (tra l’altro alcune lo sono) che propongono il giusto mix di rinnovabili e fossili tale da affrontare al meglio le sfide ambientali contrastando inquinamento e cambi climatici. Dovrebbero smetterla di mettere “carnivori tigrati” nei nostri motori!
- Le royalties, pur essendo una anomalia italiana in quanto sono state cancellate dalla quasi totalità delle altre nazioni europee che hanno provveduto di pari passo ad alzare le tasse petrolifere, dovrebbero rimanere e anzi aumentare a favore dei Comuni che subiscono l’impatto ambientale delle attività di produzione. Anche le royalties destinate allo Stato e provenienti da giacimenti entro le dodici miglia marine potrebbero andare in parte ai Comuni costieri. Ciò potrebbe aiutare la presa di coscienza che la presenza di fonti fossili nel proprio territorio non sia una maledizione, ma un’opportunità. Oltre alle royalties, anche i canoni di affitto annuali dovuti allo Stato per permessi di ricerca, prospezione e coltivazione, in proporzione alla superficie dei titoli minerari, dovrebbero essere aumentati e destinati ai comuni.

Bisogna riconoscere che il Ministero ha fatto un notevole sforzo per le aree marine aperte all’esplorazione aggiungendo nuove zone di possibile prospezione in acque profonde ad Ovest della Sardegna nel Mare di Provenza e la zona del Banco di Medina al limite del Golfo della Sirte in una zona dai confini marini incerti. Molti analisti sono perplessi che si potranno davvero assegnare nuove Concessioni in quest’area evitando le contemporanee proteste di Malta e Libia. Nonostante questi sforzi è difficile pensare che queste nuove opportunità di esplorazione possano

realmente rinvigorire da sole lo stagnante clima degli investimenti nel settore E&P. Occorrerebbe oltre a questo, riguadagnare la fiducia degli investitori internazionali. Purtroppo non esistono scorciatoie, o dentro o fuori. Il futuro saprà dirci se il nostro Governo sarà stato all'altezza di questo difficile compito oppure gli investimenti E&P nel Mediterraneo si indirizzeranno in Croazia, Montenegro, Albania, Grecia, Malta oppure in Tunisia e negli altri stati nord africani, mentre la nostra produzione lentamente si esaurirà per inedia.

RINGRAZIAMENTI

Vorrei ringraziare la mia famiglia, moglie e figlie, che mi sono stati sempre vicini nel “tratturo” della vita.

Un ringraziamento particolare va a tre dei miei “vecchi studenti” che si sono laureati con tesi da me assegnate e dalle quali ho tratto più di uno spunto per la stesura di questo lavoro.

- Dr.ssa Marta Pederneschi con la tesi “Distribuzione della source rock albiana Fahdene Formation con modeling geochimico nell' area tra il canale di Sicilia ed il Golfo di Hammamet”.
- Dr Tommaso Sacchi con la tesi “Analisi statistiche e geologia dei giacimenti di idrocarburi italiani”.
- Dr Primo Bazzano con la tesi “Gli idrocarburi non convenzionali della Formazione Vaca Muerta nel Bacino di Neuquén in Argentina”