

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

Dipartimento di Ingegneria Civile, Chimica, Ambientale e dei Materiali

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio

TESI DI LAUREA

in

Ingegneria del Petrolio e del Gas naturale

**“Gli idrocarburi non convenzionali nel futuro
degli approvvigionamenti energetici: aspetti
tecnici e economici”**

CANDIDATO
Alessandro Pederzoli

RELATORE:
Chiar.mo Prof. Paolo Macini

CORRELATORE:
Chiar.mo Prof. Ezio Mesini

Anno Accademico 2012/13

Sessione II

INDICE

INTRODUZIONE

- **Un po' di storia**5
- **Risorse non convenzionali**8

CAPITOLO 1

- **1.1 Scenario economico** 11
- **1.2 Scenario energetico** 12
- **1.3 Settore upstream: tecnologie in evoluzione** 15

CAPITOLO 2

- **2.1 Nuove fonti di greggio** 19
 - 2.1.1 Oli pesanti 19
 - 2.1.2 Sabbie bituminose 20
 - 2.1.3 Argille bituminose 22
 - 2.1.4 I primi anni di produzione 25
- **2.2 Gas non convenzionale** 26
 - 2.2.1 Sviluppo storico 27
 - 2.2.2 Metano da carbone 28
 - 2.2.3 Gas da argille 30
 - 2.2.4 Idrati di metano 31

CAPITOLO 3

- **3.1 Greggi non convenzionali** 36
 - 3.1.1 Proprietà e composizione degli oli pesanti 39
 - 3.1.2 Estrazione degli oli pesanti 43
 - 3.1.2.1 Processi CHOPS 45
 - 3.1.2.2 Aumento delle portate tramite Pressure Pulsing 50
 - 3.1.2.3 Drenaggio per gravità 55
 - Iniezione di gas inerte 57
 - Estrazione VAPEX 59
 - Processi SAGD 62
 - 3.1.2.4 Combustione in situ 65
 - 3.1.2.5 Unione delle tecnologie 68

▪ 3.1.2.6 Criteri di scelta	70
○ 3.1.3 Upgrading e Trasporto	71
▪ 3.1.3.1 Upgrading	72
• 3.1.3.1.1 Processi di conversione in distillati	73
• 3.1.3.1.2 Tecnologie con rimozione del carbonio	79
▪ 3.1.3.2 Trasporto	79
▪ 3.1.4 Innovazione e sviluppi futuri	81

CAPITOLO 4

• 4.1 Giacimenti di gas non convenzionale	85
○ 4.1.1 Il carbone come riserva di gas	86
▪ 4.1.1.1 Contenuto di gas del carbone	92
▪ 4.1.1.2 Meccanismi di trasporto del gas nel carbone	95
▪ 4.1.1.3 Produzione di metano da carbone	96
○ 4.1.2 Gas da argilliti	98
▪ 4.1.2.1 Meccanismi di trasporto di gas nelle argille	100
▪ 4.1.2.2 Caratteristiche della produzione di gas dalle argille	101
○ 4.1.3 Perforazione e completamento	102
○ 4.1.4 Sviluppi futuri	106
○ 4.1.5 Potenziale CBM e gas da argilliti	107

CAPITOLO 5

• 5.1 Gli idrati di gas	109
○ 5.1.1 Struttura degli idrati	110
○ 5.1.2 Gli idrati come risorsa	112
○ 5.1.3 Meccanismi di produzione	120
▪ 5.1.3.1 Problemi nelle operazioni di perforazione	122
○ 5.1.4 Ricerca e sviluppo	123
○ 5.1.5 Investimenti	126
○ 5.1.6 Limiti vs immense riserve	129

CAPITOLO 6

• 6.1 Problemi ambientali	131
○ 6.1.1 Rifiuti solidi	131
○ 6.1.2 Rifiuti liquidi	134
○ 6.1.3 Zolfo e coke: rifiuti come possibili risorse	135
○ 6.1.4 Opzioni per la gestione dei rifiuti di processo	136
○ 6.1.5 Idrati e cambiamenti climatici	138

- **6.2 Incidenza sulla salute umana** 140
- **6.3 Misure preventive** 141

CONCLUSIONI 143

BIBLIOGRAFIA 151

Ringraziamenti 154

Introduzione

Un po di storia

“Nessuno sa veramente quanto petrolio sia effettivamente rimasto nel mondo, ma quello che è certo è che siamo entrati in una nuova fase che senza timore potremmo definire quella del petrolio difficile da estrarre” (Takin, 2010).

Sino dagli anni '70 del secolo scorso, uno dei termini più utilizzati nelle conferenze internazionali sulle fonti fossili è stato “idrocarburi non convenzionali”; con “non convenzionale” non s'intende un greggio o un gas sostanzialmente diversi da quelli oggi noti, e magari con un potere calorifero inferiore a quello di un olio o un gas tradizionale, bensì una fonte fossile che si trova in una formazione geologica porosa ma poco permeabile quindi di difficile estrazione.

Asfalti, bitumi e oli pesanti non sono una scoperta recente, anzi, si può dire che siano i primi idrocarburi ad essere stati utilizzati dall'uomo. Fin dai primordi della storia dell'uomo, essi sono infatti utilizzati per gli usi più svariati: come materiale sigillante e impermeabilizzante per imbarcazioni e edifici, come collanti, come combustibile per lucerne e lampade, come medicamento per ferite, etc. Fin dall'inizio dello sfruttamento industriale del petrolio, ci si è resi conto che soltanto una piccolissima parte degli idrocarburi presenti in un giacimento (“reservoir in gergo tecnico) può fuoriuscire naturalmente, per effetto della pressione esistente nel giacimento stesso: questa, però, diminuisce gradatamente mano a mano che il giacimento viene coltivato, quindi fin da subito è stato necessario studiare tecniche per aumentare artificialmente le pressioni, in modo da poter facilitare la fuoriuscita del petrolio. La tecnica più comune consiste nell'iniettare nel reservoir gas e acqua, che aiutano a far fluire il greggio verso i pozzi. Nonostante questi accorgimenti, tuttavia, gli oli più pesanti e viscosi non possono essere spostati e almeno il 50% del volume originario degli idrocarburi (al momento della scoperta) rimane nel reservoir.

Per questo motivo, sono stati così abbandonati, perchè considerati ormai improduttivi con le tecniche “normali”, moltissimi giacimenti, che però contengono ancora ingentissime quantità di idrocarburi. Ora che le riserve di olio convenzionale si stanno esaurendo, negli ultimi anni del XX secolo è iniziata la ricerca di tecniche che permettono l'estrazione e

l'utilizzo anche di questi idrocarburi tecnicamente "difficili" da produrre. Gli idrocarburi pesanti non sono producibili a bassi costi, ma sono abbondanti e nel XXI secolo rappresenteranno un'importantissima fonte di combustibili fossili. Processi sperimentali di distillazione di idrocarburi da rocce come gli scisti o le sabbie bituminose furono studiati già nel '700, per estrarre asfalti, bitumi e oli utilizzati per lampade. Non mancano le curiosità storiche: per esempio, da una formazione rocciosa nota come "scisti bituminosi di Besano", in provincia di Varese, conosciuta per il ritrovamento di resti fossili perfettamente conservati di pesci e grandi rettili, si estraeva il cosiddetto "saurolo", un olio pesante che, considerato una specie di "distillato di dinosauro", che ritenuto un medicamento potentissimo e polivalente! Nella seconda metà dell'800, il saurolo, molto simile all'ittiolo (che era prodotto in Tirolo, ma che ora è creato artificialmente), fu prodotto industrialmente e commercializzato da ditte farmaceutiche per la cura di malattie della pelle: fu utilizzato, in particolare, per la cura delle dermatiti contratte dai soldati italiani nelle campagne d'Africa. Nel sito di Besano era già attiva dal '700 l'estrazione mineraria degli scisti bituminosi, che venivano bruciati per illuminazione, e a partire dal 1830 nacque un progetto di estrazione di gas per l'illuminazione pubblica della città di Milano. Dopo questa fase pionieristica e sperimentale, le ricerche sugli idrocarburi non convenzionali sono ripartite, con crescenti stanziamenti di fondi, negli anni '80: sono state messe a punto nuove tecnologie di estrazione, produzione e trattamento degli oli viscosi, con importanti innovazioni tecnologiche che hanno reso lo sfruttamento sempre più redditizio in termini di fattore di recupero e di costi di produzione.

Le stime di quanto si trova nel sottosuolo non sono facili, ma si ritiene che nelle rocce sedimentarie del mondo ci siano probabilmente $1,8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (circa 12×10^{12} barili) di petrolio liquido. Gli idrocarburi liquidi, pur appartenendo tutti alla medesima famiglia, sono di diversa natura, costituiti da composti con diverse caratteristiche chimiche e fisiche: oli, oli pesanti, bitumi e oli molto pesanti. Gli oli di migliore qualità sono quelli meno viscosi e sono chiamati oli (o petroli) "convenzionali": sono quelli che possono venire estratti con metodi, appunto, convenzionali, con tecnologie già sviluppate ed ampiamente utilizzate da decenni in tutto il mondo, con costi relativamente bassi. Ma di tutte le riserve stimate, l'olio convenzionale costituisce solo una piccola parte (circa $0,5 \times 10^{12} \text{ m}^3$): la parte più consistente (circa $1,3 \times 10^{12} \text{ m}^3$) è costituita da oli ad alta viscosità, meno pregiati e molto più difficoltosi da estrarre. Una quantità analoga di materia organica, potenziale fonte di idrocarburi, si trova intrappolata sotto forma di kerogene (un precursore del petrolio) in rocce particolari come gli scisti e le sabbie bituminose, ma è in gran parte

ancora non tecnicamente ed economicamente producibile. Poichè le riserve di petrolio convenzionale stanno diminuendo, la ricerca si sta orientando verso lo sfruttamento degli idrocarburi più viscosi. Questi sono detti “non convenzionali” perchè per estrarli occorrono tecniche speciali, come l’estrazione mineraria, un opportuno trattamento delle rocce che li contengono o la riduzione della viscosità, per facilitarne l’estrazione. Inoltre, tutti questi idrocarburi “speciali” richiedono trattamenti preventivi prima di essere avviati alla raffinazione. Si tratta, quindi, di riserve potenzialmente enormi, ma per la cui estrazione e produzione sono necessarie tecnologie molto complesse, tuttora in fase di sviluppo, e costi aggiuntivi che, per il momento, non li rendono ancora competitivi. Ma le cose stanno rapidamente cambiando e il futuro della ricerca petrolifera si profila sempre più “non convenzionale”.

L’industria petrolifera americana sta investendo grandi capitali in ricerca e in sviluppo in questa fonte di idrocarburi non convenzionale in quanto può assicurare agli Stati Uniti svariati decenni di riserve certe e facilmente disponibili che potrebbero trasformare gli U.S.A nel principale produttore mondiale. Anche se negli Stati Uniti negli ultimi trent’anni non sono state costruite nuove raffinerie, oggi sono sott’esame cinque nuovi progetti; tre di queste nuove raffinerie sarebbero adibite al trattamento delle sabbie bituminose e uno per la raffinazione da olio pesante proveniente da depositi di scisti. Dei circa 1,6 milioni di barili al giorno di aumento preventivato di capacità di raffinazione, 1,1 milioni sarà destinato alla raffinazione di “tar sands”.

Per elaborare uno scenario tecnologico, in primo luogo bisogna identificare i mercati d’interesse e le caratteristiche del contesto competitivo. Nel caso degli idrocarburi, i mercati più rilevanti sono quelli dell’olio e del gas naturale, resi disponibili alle trasformazioni intermedie dalle attività di esplorazione e produzione e dalle tecnologie che in questo settore chiave competono fra loro per poi evolvere. L’olio e il gas naturale sono il punto di partenza di quelle attività che conducono ai mercati finali dell’energia elettrica e del calore, della mobilità, dei materiali e dei prodotti chimici più importanti.

Tali attività possono essere raggruppate nel modo seguente:

- l’industria “upstream”, che include tutte le attività, le tecnologie e le problematiche minerarie tipiche dell’industria degli idrocarburi, sia convenzionali, sia non convenzionali, ossia esplorazione, perforazione, produzione, stimolazione, separazione, abbandono e ripristino territoriale dei siti produttivi;

- l'industria "midstream", che comprende le attività, le tecnologie e le problematiche di trasformazione, conversione e valorizzazione degli idrocarburi a bocca di pozzo;
- l'industria "downstream" dell'olio, che include le attività, le tecnologie e le problematiche di trasporto e di movimentazione degli idrocarburi, liquidi, verso i mercati di utilizzazione (condotte, petroliere, navi metaniere, stoccaggi). Include, inoltre, la loro conversione nella prospettiva di una utilizzazione sotto forma di distillati nella motoristica per la mobilità o nell'industria petrolchimica;
- l'industria "downstream" del gas, che riguarda le applicazioni domestiche o industriali di questa fonte di energia che, essendo naturalmente pulita e/o purificata all'origine, non necessita di ulteriori fasi di raffinazione per essere usata come combustibile, in particolare per la generazione di calore o di elettricità.

I mercati finali, inoltre, possono essere suddivisi nel modo seguente:

- il settore della generazione di energia elettrica e calore, in cui competono anche altre fonti primarie quali il carbone, il nucleare, l'idroelettrico e le fonti rinnovabili, in assetti industriali concentrati o distribuiti sul territorio;
- il comparto della mobilità, in cui sostanzialmente i prodotti petroliferi non conoscono competitori in quanto l'uso dei combustibili gassosi o alternativi è tuttora stagnante, anche se in prospettiva dovrebbe crescere (soprattutto grazie ai biocombustibili);
- l'industria di produzione di prodotti e manufatti basata sulla petrolchimica, cui è diretto circa il 10% dell'olio prodotto;
- l'insieme delle tecnologie per la tutela ambientale, la sostenibilità e il *carbon management*, che risulta trasversale a tutte le attività e a tutti i prodotti/processi della filiera degli idrocarburi.

Risorse non convenzionali

In un quadro di preoccupazione crescente circa la stabilità delle aree in cui sono localizzate le riserve di idrocarburi, acquistano sempre più importanza le risorse non convenzionali, la cui dimensione stimata è illustrata nella figura [1], che contiene elaborazioni su dati di fonti diverse. A fronte di circa 1.000 Gbbl (miliardi di barili) di olio convenzionale e di 1.000 Gbbl equivalenti di gas naturale, il totale delle risorse stimate di greggi non convenzionali (*tar sand*, o sabbie bituminose, *oil shale*, o scisti bituminosi, bitume, *extra*

heavy oil, o olio ultraspesante) ammonta a circa 2.000 Gbbl equivalenti. Invece le riserve di gas non convenzionale, secondo stime, sarebbero pari ad almeno 7 volte le riserve accertate di gas naturale.

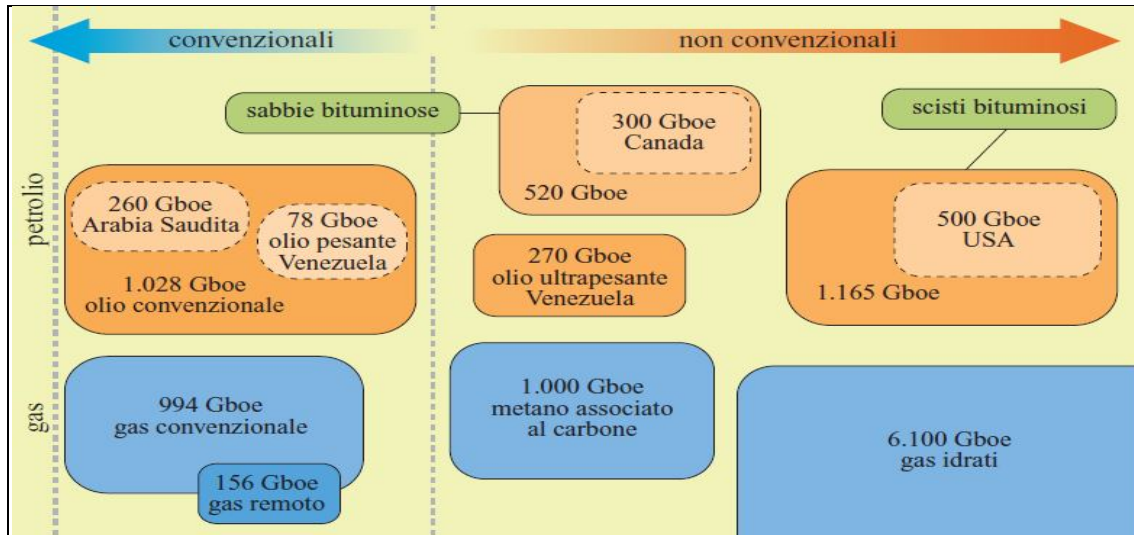


Figura 1 – Distribuzione idrocarburi.

Le tre principali aree geografiche in cui sono state finora localizzate le risorse non convenzionali più importanti sono il Canada (con il 36% del totale), gli Stati Uniti (con il 32% del totale) e il Venezuela (con il 19% del totale). Si prevede che nel 2030 la produzione equivalente di olio non convenzionale sarà di circa 10 Mbbbl/d (pari all'8% dell'offerta mondiale di greggio), proveniente in gran parte dalle sabbie bituminose canadesi e dal greggio ultraspesante venezuelano.

Gli idrocarburi liquidi non convenzionali sono una famiglia costituita da composti molto diversi tra loro, ma tutti accomunati da una densità e una viscosità elevate. Si considerano “greggi pesanti” gli oli con densità API (American Petroleum Institute) inferiore a 25°, mentre gli oli definiti viscosi hanno una viscosità >50 cP (centiPoise; 1cP=1mPa*s).

Gli idrocarburi con viscosità >10.000 cP e densità <10° API (quindi più densi dell'acqua) sono definiti “ultraspesanti”. Quest'ultima categoria comprende anche i bitumi estratti da sabbie e argille o scisti bituminosi. Gli idrocarburi pesanti sono anche caratterizzati da un contenuto importante in elementi estranei, come zolfo (presente con percentuali fino al 6-8%), azoto e metalli pesanti, in particolare nichel e vanadio: tutti questi componenti possono creare problemi in fase di raffinazione e lavorazione e causare inquinamenti ambientali. Gli idrocarburi non convenzionali si trovano in genere a profondità modeste

(<1.000 m), raramente al di sotto dei 3.000 m, poiché le alte temperature riducono la viscosità; molto spesso i reservoir sono arenarie ad elevata porosità. In genere, gli idrocarburi pesanti sono sempre presenti sul fondo dei reservoir, dove costituiscono una parte importante delle riserve, ma possono anche ritrovarsi concentrati quando gli idrocarburi, migrando dalla roccia madre dove sono stati prodotti (nella cosiddetta “finestra ad olio” tra i 3.500 e i 4.500 m di profondità), vengono sottoposti a processi di degradazione e alterazione (per esempio ad opera di batteri) o a processi di evaporazione e dilavamento delle frazioni più leggere e pregiate. Molto spesso si ritrovano in grandi quantità in bacini fluviali superficiali (come, per esempio nel bacino dell’Orinoco, in Venezuela), ed è proprio in questi luoghi che si concentrano le ricerche.

Le tecnologie di produzione di alcune fonti non convenzionali come *heavy oil* e *tar sand* si stanno consolidando grazie a importanti progetti industriali. Tecnologie in sito, che in genere comprendono iniezione di vapore o combustione sotterranea, vengono applicate per ridurre la viscosità del bitume e favorire il flusso verso i pozzi produttori, e il greggio pesante dell’area dell’Orinoco (Venezuela) viene diluito con greggio più leggero prima di essere inviato ai centri di trattamento.

Infine, le tecnologie dei pozzi orizzontali e di recupero tramite metodi termici hanno migliorato le economie di produzione di tali risorse in Canada.

CAPITOLO 1

1.1 Scenario economico

È molto probabile che nel prossimo ventennio la dinamica demografica sarà più lenta rispetto a quella degli ultimi venti anni del 20° secolo. Secondo alcune stime, infatti, su scala mondiale tale dinamica non sarà superiore all'1% medio annuo e ciò, nel lungo termine, comporterà una stabilizzazione tendenziale della popolazione.

Per quanto riguarda lo sviluppo economico futuro si prevede che, analogamente a quanto avvenuto negli ultimi anni, saranno ancora gli Stati Uniti e alcuni paesi asiatici a fare da volano alla crescita dell'economia mondiale.

L'economia europea, invece, inseritasi in ritardo nella fase ascendente del ciclo economico, in prospettiva sembra essere meno dinamica. Fino al 2030 la crescita del prodotto mondiale dovrebbe essere pari al 3,2% medio annuo (IEA, 2004), trainata da vecchi e nuovi protagonisti. Tra questi ultimi la Cina ha già assunto un ruolo di locomotiva dell'economia mondiale, grazie alla crescita degli investimenti pubblici e privati stranieri e all'aumento della produzione industriale sostenuta dall'espansione delle esportazioni.

I paesi asiatici più sviluppati sembrano trarre un vantaggio duraturo dalla dinamica economica cinese, che anche nel medio-lungo termine potrebbe procedere a ritmi sostenuti. Il Giappone pare confermare una sua ripresa dopo una lunga recessione, grazie anche all'incremento delle esportazioni verso le aree economiche contigue, dunque con una sostanziale dipendenza dall'andamento del commercio estero e quindi con un minore potenziale intrinseco per il futuro. Per l'area europea, infine, sono previsti tassi di crescita limitati e notevoli difficoltà a partecipare alla fase di ripresa che interessa altre aree mondiali.

Un ruolo da protagonista lo giocherà anche il “prezzo del petrolio”, infatti se si verificasse un'altra profonda recessione i prezzi potrebbero anche crollare ma non per un periodo di tempo prolungato. L'attuale costo medio si aggira sui 80 o 100 dollari. Se i prezzi scendessero sotto questo soglia, i grandi progetti verrebbero sospesi con conseguente crollo nelle forniture e dunque un progressivo nuovo rialzo nelle quotazioni.

Un altro interrogativo che arrovella le menti dei “catastrofisti” (per fortuna, molto meno quelle degli analisti finanziari) riguarda il cosiddetto “peak oil”; un'analisi logica basata sugli avvenimenti storici che indicherebbe che il mondo ha attraversato almeno cinque fasi

in cui doveva rimanere senza petrolio e ogni volta nuove tecnologie e nuovi orizzonti hanno spazzato via questa prospettiva. Un'ulteriore argomentazione è analitica e riguarda le ricerche fatte dall'IHS e dall'IEA; infatti con 87000 giacimenti e 4,7 milioni di pozzi il picco proprio non si intravede. Le risorse mondiali di petrolio non sono solo un concetto fisico ma rappresentano anche una nozione economica e tecnologica. Se, infatti, nelle previsioni sul "tight oil" di dieci anni fa la produzione veniva stimata in circa 200000 barili al giorno, entro la fine di questo decennio le attese potrebbero salire a tre milioni di barili. Questo per dire che non basta fare riferimento ai dati analitici sulla disponibilità delle risorse. Il fatto che le risorse vi siano, e questo è un dato di fatto, non significa che saranno sviluppate perché i fattori che concorrono allo sviluppo di risorse sono tanti e vanno dalla geopolitica, alle questioni interne dei singoli governi, dalla loro sostenibilità economica alla complessità dei progetti.

1.2 Scenario energetico

Secondo le stime più credibili, si presume che entro il 2030 la domanda di energia primaria potrebbe aumentare di circa il 60% rispetto ai livelli dell'inizio del 21° secolo. Da un punto di vista geopolitico, gli odierni paesi in via di sviluppo contribuirebbero per oltre il 60% all'aumento di questa domanda e nel 2030 rappresenterebbero quasi la metà dei consumi globali. Il tasso annuale medio di crescita si attesterebbe all'1,7%, mentre l'intensità energetica, definita come la quantità di energia necessaria a produrre 1 dollaro di PIL (Prodotto Interno Lordo), continuerebbe a diminuire lentamente per effetto del miglioramento dell'efficienza energetica e della minore incidenza dell'industria pesante sull'economia mondiale. L'olio continuerebbe a essere la fonte principale dell'energia primaria, sospinto soprattutto dalla domanda di carburanti, mentre la domanda di gas naturale registrerebbe una crescita rapida a causa delle richieste del settore elettrico; il carbone rimarrebbe il principale combustibile per la produzione di energia elettrica, in netta competizione con il gas naturale; il nucleare, infine, tenderebbe a diminuire come quota di partecipazione al fabbisogno globale di energia.

Le risorse energetiche del pianeta sembrano più che sufficienti a soddisfare la domanda fino al 2030 e anche oltre, ma sono incerte le previsioni circa i costi della loro estrazione e produzione. Le risorse di combustibili fossili sono limitate, ma il mondo è lungi dall'esaurirle, come risulta anche dai dati riportati di seguito. Relativamente agli

idrocarburi liquidi e gassosi, le riserve accertate di olio, ovvero quelle che possono essere recuperate dai giacimenti esistenti con l'attuale tecnologia, alle attuali condizioni economiche, ammontano a circa 1523 Gbbl; per quanto riguarda il gas naturale le riserve accertate ammontano a 196.878 Gm³.

Quindi, considerando l'implementazione dell'indice econometrico R/P ovvero risorse provate su produzione annua, si prevede che le riserve di greggio convenzionale dureranno per circa 50 anni e quelle di gas naturale per circa 60 anni. Vi sono poi le riserve non convenzionali di olio e di gas, come le sabbie bituminose del Canada e il greggio ultrapesante del Venezuela, che danno un tipo di greggio più simile al bitume. A queste vanno aggiunte le riserve di gas non convenzionale, per esempio il gas producibile dai giacimenti di carbone (*coal bed methane* o *coal mine methane*) e gli idrati di gas: entrambi possono costituire a lungo termine una risorsa abbondante e duratura.

La relativa scarsità di riserve accessibili a bassi costi di scoperta e di estrazione potrà costituire non solo il fattore critico dello scenario, ma anche anche il motivo per innovare: è molto probabile, infatti, che la necessità di ricostituire le riserve già prodotte e il progressivo declino delle aree di produzione più stabili dal punto di vista politico e normativo (Stati Uniti, Mare del Nord) spingano l'industria petrolifera a collocarsi su aree di frontiera, affrontando costi crescenti, più elevati profili di rischio e ritorni economici differiti nel tempo.

Le aree non OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries) più promettenti sono il Mar Caspio, la Russia, nonché l'Africa settentrionale e occidentale.

Secondo i più accreditati scenari energetici, per la domanda di olio è previsto un incremento medio annuo dell'1,6%, soprattutto nelle aree emergenti: infatti, l'area asiatica da sola potrebbe assorbire circa un terzo dell'incremento del consumo mondiale di prodotti petroliferi. Si prevede, inoltre, che nel 2035 la domanda mondiale di olio possa superare i 100 Mbbl/d (oggi si attesta sugli 87Mbbl/d), sostenuta dall'aumento della domanda di mobilità nelle aree in via di sviluppo. Il tasso di crescita della domanda di gas naturale potrebbe essere superiore a quello dell'olio per l'affermazione nel settore termoelettrico, soprattutto in Europa.

Nell'America Settentrionale, le tensioni sui prezzi derivanti dal declino della base produttiva potrebbero frenare l'espansione della domanda, ma nel contempo promuovere sviluppi di nuove opzioni di offerta. La spinta all'aumento mondiale dei consumi di gas naturale è sostenuta dalla crescita economica e dalla preferenza accordata a questo combustibile in virtù delle sue migliori qualità ambientali rispetto alle altre fonti fossili.

Il settore del gas naturale continuerebbe a mantenere una connotazione regionale, malgrado la spinta all'internazionalizzazione impressa dalla liberalizzazione dei mercati e dall'ampliamento del mercato del GNL (Gas Naturale Liquefatto). Gli sviluppi in questo campo non potranno prescindere dalla creazione di vantaggi di costo per consentire la competizione anche in mercati che appaiono relativamente saturi di offerta.

Nei paesi OCSE (Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico) continua ad aumentare l'inasprimento normativo sulle emissioni dei veicoli che, in prospettiva, potrebbe portare a un'armonizzazione convergente verso il limite chiamato 'emissioni zero'.

Dalla notevole incidenza della questione ecologica derivano in modo evidente sia la copiosa normativa sull'ambiente, sia la crescente importanza attribuita agli accordi volontari, settoriali e generali, nonché ai trattati internazionali. Questi ultimi sono diverse centinaia e il 75% circa di essi è stato stipulato dopo la prima conferenza delle Nazioni Unite sull'ambiente umano tenutasi a Stoccolma nel 1972. Essi riguardano diverse questioni: ozono atmosferico, inquinamento atmosferico, rifiuti pericolosi, gas serra e così via.

Negli ultimi anni, inoltre, si è assistito a una forte crescita del numero delle ONG (Organizzazioni Non Governative) che si interessano all'ambiente, nonché all'estensione della loro influenza. Tutto ciò ha una notevole ricaduta nella tendenza sempre più accentuata alle innovazioni di processo e a quelle di prodotto e di sistema.

L'innovazione, quindi, ricopre un ruolo importante nel bilanciamento del sistema, in quanto fattore risolutivo di contraddizioni esistenti o emergenti: in altre parole rappresenta il punto centrale di snodo tra tendenze lineari spontanee e forze di cambiamento incerte o eccentriche.

Sarà la tecnologia l'elemento decisivo che condiziona il panorama energetico mondiale nei prossimi anni. Stati Uniti, Canada, Messico, i Paesi che grazie alla scoperta di grandi giacimenti di idrocarburi non convenzionali, vedranno aumentare in misura maggiore le proprie risorse energetiche e le possibilità di sfruttarle. E, proprio il grande ruolo che giocheranno tight gas e tight oil nella partita dell'energia, favorirà le compagnie petrolifere internazionali, che, nelle aree in cui tecnologia e sviluppo dei progetti sono importanti possono contare su un notevole vantaggio competitivo nei confronti delle compagnie petrolifere di stato.

1.3 Settore upstream: tecnologie in evoluzione

Gli obiettivi fondamentali di questo settore rimangono la riduzione dei costi, l'aumento della produzione e la scoperta di nuove e riserve di idrocarburi.

Anche se permane una relativa abbondanza di riserve recuperabili per effetto dell'evoluzione tecnologica, vi sono problemi geopolitici di accesso e di economicità di sfruttamento delle riserve accessibili. Per l'olio, si continua a registrare una divergenza tra le aree in cui sono localizzate le riserve e quelle in cui risiedono i consumi: oltre il 90% delle riserve si trova in paesi in via di sviluppo e OPEC, mentre nei paesi OCSE è concentrato circa il 60% della domanda.

Per il gas naturale tale divergenza appare meno accentuata, poiché gran parte della produzione è consumata generalmente nella macroarea in cui viene prodotta. Negli ultimi anni, tuttavia, diverse compagnie petrolifere hanno potuto effettuare campagne esplorative anche in aree OPEC. Paesi come la Libia, l'Iran e l'Arabia Saudita, che dal periodo delle nazionalizzazioni non avevano più concesso licenze per esplorazione nel loro territorio, hanno aperto alle compagnie straniere, ma solo per il gas naturale.

L'offerta di questa materia prima non sembra caratterizzata da limitazioni, se non in America Settentrionale: infatti il mercato europeo e quello asiatico sono in una condizione di abbondanza destinata a durare ancora alcuni anni. La produzione da nuove aree di frontiera è promettente, ma richiede notevoli investimenti in infrastrutture:

le zone a più alto potenziale si trovano nell'Artico (Prudhoe Bay in Alaska, il delta del Mackenzie

in Canada), ma sarà determinante anche la possibilità di accesso ad aree finora gravate da moratorie e vincoli ambientali.

La storia dell'industria petrolifera ha dimostrato come l'utilizzazione delle nuove tecnologie possa incidere positivamente su tutta la catena di esplorazione, perforazione, produzione, coltivazione dei giacimenti, contribuendo così ad aumentare la percentuale di successo nelle esplorazioni, a incrementare il fattore di recupero dei campi e, nel frattempo, migliorare le condizioni di sicurezza delle operazioni, riducendone l'impatto ambientale.

Contemporaneamente le nuove tecnologie hanno ridotto, a seconda delle aree geografiche, i costi di ritrovamento e di sviluppo del 50-80%. Un risultato importante dell'applicazione di nuove tecnologie è stato ottenuto nel Mare del Nord dove, tra il 1990 e il 1997, si è avuto un aumento delle riserve di oltre il 30%. Il contributo più rilevante è stato fornito

dalle tecnologie di esplorazione geofisica (sismica in particolare) di perforazione, e dai sistemi di produzione sottomarini. Altri risultati di rilievo sono stati ottenuti e documentati nelle più importanti aree petrolifere del mondo.

È quindi ragionevole ritenere, come emerge dai documenti della SPE (Society of Petroleum Engineers) e dalle pubblicazioni delle principali compagnie di servizio, che il ruolo della tecnologia sarà ancora più importante in futuro.

La percentuale di scoperte degli ultimi trent'anni appare in crescita costante e si presume che si arriverà a superare il 30% (media mondiale), e ciò malgrado continuo a diminuire sia la frequenza di ritrovamento dei *giant fields* (giacimenti giganti), sia la dimensione media dei giacimenti scoperti, e nonostante la ricerca esplorativa sia sempre più ardua dal punto di vista geologico e ambientale.

Non sarà tuttavia infrequente toccare valori superiori all'80% in nuove aree nelle quali sarà possibile applicare con successo alcune tecnologie innovative di esplorazione.

Le tecnologie emergenti per l'esplorazione tendono a migliorare la costruzione dell'immagine del sottosuolo utilizzando prospezioni sismiche ad alta risoluzione, quali la sismica multicomponente (che utilizza le onde sismiche di taglio) e lo studio delle variazioni di ampiezza del segnale sismico (AVO, Amplitude Variation with Offset). Entrambi, una volta sviluppati appieno (la loro attendibilità è ancora limitata e legata alle caratteristiche geologiche dell'area in esame), consentiranno di discriminare sia i corpi litologici sia i contenuti in fluidi (olio, gas, acqua). In rapido sviluppo sono anche le tecnologie per 'vedere' in dettaglio i corpi geologici in profondità, con misure dal fondo pozzo in fase di perforazione. Le difficoltà attuali potranno essere presto superate, cogliendo insieme tre obiettivi: incrementare la percentuale di scoperta, caratterizzare meglio i giacimenti con conseguente aumento dei recuperi e facilitare il raggiungimento del target esplorativo con minori costi di perforazione.

Si ritiene che un impulso all'individuazione dei giacimenti verrà dalla modellizzazione quantitativa probabilistica dei bacini sedimentari, con possibilità di identificare fluidi e litologie, e dalle tecniche di cattura e analisi delle tracce di idrocarburi in superficie che diffondono dagli accumuli sottostanti, grazie soprattutto alla geochimica e alla spettrofotometria aerea, ambiti che hanno visto applicazioni industriali combinate molto promettenti alla fine degli anni Novanta.

Tra i principali obiettivi tecnologici nell'ambito dello sviluppo e della produzione vi è l'aumento del fattore di recupero dei giacimenti a olio che, al momento, in media è pari al 35%, ma che per molti importanti giacimenti fratturati e/o di olio pesante vale meno del

20% (è quasi ottimale invece per i giacimenti a gas con valori superiori al 70%). Questo significa che in media il 70-80% dell'olio scoperto non può essere estratto. Alcune esperienze hanno dimostrato che l'applicazione integrata di nuove tecnologie emergenti può portare a fattori di recupero superiori al 70%. Nell'ambito dello sviluppo e della produzione, l'altro obiettivo tecnologico principale è costituito dalla riduzione dei costi di sviluppo e di quelli operativi, sia per aumentare la redditività dei campi nuovi e di quelli maturi, sia per rendere sfruttabili i campi a scarsa economicità, che sono già numerosi e destinati ad aumentare nei prossimi anni. Per quanto riguarda il fattore di recupero, sembrano promettenti alcune tecnologie di tipo esplorativo come la sismica 4D (a quattro dimensioni, ovvero la moderna sismica tridimensionale ripetuta nel tempo) e la tomografia inter-pozzo, che permetteranno di monitorare in tempo reale i giacimenti e consentiranno, tra l'altro, di elaborare una mappa della pressione e del movimento dei fluidi. Tutto fa ritenere che, entro 10 anni, la maggior parte dei campi sarà dotata di sensori in superficie, grazie anche alla miniaturizzazione degli strumenti e all'impiego di fibre ottiche. Si potranno così massimizzare la produttività di pozzo e il drenaggio di ogni parte del giacimento e quindi ottimizzare i processi di recupero assistito (EOR, Enhanced Oil Recovery). Questi ultimi saranno applicati nella vita produttiva dei giacimenti, sia per aumentare la produttività, sia per il corretto smaltimento dei fluidi (gas acidi) nel sottosuolo per ragioni di tutela ambientale.

Tra le tecnologie in rapida evoluzione vi sono: *a)* i pozzi lanciati (oggi il record è di circa 11 km ed è ipotizzabile raggiungere 15 km in un decennio); *b)* i pozzi multilaterali, con possibilità futura di avere fino a 10 dreni orizzontali controllabili per pozzo; *c)* i completamenti intelligenti; *d)* le separazioni in pozzo dell'acqua prodotta con re-iniezione in altro livello dello stesso pozzo.

Il problema della gestione dei gas acidi e dello zolfo è legato da un lato alla salvaguardia ambientale, che impone controlli sempre più stretti sulle emissioni di composti solforati e sulla logistica dello zolfo, e dall'altro alla qualità degli idrocarburi prodotti. Secondo alcuni esperti questa criticità interessa oggi il 25-30% della produzione mondiale di gas naturale, ma tale quota sembra destinata ad aumentare nel tempo fino al 40%, se aree come la Russia e il Medio Oriente diverranno attori importanti nell'offerta mondiale di gas naturale.

Questo equivale a prevedere nell'arco di 15 anni un aumento sensibile della produzione annua di zolfo legata all'estrazione di gas naturale.

Il cambiamento più importante sul fronte della produzione è rappresentato dall'espansione delle risorse globali grazie all'utilizzo della fratturazione idraulica e della perforazione orizzontale nei settori del tight oil e del tight gas. Oggi la tecnologia ha aperto nuovi orizzonti in Occidente ed ha aumentato le scorte e la produzione potenziale, un fatto questo che rappresenta un notevole cambiamento. Potrebbe inoltre aprire nuovi orizzonti in Russia nel campo del tight oil, in Europa Orientale nel campo del gas e in Cina e in Sud America nel campo del tight gas. Quindi nel corso dei prossimi vent'anni si profila un potenziale aumento nell'accesso alle risorse per entrambi questi idrocarburi.

CAPITOLO 2

2.1 Nuove fonti di greggio.

Lasciando da parte la liquefazione del carbone e la conversione del gas in combustibili liquidi (GTL, Gas To Liquids) e da biomassa, rimangono soltanto tre sorgenti realistiche di olio non convenzionale: gli oli pesanti, le sabbie bituminose e le argille bituminose, di cui sono peraltro impossibili rigide definizioni in quanto esiste tra le categorie una naturale sovrapposizione.

In questo capitolo si usa genericamente il termine *olio viscoso* per rappresentare tutto il petrolio liquido con una viscosità *in situ* superiore a 50 cP; usualmente questi greggi sono caratterizzati da una densità API inferiore a 25.

Oli viscosi si possono anche trovare a profondità di 3.500 m (come nel caso del giacimento di Tuha in Cina), ma a causa della catagenesi e degli effetti termici sulla viscosità i più grandi accumuli sono poco profondi (1.000 m) e depositi di greggi viscosi in quantità significativa (100 cP) sono rari al di sotto dei 3.000 m.

2.1.1 Oli pesanti

Con *olio pesante* si intende generalmente un olio con mobilità bassa nelle sue condizioni naturali (in giacimento), ma in grado di fluire lentamente verso i pozzi senza alcuna forma di stimolazione, seppure con velocità non economiche o modeste. In termini di viscosità, il limite superiore di viscosità comunemente accettato per classificare gli oli pesanti è 10.000 cP, in quanto sopra a questo limite pozzi a produzione economicamente spontanea, anche con coproduzione di sabbie o tecnologia di drenaggio orizzontale, non sono generalmente possibili.

La grande maggioranza degli oli pesanti (90%) si trova a poca profondità in arenarie ad alta porosità ($\phi > 25\%$); depositi carbonatici significativi sono di gran lunga meno comuni, caratterizzati da porosità inferiore ($\phi < 15\%$). I contenuti di zolfo e azoto sono alti, e i greggi contengono anche tracce dei metalli pesanti nichel e vanadio.

Tra i grandi depositi di oli (ultra)pesanti, il più notevole è quello della zona petrolifera chiamata Faja del Orinoco, in Venezuela, con oli dalle viscosità comprese nell'intervallo 500-8.000 cP, intrappolati in sabbie con porosità del 30% che si trovano a profondità tra i

400 e i 900 m. Essi sono caratterizzati da alta densità (10 °API) e alto contenuti di zolfo (2%).

Grandi depositi di oli pesanti si trovano anche in Kazakhstan, Canada e Russia e altri possono trovarsi quasi in ogni bacino petrolifero sedimentario.

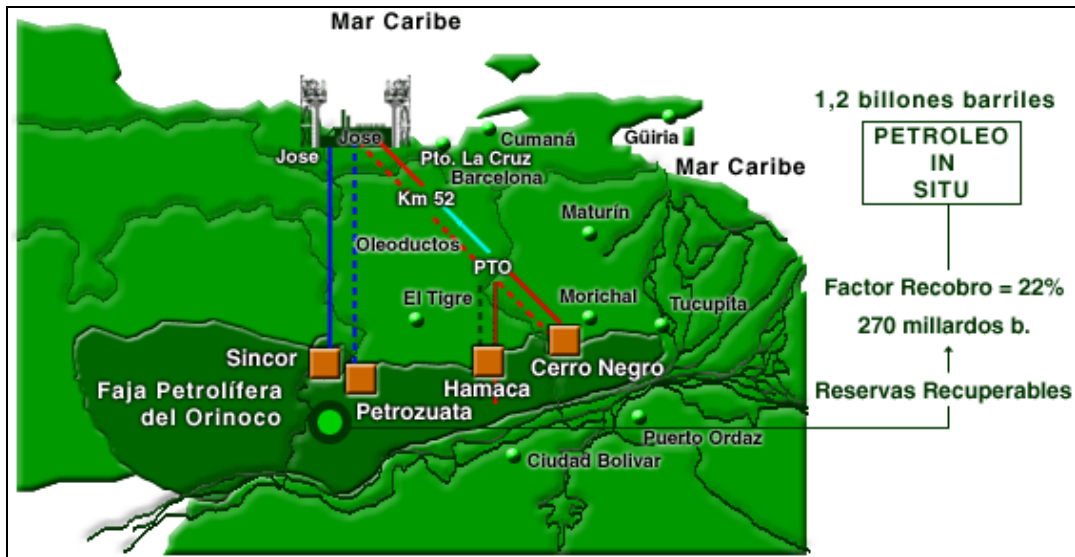


Figura 1- Faja dell'Orinoco in Venezuela.

2.1.2 Sabbie bituminose

Il termine *sabbie bituminose* è utilizzato diffusamente in senso generico per descrivere una qualunque arenaria non cementata ad alta porosità che contiene olio, ma per quanto riguarda i giacimenti della regione di Alberta (Canada) e anche altrove è usato per identificare oli viscosi

non mobili contenuti in depositi sabbiosi prossimi alla superficie. Il più grande accumulo di sabbie bituminose è localizzato appunto in Canada dove vasti depositi, spesso con accumuli effettivi di sabbie mineralizzate ad olio che superano 60 m di spessore, si trovano a profondità relativamente modesta in sabbie con porosità del 30% (0-600 m).

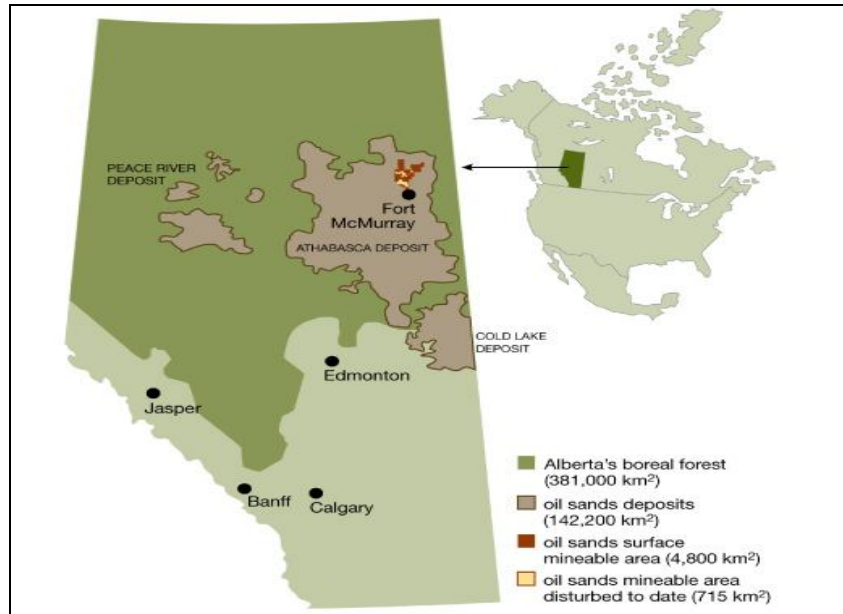


Figura 2- Mappa delle tar sands Canadesi.

Questi depositi sono stati denominati con termini inglesi equivalenti (*bituminous sands*, *tar sands* e *oil sands*) e contengono oli ad alto contenuto in zolfo con viscosità spesso superiori a 2×10^6 cP. Ci sono giacimenti più modesti di sabbie bituminose in Cina, Russia, India, Indonesia, Ecuador e anche in altri paesi.

Lo sfruttamento commerciale del 15% del giacimento superficiale di Athabasca in Canada potrebbe generare 75-100 Gbbl di olio in una durata di vita di coltivazione completa; dal 1963 sono in esercizio attività minerarie volte alla produzione di greggio. Per avere un'idea dell'impatto di questa quantità, si consideri che essa potrebbe sostenere 2,5 Mbbl al giorno per oltre 100 anni, mentre gli attuali tassi di estrazione sono dell'ordine di 600.000 bbl/d. Altri giacimenti superficiali (Brasile, Cina, Russia, ecc.) potrebbero produrre dai 20 ai 40 Gbbl, ma questi sono molto meno ricchi delle sabbie canadesi in termini di rapporto spessore utile/terreni di copertura.

La tabella in figura [3] mostra la produzione attuale e quella pianificata dalle sabbie bituminose della regione di Alberta. Realisticamente, una nuova produzione di circa 100.000 bbl/d potrebbe essere conseguita ogni anno per i prossimi 20 anni, così che il giacimento possa garantire circa 2,5 Mbbl/d dal 2025 circa, produzione che potrebbe essere sostenuta fino al 22° secolo inoltrato. La produzione per estrazione da altri depositi nel mondo probabilmente non supererà mai il 20% di questo valore, e qualora ciò accadesse sarebbe comunque soltanto nel lontano futuro (dopo il 2050).

PROGETTO	PRODUZIONE 2003 (bbl/d)	PRODUZIONE PIANIFICATA PER IL 2012 CIRCA (bbl/d)
Syncrude	255.496	≈500.000
Suncor	273.563	≈550.000*
AOSP-Athabasca Oil Sands Project	51.230	≈525.000
Northern Lights	0	≈100.000
Kearl Lake	0	≈100.000
Horizon	0	≈232.000
TOTALE	580.289	≈2.007.000

Figura 3-Produzione di olio dalle tar sands canadesi.

Nell'escavazione a cielo aperto, lo spessore dei terreni di copertura definisce la risorsa economicamente estraibile; nel caso delle sabbie bituminose, è improbabile che la coltivazione sotterranea possa diventare economica nel futuro. La rimozione delle coperture, il trasporto dei minerali e il trattamento dei residui di estrazione, insieme, costituiscono le maggiori problematiche di questa attività estrattiva. Il trasporto dello slurry delle sabbie estratte contribuisce a ottenere una buona disaggregazione prima dell'estrazione e, dopo l'estrazione, la roccia residua (*tailing*) è inviato in bacini di decantazione attraverso pipeline dedicate. L'estrazione in acqua calda comporta flottazione con schiuma di una sospensione di acqua e olio addizionata con calore e NaOH per massimizzare il rilascio di olio. La tecnologia corrente consente di raggiungere un'efficienza di estrazione dell'olio pari al 92%, e ogni m³ di materiale estratto, a fronte della necessità di rimuovere 0,2-0,6 t di sterile di copertura, rende circa 200 l di bitume, 1,1 m³ di sabbia residua e intorno a 0,3 m³ di fanghi liquidi, che comprendono olio, argilla e acqua. La schiuma viene trattata per rimuovere minerali e acqua prima di una fase di upgrading e, fatto di particolare interesse, e in alcuni giacimenti il processo induce la concentrazione di rutilo, una fonte di titanio con potenziali economici non trascurabili.

2.1.3 Argilliti bituminose (*Oil Shales*)

L'olio si genera in rocce denominate argilliti, a partire da materia organica, nel corso di aumenti della profondità di sepoltura e di temperatura (catagenesi). Esso fuoriesce poi da queste rocce per flusso indotto da fratture e si accumula in serbatoi calcarei e arenacei. Ciò

considerato, nella maggior parte dei bacini sedimentari, ci sono argilliti che contengono kerogene (*“miscela di composti chimici organici che costituiscono una porzione della materia organica nelle rocce sedimentarie. È insolubile nei normali solventi organici causa dell'enorme peso molecolare (più di 1.000 dalton) dei composti costituenti. La porzione solubile è nota come bitume. Quando è riscaldato alle giuste temperature nella crosta terrestre (finestra del petrolio ca. 60–160 °C, finestra del gas ca. 150–200 °C, entrambe dipendenti dalla rapidità con la quale la roccia madre è riscaldata), alcuni tipi di kerogene liberano petrolio o gas naturale, che sono particolari combustibili fossili. Quando tali kerogeni sono presenti in alta concentrazione in rocce come gli scisti formano possibili rocce madri. Gli scisti ricchi di kerogeni che non sono stati riscaldati ad alta temperatura per liberare i loro idrocarburi potrebbero formare depositi di scisto bituminoso”*), rappresentato principalmente da materia organica ricca in carbonio, semisolida e immatura, risultato della generazione anaerobica di CH₄. Le rocce argillose bituminose si trovano dovunque nel mondo, ma soltanto i depositi che contengono più dell'8% in peso di kerogene sono considerati risorse future potenziali. Ci sono due

difficoltà con questa tipologia di rocce: il kerogene stesso non è propriamente un liquido e non può fluire nemmeno sotto alti gradienti di pressione; inoltre, il kerogene si trova in strati argillosi a grana fine di permeabilità intrinseca bassa. Il kerogene è una materia solida organica con rapporto H/C più basso del bitume, formato principalmente dalla decomposizione anaerobica di alghe, plancton e batteri. Si può trovare in lenti disseminate, particelle o sottili lamine con spessori fino a diversi millimetri. I depositi di interesse economico si trovano esclusivamente in argilliti, rocce che costituiscono gli equivalenti relativamente superficiali di strati sepolti a profondità molto superiori, che svolgono la funzione di roccia madre durante la catagenesi.

Le argilliti bituminose (comunemente note come oil shales, o anche scisti bituminosi) non sono mai state sepolte a profondità sufficienti per generare idrocarburi liquidi. Le risorse mondiali complessive di scisti bituminosi non sono ben definite, a causa della dispersione dei dati e della controversa scelta di un valore limite per la produzione economica (generalmente considerato equivalente a una resa di 40 litri di olio per tonnellata), ma si assume possano essere stimate in 3.000-4.000 Gbbl (Dyner, 2003). Ricchi depositi, come quello della Green River Formation (Stati Uniti), possono arrivare localmente a un contenuto in olio del 16% in massa totale, un valore leggermente più alto di quello delle più ricche sabbie bituminose (12-14%).

Il contenuto organico e l'accessibilità dei giacimenti guidano la praticabilità commerciale degli scisti bituminosi. Il contenuto organico è valutato applicando il *retorting* (riscaldamento in una "storta" di laboratorio) a bassa temperatura (500 °C) o la resa in olio durante la distillazione distruttiva. Soltanto gli scisti bituminosi più ricchi in olio (>10%) si possono considerare risorse nel breve termine (50 anni), e anche negli scenari più ottimistici è improbabile che l'olio da scisto possa mai soddisfare più del 10% del fabbisogno petrolifero mondiale.

La struttura a grana fine degli scisti bituminosi preclude quasi tutte le tecnologie di estrazione *in situ*, con l'eccezione di alcune tipologie di retorting. Per esempio, per generare permeabilità, su una massa idonea di argillite viene applicata un'estrazione parziale per via mineraria, seguita da fratturazione per esplosione, per poi avviare combustione inversa con liquido prodotto raccolto alla base della 'storta' (vedi figura [4]).

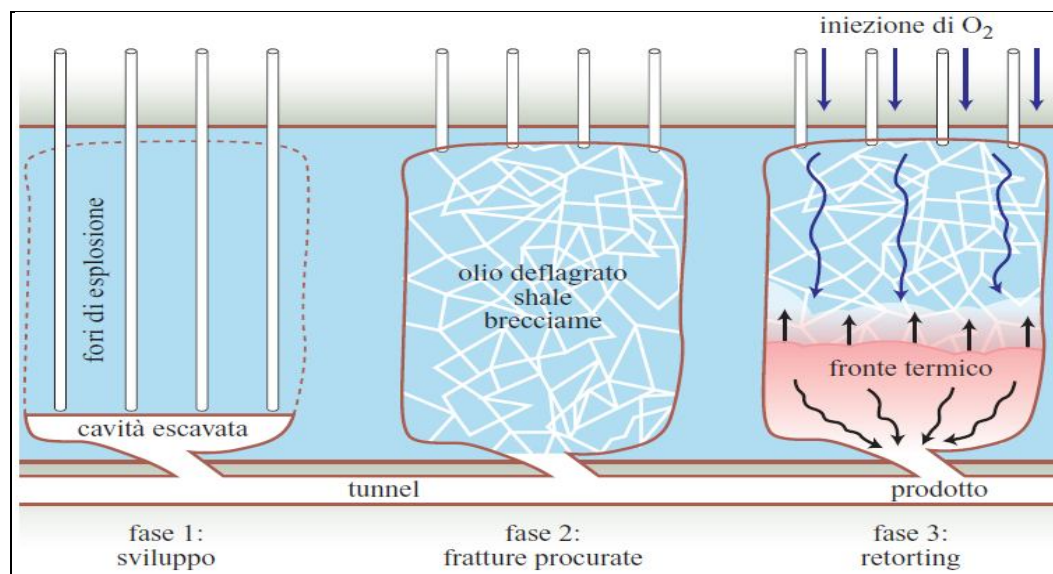


Figura 4- Principi di retorting per gli scisti.

L'estrazione di scisti bituminosi e il retorting di superficie che utilizza distillazione distruttiva con idrogenazione sono stati utilizzati per produzioni su piccola scala in Estonia e in Cina, e altrove sono stati testati progetti pilota (prevalentemente negli Stati Uniti e in Australia).

L'olio ottenuto dagli scisti bituminosi deve essere sottoposto a upgrading per generare prodotti utili. Alcuni minerali e i metalli presenti negli scisti bituminosi (nahcolite,

dawsonite, uranio, vanadio, ecc.) possono rendere il trattamento economicamente più interessante per il loro valore aggiunto, ma ingenti volumi di roccia esausta da retorting rappresentano un grande problema di gestione dei residui.

2.1.4 I primi anni di produzione

Tentativi di produrre petrolio ultraspesante su vasta scala risalgono alla metà del 20° secolo, anche se una sua produzione non termica a scala ridotta ha avuto luogo da tempi ben più lontani. I tentativi iniziali che utilizzavano vapore si dimostrarono efficaci e molti paesi hanno allo studio progetti di EOR termici; Stati Uniti, Canada, Indonesia, Romania, Russia, Cina, Kazakhstan e anche altri paesi producono attualmente circa tra i 4 e i 5 milioni di barili al giorno attraverso diverse tecnologie EOR con iniezione vapore (*Recupero terziario ovvero EOR (Enhanced Oil Recovery): in questo stadio, il petrolio viene riscaldato con vapore, per renderlo più fluido e facilitando la sua estrazione. In genere si usa un'impianto di cogenerazione, ovvero si costruisce una centrale termoelettrica (una turbina a gas, ad esempio) il cui calore di scarto viene usato per produrre vapore. In questa applicazione, ove l'efficienza elettrica non è critica, una turbina a gas è l'ideale, perché il calore di uscita è ad alta temperatura, di svariate centinaia di gradi, ideale per produrre vapore. Sistema ideale ove il petrolio è pesante (denso). In questo stadio si recupera un'altro 5-15% delle riserve.*). La combustione *in situ* (combustione parziale in giacimento) fu già testata nel 1953, ma deve ancora vedere una generale applicazione per i greggi pesanti. Nel periodo 1973-90 furono tentati molti altri metodi EOR, tra cui il flussaggio con acqua (*water flooding*), l'iniezione di solventi (*solvent injection*), lo spiazzamento con polimeri (*polymer displacement*), metodi a micelle e diverse altre tecniche che fanno uso di elevati gradienti di alta pressione (Dp) di spiazzamento, con minimo successo commerciale a causa delle instabilità di flusso. A partire dagli anni Ottanta, si sono sviluppati nuovi concetti: tra i principali, la riscoperta che la coproduzione di sabbia aumenta la spinta del gas disciolto in oli viscosi (Kobbe, 1917), l'avvento di perforazioni orizzontali di semplice realizzazione e una comprensione più profonda della fisica del drenaggio per gravità.

La produzione non termica che utilizza pozzi convenzionali, coproduzione di sabbia (0,7 Mbbl/d in Canada) e pozzi orizzontali (0,7 Mbbl/d soltanto in Venezuela) attualmente

genera una produzione di 4 Mbbl/d di greggio pesante. L'applicazione di questi due ultimi metodi sta crescendo a scala globale, ma forse lo sviluppo più significativo fino a oggi è la produzione termica mediante il SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage; È una forma avanzata di stimolazione con vapore in cui una coppia di pozzi orizzontali sono forati all'interno del reservoir, uno a pochi metri sopra l'altro. Vapore ad alta pressione è continuamente iniettato nel pozzo superiore per riscaldare l'olio e ridurre la sua viscosità, questo fa sì che l'olio riscaldato affluisca nella pozzo inferiore, dove viene pompato fuori.*), che ha consentito di incrementare la stima delle riserve canadesi definite dal parametro URR (Ultimate Recoverable Reserves, ovvero è una stima della quantità totale di petrolio recuperabile che esiste nel terreno prima che la produzione abbia inizio) fino 175 Gbbl nel 2003. Questi tre recenti sviluppi, insieme all'estrazione di superficie in Canada, sosterranno nei prossimi decenni gli aumenti di produzione di olio pesante, sebbene tecnologie emergenti e altri nuovi concetti continueranno a influire sulla considerazione di ciò che costituisce una risorsa recuperabile.

2.2 Gas non convenzionale

Storicamente l'espressione *gas non convenzionale* ha avuto differenti significati per i governi, le organizzazioni e le imprese pubbliche e private. Alla metà degli anni Settanta negli Stati Uniti le prime distinzioni erano basate su aspetti economici: le risorse di gas naturale non convenienti o poco convenienti da un punto di vista economico furono definite non convenzionali o anticonvenzionali (*NB. la definizione non convenzionale non si riferisce a diverse proprietà chimico-termodinamiche della miscela rispetto al gas definito convenzionale, bensì si riferisce alla difficoltà estrattiva dell'idrocarburo essendo intrappolato in formazioni non permeabili*).

Il termine gas non convenzionale (e gas anticonvenzionale) iniziò a raggiungere un diffuso utilizzo

negli Stati Uniti alla fine degli anni Settanta come risultato degli atti governativi Natural Gas Policy del 1978 e Crude Oil Windfall Profits Tax del 1980, i quali fornirono incentivi fiscali alle imprese per incoraggiare la conservazione dell'energia e la produzione di risorse energetiche alternative, incluso il gas non convenzionale (NPC, 1980). Recentemente, sono state suggerite alcune distinzioni geologiche per identificare il gas non convenzionale.

In questa classificazione, le risorse di gas convenzionale sono depositi guidati dalla spinta di galleggiamento, mentre le risorse di gas non convenzionale non sono guidate dalla spinta di galleggiamento (Law e Curtis, 2002). Queste risorse non convenzionali sono diffuse regionalmente e spesso sono indipendenti dalla presenza di trappole stratigrafiche o strutturali.

Numerosi giacimenti di gas naturale sono stati associati al termine gas non convenzionale.

Questi includono:

- a) gas naturale presente in strati di carbone (Coal Bed Methane, CBM) non sfruttabili commercialmente;
- b) gas naturale contenuto in argille (shale gas);
- c) gas naturale contenuto in depositi clastici a bassa permeabilità (gas di sabbie compatte, gas da arenarie compatte, o *tight gas*);
- d) gas biogenico naturale nei giacimenti convenzionali;
- e) idrati di gas naturale (idrati di metano);
- f) gas naturale prodotto da rifiuti solidi urbani (gas di discarica, gas biogenico);
- g) gas naturale negli acquiferi geopressurizzati;
- h) gas naturale in rocce metamorfiche e ignee con sistemi di fratture naturali;
- i) gas naturale in formazioni carbonatiche e clastiche profonde (6.000 m).

Sebbene tutte queste risorse possano essere identificati come giacimenti di gas non convenzionali, attualmente quattro tipi principali di giacimenti sono obiettivo dell'industria petrolifera: il CBM, il gas associato alle argille, il *tight gas* e gli idrati di metano.

Negli ultimi venti anni si è arrivati a considerare il *tight gas* un giacimento di gas più tradizionale e convenzionale (malgrado la sua bassa permeabilità);

2.2.1 Sviluppo storico

Esistono fortunati esempi storici di produzione commerciale di CBM e di gas naturale da formazioni argillose: la produzione di gas da argille da un pozzo perforato nel 1821 nella Dunkirk Shale nella parte occidentale dello stato di New York, Stati Uniti (Broadhead, 1993), e, all'inizio degli anni Venti, la produzione di gas dal carbone Pittsburgh nel Big Run Field nel Nord del West Virginia, Stati Uniti (Patchen *et al.*, 1991). Tuttavia, la valorizzazione commerciale su scala mondiale dei giacimenti di carbone e di argille ricchi

in gas come fonti di gas naturale è uno sviluppo recente nell'ambito dell'industria mondiale degli idrocarburi.

Fino alla metà degli anni Settanta, erano stati effettuati tentativi a livello mondiale di recuperare il metano contenuto nei depositi di carbone. Questi furono condotti principalmente nelle miniere di carbone (in sottosuolo) e si concentrarono sulla rimozione del metano dal carbone, prima della coltivazione del livello, per aumentare la sicurezza del cantiere e per migliorarne la produttività. In genere, questi tentativi si servivano di pozzi orizzontali (o inclinati) che venivano perforati dall'interno delle miniere nei livelli di carbone in coltivazione o nei livelli e negli strati adiacenti.

A partire dalla metà degli anni Settanta, indagini condotte negli Stati Uniti hanno fatto sì che si cominciasse a esplorare la possibilità di applicare la tecnologia utilizzata in campo petrolifero per l'estrazione del gas dai livelli di carbone.

Il vantaggio di questi nuovi approcci, che prevedevano la perforazione di pozzi verticali dalla superficie ai livelli di carbone, consisteva nella possibilità di rimuovere il metano dal livello di carbone in anticipo rispetto alle operazioni di scavo (usando pozzi verticali in grado di stimolare la formazione di fratture idrauliche).

I primi tentativi nell'utilizzo di queste tecniche, nelle miniere di carbone nei Warrior e Appalachian Basins e nelle aree non minerarie del San Juan Basin (New Mexico, Stati Uniti), ebbero successo. Tale successo aveva una duplice valenza: non solo il metano era recuperato rapidamente dal livello di carbone, in anticipo rispetto alle operazioni di scavo della miniera o nelle aree già coltivate, ma inoltre i volumi prodotti erano anche tali da essere considerati commercialmente utili. Conseguentemente, ebbe inizio negli Stati Uniti la prima produzione commerciale moderna di metano dai livelli di carbone non coltivabili. Il primo caso si ebbe nel 1977 nel San Juan Basin (Amoco, Cedar Hill Field), in un'area associata ad una produzione di carbone. Il secondo nel 1981 nel Black Warrior Basin, in Alabama (Oak Grove Mine USS Mining e nelle miniere nr. 4 e nr. 5 di Jim Walter Resource). Questi due casi diedero il via negli Stati Uniti all'industria del metano da carbone (Boyer e Qingzhao, 1998).

2.2.2 Metano da carbone (CBM)

Lo sviluppo e la produzione del CBM sono aumentati in maniera significativa negli ultimi due decenni. A partire da pochi pozzi alla fine degli anni Settanta, l'industria è cresciuta lentamente, al punto che a metà degli anni Ottanta poco meno di 100 pozzi producevano

metano da carbone a livello commerciale negli Stati Uniti. A partire dalla seconda metà degli anni Ottanta e fino al 2004, l'industria ha subito una rapida espansione; alla fine del 2004, più di 23.000 pozzi producevano gas naturale dai giacimenti costituiti da livelli di carbone, con una produzione annua di circa $4,8 \times 10^{10} \text{ m}^3$ o con un tasso giornaliero di circa $13 \times 10^8 \text{ m}^3$.

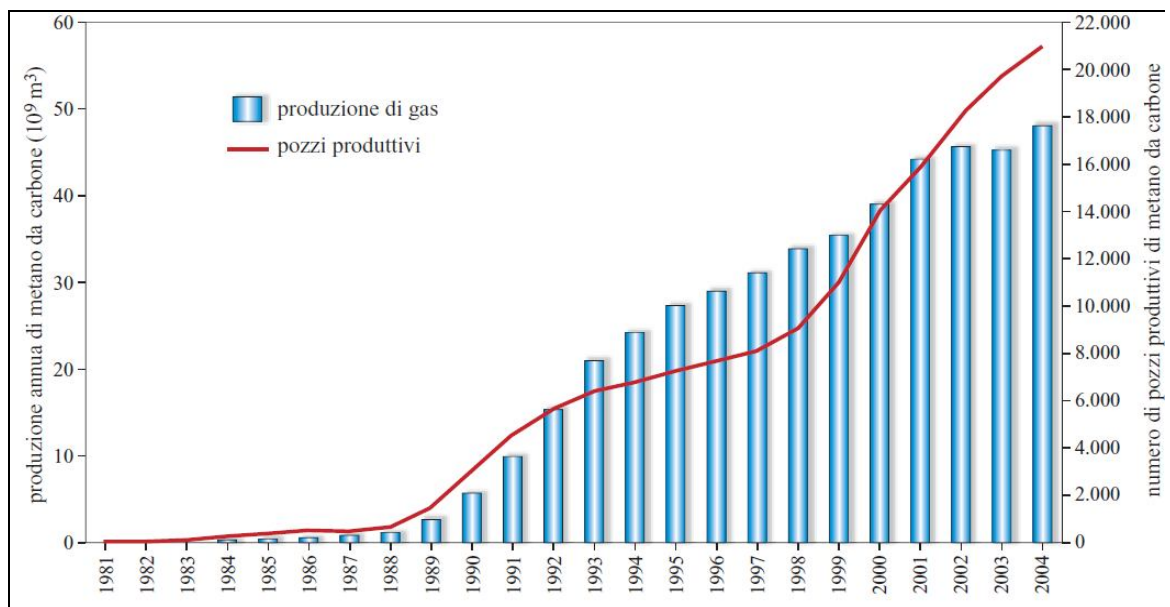


Figura 5- Crescita del metano da carbone negli USA.

Molti ricercatori hanno stimato il potenziale di metano da carbone della maggior parte dei paesi e delle regioni carbonifere del mondo (Kuuskraa *et al.*). L'ammontare complessivo delle risorse di gas naturale contenute nei giacimenti di carbone di tutto il mondo è significativo: da $83,4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ a $263,3 \times 10^{12} \text{ m}^3$.

Pertanto, il metano da carbone rappresenta una delle principali nuove risorse internazionali di gas naturale nonostante un parte considerevole è intrappolata in stratificazioni sottili e molto profonde, che lo rendono non sfruttabile economicamente. Sebbene l'interesse iniziale sia stato rivolto ai maggiori paesi con grandi giacimenti di carbone, molti altri paesi possiedono piccole ma significative quantità di metano da carbone. Singoli giacimenti in piccoli bacini, specie in quelli adiacenti a zone di maggiore commercializzazione del gas, possono fornire attraenti opportunità economiche per gli operatori.

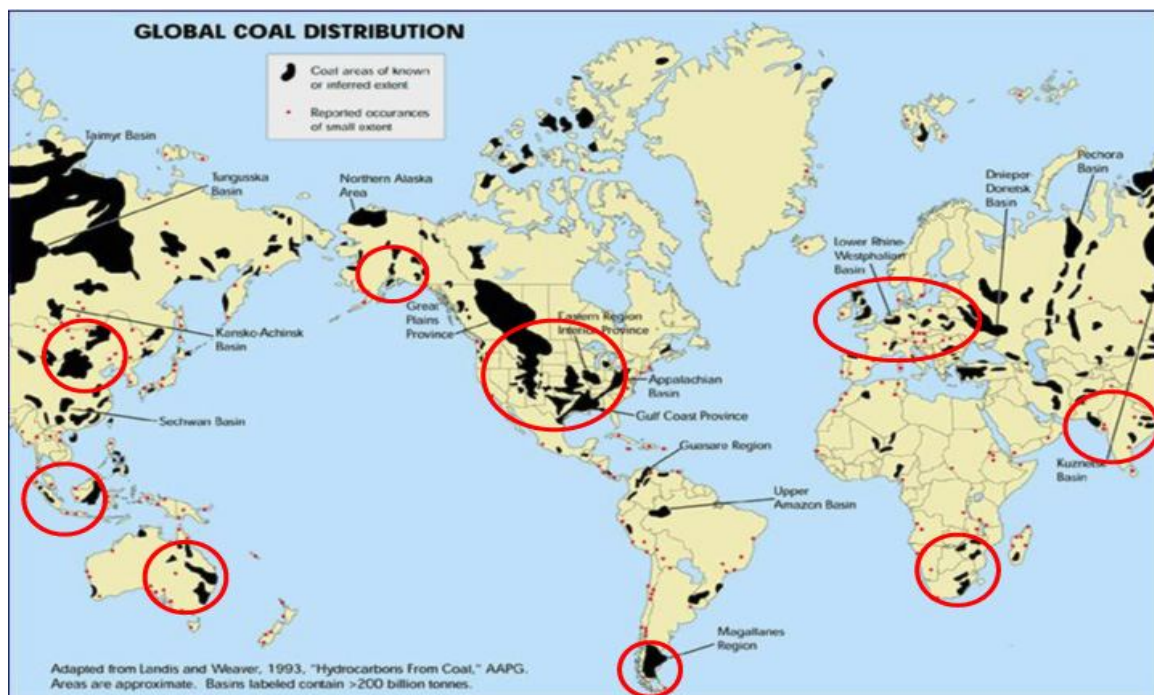


Figura 6-Distribuzioni mondiali del CBM.

2.2.3 Gas da argille (Shale gas)

Le stime delle risorse di shale gas nei cinque bacini produttori degli Stati Uniti oscillano da $14 \times 10^{12} \text{ m}^3$ a $22,1 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Si calcola che vi sia una quantità significativamente maggiore di gas nelle altre dodici formazioni argillose da gas degli Stati Uniti (Hill e Nelson, 2000), ma a tutt'oggi non ne è stato stimato il volume.

Finora non è stata effettuata una valutazione dettagliata delle risorse di gas da argille nelle formazioni argillose di tutto il mondo.

Una stima del 2002 di Faraj sulle risorse di gas da argille del bacino sedimentario del Canada occidentale ha rivelato la presenza di oltre $2,4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ di gas in posto (Faraj *et al.*, 2002). Una prima valutazione del potenziale di gas da argille del Regno Unito (Selley, 2005) ha identificato dei potenziali serbatoi, ma non ha fornito stime volumetriche.

La produzione di shale gasebbe inizio negli Stati Uniti nel 1821 vicino alla città di Fredonia, nello Stato di New York. Peebles (1980) ha affermato che: «L'accensione accidentale da parte di alcuni ragazzini di una infiltrazione di gas naturale al vicino torrente Canadaway fece

comprendere agli abitanti del posto il potenziale valore di questa 'sorgente di fuoco'. Venne perforato un pozzo profondo 27 piedi (8 m) e tramite dei piccoli tronchi cavi il gas venne convogliato per l'illuminazione a diverse abitazioni situate nelle vicinanze. Queste

primitive tubature costituite da tronchi vennero in seguito sostituite da tubature in piombo di 3/4 di pollice (1,9 cm) costruite da William Hart, l'armaiolo locale. Quest'ultimo fece scorrere il gas per circa 25 piedi (7,5 m) in un recipiente rovesciato pieno d'acqua, chiamato 'gasometro', e da lì con una tubatura fino all'Abel House, una locanda del posto, dove il gas veniva utilizzato per l'illuminazione. Nel dicembre del 1825 il *Fredonia Censor* riportava: "Ieri sera abbiamo assistito a 66 belle luci a gas che bruciavano e 150 luci potevano essere rifornite da questo gasometro. Ora c'è gas a sufficienza per rifornirne un altro gasometro altrettanto grande". L'approvvigionamento di gas di Fredonia venne accolto con plauso come "senza precedenti sulla faccia della Terra". Questo primo impiego concreto del gas naturale nel 1821 avvenne solo cinque anni dopo la nascita dell'industria di produzione di gas negli Stati Uniti, che molti concordano nel far risalire alla fondazione della compagnia Gas Light di Baltimora (Maryland) nel 1816».

La valorizzazione di queste formazioni argillose di origine organica di età devoniana in questa zona orientale degli Stati Uniti si diffuse durante tutto il 19° e l'inizio del 20° secolo. Nel 1921 il pozzo pilota per il Big Sandy Field venne perforato nella Ohio Shale di età devoniana nella parte orientale del Kentucky, con una produzione che arrivava fino a $2,8 \times 10^4$ m³ al giorno. Entro la metà degli anni Trenta questo giacimento venne riconosciuto come il più vasto accumulo di gas negli Stati Uniti.

Studi geologici, geochimici e di ingegneria del petrolio sullo shale gas, incentivati dall'industria e dal governo statunitensi, ebbero inizio nella metà degli anni Settanta e proseguirono fino ai primi anni Novanta. I risultati di questo lavoro portarono a un'ulteriore espansione dell'industria di gas da argille nella Antrim Shale Michigan Basin, che sul finire degli anni Ottanta divenne economicamente produttiva. Conseguentemente, negli anni Novanta ebbe inizio lo sviluppo commerciale della Lewis Shale del San Juan Basin e della Mississippi Barnett Shale del Fort Worth Basin, in Texas (Curtis, 2002).

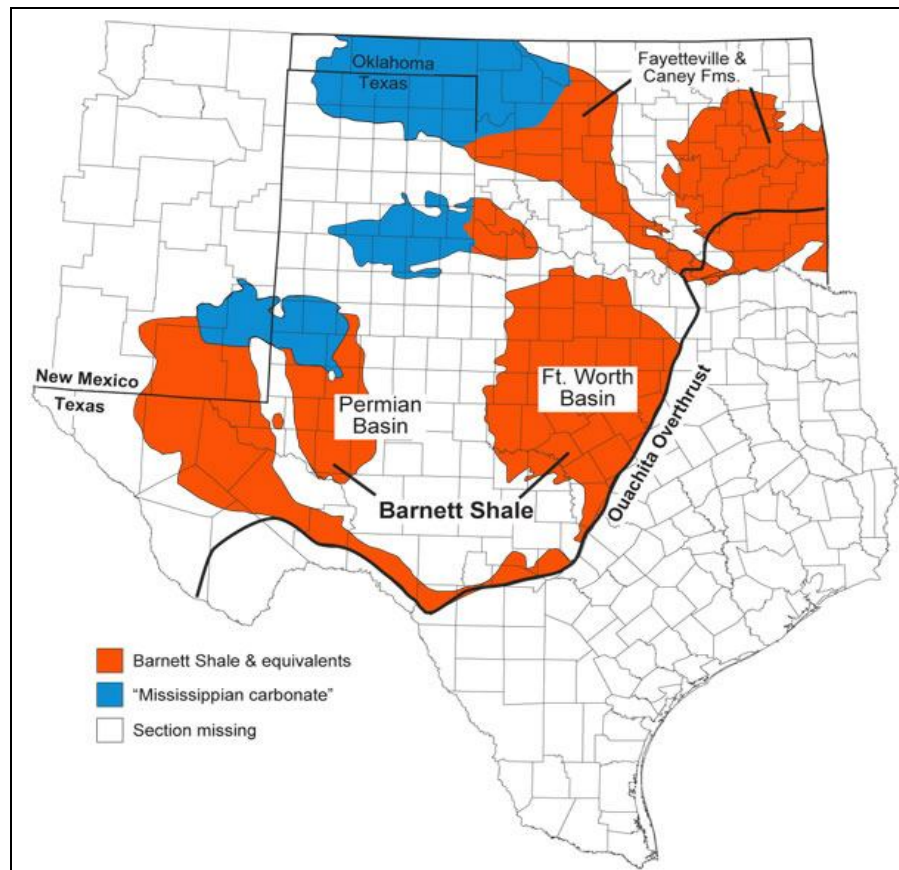


Figura 7- Gas da argille negli Stati Uniti.

Il numero di pozzi di gas da argille e la produzione annuale di gas negli Stati Uniti sono andati aumentando anno dopo anno, ma recentemente si è assistito a una crescita ancora più rapida grazie al successo produttivo della Barnett Shale, al momento uno dei giacimenti di gas più prolifici degli Stati Uniti. La produzione attuale è di circa $3,5 \times 10^7$ m³ al giorno con più di 3.700 pozzi produttivi. Dal 1981 la produzione totale di gas del giacimento è stimata di quasi $4,0 \times 10^{10}$ m³. Nel solo 2004, la Barnett Shale ha prodotto più di $1,0 \times 10^{10}$ m³ di gas, diventando così il più grande giacimento di gas dello stato del Texas.

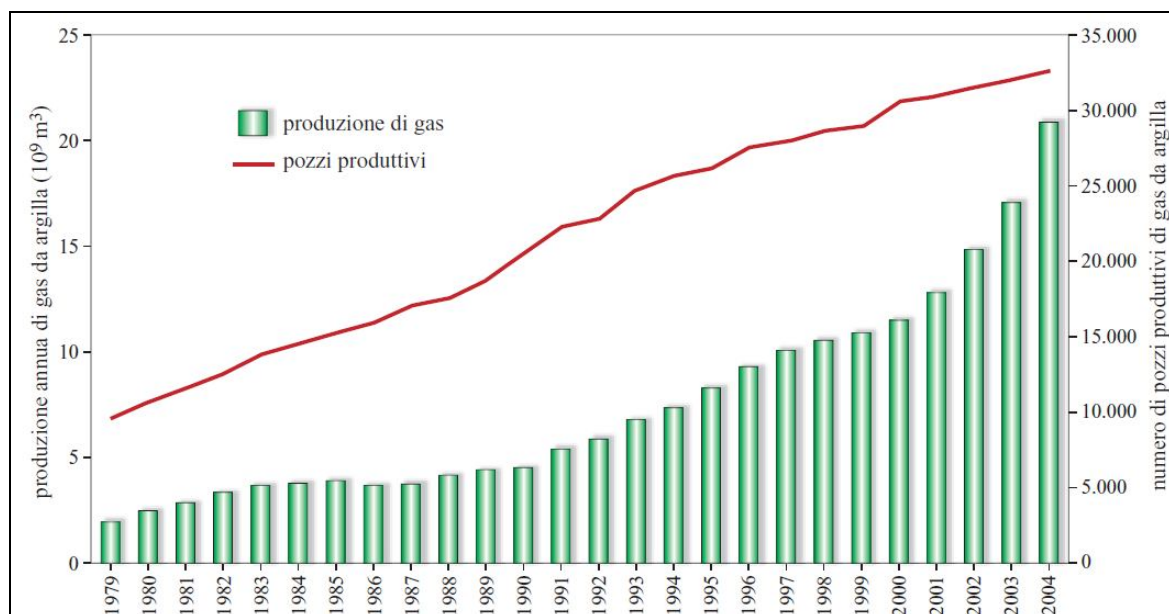


Figura 8- Produzione di gas da argilla.

2.2.4 Idrati di metano

I gas idrati naturali erano noti ai chimici già nel '900, anche se lo studio delle loro proprietà e dei fenomeni di formazione e dissociazione fu affrontato nella seconda metà del XX secolo, in seguito all'ostruzione delle condutture dei gasdotti siberiani. Fu così accertato che le aree siberiane possiedono le condizioni ambientali ideali per la formazione di un materiale solido simile al ghiaccio e contenente al suo interno le molecole di metano. Tuttavia, solo da pochi anni grazie a programmi di ricerca internazionali, si è constatato che gli idrati di metano rappresentano una risorsa di energia ancora da sfruttare, presente nella geosfera più superficiale (fino a 2 km) nei margini continentali all'interno delle sequenze sedimentarie e nel permafrost delle regioni polari.

Le condizioni necessarie alla formazione di depositi naturali si trovano sia in rocce sedimentarie continentali nelle regioni polari, con temperature medie di superficie inferiori a 0 °C, sia nei sedimenti oceanici ad una profondità maggiore di 300 m, dove la temperatura dell'acqua è inferiore a 2 °C. Sebbene in teoria le condizioni termobariche consentano la formazione di idrati di metano sul 90% dei fondali oceanici del globo, i principali giacimenti sono stati individuati presso i margini delle piattaforme continentali,

dove la formazione dei depositi è favorita dall'apporto di materiale organico e dal rapido seppellimento e l'estrazione è favorita da una più facile accessibilità.

La formazione del metano in idrati è dovuta principalmente a due fattori:

1. Termogenico: il gas si origina in seguito all'alterazione termica della materia organica contenuta nelle rocce madri nel corso del loro progressivo sprofondamento nei bacini sedimentari.
2. Biogenico: il gas viene prodotto dalla decomposizione della materia organica per attività dei batteri metanogenici che operano grosso modo dall'interfaccia acqua-sedimento fino a qualche centinaio di metri di profondità.

Nel significato più generale gli idrati sono composti che contengono molecole di acqua. Una classe chimica molto comune di idrati è rappresentata dai sali inorganici idrati: un esempio è $MgCl_2 \cdot 6H_2O$, che è una forma cristallina del cloruro di magnesio. Gli idrati rappresentano una diversa famiglia meno nota che appartiene ai composti clatrati o composti di inclusione. Si tratta di strutture supermolecolari in cui un tipo di molecole avvolge, ingabbia (il nome deriva dal latino *clathratus*, ingabbiato) un altro tipo di molecole: le prime sono definite molecole ospitanti (host), le seconde molecole ospiti (guest). Nel caso degli idrati di gas naturale, le molecole ospitanti sono le molecole di acqua e quelle di gas naturale sono le molecole ospiti. Questa particolare situazione si ottiene in fase solida: le molecole di acqua formano un reticolo cristallino al cui interno si generano delle cavità in cui vanno a posizionarsi le molecole di gas. Da un punto di vista macroscopico ciò che permette di distinguere la forma più comune dell'acqua solida, il ghiaccio, dagli idrati è la loro stabilità a temperature anche sensibilmente maggiori di $0^\circ C$.

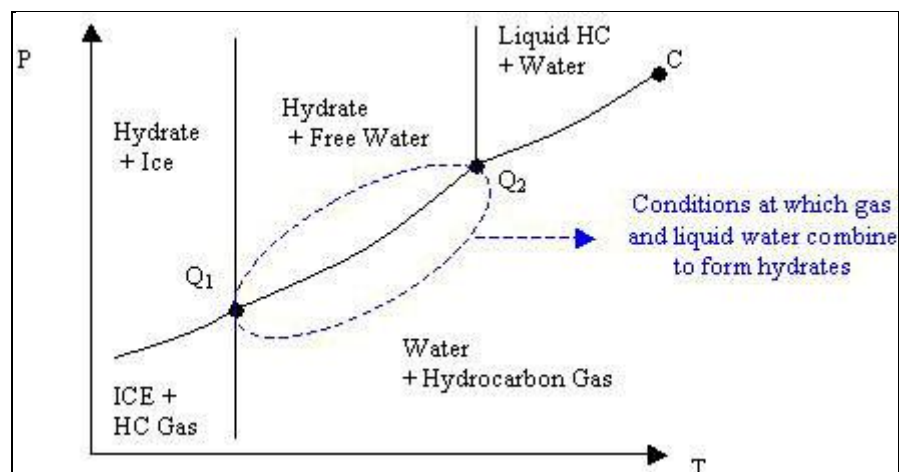


Figura 9-Diagramma di fase degli idrati di metano.

I legami chimici che compongono la struttura reticolare formata dalle molecole d'acqua sono dello stesso tipo di quelli che definiscono la struttura delle varie forme del ghiaccio: i legami idrogeno. Questo tipo di legame intermolecolare è caratterizzato da una forte direzionalità che spiega la minore densità del ghiaccio rispetto all'acqua liquida. Nel caso degli idrati però si ha un'ulteriore interazione tra le molecole d'acqua e le molecole ospiti che stabilizza maggiormente la fase cristallina dell'acqua innalzando la temperatura di fusione; come vedremo più in dettaglio nel seguito, si tratta principalmente di legami di van der Waals, la cui energia è in grado di vincere l'effetto entropico di una struttura molto ordinata. La formazione degli idrati, a differenza del ghiaccio, è fortemente dipendente dalla pressione; maggiore è la pressione parziale del gas (cioè maggiore è la concentrazione di molecole ospiti), maggiore è la temperatura di formazione degli idrati.

Fino ad ora abbiamo fatto una panoramica sui principali idrocarburi “non convenzionali”; ora vedremo più nel dettaglio le modalità di coltivazione di questi giacimenti e le tecnologie di trattamento che richiedono per capire quale futuro li aspetta e se riusciranno a sopperire alla crescente “fame energetica” che caratterizzerà il 21° secolo.

CAPITOLO 3

3.1 Greggi non convenzionali.

Nel mondo esistono importanti riserve di oli greggi cosiddetti non convenzionali, vale a dire greggi pesanti e bitumi recuperabili da scisti e sabbie bituminose che costituiscono riserve strategiche addizionali rispetto ai greggi che siamo abituati a conoscere, e che sono identificati come oli greggi convenzionali. Anche se non esiste una definizione universalmente riconosciuta, di norma queste fonti fossili vengono classificate in base ai valori di densità API e viscosità in corrispondenza delle condizioni di giacimento (figura 1). Secondo questa classificazione, sono definiti greggi pesanti gli oli aventi una densità API inferiore a 25°. Tra questi, quelli aventi una viscosità superiore a 10.000 mPa·s vengono classificati come extrapesanti; in genere la loro densità è inferiore a 10° API, il che significa che sono più densi dell'acqua. In quest'ultima categoria rientrano anche i bitumi estraibili dalle sabbie bituminose, meglio conosciute con il termine di *oil sand*, nonché gli oli prodotti per trattamento termico degli scisti bituminosi, noti come *oil shale*.

	DENSITÀ (°API)	VISCOSITÀ (Pa·s)	CARATTERISTICHE REOLOGICHE DELL'OLIO ALLE CONDIZIONI DI GIACIMENTO
Greggi pesanti	16-25		Mobile
Greggi extrapesanti	<10	>10	Mobile
Bitumi da sabbie bituminose	7-12		Non mobile
Scisti bituminosi			Impermeabilità della roccia madre

Figura 1- Classificazione internazionale per gli oli pesanti.

Dal punto di vista geologico, gran parte dei greggi pesanti deriva da oli maturi che, dopo essere stati espulsi dalla roccia madre, sono migrati in strati rocciosi permeabili dove possono aver subito una serie di processi degradativi quali l'attacco di microrganismi, l'evaporazione o il dilavamento delle frazioni leggere, che hanno concentrato la componente dell'olio più pesante.

Una caratteristica comune a gran parte dei greggi pesanti è la loro presenza in bacini fluviali relativamente superficiali, come nel caso del bacino dell'Orinoco in Venezuela (Orinoco Belt).

Le riserve stimate di greggi pesanti e bitumi da sabbie bituminose ammontano a circa 5.000 Gbbl. Pur considerando che la quota di olio tecnicamente recuperabile è del 15-20%, è evidente che si tratta di quantità enormi se si pensa che tutto il Medio Oriente ha riserve per 2.000 Gbbl, di cui 683 considerate recuperabili (IEA, 2004; Perrodon *et al.*, 1998). La gran parte di queste riserve è concentrata in Canada, nella provincia di Alberta, e in Venezuela nel summenzionato Orinoco Belt. Un terzo paese ricco di oli non convenzionali è la Russia, anche se in questo caso i dati sull'ammontare di tali riserve e sulla tipologia degli oli sono molto più incerti.

Per quanto riguarda l'oil shale, le riserve mondiali sono dell'ordine di 2.600 Gbbl; di queste, circa 2.000 Gbbl sono sul territorio degli Stati Uniti e in particolare nelle formazioni denominate Green River (Colorado), Uinta Basin (Utah) e Washakie Basin (Wyoming).

Altre riserve significative sono presenti in Brasile, Australia, Cina, Russia ed Estonia (Dyini, 2004).

La valorizzazione di tali risorse fossili riveste una grande valenza strategica in quanto consentirebbe di aumentare le riserve certe senza ricorrere a nuovi investimenti di esplorazione. Queste risorse inoltre contribuiscono a diversificare gli approvvigionamenti e, data la loro distribuzione geografica che le colloca prevalentemente in aree diverse dal Medio Oriente, a eliminare il rischio geopolitico che da sempre caratterizza i mercati petroliferi.

La produzione di greggi pesanti e bitumi comporta molto spesso l'utilizzo di tecnologie particolari opportunamente sviluppate per trattare prodotti altamente viscosi o, come nel caso dei bitumi, dispersi all'interno di matrici minerali sabbiose o, ancora, recuperabili solo mediante trattamenti termici del materiale organico contenuto in rocce sedimentarie, come succede per l'oil shale.

Negli ultimi 15-20 anni, l'interesse per lo sviluppo di tecnologie per la valorizzazione degli oli non convenzionali ha conosciuto fasi alterne, in relazione a scenari macroeconomici più o meno favorevoli a suggerire investimenti in questo settore (previsioni sul prezzo del greggio e sul differenziale tra greggi pesanti e leggeri) e ad aspettative, spesso disattese, circa la possibilità di superare ostacoli tecnologici di varia natura legati principalmente alle caratteristiche composizionali di tali risorse.

Tuttavia le previsioni sulla domanda di olio dei prossimi 20-30 anni e le indicazioni che emergono sulla disponibilità delle riserve di greggio convenzionale, secondo le quali il picco di massima produzione dovrebbe collocarsi nell'arco dei prossimi dieci anni,

rafforzano l'idea che sarà sempre più necessario fare ricorso agli oli non convenzionali, attingendo alle riserve di greggi extrapesanti e bitumi di Canada, Venezuela e Russia e, successivamente (dopo il 2030), all'oil shale.

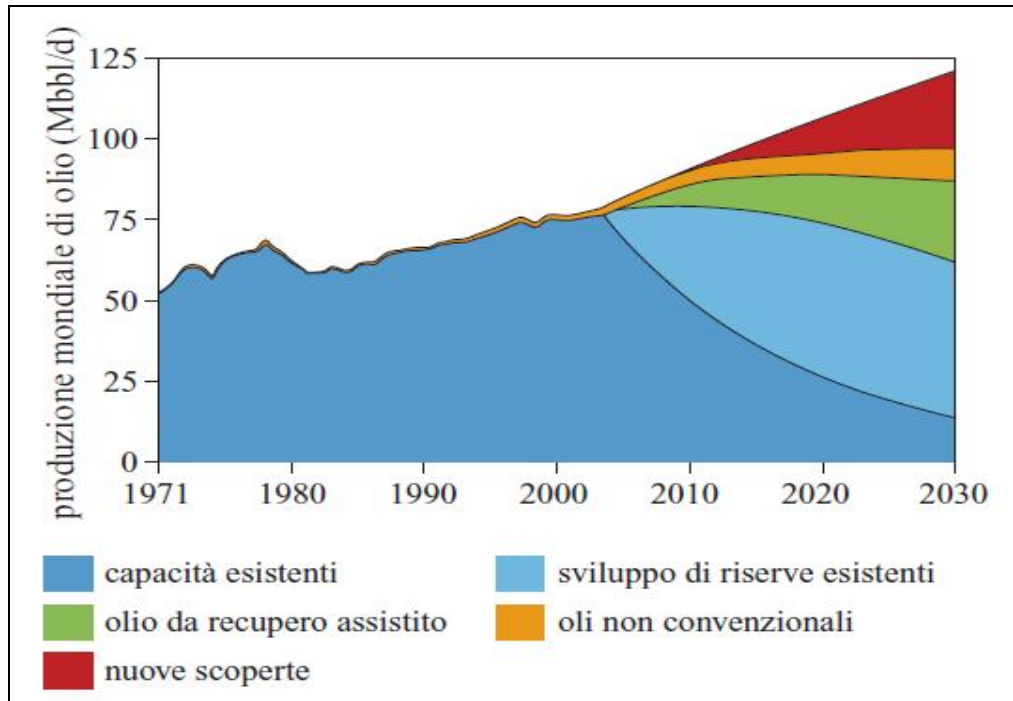


Figura 2- Previsioni sugli idrocarburi oleosi.

Queste considerazioni stanno favorendo una serie di iniziative industriali che nei prossimi decenni potranno portare sul mercato quote significative di greggio sintetico e/o distillati da fonti non convenzionali, anche per effetto di una progressiva riduzione dei costi di produzione legati allo sviluppo/ottimizzazione di nuove tecnologie, in ambito sia upstream sia downstream. A questo

riguardo, il caso più significativo è sicuramente rappresentato dal Canada, dove gli sforzi compiuti per sviluppare tecnologie *ad hoc* per lo sfruttamento dei campi di sabbie bituminose, iniziato intorno agli anni Settanta, hanno consentito di ridurre i costi di produzione di oltre il 50%, rendendo economicamente interessante questo tipo di industria. Si prevede che nel 2010 oltre il 60% della produzione canadese deriverà da sabbie bituminose sotto forma di bitume tal quale o greggio sintetico (Synthetic Crude Oil, SCO) e ciò consentirà a questo paese di incrementare la sua produzione di olio dagli attuali 2,5 Mbbbl/d a oltre 5 Mbbbl/d e diventare il quarto produttore al mondo, dopo Arabia Saudita, Russia e Stati Uniti.

3.1.1 Proprietà e composizione degli oli pesanti

Per quanto riguarda le caratteristiche composizionali, analogamente al petrolio, i greggi pesanti e i bitumi sono costituiti da miscele estremamente complesse di idrocarburi, le cui caratteristiche chimiche e chimico fisiche (peso molecolare, rapporto H/C, densità, volatilità, ecc.) variano con continuità, partendo dalle strutture paraffiniche più semplici (gas idrocarburici) fino a macromolecole costituite da molte decine di atomi di carbonio, oltre che da eteroatomi (zolfo e azoto) e metalli.

Le metodologie sviluppate per la loro caratterizzazione fanno per lo più riferimento alle metodiche utilizzate in campo petrolifero per semplificare la miscela, operando in modo tale da separare frazioni con caratteristiche chimico-fisiche il più possibile omogenee (Altgelt e Boduszynski, 1993). L'operazione primaria è la distillazione che consente di separare le frazioni in base a criteri di volatilità. Da questo punto di vista, gli oli pesanti e i bitumi hanno un contenuto di idrocarburi distillabili (naphtha e gasoli) decisamente inferiore rispetto a quello dei greggi tradizionali, quale per esempio l'Arabian Light.

I diversi tagli di distillazione possono poi essere ulteriormente frazionati in base a criteri di polarità e/o peso molecolare, operando in maniera più o meno dettagliata in relazione alla complessità della miscela e in funzione del tipo di informazione richiesta. Nel caso dei distillati leggeri (naphtha e gasolio atmosferico) si procede mediante separazione cromatografica per suddividere gli idrocarburi saturi da quelli aromatici, mentre per le frazioni più pesanti e per i residui di distillazione, che nel caso dei prodotti considerati costituiscono le frazioni quantitativamente più rilevanti, il protocollo analitico comunemente accettato prevede la preparazione di quattro classi di composti denominati: saturi, aromatici, resine e asfalteni (analisi SARA). Ciascuna classe può poi essere caratterizzata per identificare singoli componenti o valutarne le caratteristiche molecolari più significative in funzione della complessità della miscela e/o delle necessità.

Rispetto ai greggi tradizionali, la quantità degli idrocarburi saturi contenuta nei greggi pesanti e nei bitumi è decisamente più bassa, così come dal punto di vista qualitativo si osservano differenze importanti dovute a una minore concentrazione di *n*-paraffine in favore di isoparaffine e nafteni ad alto grado di condensazione, molto spesso contenenti zolfo nella struttura. La componente non alifatica è costituita da idrocarburi aromatici ed eteroaromatici a diverso grado di condensazione, diversa alchilostituzione e funzionalizzazione.

Anche in questo caso, a parità di taglio di distillazione, le strutture idrocarburiche si presentano con un più alto grado di condensazione rispetto a quanto si osserva nei greggi convenzionali.

I greggi pesanti e i bitumi sono poi caratterizzati dal fatto di contenere significative quantità di eteroatomi (specie zolfo e azoto) oltre a metalli pesanti, quali nichel e vanadio in particolare.

L'eteroatomo di gran lunga più rappresentato è lo zolfo, la cui concentrazione può raggiungere valori del 6-8% in peso. Lo zolfo si distribuisce con percentuali crescenti nei prodotti con più elevata temperatura di ebollizione e si presenta prevalentemente come zolfo tiofenico in strutture condensate (benzo-, dibenzo- e naftobenzo- tiofeni), ma anche come zolfo alifatico in gruppi funzionali di tipo solfuro e disolfuro. Queste funzionalità sono spesso utilizzate per creare i collegamenti tra cluster idrocarburici. L'azoto, presente a livello di 0,5-1% in peso, tende a concentrarsi nelle frazioni più pesanti della curva di distillazione.

Tale eteroatomo si trova in gruppi funzionali sia di tipo basico (ammine alifatiche e aromatiche prevalentemente primarie e piridine) sia di tipo neutro (sotto forma di indoli, carbozoli, ammidi nonché come azoto porfirinico).

L'ossigeno risulta essere presente nei greggi, negli oli pesanti e nei bitumi in concentrazioni generalmente basse, in genere non superiori all'1,0-1,5% in peso. Poiché l'ossigeno si ritrova preferenzialmente in gruppi di tipo idrossilico (fenoli, alcoli e acidi carbossilici), esso si concentra nelle componenti più polari del greggio quali resine e asfalteni. Gli acidi naftenici costituiscono certamente la classe di composti ossigenati più studiata, soprattutto a causa delle loro proprietà corrosive. Più raramente, l'ossigeno può presentarsi sotto forma di eteri o cicloeteri o accoppiato ad altri eteroatomi per formare solfossidi e ammidi.

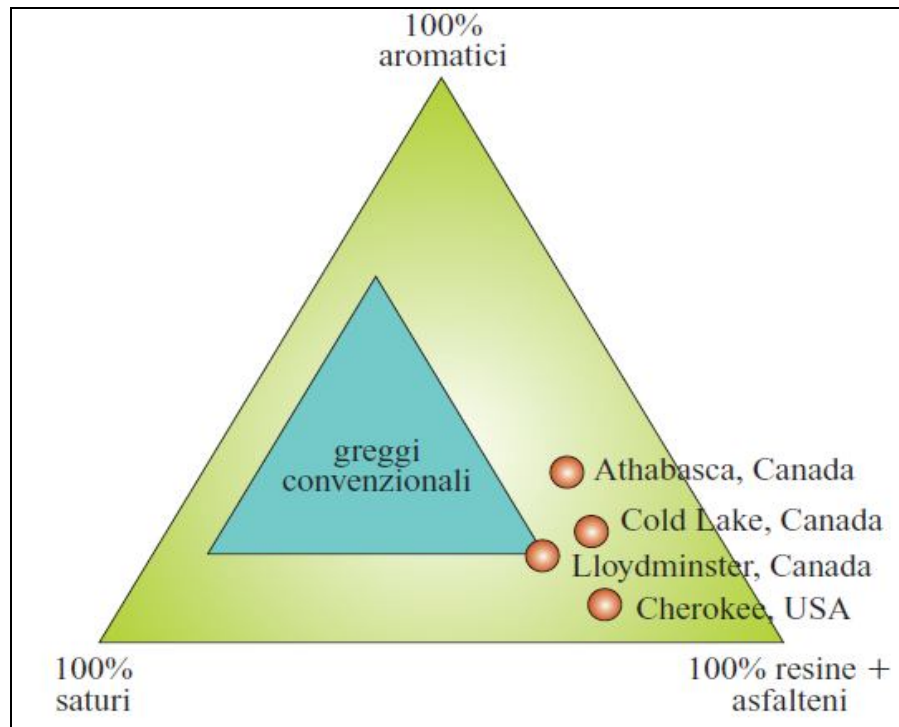


Figura 3 – Didistribuzione delle principali classi di oli pesanti.

Per quanto riguarda i metalli, nichel e vanadio sono gli elementi di gran lunga più abbondanti (fino a diverse centinaia di ppm), anche se alcuni oli possono contenere significative quantità di sodio, ferro e molibdeno. Tali metalli sono contenuti in strutture metallorganiche oleosolubili e si concentrano nella parte più pesante dell'olio, tanto che si ritrovano abbondanti negli asfalteni.

Una quota consistente della componente metallorganica è di tipo porfirinico ma molte altre strutture, spesso difficilmente identificabili, ampliano la casistica dei composti contenenti metalli presenti negli asfalteni.

Resa in asfalteni su base olio (% in peso)	Fino a 30
Rapporto H/C	0,8-1,4
Zolfo (% in peso)	0,5-10,0
Azoto (% in peso)	0,6-2,6
Ossigeno (% in peso)	0,3-4,8
Fattore di aromaticità	0,45-0,70
n (numero medio di atomi di C per sostituente alchilico)	4-7

Figura 4- Composizione chimica degli asfalteni.

Così come le altre classi di composti, anche la componente asfaltenica dei greggi pesanti e dei bitumi risulta sufficientemente diversa da quella dei greggi leggeri.

In particolare, oltre all'elevato contenuto di eteroatomi e metalli, gli asfalteni risultano avere pesi molecolari significativamente più alti, dovuti all'elevata concentrazione di zolfo che favorisce la formazione di ponti solfuro e disolfuro tra i diversi cluster aromatici, caratteristica che rende tali strutture molto reattive nei riguardi di reazioni di cracking termico o idrogenante (v. sopra).

Dal punto di vista molecolare, gli asfalteni contenuti nei bitumi possono essere efficacemente rappresentati da modelli 'arcipelago', ovvero strutture costituite da isole di piccoli gruppi di anelli condensati, collegate tra loro da catene alifatiche e ponti solfuro, come rappresentato in figura 5 (Sheremata *et al.*, 2004).

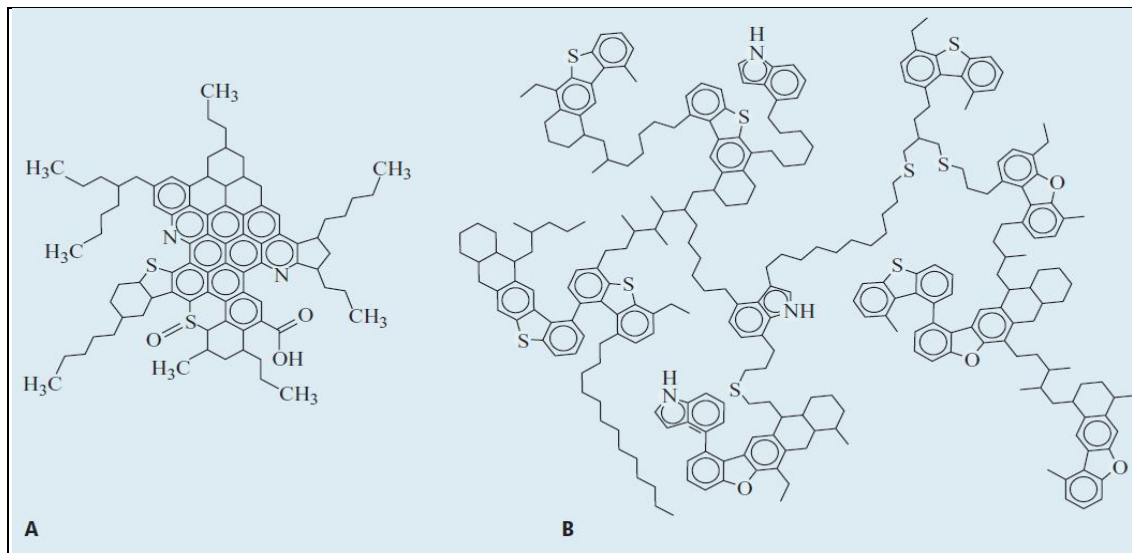


Figura 5- Struttura molecolare degli asfalteni.

Le resine sono composti intermedi tra gli asfalteni e le componenti idrocarburiche (saturi e aromatici); sono costituite da molecole polari simili a quelle degli asfalteni, ma dotate di catene alifatiche laterali più lunghe e anelli aromatici più piccoli.

Per quanto già affermato, essendo il greggio un *continuum*, è la procedura di separazione che stabilisce la differenza tra asfalteni e resine: le resine potrebbero essere considerate come asfalteni a basso peso molecolare, così come gli asfalteni potrebbero essere visti come resine ad alto peso molecolare.

A partire dagli anni Cinquanta sono stati anche proposti modelli termodinamici in cui gli asfalteni si presentano come particelle colloidali disperse nell'olio grazie all'azione delle

resine che le circondano. Presentando una polarità relativamente maggiore rispetto al resto dell'olio, le resine sono adsorbite sulla superficie delle particelle colloidali. Secondo questo modello, gli asfalteni sono stabilizzati o 'peptizzati' dalle resine: se un cambio nelle condizioni di temperatura, pressione o composizione porta al desorbimento delle resine dalla superficie delle particelle colloidali, si ha la separazione (precipitazione) degli asfalteni.

Questo modello, che descrive gli asfalteni come colloidali liofobi, è sempre meno seguito, a favore di una descrizione degli asfalteni come colloidali liofili, solvatati dal mezzo circostante. In questo modello la separazione di fase degli asfalteni è legata alla diminuzione del potere solvente del mezzo e le resine non giocano più un ruolo chiave nel sistema.

I bitumi ottenuti per estrazione da sabbie bituminose possono contenere materiale inorganico, tipicamente argille e sabbia che risultano disperse all'interno della matrice oleosa in granuli di dimensioni lineari dell'ordine del micron (silt). La quantità di materiale inorganico dipende dalla tecnologia estrattiva e dal procedimento di separazione della fase organica dalla sabbia: tale contenuto è compreso fra lo 0,5 e l'1% in peso se il bitume viene prodotto mediante i tradizionali processi di escavazione, mentre può scendere a valori compresi tra 500 e 1.000 ppm nel caso si utilizzino le più recenti tecnologie di produzione, quale in particolare la tecnologia SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage).

3.1.2 Estrazione degli oli pesanti

Il concetto base per il recupero degli oli non convenzionali è che occorre far muovere gli idrocarburi, densi e poco mobili, verso il pozzo di estrazione. Questo viene ottenuto in diversi modi: aumentando la permeabilità della roccia del reservoir, creando artificialmente gradienti di pressione nel giacimento, oppure aumentando la mobilità degli oli riducendone la viscosità. Diverse sono le metodologie utilizzate, e possono essere riassunte in:

- tecnologie "a freddo", che utilizzano metodi fisici e meccanici per aumentare la pressione nel giacimento e la permeabilità della roccia reservoir, mentre la viscosità degli oli viene ridotta con l'iniezione di solventi chimici.
- metodi "termici", che invece utilizzano il calore per aumentare la mobilità degli idrocarburi nel serbatoio.

Alcune tecnologie prevedono la realizzazione di pozzi, simili ai pozzi di estrazione, mentre altre impiegano tecniche di estrazione mineraria (cioè, prelievo) delle rocce (per esempio,

nel caso di sabbie e scisti bituminosi, che vengono estratti o cavati e poi lavorati in seguito). Con l'impiego delle tecnologie più moderne, la percentuale di recupero dai reservoir potrebbe salire fino al 70%.

Alcuni metodi, come il drenaggio a gravità e l'estrazione mineraria delle sabbie bituminose, risalgono a 100 anni fa, ma sono state recentemente rivisti e raffinati, e per il futuro si pensa che sarà possibile utilizzare anche risorse ora ancora impensabili, come gli idrati di metano o le argille bituminose. Sono tecnologie che comportano, però, alcuni svantaggi: consumi energetici elevati, necessità di smaltimento dei materiali residui (come argille e sabbie contaminate da idrocarburi, prodotte in grande quantità), elevate emissioni di CO₂ e produzione di zolfo e di fanghi ricchi di sostanze tossiche. Le prime tecniche utilizzate per produrre oli viscosi su larga scala risalgono al 1950 circa, e utilizzavano il vapore. I Paesi che per primi hanno iniziato a studiare questa tecnologia sono stati USA, Canada, Indonesia, Romania, Russia, Cina e Kazakhstan e attualmente per via termica a vapore si producono circa $4-5 \times 10^6$ bbl/giorno. Un'altra tecnica inizialmente molto applicata fu la combustione in situ, che prevede la combustione di una parte degli idrocarburi nel giacimento, per riscaldare e fluidificare il resto, insieme al flussaggio con acqua (water flooding), l'iniezione di solventi (solvent injection), spiazzamento con polimeri (polymer displacement), l'iniezione di gas inerti (come CH₄ o N₂) ed altre tecniche che usano elevati gradienti di pressione per spiazzare gli oli e convogliarli verso i pozzi. Una curiosità: le tecniche che utilizzano impulsi ripetuti di pressione per far muovere gli idrocarburi verso i pozzi di estrazione sono nate in California dall'osservazione che, a seguito delle scosse di forti terremoti, la produttività di alcuni giacimenti aumentava spontaneamente per qualche settimana.

Negli anni '80 nascono nuovi concetti, che sviluppano tecniche altamente produttive, come la contemporanea estrazione di sabbia (CHOPS) per aumentare la spinta del gas dissolto negli oli viscosi, e tecniche di perforazione orizzontale e di drenaggio per gravità, che aumentano moltissimo il coefficiente di recupero. Sono queste attualmente le tecniche più produttive e più usate: la tecnica CHOPS produce 0,7 Mbbl/giorno solo in Canada, quella con pozzi orizzontali 0,7 Mbbl/giorno in Venezuela, con una produzione totale di 4 Mbbl/giorno.

Lo sviluppo più immediato per il futuro è la produzione termica mediante SAGD (drenaggio per gravità assistito da vapore), che combina il metodo termico di iniezione di vapore con il recupero attraverso pozzi orizzontali: una tecnica molto efficace, che permette recuperi fino all'80 % in 5-8 anni, ma ancora costosa. I metodi possibili sono

molti, ma non sempre adatti a tutte le occasioni, per cui è indispensabile un'attenta fase di progettazione degli interventi, in base alle caratteristiche dei giacimenti. Spesso si utilizzano più tecnologie, applicate in sequenza o combinate tra loro. Per esempio, dopo aver applicato il metodo CHOPS che, con l'estrazione contemporanea di sabbia e idrocarburi, crea un notevole aumento della permeabilità nel reservoir, si può incrementare ulteriormente il coefficiente di recupero applicando un metodo termico, come il VAPEX o il SAGD. Il recupero di oli da sabbie o scisti bituminosi è più difficoltoso e prevede l'estrazione di tipo minerario del materiale, che non può essere trattato in situ. I metodi di produzione impiegano processi di riscaldamento (retorting in apposite apparecchiature dette "storte") e di distillazione distruttiva, che distrugge la roccia lasciando come residuo gli idrocarburi che contiene. In alcuni casi il retorting può essere effettuato in situ, ma deve essere preceduto da fratturazione della roccia, tramite esplosioni. Dopo il trattamento termico, il materiale estratto viene "lavato" con acqua calda ed emulsionanti, per separare gli idrocarburi dalla roccia. Lo svantaggio principale è la produzione di una grande quantità di materiale residuo, che deve poi essere appropriatamente smaltito.

3.1.2.1 Processi CHOPS

Questa tecnologia è utilizzata in modo diffuso attualmente in migliaia di pozzi in Canada per la produzione primaria da arenarie non consolidate contenenti olio viscoso. Nel 2004, circa il 25% (692.000 bbl/d) della produzione canadese proveniva da sistemi CHOPS applicati a reservoir caratterizzati da densità API compresa tra 11 e 18 (μ 500-15.000 cP). Considerando tale produzione insieme a quella di altri progetti CHOPS che in vari paesi sono nella prima fase di sviluppo, circa l'1,1-1,3% della produzione mondiale di petrolio è ricavata attraverso approcci CHOPS. Questa proporzione è destinata a crescere nell'immediato futuro.

Invece di bloccare l'ingresso di sabbia attraverso filtri, in particolare filtri a sabbia calibrata, il flusso di sabbia nel pozzo è favorito con perforazioni aggressive e strategie di pistonaggio (*swabbing*) e sostenuto, durante la produzione, da elevati abbassamenti della pressione di fondo pozzo (*drawdown*). Anni di esperienza, che includono verifiche di campo relative a ogni possibile tentativo concepibile di esclusione di sabbia, hanno definitivamente dimostrato che tale prospettiva conduce a tassi di produzione antieconomici. Rispetto alla produzione primaria convenzionale (*sand free*), si ottengono

regolarmente incrementi di produttività per fattori pari a circa 5-20 (per esempio, 100 bbl/d invece di 5-20 bbl/d).

Un buon pozzo CHOPS può arrivare a produrre 40-150 bbl/d per molti anni e 200-600 bbl/d durante i primi anni a seconda della viscosità. In questo modo può essere recuperato il 12-25% dell'olio originario in posto (OOIP, Original Oil In Place), invece del 2-8% tipico della produzione primaria senza sabbia. Inoltre, dato che la produzione massiccia di sabbia crea una grande zona disturbata di porosità e valori maggiori di permeabilità, la produttività del reservoir può essere migliorata per successiva applicazione di processi termici (CSS, SAGD).

Le tecniche CHOPS aumentano la produttività di pozzo per cinque ragioni:

- se la sabbia può spostarsi, significa che è aumentata la mobilità di base della fase fluida a flusso spontaneo;
- più sabbia si produce e più si alimenta la crescita di una zona a permeabilità incrementata, simile a un pozzo di largo raggio che offre una produzione migliore;
- l'essoluzione di gas in olio viscoso non genera una fase continua, piuttosto un flusso discontinuo di bolle con il fluido (e con la sabbia) in espansione secondo un gradiente (*down-gradient*) che origina una spinta di gas 'interna' denominata *foamy flow* (flusso spumeggiante);
- la produzione continua di sabbia fa sì che la produttività non può essere danneggiata dal verificarsi della precipitazione degli asfalteni o da ostruzioni da particelle fini della zona in prossimità del pozzo;
- durante la rimozione della sabbia, il peso degli sterili così ricavati agisce esercitando sollecitazioni di scorrimento e destabilizzando la sabbia, in modo da favorire il movimento della stessa e dell'olio lateralmente verso il pozzo.

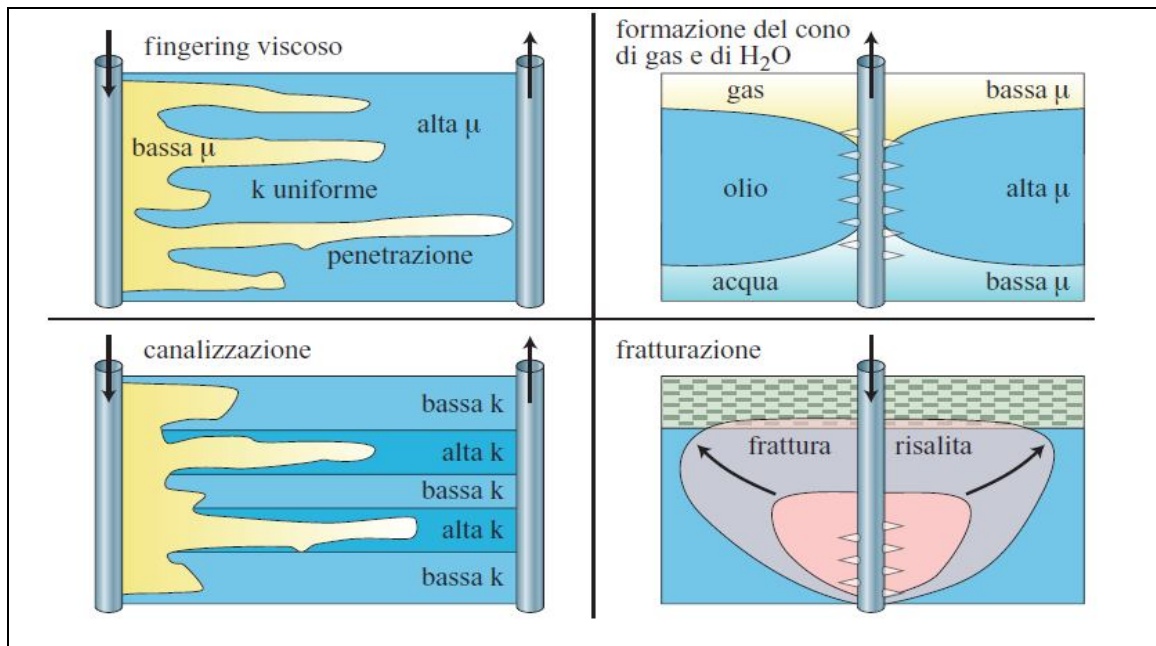


Figura 6- Pozzi con tecnologia CHOPS.

Di solito, un pozzo CHOPS inizialmente produce una frazione di sabbia elevata, forse più del 20% del volume liquido; tuttavia, questo valore decade dopo alcune settimane o al massimo qualche mese allo 0,1-6% (gli oli di viscosità inferiore generano percentuali di sabbia più basse). Alcuni dei migliori pozzi CHOPS del Canada, operativi su reservoir caratterizzati da spessore di 10-12 m e porosità del 30%, con olio da 1.500 cP, hanno raggiunto in un ciclo di vita di 8-12 anni una produzione cumulativa d'olio superiore ai 100.000 m³. La relativa produzione totale di sabbia può essere stimata in 2.000-4.000 m³, anche se in casi di viscosità inferiore si genererà ancora meno sabbia complessiva. Tipicamente, la produzione d'acqua aumenta con il tempo e gli operatori continuano a produrre un pozzo CHOPS fino a quando la sua capacità non scende sotto 1-2 m³/d di olio estratto, o finché l'ingresso d'acqua diventa intrattabile, data la quantità di olio prodotto.

Nei sistemi CHOPS si impiantano pozzi verticali o inclinati (al massimo di 40°), con fori di largo diametro usati per il completamento del pozzo; tali pozzi sono usualmente eserciti attraverso pompe rotative PCP (Progressive Cavity Pumps), piuttosto che con pompe alternative, per produrre sospensioni di sabbia, olio, acqua e gas. Vecchi giacimenti progressivamente convertiti a pompe PCP di elevata capacità segnalano sostanziali incrementi di produzione nei pozzi che utilizzavano pompe alternative. I continui miglioramenti delle pompe PCP ne stanno incrementando durata e affidabilità, mentre stanno emergendo nuove tecnologie di pompaggio in grado di estrarre grandi volumi di

sabbia. Oggi esistono tecnologie capaci di trattare sabbie al 20-40% e in grado di estendere il range di viscosità a cui possono corrispondere applicazioni CHOPS.

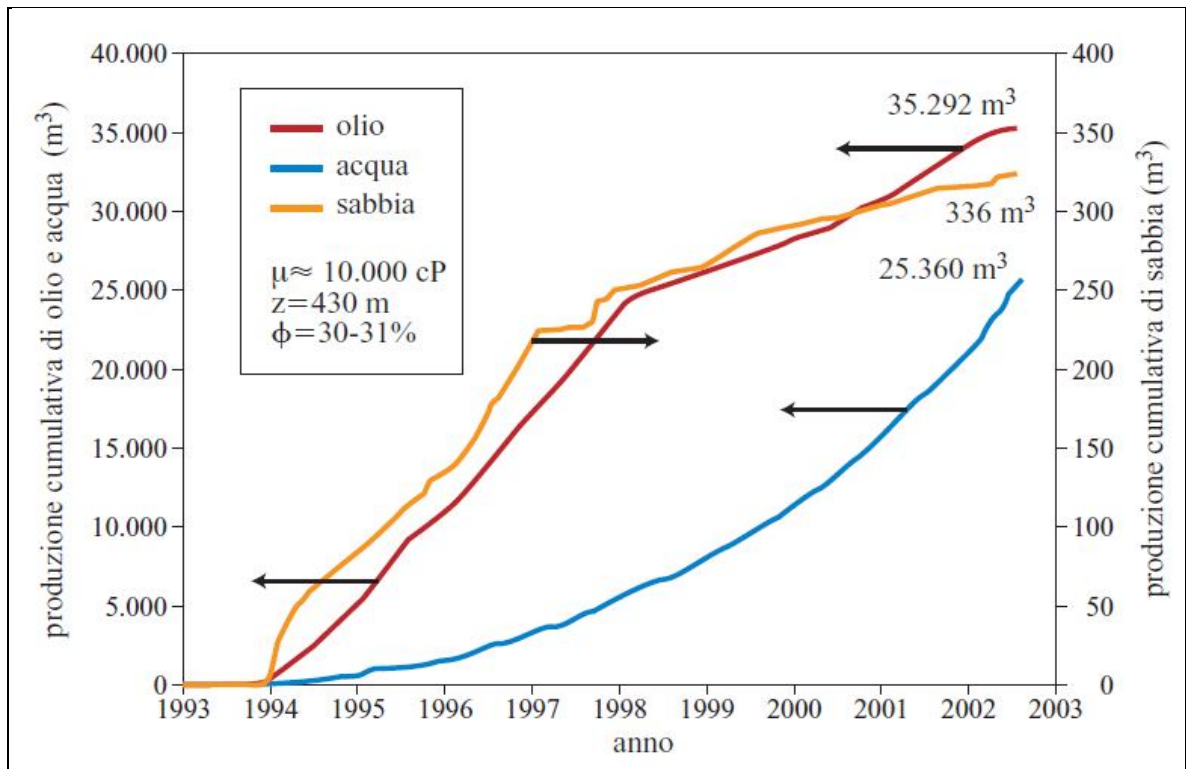


Figura 7- Storia di produzione di un pozzo CHOPS in Canada.

I CHOPS risultano appropriati per qualsivoglia arenaria non consolidata dove non compaiano acquiferi attivi e il gas in soluzione sia sufficiente a mantenere il processo che rende l'olio schiumante. La massima viscosità a cui si può associare produzione CHOPS rientra nell'intervallo 15.000-25.000 cP; nei casi di viscosità superiore, la frazione sabbiosa è troppo alta e si verificano problemi con la destabilizzazione delle coperture.

Affinché una produzione sia economicamente conveniente, lo spessore minimo delle zone da coltivare sembra essere di circa 3,5 m, e il metodo CHOPS meglio si adatta a reservoir di spessore inferiore a 15 m. Questo valore è al disotto degli spessori minimi richiesti dai processi termici; pertanto, attualmente la tecnologia CHOPS è l'unica conveniente dal punto di vista economico per recuperare, con RF generalmente maggiore del 15%, oli viscosi da arenarie a elevata porosità con spessori inferiori a 10 m.

In Cina, diversi progetti hanno conseguito successi economici (Nanyang, Jilin), anche se nell'ultimo caso l'invasione laterale di acqua è notevolmente pregiudizievole (Dusseault *et al.*, 2002a). Il campo Karazhanbas in Kazakhstan, il più grande giacimento di olio viscoso dell'ex Unione Sovietica, è in via di conversione da flussaggio con vapore a CHOPS nelle

nuove zone: qui, le viscosità basse (μ 300-450 cP) e le porosità alte (ϕ 30%) originano frazioni di sabbia stabili dello 0,15-0,25%, un decimo di quelle canadesi, ma i miglioramenti nella produttività dei pozzi sono impressionanti (tipicamente, l'utilizzazione della tecnologia CHOPS ne incrementa il valore da due a quattro volte e, naturalmente, i costi del vapore sono ridotti a zero).

I costi operativi nell'esercizio dei CHOPS sono scesi da circa 8 dollari/bbl (1989) a 4-6 dollari/bbl (2004), in virtù di molti piccoli sviluppi tecnologici (per esempio, l'aumento della durata delle pompe). Tali riduzioni sono state conseguite prevalentemente in piccole industrie, anche se oggi le grandi industrie hanno fatto propri simili programmi di contrazione dei costi, e una parte significativa riguarda il trattamento delle sabbie.

La produzione CHOPS arriva alla testa di pozzo in forma di sospensione omogenea di olio, sabbia, gas e acqua. La separazione di questa sospensione si ottiene nel modo più economico attraverso segregazione per gravità a pressione atmosferica, così il materiale è direttamente avviato verso larghi serbatoi di raccolta di 100-200 m³ di capacità. Alcune industrie aggiungono alla sospensione un de-emulsionante chimico, efficace in parte per ridurre la quantità di emulsione; altre utilizzano unità Auger (coclea per trasporto) che riscaldano la sospensione e la tagliano lentamente mentre entra nel serbatoio, dopo che la stessa è stata trattata con de-emulsionante.

Questi interventi accelerano e migliorano chiaramente la segregazione in serbatoio, e inoltre riducono la quantità di emulsione.

I serbatoi di produzione sono isolati e riscaldati a circa 80-90 °C utilizzando il gas degli spazi anulari prodotto durante l'esercizio dei pozzi, così da ridurre la viscosità dell'olio a valori minori di 30-50 cP. La sabbia (di densità $\rho \sim 2,65 \text{ g/cm}^3$) scende nella parte inferiore del serbatoio, il gas (CH₄) si sviluppa e viene raccolto alla sommità e l'olio ($\rho \sim 0,95 \text{ g/cm}^3$) galleggia al di sopra dell'acqua prodotta ($\rho \sim 1,03 \text{ g/cm}^3$). Gran parte dell'olio è separata mentre la sabbia precipita in quanto bagnabile dall'acqua. Inoltre, si segrega un'emulsione stabile, ossia una miscela di olio arricchito in asfalteni, di argille e acqua, che si separa dall'acqua e dalle fasi oleose e precipita verso il fondo del serbatoio (se $\rho > 1,03 \text{ g/cm}^3$) o forma uno strato tra olio e acqua (se $\rho < 1,03 \text{ g/cm}^3$).

I serbatoi di produzione sono gestiti con periodici ritiri di olio, acqua e sabbia. L'olio è trasferito in carichi da 30 m³ nei locali impianti di lavaggio, l'acqua è filtrata e iniettata in profondità e la sabbia viene destinata a impianti di stoccaggio o direttamente inviata in discarica. Le emulsioni presentano problemi specifici in quanto sono estremamente stabili e non possono subire trattamenti economicamente convenienti; la pratica comune è di

collocarli in discarica. L'estrazione delle sabbie dai serbatoi di produzione è compiuta per trattamento di slurry in serbatoio ed estrazione con trasporto sotto vuoto, oppure con unità Auger in una massa umida ma solida. Complessivamente, l'intero processo di gestione delle sabbie incide sul 25% dei costi operativi.

3.1.2.2 Aumento delle portate attraverso il Pressure Pulsing.

La tecnologia PPT (Pressure Pulse Technology) implica l'applicazione di rapidi impulsi di spiazzamento che coinvolgono il liquido al fondo di un pozzo di stimolazione o di iniezione. Un netto impulso forza rapidamente il liquido (20-100 litri) attraverso le perforazioni, creando un'onda di spiazzamento, chiamata *porosity dilation wave* (o solitone), che si propaga attraverso il reservoir.

Nelle applicazioni CHOPS, gli effetti sul flusso e i riscontri della produzione sui pozzi adiacenti sono positivi, infatti le portate dell'olio risultano incrementate e i problemi di ostruzione ridotti (Dusseault *et al.*, 2002b). L'onda di dilatazione della porosità può essere generata in qualunque sistema poroso a dominio liquido di permeabilità alta ($>0,1 D$), tuttavia il gas libero la inibisce rapidamente, così che la tecnologia PPT è inefficace sia in serbatoi caratterizzati da bassa permeabilità sia nei casi di elevata saturazione in gas ($S_g > 0,10$).

Per generare onde di dilatazione di porosità di grande ampiezza, deve essere provocata una brusca pulsazione attraverso un impulso subitaneo che coinvolga un solido o un liquido. Accelerare l'intera colonna di liquido del pozzo in circa 0,5 s provocherebbe l'esplosione del pozzo stesso, così per espellere rapidamente circa 20-40 l di liquido attraverso le perforazioni si utilizza una pompa volumetrica di fondo pozzo. Un modo per realizzare tale condizione è quello di collegare un pistone alla superficie attraverso una batteria di tubi che viene rapidamente forzata verso il basso con un ariete idraulico. In superficie, l'azionatore idraulico a doppio effetto solleva poi la batteria di tubi per il colpo successivo.

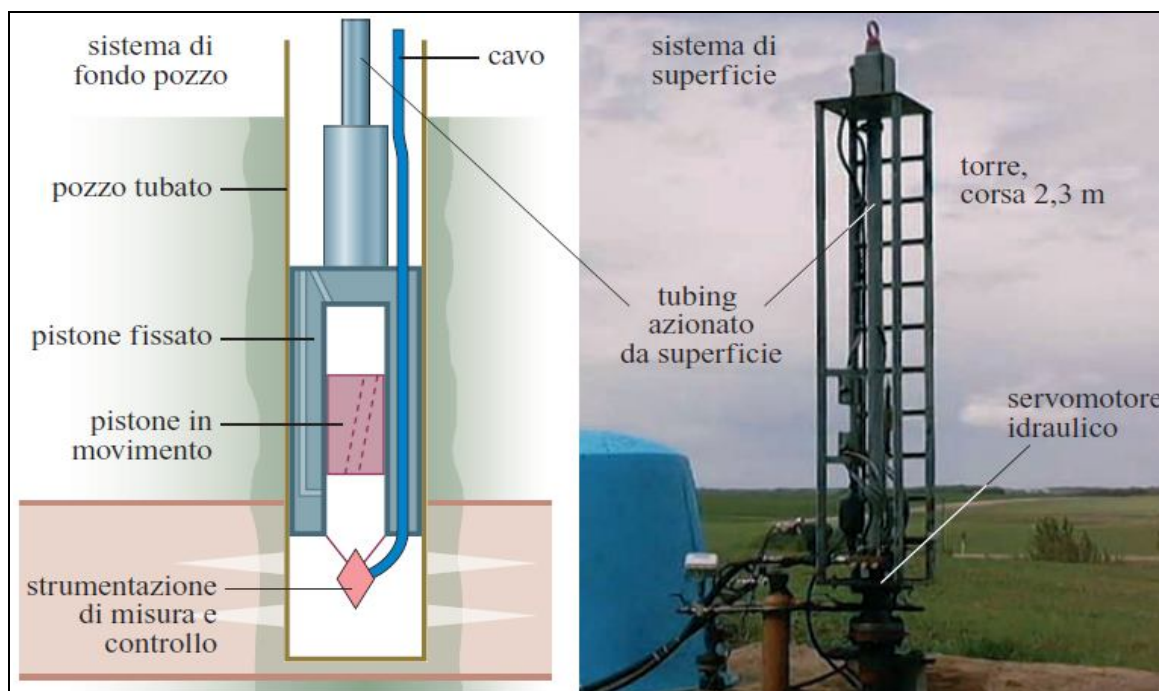


Figura 8- Pozzo con sistema di pulsazione.

Tipicamente, un sistema PPT operativo in continuità ha una resa di 20 colpi al minuto, con un avanzamento verso il basso di 2 m che ha luogo in circa 0,6 s e un tempo di ricarica per il colpo successivo di circa 2 s.

L'intervento PPT può consistere soltanto nella fase di stimolazione, con il riflusso attraverso le perforazioni che ricarica la pompa di liquido; può operare come una pompa a liquido, con il 100% del liquido di ricarica proveniente dalla superficie attraverso il rivestimento del pozzo (casing) o i tubing stringa (o le condotte dei pozzi di produzione); oppure può svilupparsi prevedendo una combinazione dei due modi in qualunque proporzione.

Pertanto, è possibile dar luogo gradualmente a un trattamento chimico, dove il rapido flusso in entrata e in uscita dalle perforazioni garantisce un eccellente mescolamento con i fluidi del reservoir.

La tecnologia PPT è stata verificata in giacimento nel caso degli oli pesanti (Spanos *et al.*, 2003), ed è stato osservato come determini risultati benefici sulla produzione dei pozzi circostanti altamente depleti. La stimolazione in un pozzo centrale non ebbe immediatamente un effetto a causa della viscosità alta, ma dopo qualche tempo l'afflusso di sabbia risultò incrementato e il declino della produzione di olio fu quasi completamente arrestato.

Questa tecnologia è ancora in una fase nascente, ma opportunamente applicata potrebbe incrementare le portate e aiutare a recuperare una parte dell'olio residuo solitamente lasciato in posto dai processi di estrazione convenzionali.

Anche se non compreso in tutti i suoi aspetti, il metodo PPT si conferma attualmente promettente ed economico per migliorare il recupero integrando molte tecnologie, compreso il drenaggio per gravità, in cui potrebbe agevolare l'aumento del flusso di liquido sui contorni delle sacche a vapore saturi di liquidi. Pur non potendo eliminarle, esso contribuirebbe a ridurre le instabilità avvelte e capillari che affliggono tutti i processi di spiazzamento basati su gradienti di pressione.

Se il petrolio viscoso non può essere recuperato economicamente attraverso tecniche a flusso freddo o minerarie, la viscosità deve essere ridotta: i tre possibili metodi sono il riscaldamento, la diluizione, o la riduzione del peso molecolare. Di questi, il riscaldamento attraverso tecnologie a getti di vapore è stato di gran lunga quello più efficace.

L'iniezione di vapore ad alta pressione ha luogo in condizioni di fratturazione, così che sottili livelli shale non rappresentano una severa restrizione sul flusso dei fluidi, anche se il maggiore dispendio termico associato al riscaldamento di queste tipologie rocciose è considerevole.

A causa delle perdite di calore e dei costi in energia (il vapore è di solito generato dalla combustione di CH₄), i processi di iniezione di vapore sono limitati a reservoir di spessore maggiore di 10-12 m. La gestione del calore è un parametro critico e in futuro saranno utilizzate per generarlo nuove fonti come il nucleare e le tecnologie *clean coal* (a carbone pulito) con cogenerazione. Anche se il rapporto olio-vapore (SOR, Steam-Oil Ratio) è usato comunemente quale misura dell'efficacia di un processo, è molto meglio stabilire l'efficienza termica complessiva, ottenuta sommando i costi di tutte le fonti di energia utilizzate nel sito in cui si interviene, espressi in barili di olio equivalente (boe), e dividendo il risultato per la produzione.

I processi di vapore ad alta pressione non sono applicabili nei casi di giacimenti che presentano zone di acqua attive o cappe di gas, e ciò costituisce una severa limitazione alla loro utilizzazione. Per esempio, la tecnologia CSS usa fasi di bassa pressione durante la produzione; se è presente acqua attiva, questa interviene causando il rapido raffreddamento del vapore, l'immobilizzazione dell'olio e in ultima analisi il cortocircuito del processo.

Durante i processi di iniezione ad alta pressione, se è presente una cappa di gas libero o una zona d'acqua, le perdite di vapore renderanno il processo non economico.

I processi controllati dalla gravità usualmente possono ovviare a questa limitazione, contemplando l'ampliamento delle condizioni favorevoli.

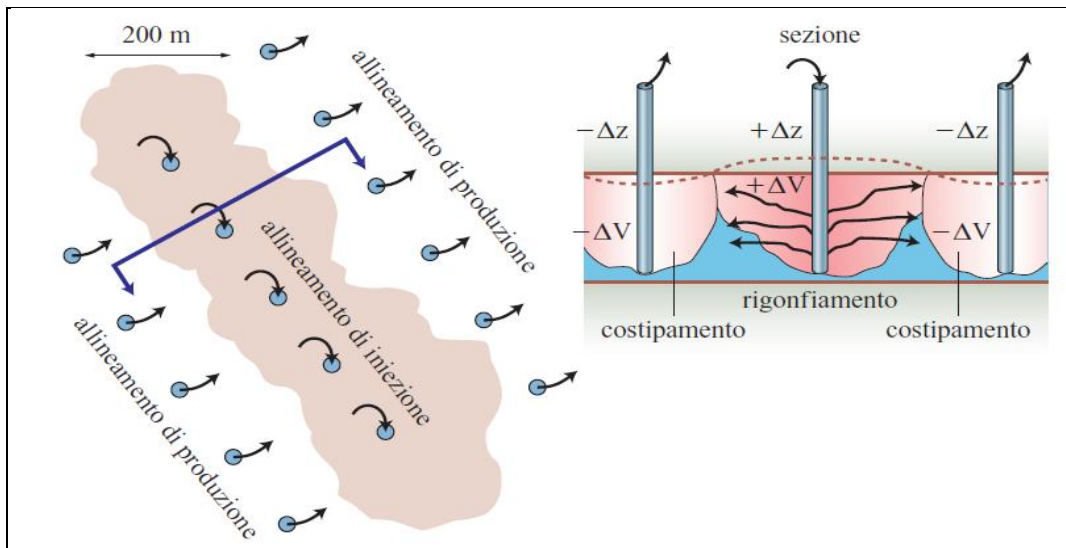


Figura 9- Esempio di flussaggio ciclico con vapore.

Tuttavia, sono in corso di sviluppo nuovi approcci all'iniezione di vapore per incrementare il RF e l'efficienza termica nei casi di quei reservoir dove i metodi SAGD non garantiscono tassi di produzione economici, a causa di barriere costituite da livelli argillosi o di basse permeabilità verticali.

L'iniezione di vapore ciclica in pozzi orizzontali (HWCS, Horizontal Well Cyclic Steam stimulation) collocati vicino alla base del reservoir presenta diversi interessanti aspetti: i pozzi lunghi offrono una migliore zona di contatto per il vapore; l'iniezione per frattura può essere realizzata facilmente lungo l'intera perforazione; ci sono componenti di drenaggio per gravità che aumentano il RF .

Durante la fratturazione da vapore in un pozzo orizzontale, il processo, con fratture che si assumono verticali, prende avvio al tacco del pozzo, perché lì interviene l'energia addizionale (in pressione) sviluppata per forzare il getto di vapore lungo la parte orizzontale del pozzo. Tuttavia, pressioni e temperature alte determinano l'espansione della formazione e l'incremento degli stress di chiusura delle fratture, di modo che il punto attivo di iniezione da frattura si muova sotto la formazione lungo il pozzo verso il piede dello stesso. Oltre alle fratture verticali, se ne generano anche in altre direzioni, tutte funzionali ad aumentare la conformità del vapore al reservoir, e un'elevata proporzione dell'olio intorno e sopra il pozzo viene a contatto con i fluidi caldi, data la prossimità del pozzo alla base della formazione.

In confronto con i pozzi di iniezione di vapore verticali, lunghi pozzi orizzontali tendono anche a mitigare alcuni aspetti negativi della *gravity override* (tendenza a stratificarsi per gravità).

Se alcuni pozzi orizzontali vengono trattati simultaneamente da una singola linea di vapore, il periodo di iniezione potrebbe essere di 16-20 settimane, piuttosto che le 8-10 settimane tipiche per un pozzo verticale CSS. Ciò si deve al fatto che il volume d'olio da riscaldare in un singolo pozzo è circa 6-10 volte maggiore di quello di un pozzo verticale.

Durante la produzione, la geometria del pozzo orizzontale comporta il significativo effetto del drenaggio gravitativo che si aggiunge alla ricompattazione e alla spinta per variazione di pressione (Δp -drive). Le fasi gassose (gas disciolti e vapore) si muovono verso l'alto, mentre l'olio caldo e l'acqua condensata tendono a muoversi verso il basso, superando le tendenze naturali alla formazione di coni sotto l'effetto di alti gradienti di pressione. Quando in fase di produzione la pressione si abbassa, la diffusione a flash del vapore aiuta a riempire i vuoti causati dal drenaggio, migliorando la segregazione per gravità. L'iniezione simultanea di gas inerte, in alto nella zona riscaldata durante la produzione, potrebbe essere utilizzata per incrementare gli effetti di spiazzamento gravitazionale.

Un pozzo singolo HWCS è più efficiente di un pozzo singolo CSS, ma ci sono alcuni benefici supplementari che si possono ottenere attraverso l'iniezione di vapore simultanea in pozzi multipli.

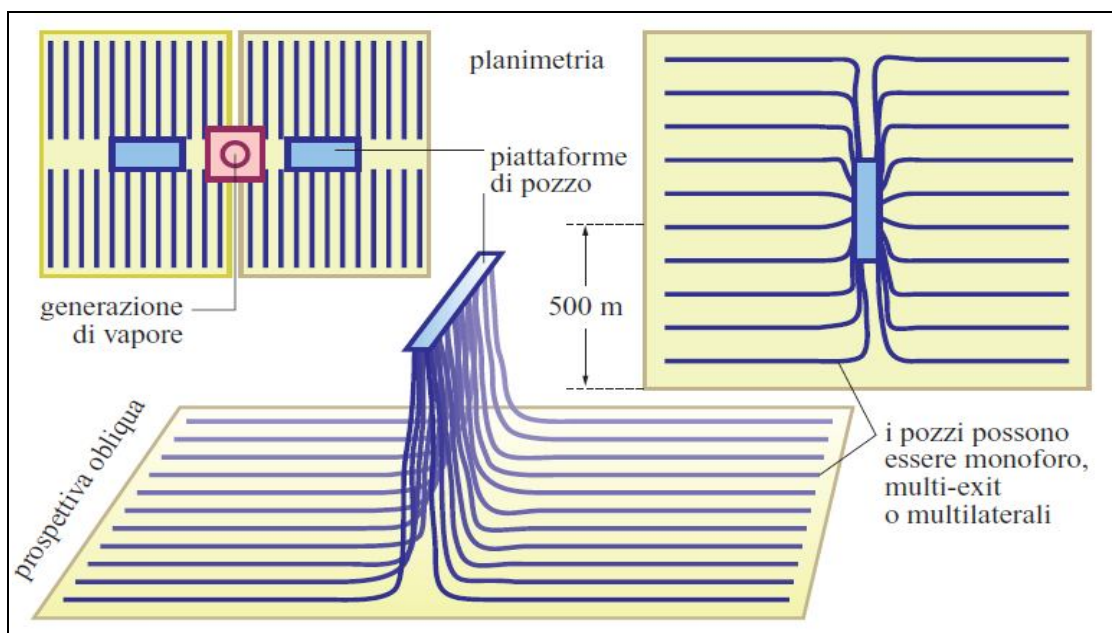


Figura 10- Allineamento pozzi HWCS.

In questa configurazione, gruppi di pozzi in un allineamento che copre circa 1,5 km² sono alimentati con flusso di vapore simultaneamente per un periodo di molte settimane, per poi esser messi in produzione mentre il gruppo successivo è sottoposto a vaporizzazione, e così via, procedendo ripetutamente secondo uno schema progressivo e in modo ciclico. Il numero di pozzi trattati simultaneamente con vapore dipende dalla iniettività e dai tassi di vapore potenziali, perché è necessario disporre del vapore nel punto terminale dei pozzi. Tubi di splitting (separazione) del vapore nei pozzi possono essere utilizzati per migliorare la distribuzione del vapore e accelerare i tassi di produzione.

Questo migliora ancora il contatto del vapore, perché durante l'iniezione il sollevamento generale con fratturazione da vapore a prevalenza orizzontale ha luogo sull'intero blocco, accompagnato da dilatazione da sollecitazione di taglio e segregazione gravitazionale di fase. Durante la produzione, in confronto ai pozzi verticali CSS, ci sono gradienti complessivi più bassi e migliore conformità; conseguentemente gli effetti di segregazione gravitazionale sono più significativi, favorendo così l'aumento del R_F .

In condizioni identiche, la tecnica di iniezione HWCS su gruppi di pozzi fornisce verosimilmente R_F del 10-15% più grandi rispetto al metodo CSS, con un SOR migliorato del 15-20%, anche se, in comparazione con un progetto convenzionale CSS, il recupero dell'olio può essere distribuito su un periodo di tempo più lungo e ci può essere un ritardo maggiore prima che sia raggiunto il picco di produzione. Inoltre, i costi sono più grandi e, come nel caso dei CSS, questa opzione si applica limitatamente a zone di spessore apprezzabile e ben saturate. Saturazioni in olio basse, intercalazioni prive di olio spesse e pay netti di spessore ridotto sono comunque fattori fortemente negativi per tutti i trattamenti con vapore.

Un altro importante vantaggio dei metodi HWCS consiste nella circostanza che il reservoir, una volta ben riscaldato, può essere facilmente convertito al sistema del drenaggio per gravità, sfruttando una o più tecnologie, tenendo in considerazione il fatto che i pozzi orizzontali sono già in posto nelle vicinanze della base dello strato. Questo può migliorare sostanzialmente il R_F .

3.1.2.3 Drenaggio per gravità

Il drenaggio per gravità che sfrutta le differenze di densità ($\Delta\rho$) di fasi immiscibili consente l'eliminazione delle instabilità per flusso avvertivo e conduce a R_F elevati. I gradienti di pressione (Δp) devono essere mantenuti bassi di modo che il sistema rimanga sotto il

controllo della gravità. Inoltre, poiché i tempi di scorrimento sono modesti sotto l'azione delle forze originate da $\Delta\rho$, il drenaggio da gravità è realizzabile soltanto con pozzi orizzontali posizionati vicino alla base della zona satura d'olio, nei casi in cui sia ragionevole la permeabilità verticale (intrinseca o indotta). Naturalmente, tutto l'olio al disotto del pozzo di produzione rimarrà inaccessibile ai metodi di drenaggio per gravità; per questo motivo i pozzi sono invariabilmente collocati il più in basso possibile nella zona da coltivare.

Nei processi controllati dalla gravità, le differenze di densità delle fasi immiscibili (Δr) e l'equilibrio di porosità ($\Delta V_{in} \Delta V_{out}$) conducono alla segregazione gravitazionale verticale: i liquidi densi calano in basso, i liquidi leggeri e le fasi gassose si levano verso l'alto; si tratta della nota instabilità di override, ora sfruttata deliberatamente quale metodo di produzione. I pozzi possono essere eserciti a pressione qualsiasi, così i metodi di drenaggio da gravità possono essere utilizzati dove c'è acqua di fondo attiva o acqua laterale; la contropressione del pozzo produttivo è mantenuta allo stesso livello della zona d'acqua ($\pm 10-20$ kPa), in modo tale che l'entrata di acqua non può aver luogo. Poiché nel drenaggio per gravità $\Delta p \sim 0$ non possono accadere infiltrazioni digitiformi viscosi, formazione di coni e canalizzazioni, eliminare le instabilità avvertite comporta un grande vantaggio perché in loro assenza le forze di gravità tendono a stabilizzare i fronti e a incrementare il R_F , sebbene per basse velocità di flusso.

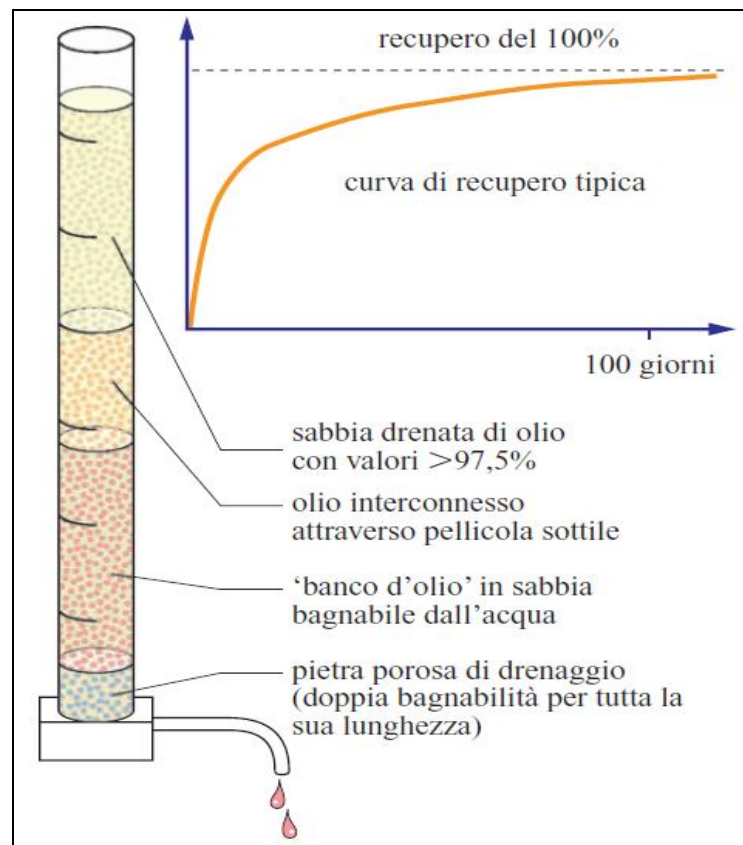


Figura 11- Drenaggio per gravità.

Iniezione di gas inerte

Il metodo IGI (Inert Gas Injection), utilizzato da solo, non è appropriato per gli oli ad alta viscosità; tuttavia è utile per aumentare il R_F nei giacimenti di olio convenzionale e ha applicazioni potenziali dopo l'intervento di processi termici. Inoltre, l'iniezione di gas inerte rende particolarmente evidente il processo fisico della segregazione gravitazionale (Chatzis *et al.*, 1988).

La figura 11 mostra un cilindro alto 2 m riempito di sabbia quarzosa; la sabbia è bagnabile dall'acqua e la saturazione in olio è $S_o=0,90$, conseguita attraverso spiazzamento.

La pietra di drenaggio basale porta canali completamente bagnabili dall'olio e dall'acqua, in quanto fabbricata con granuli liofili e idrofili; perciò ha resistenza capillare zero per entrambi i liquidi. Il drenaggio basale si compie affinché il gas inerte rimpiazzhi gli spazi vuoti dei pori in un processo top-down. Mentre il gas libero si muove verso il basso, a causa della disuguaglianza della tensione superficiale, relativa alle tre superfici di separazione in gioco ($\gamma_{wg_yow_ygo}$), si sviluppa una struttura a tre fasi con una pellicola d'olio tra l'acqua e il gas. L'olio della parte superiore rimane pertanto completamente

connesso con la zona a olio attraverso pellicole sottili e continua a drenare perché più denso del gas. In laboratorio si possono raggiungere R_F molto alti (98-99%), anziché la comune condizione in cui l'olio drena fino a una tipica saturazione residua di 0,20-0,30.

Questo esperimento dimostra un fatto rimarchevole: data una fase gassosa continua in una zona superiore, l'olio forma sempre una pellicola espansa sull'acqua e può lentamente drenare fino a bassi valori di S_o , confermato che abbia luogo il rimpiazzo dei vuoti tra i pori e che le pellicole sottili rimangano intatte. I gradienti di pressione devono essere tenuti sotto il valore al quale le pellicole sono strozzate, o l'olio rimane isolato in ammassi. Inoltre, il concetto di olio residuo, largamente usato, ha poca rilevanza nel sistema di drenaggio per gravità a tre fasi. I dati sull'olio residuo hanno significato soltanto nei casi di spiazzamento in condizioni di elevati Δp , dove l'olio è isolato da strozzature dispersive e bloccato dalle forze capillari.

Il fenomeno della pellicola spontanea d'olio in espansione definisce l'ambito di una tecnologia futura che potenzialmente potrebbe essere la migliore per tornare a coltivare vecchi giacimenti e recuperare l'olio rimanente (tipicamente 0,40-0,75 dell'OOIP). I pozzi orizzontali sono installati alla base di un reservoir impoverito, nel quale l'olio è diventato isolato nella forma di ammassi disconnessi. Gas inerte, o una miscela di idrocarburi gassosi (HC), è iniettato nei pozzi allo stesso tasso con cui si estrae l'acqua (per evitare elevate variazioni di pressione). Si genera una fase gassosa crescente e in ascensione, che quando raggiunge l'ammasso dell'olio fa sì che questo, spontaneamente, si diffonda indietro verso il pozzo; così la barriera della capillarità risulta perforata. In ultimo, il gas iniettato raggiunge la sommità del reservoir, ma il processo di iniezione prosegue, con $\Delta V_{in} = \Delta V_{out}$ per evitare il verificarsi di elevate Δp che potrebbero distruggere il drenaggio per gravità stabilizzato. Una volta completato l'intervento, i gas di valore economico sono recuperati attraverso il declino controllato della pressione oppure mediante la sostituzione con CO₂.

Nel caso in cui il metodo IGI sia applicato a un reservoir vergine con buona permeabilità verticale (k_v) ma in presenza di una zona d'acqua attiva, si inietta metano (CH₄) o azoto (N₂) sopra il reservoir, per spiazzare l'olio verso i pozzi orizzontali alla base della struttura (si potrebbe utilizzare CO₂ che però a $p > 7,4$ MPa e $T > 31,1$ °C è in condizioni supercritiche). Nel pozzo orizzontale la pressione è mantenuta uguale alla pressione della zona d'acqua per eliminare instabilità avvertite e il gas viene iniettato alla stessa portata volumetrica di reservoir a cui sono estratti i liquidi, affinché non abbia luogo il fenomeno

di formazione di coni. Se c'è una buona spinta di fondo dell'acquifero, è possibile che si abbia un movimento verso il basso dell'interfaccia con il gas e un movimento verso l'alto dell'interfaccia con l'acqua, entrambi gravitazionalmente stabilizzati. Dato che la differenza di densità tra olio e acqua è più piccola, le velocità di spostamento delle interfacce non possono essere le stesse; in questo caso, i pozzi di produzione sono collocati più vicino alla zona di contatto con l'acqua per bilanciare la produzione.

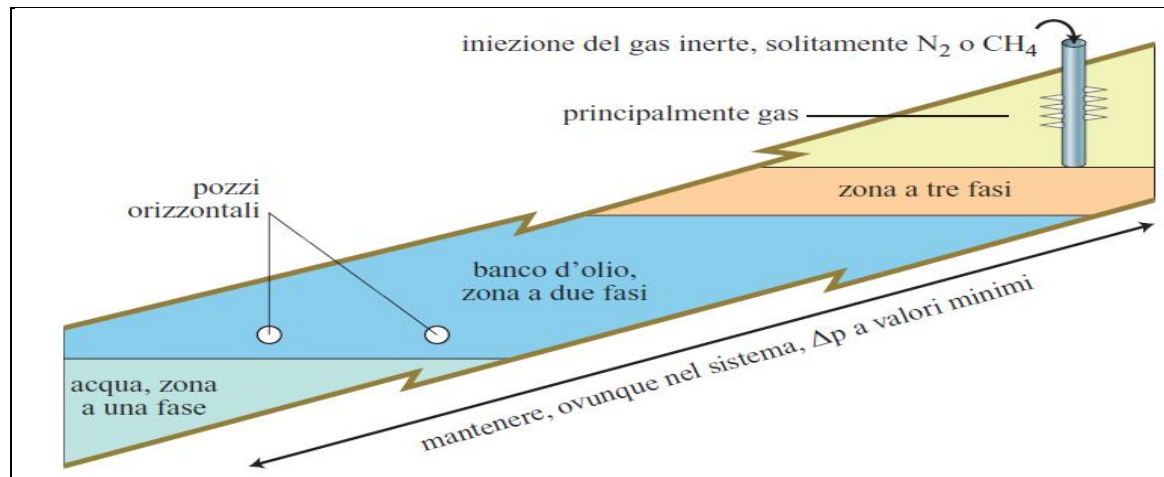


Figura 12-Iniezione di gas inerte, un processo di drenaggio gravitativo per oli a bassa viscosità. Nei processi governati dalla gravità, l'iniezione del gas e i tassi di produzione sono controllati per evitare la formazione di coni di gas (o acqua). Si rende necessario un bilanciamento dei volumi: $\Delta V_{in} = \Delta V_{out}$. I pozzi orizzontali devono essere paralleli alla struttura, vicini al contatto olio/acqua, se necessario.

Un reservoir ideale per l'approccio IGI potrebbe essere quello che presenti una modesta immersione, così da avere la più estesa superficie di interfaccia gas/olio, ma ancora un buon effetto di drenaggio gravitativo (Ren *et al.*, 2005). La delicata interazione tra la struttura del reservoir e i processi di segregazione per gravità nei sistemi a tre fasi è ancora poco considerata, e molte delle possibili applicazioni del metodo IGI saranno percepite come tali soltanto quando aumenterà nell'industria la consapevolezza della sua efficacia.

Estrazione VAPEX del petrolio.

Per ottenere rese di pozzo economiche, si può ridurre la viscosità attraverso la diluizione con solventi e idrocarburi gassosi a condensati. In combinazione con il drenaggio per gravità che utilizza lunghi pozzi orizzontali, questo metodo è noto come VAPEX (Vapour-Assisted Petroleum Extraction; Butler e Mokrys, 1991).

Esistono numerose opzioni, ma il VAPEX fu concepito originariamente per una coppia di pozzi, configurata in modo che dal pozzo superiore si possa iniettare la miscela gassosa e dal pozzo inferiore produrre l'olio diluito. Si determina in questo modo nella zona di intervento una camera, in cui gli idrocarburi gassosi e i liquidi condensati si diffondono nell'olio attraverso una interfaccia, fondendo l'olio che fluisce verso il basso in modo da esporre alla diluizione una nuova superficie. Alla scala di 1-100 mm, il fronte è notevolmente interessato da digitazioni, a causa degli effetti di diluizione e imbibizione cosicché l'area della superficie per la diffusione è grande, e questo aiuta ad accelerare la velocità di trasporto di massa della fase diluente nell'olio ad alta viscosità. Il processo tende ad auto stabilizzarsi senza formazione di digitazioni di larga scala, garantendo grande stabilità e planarità macroscopica al fronte di fusione. L'assenza di elevati Δp permette di recuperare e riciclare con grande efficienza diluenti molto costosi, superando i problemi di scarso recupero di solvente da cui sono afflitti i processi di spiazzamento ad alta pressione con solvente. Inoltre, il diluente lasciato in posto dopo l'estrazione si può recuperare attraverso iniezione di gas inerte o riduzione di pressione.

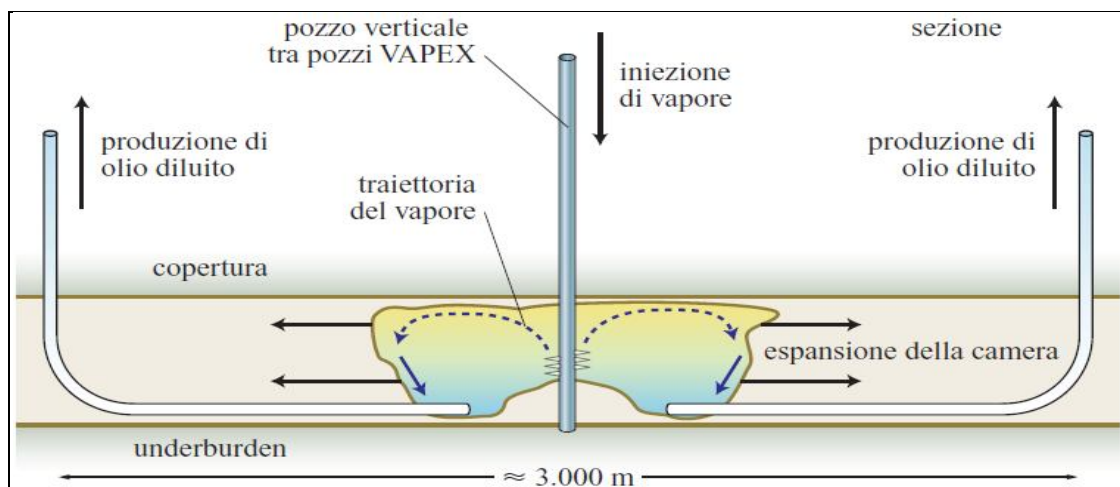


Figura 13- Configurazione alternativa per un pozzo VAPEX.

Per ottenere la condensazione degli idrocarburi leggeri al fronte di fusione, è possibile riscaldare i vapori prima dell'iniezione 20-40 °C sopra le temperature del reservoir; questo consente inoltre una scelta più ampia nella composizione dei gas VAPEX utilizzati. Le richieste di energia termica sono una piccola frazione di quelle tipiche dei processi a vapore a causa delle modeste variazioni di temperatura coinvolte, della bassa capacità termica dei solventi e del basso calore di condensazione.

La piccola quantità di calore in gioco è comunque un aiuto per la riduzione della viscosità.

Come accade con il metodo IGI, il sistema VAPEX può operare a qualunque pressione in quanto condotto per drenaggio gravitativo. In presenza di una zona d'acqua attiva, è conveniente controllare attentamente la pressione per minimizzare l'afflusso o le perdite.

VAPEX comparato al processo termico SAGD presenta vantaggi e svantaggi. La diluizione con solvente comporta che nei casi di oli ad alta viscosità (>100.000 cP) deve essere introdotta nel volume dell'olio una grande quantità di diluente (20-30% in volume); questo suggerisce che il sistema VAPEX può essere più efficace nei giacimenti caratterizzati da viscosità comprese nell'intervallo 50-5.000 cP, casi in cui si richiede soltanto una diluizione del 5-15%. Un altro aspetto che riguarda gli oli ad alta viscosità è che gli idrocarburi liquidi determinano la precipitazione degli asfalteni, che possono così ostruire la porosità riducendo le velocità di flusso.

Anche se questo metodo è stato proposto come uno strumento di upgrading *in situ*, gli effetti negativi della precipitazione degli asfalteni e dell'ostruzione dei pori sono sostanziali. Forse in questi casi, per mantenere aperti i piccoli canali di connessione tra i pori, potrebbe essere utilizzato il metodo PPT.

Poiché non ci sono effetti termici di dilatazione e dislocazione nel sistema VAPEX freddo, sono sufficienti sottili livelli argillosi per creare barriere di flusso. Per superare questa difficoltà, possono essere messe in posto fratture mantenute attraverso agenti specifici per realizzare percorsi di flusso verticale; tuttavia questo risolve soltanto parzialmente il problema, in quanto in tali casi l'angolo di flusso effettivo può risultare così basso che i tassi di recupero diventano troppo lenti.

Rimane il fatto che il sistema VAPEX richiede poco calore, dunque non risulta penalizzato dai pesanti costi per la produzione del calore (~ 60-70% delle spese operative – OPEX, OPERational EXpenditure – nei sistemi SAGD e nei processi a stimolazione ciclica con vapore).

Inoltre, altre configurazioni di pozzo diventano verosimili e in funzione degli elevati valori R_F attesi (70-85%) potrebbe essere sostenuto un tempo molto più lungo di coltivazione, probabilmente diversi decenni. Di contro, nel caso dei SAGD, la coltivazione deve essere condotta nel modo più rapido possibile a causa delle perdite di calore, e la spaziatura dei pozzi deve essere modesta; questo vincolo è molto meno rigoroso per i sistemi VAPEX a freddo.

Il sistema VAPEX non patisce delle difficoltà di gestione dei materiali associate all'iniezione di vapore. Non c'è alcuna necessità di acqua, pertanto nessun costo di purificazione, pompaggio e riciclo, tutti problemi di primaria importanza nei SAGD. I costi

OPEX nelle configurazioni VAPEX dovrebbero essere circa il 40% dei corrispettivi nei SAGD, perché tipicamente il 60-70% dei costi OPEX in questi ultimi è impegnato per le spese di generazione del vapore e di riciclaggio dell'acqua. Le strutture di superficie per il recupero dei solventi e per le ridotte esigenze di riscaldamento sono molto meno costose di quelle per la generazione del vapore e per la purificazione dell'acqua.

Il VAPEX si confermerà superiore ai metodi di drenaggio gravitativo termico per i reservoir in calcari fratturati che, a causa di valori OOIP più bassi, sono deboli candidati per i processi termici. I sistemi VAPEX potrebbero essere anche preferiti nei casi di reservoir a strati inclinati che sono relativamente sottili (<10 m), nei quali l'applicazione economica di una tecnologia a vapore è improbabile. Attualmente i sistemi CHOPS sono adatti per tali casi, ma soltanto dove è possibile sostenere la produzione di sabbia. Per un reservoir a strati inclinati, i vapori continuano a muoversi in direzione di strato verso la sommità del reservoir, fondendo l'olio che ritorna a velocità di flusso sostenute dalla pendenza naturale. In tale configurazione, a causa della bassa viscosità della fase vapore in circolo, appare possibile mantenere portate di produzione economiche per larghe spaziature del pozzo.

Processi SAGD.

Invece di un diluente a condensazione, si inietta vapor d'acqua al 100% per ridurre la viscosità e occupare gli spazi vuoti; le fasi che si separano gravitazionalmente (olio e acqua) vengono recuperate dal pozzo più basso. Come accade per il VAPEX, SAGD può essere utilizzato anche in reservoir con acqua di fondo attiva perché si possono esercire i pozzi con contropressione uguale alla pressione dell'acqua. I processi SAGD sono alquanto differenti da quelli dei convenzionali processi termici. In questo caso l'override di gravità è un fattore positivo: il vapore risale e si muove lateralmente nella zona d'intervento mentre l'acqua condensata e l'olio caldo fluiscono gravitazionalmente verso il pozzo di produzione. Il vapore scalda l'olio alle pareti di una camera in accrescimento, e la zona di fusione è sottile e stabile perché sono assenti le instabilità avvertite alimentate da variazioni di pressione (Δp -driven). I gas che non condensano (N₂ o HC), sviluppatasi o iniettati, tendono a rimanere in alto nella camera; poiché essi producono un effetto isolante, ciò aiuta a ridurre le perdite di calore conduttive delle coperture.

Le alte temperature del vapore danno luogo a diversi effetti positivi, oltre alla riduzione di viscosità. Poiché il fronte termico è netto e il ΔT è grande, la zona calda si espande in modo sostanziale rispetto al reservoir freddo oltre il fronte termico. Ciò conduce a *shearing* (clivaggio a piani paralleli) e dilatazione, aumentando la permeabilità in anticipo sul fronte, che incrementa la velocità di propagazione del fronte e il flusso di ritorno dell'olio scaldato. Sottili zone costituite da shale subiscono così fratturazione a causa dell'espansione termica differenziale e della disidratazione della frazione argillosa; in questo modo il vapore passa attraverso livelli che normalmente sarebbero stati barriere per i processi non termici. Tuttavia, shale più spesse (>1 m) impediscono il flusso e stabilizzano la crescita della camera in modo tale che il supplemento termico necessario per riscaldare acqua e minerali ivi presenti risulti sostanziale.

Poiché il vapore di camera si espande lateralmente, il valore crescente dell'area della superficie superiore fa sì che le perdite di calore aumentino rapidamente con il tempo. Inoltre, l'angolo di ritorno al pozzo diminuisce, di modo che, quando nella configurazione la larghezza risulta la dimensione dominante, le portate cominciano a ridursi. Ciò limita la larghezza della camera a vapore a circa tre-quattro volte lo spessore del reservoir. Questi fattori, aggiunti a valori OOIP più bassi, limiteranno, probabilmente in modo definitivo, le applicazioni SAGD a giacimenti con spessori superiori a 12-15 m.

Confrontati con i metodi di iniezione di vapore ad alte variazioni di pressione (Δp), i vantaggi della tecnica SAGD risiedono nella maggiore efficienza termica e nei valori estremamente alti dei R_F nella zona di spiazzamento. L'isolamento capillare di zone dall'elevato gradiente di pressione non ha luogo, in quanto il fronte di fusione rimane sottile e relativamente planare.

Se il processo avanza più rapidamente in una zona più permeabile, ci sono effetti termodinamici e di *shearing* che si oppongono e tendono a distribuire uniformemente la progressione, preservando il fronte dallo sviluppo di instabilità di grande ampiezza (come nelle digitazioni viscosive o nelle canalizzazioni). In laboratorio, nel caso di modelli 2D si raggiungono facilmente valori di recupero superiori al 95%. In giacimento, in funzione di fattori come il numero e la posizione degli strati argillosi, il tasso di recupero rispetto al tasso di perdita del calore, la grandezza della dilatazione termica, e altri ancora, è ragionevole, nel caso di reservoir idonei, aspettarsi R_F circa 65-80%.

Rispetto ai processi a iniezione di vapore ad alta pressione, l'efficienza termica più alta deriva dalla nitidezza del fronte termico che procede nel reservoir e dalle ridotte perdite di

calore nella direzione verticale. Quando un intervento SAGD è prossimo alla conclusione (5-8 anni dopo la sua attivazione), l'iniezione di vapore può essere rimpiazzata dall'iniezione di gas inerte per spiazzare i liquidi caldi e i vapori verso il pozzo di produzione dove questi possono essere prodotti e il calore recuperato. Dal punto di vista termico, la tecnica SAGD dovrebbe essere circa il 40% più efficiente di un'equivalente operazione CSS. Per esempio, nel giacimento di Cold Lake, si sono raggiunti SOR di 2,5, ma è probabile che con l'applicazione del metodo SAGD si possano conseguire R_F ben migliori con valori SOR di circa 1,5-1,6. Tuttavia, i costi d'investimento (CAPEX, CAPITAL EXpenditures) elevati necessari per raddoppiare i pozzi orizzontali compromettono parte dei miglioramenti in efficienza.

Al momento attuale, il SAGD è stato economicamente verificato in Canada in zone di buona permeabilità ($k > 1 D$, $h > 20 m$) a cospetto di oli di viscosità molto alta ($1-2 \times 10^6$ cP) e a profondità variabili da 150 a 650 m. Considerando un arco di tempo utile di 5-8 anni, si potrebbero conseguire R_F dell'80% nei migliori casi caratterizzati da eccellente permeabilità verticale, ma facendo riferimento a una media complessiva è probabilmente più ragionevole pensare a valori del 65-70%. Si noti che anche in giacimenti convenzionali di petrolio in arenaria, applicando metodi di recupero assistito a elevate Δp , R_F del 60% sono eccezionali a causa dei fenomeni di bypassing dell'olio e di otturazione capillare e per l'alto contenuto d'olio residuo associato con i processi Δp -driven.

Anche se una strategia a doppio pozzo definisce la configurazione correntemente utilizzata, in linea di principio è possibile realizzare un sistema SAGD permanente con un singolo pozzo, dove l'iniezione del vapore ha luogo per tutta la lunghezza del pozzo, con il vapore che si separa e cresce fuori del pozzo per essere rimpiazzato dai liquidi. Possono essere utilizzate altre configurazioni, a patto che Δp sia mantenuto basso affinché il processo sia guidato dagli effetti di variazione di densità ($\Delta \rho$). A oggi, il concetto di doppio pozzo è ritenuto il più appropriato per nuove coltivazioni di spesse zone a olio viscoso, perché presenta linee di flusso brevi, riducendo le perdite di calore, e garantisce che una completa comunicazione lungo tutta la lunghezza del tubo sia raggiunta rapidamente. Tuttavia, quando SAGD è applicato ad altri reservoir che già sono in fase produttiva attraverso l'impiego di una tecnologia diversa o a reservoir in cui la comunicazione sia già stata stabilita, possono essere usate combinazioni di pozzo differenti.

Per esempio, pozzi di iniezione e di produzione orizzontalmente alternati, o allineamenti di pozzi di iniezioni verticali con pozzi di produzione orizzontali di offset possono risultare in

particolari casi più efficienti (per esempio, HWCS seguito da SAGD). Le coppie dei pozzi SAGD sono usualmente posizionate rispettando una separazione verticale di circa 4 m e condotte in modo tale che la differenza di temperatura tra i due pozzi sia di circa 30 °C. Questo sembra essere l'*optimum* per le condizioni canadesi, ma la situazione ottimale deve essere poi valutata caso per caso. Le lunghezze di pozzo ottimali sembrano essere di circa 800 m in quanto le perdite di carico in pozzi orizzontali molto lunghi possono determinare lo sviluppo eccessivamente lento del drenaggio al piede (del pozzo) oppure gradienti di pressione nel reservoir che destabilizzano il drenaggio gravitativo attraverso la formazione di coni e digitazioni viscosi.

In un reservoir con acqua attiva, la contropressione del pozzo di produzione deve rimanere prossima alla pressione dell'acqua, ma in assenza di acqua attiva è possibile esercire il sistema SAGD a pressioni più basse.

Nel caso di oli dalla viscosità più bassa ciò può presentare alcuni vantaggi, ma per oli ad alta viscosità la temperatura inferiore inibisce la formazione della dilatazione di scorrimento e la riduzione della viscosità (relativa al ΔT) può risultare insufficiente per ottenere buone portate. In questi casi, il SAGD di bassa temperatura non è vantaggioso (Collins, 2004).

3.1.2.4 Combustione *in situ*.

La separazione gravitazionale dei gas di combustione, l'ostruzione del flusso per il raffreddamento dell'olio ad alta viscosità, la cokizzazione prematura, le rapide canalizzazioni (*channelling*) del gas e il prematuro arrivo del fronte di combustione al pozzo di produzione hanno reso la combustione *in situ* (ISC, In Situ Combustion) non economica nel caso degli oli ad alta viscosità. Tuttavia, i vantaggi potenziali del metodo ISC sono così rilevanti che il conseguimento di un processo di combustione stabile (il concetto di reattore *in situ*) rimane uno dei principali obiettivi della ricerca sugli oli ad alta viscosità. Tali vantaggi includono: *a*) costi di combustibile nulli; *b*) peso molecolare ridotto del prodotto; *c*) rimozione della maggior parte dei metalli pesanti (Ni e V) attraverso ossidazione e precipitazione; *d*) ridotti fabbisogni idrici; *e*) ridotte problematiche nella gestione dei rifiuti di processo liquidi e solidi.

Tutti i processi di combustione ad alta temperatura generano grandi volumi di gas, particolarmente se è utilizzata aria (79% N₂). Questo determina problemi di gestione del

gas, in quanto i gas devono fluire attraverso il sistema verso i pozzi di estrazione. Si genera separazione gravitazionale e, poiché i gas trasportano calore, ciò conduce a channelling con fiamma e arrivo anticipato del fronte di combustione al pozzo di produzione.

Nel reservoir, gravi problemi relativi al coefficiente di mobilità negli oli ad alta viscosità favoriscono sempre lo sviluppo delle instabilità di flusso, che il gas non fa altro che peggiorare. Se si utilizza O₂ puro, si elimina la questione del trattamento di N₂, ma il flusso di CO₂ (come gas o come fluido supercritico) comporta problemi simili. I gas prodotti devono essere trattati alla testa di pozzo attraverso separazione immediata, condensazione dei gas idrocarburici, sfiatamento o reiniezione del gas.

Il problema del raffreddamento dell'olio e dell'occlusione dei condotti (*plugging*) è endemico dei metodi ISC convenzionali. L'olio caldo proveniente dal fronte di combustione si raffredda quando fluisce attraverso il sistema e si può completamente immobilizzare, anche gelificando, poiché è chimicamente attivo. Perciò, i gas che devono fuoriuscire dal sistema non possono defluire senza fratturazioni, il che implica pressioni di iniezione più alte, canalizzazioni e perdita di controllo. Nel caso in cui sia presente una zona d'acqua attiva, è difficile mettere in esercizio un sistema ISC perché, se la pressione ai pozzi di produzione scende sotto la pressione dell'acqua, si produce la formazione di coni, fenomeno che 'tempra' l'olio caldo, immobilizzandolo e bloccando il processo.

L'olio prodotto per combustione contiene idrocarburi con un gran numero di legami di carbonio doppi e tripli e tende a gelificare quando raffredda, in conseguenza di una spontanea reticolazione molecolare. Ciò può essere mitigato attraverso immediata idrogenazione con i fluidi ancora caldi, anche se questo richiede lo sviluppo di metodi di idrogenazione a scala più piccola di quelli attualmente accessibili.

I metodi ISC rimarranno di notevole interesse perché la posta in gioco è molto alta: la combustione potrebbe essere l'unica tecnologia praticabile per i giacimenti a olio altamente viscoso in zone di spessore inferiore a 12-15 m, non idonee al metodo CHOPS. I vantaggi del reattore *in situ* sono così grandi che la ricerca applicata ISC andrà avanti anche se i risultati continuano a essere deludenti.

Il processo di iniezione di aria dal punto terminale del pozzo verso il punto di inizio (THAI, Toe-to-Heel Air Injection), in fase di test di campo nel periodo 2006- 2007, utilizza il concetto di breve linea di flusso obbligata per attenuare le instabilità avvelte, i problemi relativi al gas e il raffreddamento dell'olio. Si utilizzano pozzi verticali per iniettare aria, aria arricchita in ossigeno, ossigeno più acqua, o qualsiasi ossidante adatto a propagare un fronte di combustione lungo un sistema a pozzo orizzontale, collocato sotto

la formazione da produrre. I gas di combustione e i prodotti derivati da cracking termico e mobilizzati sono recuperati attraverso linee di flusso brevi e calde, che superano o evitano le instabilità relative a lunghe linee di flusso e il raffreddamento.

Un bilanciamento tra override e corrente discendente, considerando anche il posizionamento basso del pozzo, comporta una raccolta verticale efficiente e in linea di principio è possibile conseguire alti valori *RF*. I vantaggi potenziali del metodo THAI sono evidenti, ma nella pratica si devono affrontare delle complicazioni. L'agente ossidante iniettato può semplicemente effettuare un corto circuito alla punta terminale del pozzo (*toe*), evitando parzialmente il fronte di combustione e introducendo significative quantità di ossigeno libero nel pozzo di produzione. Ciò può determinare logoramento per attrito dell'acciaio e cokizzazione nella sezione orizzontale del pozzo, impedendo il flusso. Tuttavia, simulazioni di laboratorio mostrano una forte tendenza alla formazione di tappi di coke nel pozzo a monte della zona di combustione, cosa che aiuta gli ossidanti a seguire linee di flusso di overriding nella zona di combustione, dove essi possono essere completamente consumati. Rimane da verificare se questo si possa realizzare nella pratica.

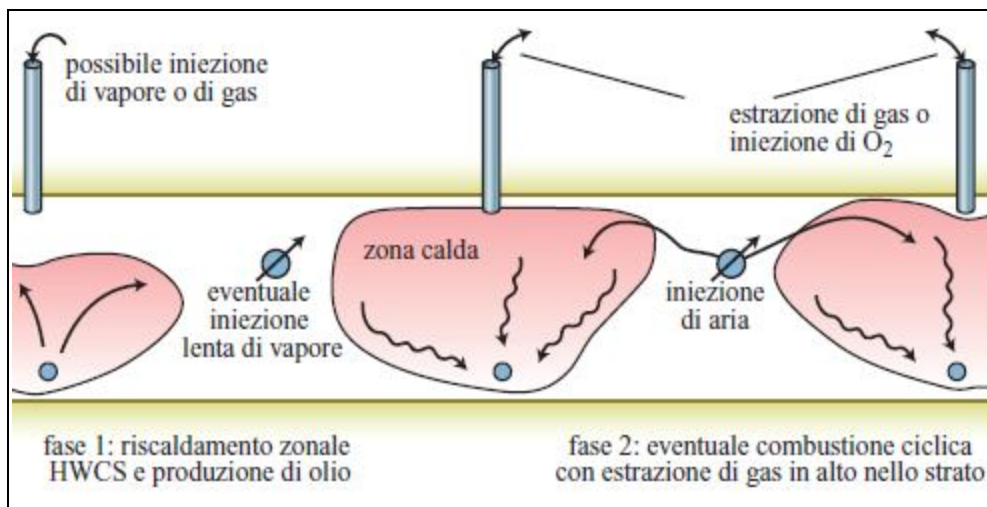


Figura 14-approccio per HWCS seguita da combustione ciclica.

Un obiettivo da raggiungere è quello della formazione di coke e dell'occlusione a valle della zona produttiva. È necessario il completo consumo di ossigeno prima che i fluidi raggiungano il pozzo ed è anche indispensabile che il foro del pozzo sia riscaldato per mitigare la cokizzazione. Un foro di pozzo può essere preriscaldato con vapore prima che inizi la combustione ed è stata proposta l'installazione di un catalizzatore intorno al pozzo di produzione per far fronte a questa necessità.

Infine, un altro serio problema, se esiste acqua libera, è costituito dall'eventuale entrata di acqua.

Non è chiaro quale spaziatura dei pozzi sia necessaria (3-4 h ?) per conseguire la miglior efficienza di spiazzamento tra i pozzi orizzontali, avendo sempre presente l'esigenza di moderare i costi di posizionamento dei pozzi. È necessario un attento controllo della contropressione per scongiurare l'eventualità che il fronte di combustione investa violentemente soltanto il foro di pozzo, senza interessare le risorse interpozzo. Se i fronti possono essere stabilizzati attraverso il controllo della contropressione, una volta che una serie di pozzi orizzontali è stata spazzata, un'altra serie può essere attivata dagli stessi pozzi di iniezione. Poiché il flusso di calore si propaga nella stessa direzione del moto dei fluidi, i gas freddi aiutano a veicolare il calore fuori dalle regioni già sottoposte a combustione, contribuendo a ridurre la viscosità dell'olio. Inoltre, siccome non ci sono costi di combustibile e si genera una quantità di calore tale che le perdite non sono un aspetto rilevante, il processo potrebbe essere condotto lentamente in confronto ai processi a iniezione di vapore nei quali la velocità è un fattore essenziale.

Altri scenari di combustione

Considerare la possibilità di un processo di combustione *top-down* è interessante per i grandi volumi di gas generato, per l'aumentata mobilità dell'olio e per la tendenza alla segregazione per gravità (Shen, 2002). Un tale processo dovrebbe riguardare brevi percorsi, tema ricorrente nelle nuove tecnologie di produzione petrolifera (THAI, IGI, SAGD, VAPEX, CHOPS e le loro varie combinazioni sono tutti processi a breve linea di flusso). Inoltre, poiché l'olio deve fluire anche in uno stato non riscaldato, un processo di combustione *top-down* dovrebbe essere praticabile soltanto in presenza di una qualche mobilità dell'olio nel reservoir; pertanto è improbabile che si possa utilizzare dove $\mu > 1.000-2.000$ cP.

Si consideri una geometria come quella mostrata in figura.

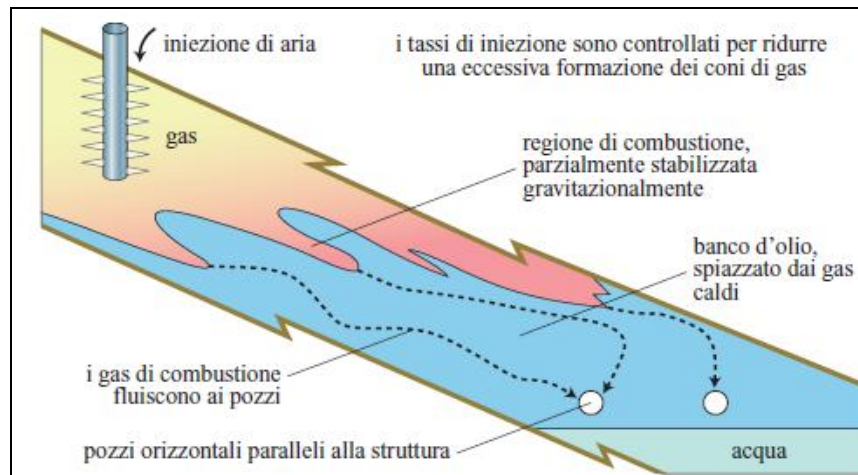


Figura 15- Possibile configurazione per la combustione gravitazionalmente stabilizzata.

Inizialmente, i pozzi basali sono sottoposti a stimolazione HWCS da pozzo singolo, finché la camera di vapore risulta in buon contatto con gli strati di copertura e si stabiliscono linee di flusso verticali riscaldate. È a questo stadio che cominciano a esservi significative perdite di calore permanenti attraverso le coperture. Si ricorre allora alla lenta iniezione di ossigeno puro dai pozzi superiori, che genera combustione nella parte sommitale della zona. Se i gas di combustione che permangono in questa zona possono essere estratti senza che debbano fluire in basso verso i pozzi inferiori e così danneggiare le condizioni di flusso (ridotta permeabilità ai liquidi, canalizzazione termica), il liquido caldo segregato per gravitazione può essere prodotto in modo più efficiente. L'unico modo per raggiungere questa condizione è di iniettare l'ossigeno nel pozzo superiore finché non si sia verificata una combustione sufficiente, per poi recuperare i gas di combustione dallo stesso pozzo mentre si produce olio caldo dal pozzo collocato più in basso. Un'operazione ciclica sembra in questo caso il miglior approccio.

In alternativa, si può procedere iniettando ossigeno nel pozzo più basso mentre si estraggono i gas di combustione dal pozzo superiore. La combustione ha luogo e, non potendo l'olio fluire verso l'alto, un banco di olio caldo di bassa viscosità si sviluppa per gravità intorno al pozzo in basso, con produzione episodica quando i volumi sono sufficientemente grandi.

Anche se i concetti coinvolti nell'uso di pozzi orizzontali per raggiungere l'obiettivo di flussi con brevi percorrenze e combustione controllata sono nuovi e non sperimentati nella pratica, essi saranno presto testati in esercizio – molto probabilmente nel ruolo di tecnologie di complemento applicate dopo metodi SAGD, CSS o altri metodi termici –

come trattamento finale del reservoir per estrarre una quantità ulteriore di olio senza il vincolo di rilevanti investimenti addizionali.

In un reservoir inclinato (figura 15), è possibile ottenere qualche vantaggio dalla pendenza della formazione per contribuire a ridurre problemi quali l'override gravitativo e le canalizzazioni del gas. A causa della tendenza naturale del gas a rimanere in alto nella formazione e dei liquidi caldi a cadere in basso, risulta possibile estrarre i gas di combustione quando si separano e si accumulano nella parte alta della formazione, mentre i liquidi, per la maggiore densità, continuano a fluire verso il basso secondo la pendenza degli strati. In generale, pozzi orizzontali che si sviluppino nella stessa direzione della formazione (considerando la direzione della formazione in senso geologico, *strike*) costituiranno in questi casi il modo più efficace di effettuare la combustione.

3.1.2.5 Unione delle varie tecnologie.

L'approccio mixing comporta l'utilizzazione di tecnologie differenti o combinate nello stesso reservoir, o anche nello stesso pozzo. L'approccio in sequenza (sequencing) si riferisce all'uso in un reservoir di diverse tecnologie una dopo l'altra per incrementare il R_F , approfittando di favorevoli cambiamenti nelle proprietà. Dato il gran numero di tecnologie oggi accessibili, si presentano molte possibilità e soltanto alcune sono descritte di seguito;

queste non sono state ancora sperimentate, ma i concetti appaiono familiari (Dusseault, 2006) e le realizzazioni sembrano a portata di mano.

L'uso combinato e in sequenza delle tecnologie per aumentare il R_F e ridurre i costi complessivi dovrebbe essere esaminato all'inizio di un progetto, piuttosto che dopo diversi anni di produzione, quando l'impatto della riduzione dei costi di breve termine (con un orizzonte di 3-12 mesi) sui costi di lungo termine può risultare forte. Per esempio, una strategia di sequenziamento delle tecnologie potrebbe richiedere l'uso di pozzi verticali termici allo stadio tardivo (dopo circa 5-6 anni), ma si può essere indotti a trivellare la prima generazione di pozzi nel modo più economico, per evitare in una fase iniziale i costi supplementari dei pozzi termici. Tuttavia, il nuovo sviluppo è molto più costoso nel caso si renda necessario un importante programma di perforazione in un reservoir caldo o esaurito. Se i costi sono sostanziali ed è rimasta solo una parte delle risorse, una nuova analisi costi-benefici può mostrare che il secondo investimento non è giustificato. Se l'investimento del pozzo termico fosse stato fatto all'inizio, il progetto complessivo avrebbe visto il recupero

di molto più olio e avrebbe offerto profitti per un periodo più lungo, sebbene non ai tassi di breve termine realizzati dallo schema di sviluppo a basso costo iniziale.

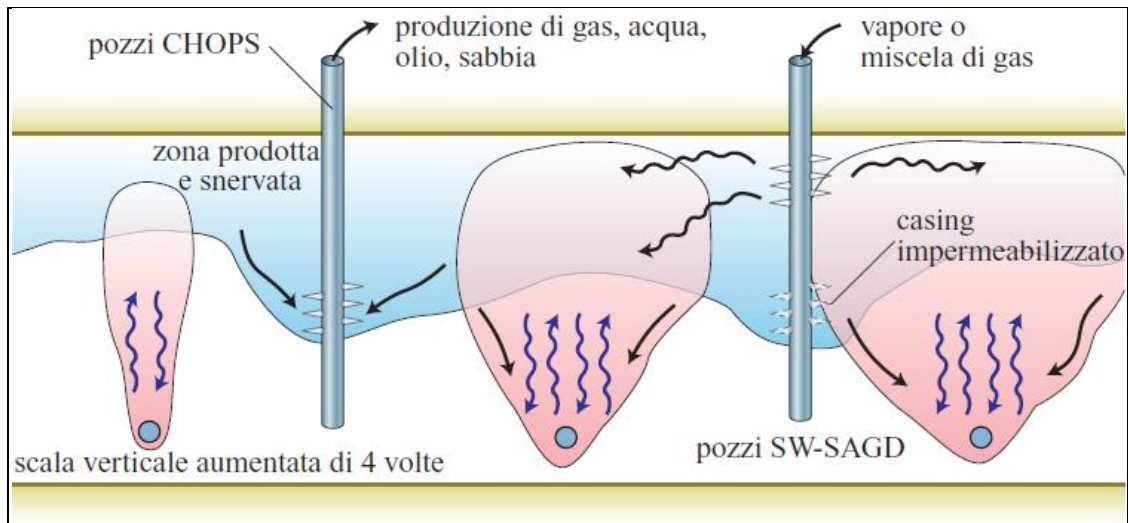


Figura 16- Tecnologie ibride: combinazione dei metodi CHOPS e SW-SAGD. CHOPS crea una vasta zona disturbata a elevate k e f , mentre i pozzi SAGD sono eserciti lentamente o in modalità HWCS (fase 1); i pozzi CHOPS sono convertiti a iniezione lenta di vapore e gas, i pozzi orizzontali a pozzi di drenaggio gravitativo (fase 2).

3.1.2.6 Criteri di scelta.

Criteri sperimentali di valutazione sono riassunti di seguito, tuttavia va considerato che in molti casi esiste una sovrapposizione tra tecnologie idonee. Per esempio, la produzione fredda che utilizza pozzi orizzontali può essere adatta per oli di bassa viscosità in reservoir di alta permeabilità ($\mu < 5.000$ cP, $k > 2$ D); tuttavia, se il reservoir è di spessore considerevole possono rivelarsi adatti i metodi CSS, SAGD o VAPEX, e gli ultimi due possono fornire RF molto più grandi, anche se a fronte di OPEX superiori. Poiché alcune tecnologie sono molto giovani o anche largamente non testate, i criteri qui suggeriti cambieranno con l'esperienza. Anche il prezzo del petrolio sarà un fattore condizionante: a circa 15 dollari/bbl, nessun processo di iniezione di vapore può essere praticabile per oli ad altissima viscosità; a 75 dollari/bbl, anche un reservoir di 10 m potrebbe risultare economico se altre proprietà risultano favorevoli.

I fattori geologici sono vitali; in molti casi una tecnologia sarà più efficace in un reservoir inclinato in ragione della maggiore estensione verticale determinata dalla pendenza. Nel caso dei sistemi VAPEX, per strati sub orizzontali si indicano un limite di 10 m in spessore e una spaziatura laterale di 60 m, ma sono sufficienti inclinazioni di 8° per far considerare

praticabili livelli spessi 4-6 m con spaziature di pozzo che potrebbero incrementare a 100 m.

Si stanno evolvendo alcuni principi definiti per la coltivazione degli oli ad alta viscosità, i quali dovrebbero emergere alla luce delle differenti tecnologie qui discusse:

- le sole tecnologie economiche per zone inferiori a 10 m di spessore in sabbie non consolidate sono il flusso freddo con pozzi orizzontali, se $\mu < 1.000$ cP, e il sistema CHOPS, per viscosità superiori a questo valore e probabilmente fino a circa 25.000 cP, purché l'afflusso di sabbia possa essere mantenuto. Il primo metodo tende a fornire R_F molto più bassi del CHOPS;
- al 2006, la sola tecnologia chiaramente economica per oli estremamente viscosi, $\mu > 500.000$ cP, è SAGD e soltanto per zone con spessore superiore a 15 m con buone proprietà;
- HWCS potrà presto dimostrarsi un approccio economico per oli estremamente viscosi, e potrebbe applicarsi a permeabilità inferiori poiché le alte pressioni di iniezione utilizzate aiuteranno a migliorare le proprietà dei reservoir;
- finché il vapore sarà generato con CH₄, nessuna tecnologia di iniezione di vapore è probabile che abbia successo economico in zone con spessore inferiore a 10 m;
- in qualunque zona con spessore produttivo continuo superiore a 15 m, i metodi di drenaggio gravitativo devono essere considerati prima di ogni altro per via dei fattori di recupero eccezionalmente alti. Se è necessario attraversare sottili livelli argillosi, gli approcci CSS e HWCS si fanno preferire per la fatturazione indotta nelle argille;
- VAPEX trova applicazioni insieme con SAGD, ma applicato isolatamente sembra essere appropriato per viscosità inferiori, $\mu \sim 50-5.000$ cP, e ancora non si può considerare pienamente commercializzato nella pratica;
- il metodo della combustione *in situ* non è provato per gli oli ad alta viscosità;
- l'applicazione in sequenza e il mixing di tecnologie di produzione comportano vantaggi e tali concetti diverranno più comuni quando le risorse di oli ad alta viscosità saranno coltivate.

3.1.3 Upgrading e trasporto

La necessità di esercitare particolari approcci di upgrading e diverse strategie di trasporto per gli oli non convenzionali modificherà gradualmente questi settori dell'industria

petrolifera nelle decadi a venire. Un fattore che condiziona tutte le decisioni relative agli oli non convenzionali è il *feedstock value* (il valore complessivo della risorsa considerando tutte le implicazioni della filiera di produzione); l'olio ad alta viscosità e ad alto contenuto di zolfo comporta una penalizzazione sostanziale che, nel Canada occidentale, economicamente si è tradotta in media negli anni in 10 dollari/bbl, con punte di 20 dollari/bbl in concomitanza dei picchi di prezzo degli oli convenzionali. Questa differenza di prezzo riflette una capacità limitata di upgrading piuttosto che un costo addizionale associato con le attività di upgrading, come evidenziato dalle operazioni completamente integrate di estrazione e upgrading che hanno raggiunto costi di esercizio totali dell'ordine di 13-15 dollari/bbl. Probabilmente, i costi reali di upgrading sono nell'ordine del 50% di questi costi operativi, ovvero circa 6-7 dollari/bbl.

3.1.3.1 Upgrading

Negli oli ad alta viscosità, alte percentuali di asfalteni e resine implicano molecole complesse aromatiche con molti anelli di carbonio (basso rapporto H/C) che, quando rotti, generano carbonio libero, doppi e tripli legami C, o legami liberi che devono essere saturati con idrogeno. Gli oli ad alta viscosità hanno anche un alto contenuto in metalli pesanti (vanadio e nichel), e questo vuol dire che i catalizzatori di processo si avvelenano rapidamente. Piccole quantità di olio ad alta viscosità possono essere aggiunte ai flussi convenzionali di raffinazione; questo incrementa la produzione residua di tar, che è utilizzata per i prodotti asfaltici. La generazione diretta di un greggio di sintesi di bassa viscosità, chiamata upgrading, implica l'eliminazione di carbonio (coking), l'aggiunta di idrogeno (idrogenazione) e la rimozione di zolfo per creare un prodotto idoneo per le raffinerie di petrolio convenzionale. Ci sono molte varianti di processo per ottenere questi risultati, che dipendono dalla scelta di voler favorire il coking o l'idrogenazione, da quali pressioni sono utilizzate, da quando si interviene nel processo, e così via.

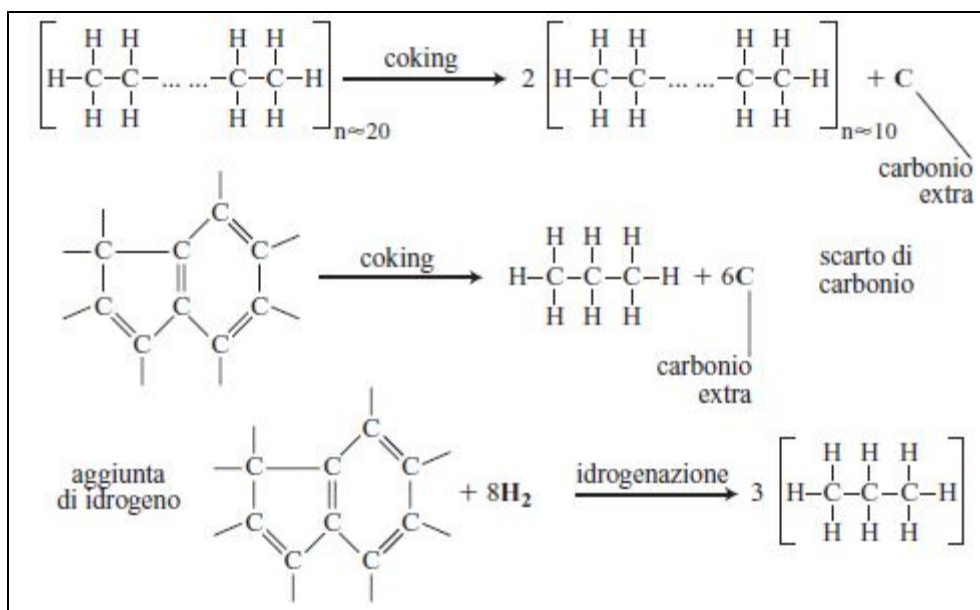


Figura 17- eliminazione di carbonio e addizione di idrogeno per oli ad elevata viscosità.

Nessuna svolta sostanziale sembra imminente nei sistemi di upgrading, anche se continueranno a compiersi piccoli sviluppi nei processi di idrogenazione e di coking (migliori rese, minor consumo di catalizzatori, ecc.). Tuttavia, nel campo della conservazione del calore può essere conseguito un grande incremento nell'efficienza di upgrading. Il concetto di *hot coupling*, in cui il raffreddamento dei getti è scongiurato attraverso brevi percorsi di flusso e trattamento diretto dei flussi caldi, dovrebbe permettere la riduzione dei costi totali del 20% rispetto agli attuali sistemi, benché porti a complessità di controllo e di start-up da fronteggiare. Un ulteriore guadagno di rendimento del 10-15% nell'upgrading dovrebbe essere possibile attraverso metodi che forniscono nuove fonti di idrogeno (per esempio, combustione di coke per elettricità, vapore, e generazione di idrogeno), metodi che si avvalgono di catalizzatori trascinati insieme allo stato liquido e di altri sviluppi.

3.1.3.1.1 Processi di conversione in distillati.

I processi di conversione diretta di cariche pesanti in distillati sono particolarmente complessi e comportano la riduzione del peso molecolare dei costituenti della carica mediante reazioni di rottura dei legami delle molecole idrocarburiche (cracking) e l'aumento del rapporto H/C; quest'ultimo può essere ottenuto tramite rimozione del carbonio (*C-rejection process*) o aggiunta di idrogeno (*H-addition process*).

I processi di C-rejection sono processi termici mediante i quali gli idrocarburi pesanti della carica vengono disproporzionati generando distillati a più alto rapporto H/C e liberando un

residuo altamente aromatico (tar o coke). Il processo è di tipo radicalico e comporta la rottura omolitica di legami C_C e C_eteroatomo seguita da reazioni di b-scissione attraverso cui, con il progredire della reazione, vengono prodotti frammenti idrocarburici sempre più leggeri generando distillati e gas. I radicali aromatici prodotti dalla dealchilazione (radicali p) tendono invece a reagire tra loro dando origine a strutture polinucleari altamente condensate, sempre meno solubili nella miscela di reazione e che, oltre un certo livello, portano alla formazione di mesofase e quindi di coke. La propensione a formare coke da parte di un residuo è legata al grado di policondensazione delle strutture aromatiche pesanti ed è quantificata dal valore di CCR (Conradson Carbon Residue), che viene misurato secondo la metodologia ASTM (American Society for Testing and Materials) D 189. Le principali tipologie di reazione che operano in questi processi sono pertanto la dealchilazione di strutture aromatiche, la deidrogenazione di nafteni e la condensazione.

Tutte queste reazioni sono favorite dalla temperatura che in genere è sempre superiore a 450 °C.

Dal punto di vista cinetico, almeno per quanto riguarda il visbreaking, la produzione dei prodotti di cracking segue una cinetica apparente del primo ordine con valori di energia di attivazione intorno a 230 kJ/mol, il che significa che la velocità di reazione raddoppia per ogni incremento di temperatura di 14-15 °C.

In generale i processi termici sono poco selettivi verso la produzione di distillati poiché, aumentando la severità del processo, si aumenta la resa in gas e si va incontro a problemi di stabilità sui prodotti di reazione (v. oltre). La qualità dei distillati è mediocre, in quanto il solo cracking termico non è in grado di rimuovere in modo significativo gli eteroatomi presenti nelle cariche pesanti. Inoltre, naphtha e gasolio sono ricchi di olefine e dieni, e pertanto devono essere stabilizzati mediante idrotrattamento.

Nei processi di H-addition la conversione delle cariche pesanti a distillati è ottenuta attraverso l'azione combinata di reazioni di cracking e idrogenazione catalitica dei frammenti reattivi. In questo modo è possibile controllare in modo più efficace il propagarsi delle reazioni radicaliche, soprattutto nei riguardi dei processi di condensazione di aromatici, e quindi ridurre il problema della formazione di coke. A seconda delle condizioni di reazione e del tipo di catalizzatore utilizzati, si può inoltre aggiungere idrogeno ai prodotti saturando le strutture aromatiche e favorendo l'eliminazione degli eteroatomi. Per questa ragione la qualità dei distillati (ma anche del residuo di conversione)

ricavati dai processi di hydrocracking è decisamente migliore rispetto a quella dei distillati ottenibili dai processi termici.

Per quanto riguarda la termodinamica del processo, l'equilibrio delle reazioni di idrogenazione delle strutture aromatiche è favorito da un'alta pressione parziale di idrogeno mentre è sfavorito da un aumento di temperatura.

L'esigenza di operare a temperature superiori a 380 °C per promuovere il cracking termico rende pertanto necessario spingere la pressione parziale di idrogeno verso valori superiori a 100-120 bar.

Il catalizzatore ideale per l'upgrading di cariche pesanti deve favorire il processo di addizione di idrogeno ai prodotti generati in fase di cracking termico minimizzando la quantità di coke prodotto. Inoltre, esso deve consentire la rimozione dei veleni presenti nella carica attraverso l'idrogenazione del substrato, ovvero favorire i processi di desolfurazione (HDS, HyDroDeSulphurization), deazotazione (HDN, Hydrodenitrogenation), demetallizzazione (HDM, Hydrodemetallization) e riduzione del residuo carbonioso dei prodotti (HDCCR, Hydro Conradson Carbon Residue Removal).

Le specie catalitiche più attive per queste reazioni sono alcuni solfuri di metalli pesanti quali in particolare Mo, Ni, Co, W, Rh, spesso usati in coppia (Ni/Mo, Co/Mo, Ni/W) e depositati su opportuni supporti porosi (preferibilmente allumina) o mescolati alla carica sotto forma di polvere (catalisi in fase slurry). Il problema principale che si incontra quando si utilizzano catalizzatori supportati per trattare cariche particolarmente pesanti è di limitare la disattivazione del catalizzatore dovuta al depositarsi sia dei metalli sia del coke. Occorre però precisare che mentre il coke depositato può essere rimosso mediante la rigenerazione del catalizzatore, la perdita di attività dovuta ai metalli è permanente e quindi il catalizzatore deve essere sostituito.

La disattivazione dovuta a depositi di coke comporta la perdita di attività per effetto del ricoprimento dei siti attivi del catalizzatore da parte di materiale carbonioso prevalentemente di origine asfaltenica; infatti tale perdita aumenta all'aumentare del livello di conversione della carica in distillati, ovvero in condizioni che favoriscono l'insorgere di problemi di stabilità. La disattivazione da coke può essere contrastata da un aumento della pressione parziale di idrogeno.

Per quanto riguarda i metalli, la disattivazione avviene attraverso l'ostruzione della struttura porosa e il ricoprimento dei siti attivi da parte dei metalli contenuti nelle strutture metallo-porfiriniche, che durante la reazione vengono distrutte generando i rispettivi solfuri.

Le caratteristiche fisiche del supporto, e in particolare la porosità, sono pertanto fondamentali quanto quelle della fase attiva nel determinare il comportamento del catalizzatore. L'elevata viscosità e la presenza di composti ad alto peso molecolare (asfalteni e composti metallorganici), che caratterizzano le cariche pesanti, rendono difficile l'accesso del substrato all'interno delle particelle di catalizzatore; il processo di diffusione nella struttura porosa può essere problematico e rappresentare lo stadio lento della reazione. Se il catalizzatore non ha una struttura porosa adeguata e la diffusione delle molecole nei pori è impedita, la maggior parte dei metalli si deposita sulla superficie esterna, provocando l'ostruzione dei pori e impedendo quindi lo svolgersi della reazione. Nel caso di cariche pesanti vengono pertanto impiegati materiali macroporosi, spesso come 'letti sacrificali', sui quali far avvenire gran parte delle reazioni di demetallizzazione per poi poter procedere con le reazioni di conversione e upgrading della carica utilizzando letti catalitici *ad hoc*.

I catalizzatori impiegati nei processi slurry sono spesso intimamente associati a materiale carbonioso (coke) prodotto durante la reazione o appositamente aggiunto.

Rispetto ai catalizzatori supportati, sui quali sono basate le tecnologie di hydrocracking convenzionali, questi materiali sono poco sensibili alla presenza di veleni, in quanto non presentano i classici problemi dovuti alla deposizione di coke e metalli sui pori del supporto. L'uso di catalizzatori dispersi a base di solfuri di metalli del V, VI e VIII gruppo (in particolare di Fe, Mo e V) per l'upgrading di residui, greggi pesanti, bitumi e carbone è noto e ampiamente descritto dalla letteratura scientifica da oltre trent'anni. I primi lavori significativi pubblicati su questo argomento fanno riferimento a Clyde Aldridge e Roby Bearden (Aldridge e Bearden, 1978) e descrivono l'uso di Mo introdotto sotto forma di precursori oleosolubili. Successivamente sono state sperimentate e proposte numerose varianti per quanto riguarda sia l'utilizzo di precursori di varia natura, sia la sintesi *ex situ* del catalizzatore in modo da migliorarne l'attività specifica.

I catalizzatori dispersi più attivi restano comunque quelli a base di molibdeno ottenuti per decomposizione di precursori solubili in olio, quali i naftenati, gli ossalati, gli xantati, i ditiocarbammati o altri derivati metallorganici come il Molyvan A (N,N-dibutilditioicarbammato di oxotiomolibdeno), che vengono forniti allo stadio di hydrocracking/hydrotreating insieme con la carica. La decomposizione *in situ* di tali precursori in presenza di idrogeno e zolfo genera una polvere finissima costituita da lamelle nanometriche di solfuro di molibdeno (molibdenite, MoS₂) a basso grado di aggregazione (nanocluster) e altamente dispersa all'interno della carica. La fase catalitica

attiva è quindi la molibdenite, nota struttura esagonale a strati con il molibdeno al centro tra due layer di zolfo. Le lamelle adiacenti risultano tra loro vincolate dalle deboli forze (tipo Van der Waals) di dispersione agenti tra i rispettivi atomi di zolfo. Per tale motivo, la struttura molibdenitica può essere facilmente sfaldata (delaminata) sino a ottenere lamelle elementari che presentano un bassissimo grado di impilamento, garantendo un'alta dispersione nella matrice oleosa. La dimensione radiale è mediamente compresa nel range 2-4 nm. L'indagine microscopica mostra che i cristalli di molibdenite tendono ad aggregarsi in particelle di dimensioni lineari dell'ordine del micron, che appaiono in forma di cluster irregolari, aventi diametro medio di 0,5-2 μm (Panariti *et al.*, 2000).

Le caratteristiche morfologiche e l'assenza di supporti porosi rendono la molibdenite particolarmente adatta a operare efficacemente come catalizzatore di idrogenazione in condizioni molto difficili per la presenza di alte concentrazioni di veleni, quali soprattutto i metalli pesanti. L'attività catalitica della molibdenite in ambiente idrogenante sembra essere dovuta sia alla formazione di vacanze di zolfo sui profili dei nanocluster per effetto dell'interazione dell'idrogeno con MoS_2 , sia alla formazione di gruppi $-\text{SH}$ che evolvono in H_2S .

La reattività delle cariche pesanti all'hydrocracking è fortemente influenzata dalla natura del substrato, che può essere più o meno reattivo in funzione della struttura molecolare media delle molecole che lo costituiscono e della concentrazione e natura degli eteroatomi presenti.

Anche per quanto riguarda i metalli, la rimozione di Ni e V (reazioni di demetallizzazione) procede passando per l'idrogenazione delle strutture porfiriniche che li contengono e porta alla formazione di solfuri di tipo pirrotitico, ovvero Ni_{1-x}S , V_{1-x}S (con $x < 0,1$), che vengono rilasciati nella miscela di reazione o intrappolati nella struttura porosa dei catalizzatori supportati impiegati nel processo.

Le principali reazioni coinvolte nei processi di hydrocracking di residui sono esotermiche. Il calore sviluppato dipende dalla natura della carica trattata e dal grado di conversione, nonché dal livello di upgrading raggiunto dal processo. La tonalità termica delle diverse reazioni che intervengono nei processi di upgrading può essere stimata in funzione del consumo d'idrogeno all'interno di un determinato range di valori, come illustrato in tabella sottostante.

TIPO DI REAZIONE	kJ/(mole H ₂ consumato)
Cracking e apertura anelli	20-45
Saturazione aromatici	55-70
Saturazione olefine	115-125
Idrodesolforazione (HDS)	55-75
Idrodeazotazione (HDN)	60-85

Figura 18- Stima dei calori di reazione nelle principali reazioni di hydrocracking.

3.1.3.1.2 Tecnologie con rimozione del Carbonio.

Visbreaking

Il visbreaking è una tecnologia molto semplice e largamente diffusa a livello mondiale per il trattamento di residui petroliferi. Il processo prevede il riscaldamento della carica a temperature superiori a 450-460 °C per tempi di residenza di qualche minuto e a bassa pressione.

In queste condizioni le strutture idrocarburiche ad alto peso molecolare costituenti la carica pesante subiscono un parziale processo di cracking termico che determina la produzione di una limitata quantità di distillati, in genere inferiore al 30% in peso, e di un residuo a ridotta viscosità; tale residuo deve essere flussato fino a ottenere la viscosità richiesta per produrre un olio combustibile,

utilizzando una quantità minore di diluente rispetto alla carica tal quale. Il limite sulla severità del processo è infatti legato alla stabilità del residuo il cui valore *P-value* deve essere superiore a 1,1- 1,2.

L'applicazione del visbreaking per l'upgrading di greggi pesanti e bitumi ha quindi lo scopo principale di rendere più fluidi tali prodotti, facilitando il trasporto via pipeline senza ricorrere a diluenti (naphtha). Ovviamente, date le caratteristiche del processo, il trattamento termico non riduce il tenore di inquinanti e per questo motivo il visbreaking tradizionale risulta poco interessante per applicazioni nel campo dei greggi extrapesanti e dei bitumi. Per superare almeno in parte tale limitazione, l'IFP (Institut Français du Pétrole) ha proposto varianti del processo che prevedono l'utilizzo di atmosfere idrogenanti (hydrovisbreaking) ed eventualmente additivi metallici in grado di promuovere le reazioni di idrogenazione (*catalytic hydrovisbreaking*) e che sono denominate rispettivamente Tervahl H e Tervahl C.

Il guadagno delle prestazioni in termini di attività HDS è comunque limitato a valori intorno al 20% rispetto al classico visbreaking. Un'altra soluzione, proposta da PDVSA-Intevip e brevettata congiuntamente con Foster-Wheeler/UOP, è il processo denominato Aquaconversion. In questo caso l'operazione di visbreaking viene condotta in presenza di acqua e di un catalizzatore non meglio specificato in grado di promuovere la parziale dissociazione dell'acqua e quindi produrre idrogeno *in situ*, che viene utilizzato per un parziale upgrading della carica, mentre l'ossigeno viene consumato per produrre CO₂. Il processo è stato sviluppato a livello di impianto pilota e successivamente in scala dimostrativa utilizzando un'unità esistente di visbreaking da 18.000 bbl/d opportunamente modificata. Nelle condizioni di reazione suggerite da PDVSA, la reazione di cracking può essere gestita a un livello di severità superiore al classico visbreaking, consentendo di aumentare le rese di conversione a parità di stabilità del residuo e migliorando inoltre anche la qualità del prodotto.

Esistono poi processi di cracking termico che operano a severità superiori al visbreaking, con lo scopo di aumentare ulteriormente il grado di conversione verso i distillati e di produrre un residuo pompabile che però, non essendo stabile, non può essere utilizzato come olio combustibile ma deve essere direttamente bruciato in combustori a letto fluido o gassificato. È il caso del processo denominato Deep Thermal Conversion sviluppato da Shell.

Coking

Il coking, in particolare nella versione denominata *delayed*, è oggi la tecnologia più utilizzata per l'upgrading di greggi pesanti e bitumi. Il processo di coking comporta il riscaldamento della carica in un forno e il successivo invio in reattori denominati *coking drums*, operanti ad alta temperatura (intorno a 500 °C) e per tempi di reazione prolungati, in modo da promuovere il cracking termico delle strutture idrocarburiche favorendo la produzione di gas e di distillati da parte della componente a più alto rapporto H/C e il rilascio di un residuo carbonioso (coke) nel quale si concentrano gran parte dei metalli (oltre il 90%) e una quota di zolfo e azoto (circa 30 e 70% rispettivamente).

L'applicazione del processo di coking a cariche pesanti risulta relativamente semplice dal punto di vista tecnologico, ma comporta la produzione di ingenti quantità di coke, ovvero di un materiale altamente inquinante che può essere utilizzato come combustibile in impianti per la generazione di potenza o come carica per la produzione di idrogeno in

impianti di gassificazione. La resa in coke è infatti direttamente correlabile alla tendenza a formare residui carboniosi (CCR) secondo la relazione: coke (% in peso) = $1,6 \cdot \text{CCR}$.

3.1.3.2 Trasporto dell'olio ad alta viscosità.

Non è generalmente ottimale compiere il ciclo completo di upgrading e raffinazione nel sito di estrazione degli oli ad alta viscosità. Nel mondo, la capacità di raffinazione è commisurata per fornire prodotti locali, e le spese in conto capitale per i relativi impianti sono già state effettuate. Di conseguenza, si rende necessario il trasporto di questa tipologia di olio attraverso pipeline.

L'approccio iniziale nello sviluppo degli oli ad alta viscosità fu quello dell'upgrading locale per ottenere un prodotto con densità di circa 30 °API, un greggio di sintesi che poteva facilmente essere trasportato in condotte a grandi distanze, sebbene questo prodotto tenda ad avere un ristretto range di pesi molecolari. Per trasportare greggio viscoso in pipeline sono praticabili tre opzioni. Nella prima, si utilizza una diluizione al 5-20% con idrocarburi di basso peso molecolare. La seconda consiste nel miscelare il greggio di sintesi con bitume non trattato per produrre una carica trasportabile in pipeline.

Nella terza, può essere creata una emulsione con acqua dolce. I primi due metodi sono di largo impiego, l'ultimo è utilizzato soltanto in modo limitato. La scarsità di diluente (HC a basso peso molecolare) vedrà in futuro affermarsi sempre più la miscelazione con olio di sintesi, così come la costruzione di pipeline di ritorno per il diluente affinché esso possa essere riutilizzato ripetutamente.

3.1.4 Innovazione e sviluppi futuri.

È facile prevedere che il progresso tecnico continuo si manterrà nelle società che usano e sviluppano la conoscenza scientifica. Nei passati 250 anni, ciò ha significato che tutte le commodities, senza eccezione alcuna, sono diventate più economiche in proporzione alle entrate (Simon, 1996). Sebbene molti abbiano ripetutamente dichiarato che questa tendenza sarebbe presto cessata, la storia ha dimostrato il contrario. L'olio fossile sarà con il tempo sostituito con altri combustibili per il trasporto; ciò è inevitabile, così come il rame è stato rimpiazzato dalle fibre silicee, l'acciaio dalle plastiche, e così via, eppure le

economie non hanno sofferto mentre questi spostamenti e rimpiazzamenti hanno avuto luogo.

Le nuove tecnologie di produzione sviluppate nel periodo 1985-2005 fanno sì che la maggior parte delle risorse di base in olio fossile diventerà accessibile a costi ragionevoli. L'innovazione continuerà, e i costi ambientali dell'estrazione e dell'uso dei combustibili fossili saranno mitigati da efficienze più grandi e da nuovi metodi di smaltimento dei rifiuti.

Tuttavia, salvo eccezionali svolte tecnologiche, i costi futuri dell'energia saranno probabilmente più alti nell'ambito delle spese individuali rispetto alla seconda metà del 20° secolo a causa degli alti costi delle energie rinnovabili, dell'esaurimento dei combustibili fossili e degli aggravii per le emissioni di CO₂. Non è chiaro se ci sarà una grande e prolungata crisi energetica, come suggerito da Deffeyes (2001), Campbell (1999) e altri. Il grande potenziale delle riserve in posto suggerisce che gli alti prezzi prolungati daranno luogo a più olio recuperabile, e che ci possono essere $2 \cdot 10^{12}$ bbl di olio ad alta viscosità e convenzionale IOR tecnicamente accessibili e realisticamente alla portata dal punto di vista economico.

Mentre l'innovazione continua, questo olio sarà gradualmente aggiunto alle risorse mondiali totali recuperabili.

In questo senso, il primo grande evento è stato l'aggiunta nel 2002 di $174 \cdot 10^9$ bbl di olio ad alta viscosità canadese alle riserve mondiali recuperabili, basata soltanto sul successo del SAGD. Applicando lo stesso standard ai giacimenti di Faja del Orinoco in Venezuela si dovrebbero immediatamente aggiungere altri $(225- 250) \cdot 10^9$ bbl. Ci si può attendere che questa tendenza si confermi per molti decenni.

Tuttavia, l'olio non convenzionale non è olio economico.

Pertanto, è probabile che si confermino prezzi del barile più alti; ciò determinerà una pressione per l'abbassamento dei consumi e genererà nuovi metodi per risparmiare combustibili fossili. È perciò estremamente improbabile che il declino dell'olio possa generare un collasso economico catastrofico; piuttosto, avrà luogo una lenta e controllata discesa dei tassi di produzione degli oli fossili, mitigata da nuove fonti energetiche, migliore gestione ambientale, efficienza più grande e sostenuti standard elevati di vita per una popolazione mondiale lentamente in declino.

La produzione di olio ad alta viscosità continuerà a crescere, sia in termini assoluti sia in proporzione al totale dell'olio prodotto, almeno per i prossimi 50 anni, salvo eventi imprevedibili, anche se la produzione mondiale complessiva di olio si manterrà sotto 100

Mbbl/d (circa 84 Mbbl/d nel 2005). Sempre di più il gas naturale sarà utilizzato per il trasporto, ma si può prevedere che la produzione mondiale di gas naturale raggiungerà il suo picco nel periodo 2020-2025 (Laherrère, 2004).

Prezzi alti stabili per l'olio determineranno alcuni significativi effetti, e le previsioni seguenti sembrano attualmente attendibili (tralasciando possibili effetti dovuti ai costi per le emissioni di CO₂):

- i prezzi alti del petrolio avranno l'effetto di aumentare le riserve di base economicamente recuperabili;
- le tecnologie di produzione dell'olio non convenzionale diventeranno di diffusa utilizzazione se sarà mantenuto stabilmente alto il prezzo del petrolio, portando a un enorme incremento del volume delle riserve economicamente recuperabili;
- le riserve economicamente recuperabili del Canada e del Venezuela cresceranno gradualmente a valori dell'ordine di $0,8 \cdot 10^{12}$ bbl di olio da una risorsa di base attualmente stimata all'incirca in $2,8 \cdot 10^{12}$ bbl;
- le riserve di olio ad alta viscosità in altri paesi forniranno $0,5-0,8 \cdot 10^{12}$ bbl recuperabili da riserve di base di analoghe dimensioni, anche se di qualità più bassa;
- lo spin-off tecnologico dall'estrazione di olio ad alta viscosità permetterà un ritorno economico nei giacimenti esauriti di olio convenzionale, che probabilmente fornirà una quantità addizionale di $0,5-0,8 \cdot 10^{12}$ bbl di olio ancora non considerata nelle analisi convenzionali delle riserve di base;
- dal 2050, la produzione di olio ad alta viscosità supererà la produzione di olio convenzionale, e il Canada e il Venezuela saranno tra i principali paesi produttori di petrolio;
- le tecnologie di combustione *clean coal* o l'energia nucleare, come metodi alternativi per produrre vapore, forniranno sostanziali convenienze economiche, ma lo sviluppo di questi approcci nelle zone dei giacimenti di olio non convenzionale non sembra essere così vicino nel tempo;
- l'alto valore del diluente e la scarsità di CH₄ impatteranno sullo sfruttamento degli oli ad alta viscosità, e questi fattori dovrebbero favorire più coking e generazione di greggio di sintesi locale. Tali aspetti manterranno anche viva la ricerca di altre opzioni;
- le *clean coal technologies* promettono di integrarsi molto bene con lo sfruttamento dell'olio ad alta viscosità, contemplando aspetti quali la cogenerazione di calore ed elettricità, la produzione di idrogeno e la facile potenziale cattura di CO₂;

- petrolio vuol dire trasporto; prezzi alti si tradurranno in metodi più efficienti di trasporto, che si svilupperanno comprendendo i veicoli ibridi, le *city car* elettriche, sistemi di trasporto più rapidi nelle aree a dimensione regionale, rivitalizzazione del trasporto ferroviario, e così via. Il ruolo dei combustibili fossili nel trasporto rimarrà importante per i prossimi 100 anni e forse più a lungo;
- il nucleare vivrà un nuovo impulso per la sua prerogativa di fornire energia senza emissioni di CO₂. Una migliore pianificazione e migliori soluzioni per la gestione dei rifiuti radioattivi aiuteranno a superare le maggiori problematiche associate a questo tipo di fonte energetica;
- tra 100-125 anni, l'olio fossile e il gas naturale non saranno più gli attori dominanti nel campo dell'energia, e le compagnie petrolifere si saranno trasformate in fornitori di altri flussi energetici;
- combustibili trasportabili di sintesi liquidi e gassosi, prodotti attraverso le biotecnologie o altre fonti, sostituiranno gradualmente i combustibili provenienti dalle risorse fossili. La velocità con cui ciò accadrà non può essere prevista nel dettaglio.

L'olio non convenzionale sarà principalmente prodotto nei grandi giacimenti di Venezuela, Canada, Russia, Kazakistan, Messico, e pochi altri paesi, semplicemente perché questi possiedono la massima parte della risorsa di base di olio viscoso di alta qualità. L'idrogeno per l'upgrading diventerà un vincolo importante in alcune aree nei prossimi 30 anni. Con il tempo, anche se probabilmente non prima della metà di questo secolo, l'olio estratto da shale diventerà una fonte significativa (Johnson *et al.*, 2004), anche se come fonte di combustibile fossile non si avvicinerà mai alla produzione di olio ad alta viscosità.

CAPITOLO 4

4.1 Giacimenti di gas non convenzionale.

A differenza dei bacini convenzionali, il carbone e l'argilla sono al tempo stesso roccia madre, trappola e serbatoio per il gas naturale. Il metano (e altri gas – idrocarburi pesanti, biossido di carbonio, acqua, azoto e altri) si genera *in situ* per trasformazione della materia organica e si trova sia sottoforma di gas libero nei micropori, sia come gas adsorbito nella superficie del serbatoio.

La permeabilità della matrice dei giacimenti di carbone e argilla da gas è estremamente bassa; per questo motivo, per la produzione commerciale è necessario lo sviluppo di una permeabilità secondaria legata alla formazione di un sistema di fratture di origine naturale. I giacimenti di gas da carbone contengono una serie di fratture ortogonali, chiamate *cleat*, che sono perpendicolari alla stratificazione e costituiscono il condotto principale per la circolazione dei fluidi. Nei giacimenti di gas da argille, i sistemi di fratture di origine tettonica costituiscono questo condotto. Il gas fluisce dalla matrice alle fratture mediante una combinazione di diffusione e flusso di Darcy.

Di solito, i profili di produzione dei pozzi di gas da carbone e da argille differiscono da quelli dei giacimenti convenzionali. In un tipico giacimento di gas da carbone, i cleat sono inizialmente pieni d'acqua che deve essere prodotta per ridurre la pressione nel sistema di fratture. Questo abbassamento della pressione fa sì che il gas venga deadsorbito all'interfaccia matrice-frattura del carbone, creando un gradiente di concentrazione di metano attraverso la matrice di carbone. In questo modo, il gas si diffonde attraverso la matrice e viene rilasciato nel sistema di fratture. Con il passare del tempo, il volume di acqua prodotto decresce (a causa degli effetti di permeabilità relativa) e la percentuale di gas aumenta.

Tuttavia, in alcuni casi isolati, i giacimenti di carbone sono privi d'acqua e non richiedono drenaggio. In uno stadio avanzato di produzione, la compattazione della matrice di carbone può far aumentare la permeabilità assoluta di un giacimento di gas da carbone e accelerarne la produzione. Nei serbatoi di gas da argille che, rispetto ai giacimenti di carbone, contengono solitamente una componente maggiore di gas libero, il metano e

l'acqua vengono in genere prodotti simultaneamente. A mano a mano che la pressione del giacimento decresce, il gas comincia a desorbire dalla materia organica nella matrice, andando a integrare la produzione di gas libero e riducendo il tasso di declino della produzione di gas.

Entrambi i giacimenti di gas, da carbone e da argille, immagazzinano ininterrottamente il gas. Si tratta di sistemi di giacimenti dove gli strati che contengono il gas non sono stratificati per differenze di densità, non contengono la superficie di contatto gas-acqua e si estendono su aree geografiche molto vaste. La sfida in questi accumuli sta nell'identificare le aree con maggiore potenziale produttivo e nel valutarle e sfruttarle in maniera efficace. Un primo passo utile in questo processo sta nel confrontare le caratteristiche delle aree a sviluppo potenziale con quelle dove esistono già progetti commerciali per giacimenti di gas da carbone e da argille. I progetti di successo hanno molte caratteristiche in comune, tra cui risorse concentrate di gas, un sufficiente tasso di produzione del gas e accesso a tecnologie e mercati.

4.1.1 Il carbone come riserva di gas.

Il carbone è un combustibile solido chimicamente complesso che consiste di una mistura di residui derivanti dall'alterazione delle piante. La sostanza organica contiene oltre il 50% in peso, e più del 70% in volume, di carbone (Schopf, 1956). I carboni vengono descritti e classificati in base alla loro composizione (tipo di carbone), maturità (rango del carbone) e purezza (grado del carbone). Il tipo di carbone dipende dalla specie di sostanza vegetale alterata (macerali) che lo forma. I due tipi principali di carbone sono l'umico (che comprende la maggior parte dei carboni) e il sapropelico (raro). Il tipo di carbone è importante perché ogni specie di macerale genera volumi differenti di gas durante la maturazione.

Inoltre, ciascun tipo di macerale accumula differenti quantità di metano, ha diverse caratteristiche di diffusione e influisce sullo sviluppo di fratture naturali (cleat) all'interno del carbone stesso (Mukhopadhyay e Hatcher, 1993). Il metodo principale per determinare il tipo di carbone è l'analisi al microscopio dei campioni.

Il rango di un carbone è una misura della maturità della sostanza organica che vi è contenuta, la quale a sua volta è il risultato degli effetti di calore (dovuto al gradiente geotermico o a intrusioni ignee) e pressione (dovuta a sforzi tettonici e al carico litostatico;

Stach *et al.*, 1975). Nella tabella in seguito è riportato un confronto tra il rango del carbone, la sua classificazione e i sistemi di misurazione.

Il rango di un carbone è un indice importante per la valutazione dei giacimenti di metano da strati di carbone, in quanto la capacità di generare gas è fortemente correlata all'aumento del rango del carbone. Per di più, anche l'accumulo di gas nel carbone, la sua diffusività, la sua composizione e lo sviluppo dei sistemi di fratture naturali sono fortemente legati a tale rango. Il rango di un carbone è misurato nella maggior parte dei casi con analisi a distruzione termica (analisi immediata o *proximate analysis*), riflettanza della vitrinite e contenuto calorifero.

RANGO DEL CARBONE (CLASSIFICAZIONE USA)	RIFLETTANZA DELLA VITRINITE, % R _v	SOSTANZA VOLATILE (DRY, ASH-FREE), % IN PESO	POTERE CALORIFICO, BTU/LB
Torba	<0,28	>63	–
Lignite	0,28-0,39	53-63	6.300-8.300
Sub-bituminoso C	0,39-0,42	50-53	8.300-9.500
Sub-bituminoso B	0,42-0,49	47-53	9.500-10.500
Sub-bituminoso A	0,49-0,60	42-47	10.500-11.500
Altamente volatile bituminoso C	0,47-0,57	42-47	10.500-13.000
Altamente volatile bituminoso B	0,57-0,71	39-42	13.000-14.000
Altamente volatile bituminoso A	0,71-1,10	31-39	>14.000
Mediamente volatile bituminoso	1,10-1,45	22-31	–
Poco volatile bituminoso	1,45-2,00	14-22	–
Semiantracite	2,00-2,50	8-14	–
Antracite	2,50-4,00	2-8	–
Metaantracite	4,00-7,00	<2	–

Figura 1- Tabella dei vari ranghi del carbone.

Il carbone, infine, può essere classificato in base alla sua purezza o grado. Il grado è una misura della quantità e del tipo di sostanza non organica contenuta nel carbone.

Questa include la valutazione dei minerali primari e secondari e del grado di umidità. La misura del grado del carbone può essere realizzata mediante l'analisi immediata, l'analisi petrografica (identificazione al microscopio del contenuto mineralogico), l'analisi composizionale delle ceneri (contenuto in ossidi elementari delle ceneri mediante analisi immediata) e con l'analisi dell'umidità di equilibrio. Il grado del carbone è importante perché la materia non carboniosa diluisce la concentrazione della sostanza organica nel carbone (il gas viene accumulato solo nella frazione organica). Inoltre, la presenza di materiale non carbonioso influisce sulla quantità di fratture naturali nel carbone.

La prima questione che deve essere considerata nella valutazione dei giacimenti di carbone riguarda gli aspetti geometrici del giacimento. I parametri relativi alla geometria del giacimento, importanti per questa valutazione, includono lo spessore dei livelli di carbone (individuale e cumulativo), il numero dei livelli, la loro profondità, lo spessore dell'intervallo stratigrafico che contiene i livelli di carbone e l'estensione superficiale dei livelli stessi (discontinuità/limiti che non consentono la circolazione dei fluidi). Per geometria di un giacimento si intende il volume tridimensionale attraverso cui circolano i fluidi (gas e acqua). La geometria del giacimento influisce sulla perforazione, sull'allestimento e sulle metodologie di produzione relative ai progetti di sviluppo del metano da carbone.

Nella maggior parte dei casi il carbone si forma come parte di una tipica sequenza clastica deposizionale. Il carbone si origina per l'accumulo di sostanza organica in stagni e paludi comunemente associati a sistemi fluviali, deltizi e marini costieri. È fondamentale che la sostanza organica accumulata sia rapidamente sommersa sotto il livello dell'acqua, il che ne previene l'ossidazione.

Questo richiede una combinazione tra la creazione dello spazio di accomodamento nel bacino e la risalita della tavola d'acqua, per compensare il tasso di accumulo della sostanza organica. La sostanza organica si accumula con tassi compresi tra 20 e 200 cm/1.000 anni (Flores, 1993). L'ambiente deposizionale determina il grado di continuità del carbone. È importante stabilire se un giacimento è continuo (margini relativamente infiniti) o se ci sono limiti alla circolazione dei fluidi dovuti alla presenza di faglie, terminazioni di tipo *pinch out*, discontinuità stratigrafiche, ecc.. Anche la presenza di materiale non carbonioso all'interno del giacimento da carbone ha un impatto significativo sul rendimento dei giacimenti da strati di carbone; è quindi importante comprendere l'ambiente deposizionale e il potenziale contenuto in minerali non carboniosi del giacimento.

Una volta seppellita, la sostanza organica si trasforma in torba, che consiste in un insieme sciolto e non compatto di materiale organico contenente più del 75% di umidità. Questa trasformazione ha luogo principalmente attraverso il processo di compattazione ed espulsione dell'acqua interstiziale. Associate a questo processo avvengono delle reazioni biochimiche, come l'umificazione e la gelificazione (Stach *et al.*, 1975), che trasformano la materia organica nei precursori dei macerali del carbone. Queste reazioni possono anche generare una quantità significativa di metano biogenico e di biossido di carbonio. La compattazione e la deidratazione continue trasformano la torba in carbone di bassa qualità (lignite o *brown coal*) che normalmente contiene dal 30 al 40% di acqua interstiziale.

Con l'ulteriore seppellimento le temperature aumentano e i processi geochimici dominano sui processi fisici. La lignite evolve in carbone sub-bituminoso per espulsione di acqua, monossido di carbonio, biossido di carbonio, solfuro di idrogeno e ammoniaca, lasciando una struttura arricchita in carbonio e idrogeno. A temperature superiori a circa 104 °C i legami carbonio-carbonio iniziano a rompersi, generando idrocarburi liquidi e gassosi che vengono intrappolati nei carboni.

Quando questi carboni bituminosi sono seppelliti più in profondità, il loro contenuto in idrocarburi si scinde in metano termogenico. Mentre una parte del metano rimane nel carbone, un volume significativo ne viene espulso, nel momento in cui viene generata una quantità di gas di un ordine di grandezza maggiore rispetto a quella che il carbone è in grado di immagazzinare. Di norma, durante la maturazione, il rapporto atomico H/C in un carbone diminuisce da 0,75 a 0,25, a mano a mano che si passa da un carbone bituminoso altamente volatile all'antracite.

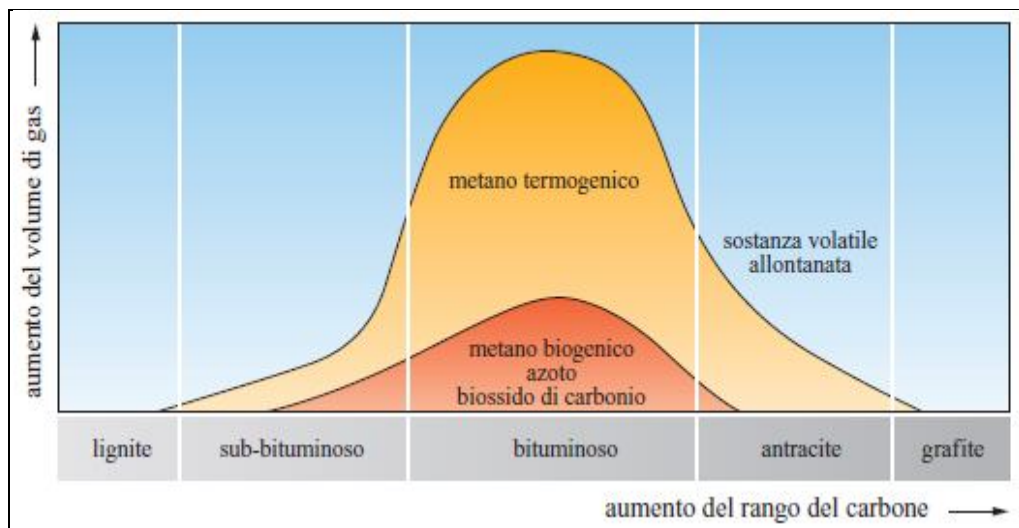


Figura 2- Produzione di gas in funzione del rango del carbone.

La generazione e l'espulsione degli idrocarburi sono accompagnate da diversi e profondi cambiamenti nella struttura e nella composizione del carbone.

Con l'espulsione dell'acqua il contenuto di umidità si riduce fino a una piccola percentuale. La riorganizzazione della struttura atomica del carbone aumenta la microporosità, generando un'enorme area di superficie in grado di adsorbire il metano. Questi cambiamenti inoltre riducono la densità da 1,5 g/cm³ (per carboni bituminosi con alto contenuto in volatili) a meno di 1,2 g/cm³ (per carboni con basso contenuto in volatili). La resistenza del carbone diminuisce, facilitando la formazione di fratture durante

la maturazione degli idrocarburi e la compattazione del carbone. Questo genera dei sistemi di fratture (cleat) a spaziatura molto ristretta, che aumentano la permeabilità.

A temperature superiori a circa 300 °C i carboni bituminosi vengono trasformati in antracite (>92% di carbonio). Con la maggiore compattazione della struttura del carbone, la generazione e l'espulsione di metano diminuiscono e la densità aumenta da 1,3 g/cm³ a oltre 1,8 g/cm³. I contenuti di metano delle antraciti sono di norma abbastanza elevati ma la permeabilità è spesso più bassa rispetto ai carboni bituminosi a causa della formazione di fratture per contrazione termica (*cleat annealing*). Con l'ulteriore maturazione, gli idrocarburi residui vengono allontanati e le strutture del carbone tendono a coalescere, portando alla formazione di carboni molto densi con un contenuto in carbonio molto elevato e una composizione simile alla grafite.

Affinché si generino temperature sufficientemente alte in grado di produrre elevate quantità di idrocarburi, i carboni devono essere seppelliti tipicamente a profondità superiori a 3.000 m. Fanno eccezione i carboni trasformati da fonti di calore locale come nel caso di intrusioni ignee. Dopo un seppellimento e un tempo sufficienti per generare idrocarburi, i carboni devono essere portati più in superficie per essere economicamente utilizzabili.

A profondità inferiori a 100 m, generalmente la pressione nel sistema di fratture non è sufficiente a trattenere quantità economicamente significative di gas adsorbito nel carbone. A profondità superiori a circa 1.200 m, la permeabilità del sistema di fratture è solitamente troppo bassa per produrre gas a tassi economicamente vantaggiosi.

I livelli di carbone sono, di norma, giacimenti multistrato. Lo spessore di ciascuno dei livelli di carbone può variare ampiamente (da alcuni centimetri fino a decine di metri). Inoltre, il numero di livelli di carbone all'interno della sequenza stratigrafica in esame può variare notevolmente, da alcuni livelli fino a più di 100 .

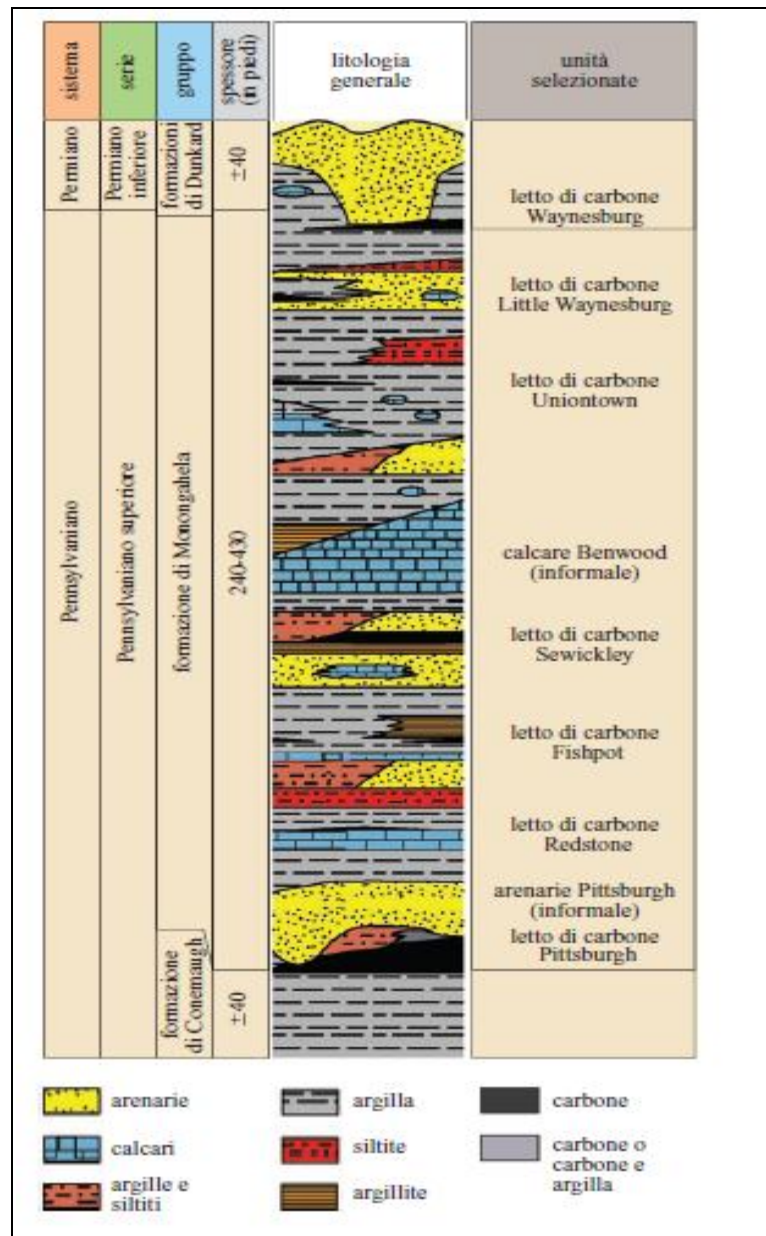


Figura 3 – colonna stratigrafica dei sette maggiori letti di carbone.

Anche lo spessore della sequenza stratigrafica è variabile, oscillando da alcune decine fino a centinaia di metri. Gli effetti strutturali postdeposizionali si sommano ai caratteri deposizionali deformando i livelli di carbone e influenzando le condizioni del giacimento. L'orientazione tridimensionale, la continuità e la struttura interna del giacimento sono di fondamentale importanza. Queste caratteristiche possono avere effetti sia positivi sia negativi sul giacimento di carbone. Processi plicativi e di fagliazione possono causare il taglio del giacimento di carbone (danneggiandolo strutturalmente) e ridurre quindi la

permeabilità. Tuttavia, la formazione di faglie può causare uno sciame di fratture all'interno del giacimento in grado di aumentarne la permeabilità.

4.1.1.1 *Contenuto in gas del carbone*

La generazione di gas nel carbone avviene come risultato del processo di maturazione termica. Il gas è generato nei carboni di rango da sub-bituminoso fino all'antracite. Nel processo di carbonificazione si genera molto più gas di quello che può essere accumulato nel carbone (fino a 8-10 volte). Il gas generato è composto principalmente da metano, ma comprende anche biossido di carbonio, azoto e idrocarburi leggeri. Gli idrocarburi più pesanti sono relativamente poco comuni per una mancanza di idrogeno nel carbone (rispetto al carbonio). Il gas da carboni di rango più basso ha spesso un più alto contenuto in biossido di carbonio; inoltre, le intrusioni ignee nei giacimenti di carbone possono portare a concentrazioni più alte di biossido di carbonio.

In aggiunta al gas generato durante la maturazione termica, anche l'attività biogenica può contribuire al contenuto di gas nei carboni. In origine, si pensava che l'attività biogenica terminasse alla fine del ciclo della torba.

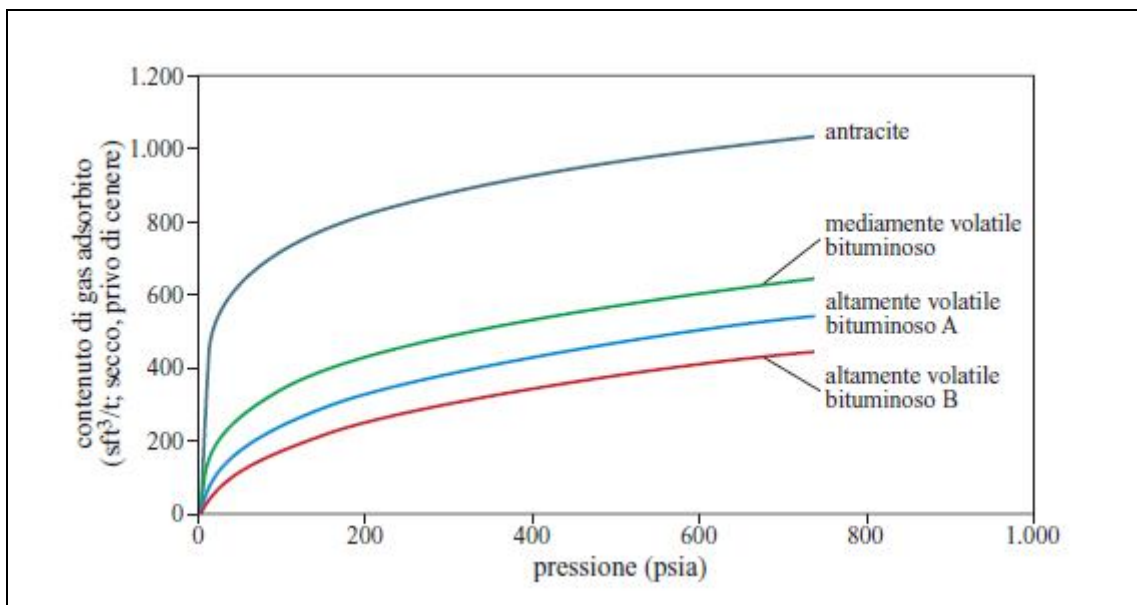


Figura 4- Contenuto di gas a seconda del rango dei carboni.

Tuttavia, evidenze più recenti suggeriscono che l'attività microbica può avere luogo anche negli stadi tardivi e nei carboni di più alto rango. Si pensa che questa attività abbia luogo

sia all'interno sia nelle vicinanze delle aree di affioramento (circa 8 km dai limiti), dove l'acqua dolce può efficacemente ricaricare il giacimento di carbone.

La capacità del carbone di accumulare il gas dipende dal rango del carbone (ovvero dalla sua maturità termica), dall'umidità, dal contenuto in ceneri, dall'insieme degli elementi macerali nel carbone e dalla storia geologica del giacimento. Visto che il contenuto *in situ* di gas è influenzato da così tanti parametri, il contenuto effettivo di gas in ciascun giacimento di carbone può essere determinato solamente attraverso la sua misurazione diretta. Questa viene realizzata comunemente attraverso la misurazione della quantità di gas de adsorbita dai campioni di carote di pozzo o dai frammenti di carbone estratti durante la perforazione (cutting) dei pozzi di metano da carbone. Questo metodo fornisce una misura diretta del volume di gas contenuto nel carbone alle condizioni *in situ* del giacimento.

Mentre le misurazioni del contenuto di gas servono a determinare la quantità di gas che si trova nel carbone alle condizioni del giacimento, nella valutazione del potenziale economico di un giacimento è importante comprendere il modo in cui il gas è immagazzinato nel carbone. La capacità della matrice del carbone di accumulare gas in funzione della pressione è descritta dall'isoterma di adsorbimento di Langmuir . Questo meccanismo di accumulo conferisce ai giacimenti di carbone la loro caratteristica distintiva: la capacità di immagazzinare grandi volumi di gas a pressioni relativamente basse del giacimento. L'adsorbimento è un processo fisico, che coinvolge la debole attrazione intermolecolare dovuta alle forze di van der Waals.

Possono essere accumulati grandi volumi di gas perché la superficie interna della microporosità è molto elevata, oscillando da meno di 50 a oltre 275 m²/g di carbone (Crosdale *et al.*, 1998). Confrontando la capacità di adsorbimento di gas del carbone con quella di un'arenaria convenzionale, si evince come a pressioni relativamente basse del giacimento (6,9 MPa) il carbone è in grado di accumulare da 4 a 6 volte il volume di gas accumulato in un'arenaria mediamente porosa.

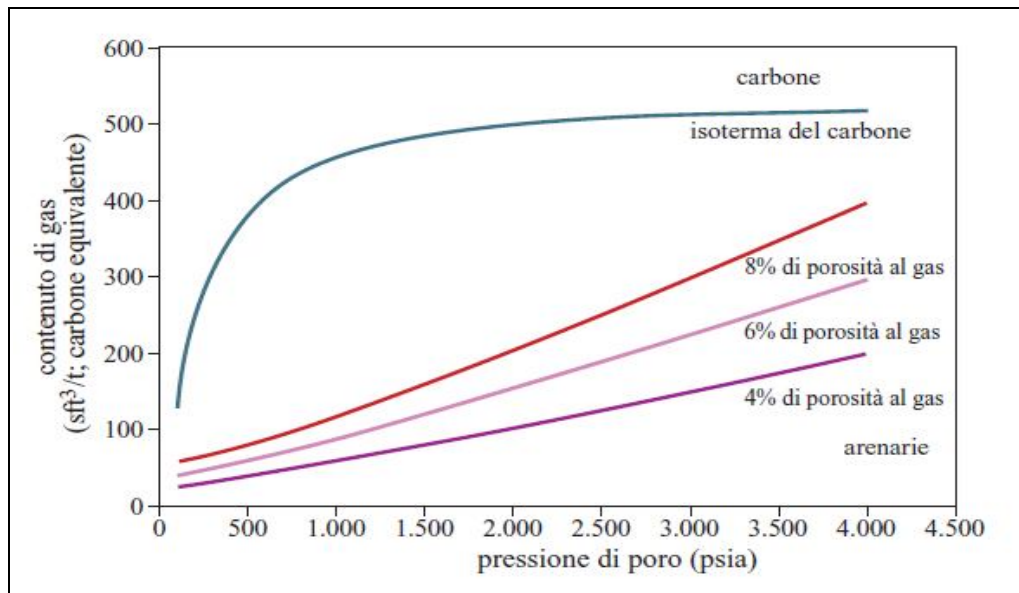


Figura 5- Confronto tra il gas adsorbito dal carbone e da un arenaria tradizionale.

Il contenuto massimo di gas adsorbito dal carbone a specifiche condizioni di pressione è definito dalla seguente equazione, modificata da Langmuir (1916):

$$C_g = (V_L \cdot P) / (P_L + P)$$

dove C_g è la concentrazione di gas nella matrice (m^3/t), V_L il volume di Langmuir (m^3/t), P_L la pressione di Langmuir (MPa) e P la pressione del giacimento nel sistema di fratture (MPa).

Il volume di Langmuir è il volume teorico massimo di gas che un carbone può adsorbire sulla sua area superficiale a pressione infinita. Questo rappresenterebbe un monostrato continuo di molecole di metano sull'intera superficie interna del carbone. La pressione di Langmuir è quella a cui la capacità di accumulo di un carbone è uguale a 1/2 del volume di Langmuir.

Le isoterme di adsorbimento del carbone sono determinate in laboratorio con esami su campioni disgregati di carbone, con contenuto in umidità e temperatura rigorosamente controllati. L'esame dell'isoterma di assorbimento deriva dalla relazione tra la pressione e il quantitativo di gas adsorbito nel giacimento, in condizioni statiche di temperatura e umidità. In alcune condizioni, i contenuti di gas nei livelli di carbone sono minori del quantitativo di gas che il carbone è in grado di ospitare.

Questi carboni sono considerati quindi sottosaturi in gas.

Per i carboni che sono saturi al 100%, il gas sarà prodotto non appena la pressione diminuisce per estrazione di acqua dai sistemi di fratture. Il tasso di estrazione del gas aumenterà fino al picco per diversi anni e quindi inizierà a diminuire. Per i carboni sottosaturi, il gas non sarà prodotto fino a che la pressione nei sistemi di fratture sarà ridotta sotto la pressione di saturazione, impiegando periodi più lunghi per raggiungere i tassi massimi di estrazione di gas.

4.1.1.2 Meccanismi di trasporto del gas nel carbone.

I carboni sono giacimenti fratturati che comprendono una matrice e un sistema di fratture. La matrice è la porzione organica a bassa permeabilità del giacimento e costituisce il principale serbatoio per l'accumulo di gas. Il sistema di fratture nel giacimento è a bassa porosità, ha permeabilità relativamente elevata e fornisce il deposito principale per l'acqua che viene prodotta all'interno del giacimento. I meccanismi più importanti che controllano la circolazione del gas e dell'acqua nel giacimento sono la diffusione nella matrice del carbone, il deadsorbimento del gas dalla matrice verso il sistema di fratturazione e il flusso di Darcy all'interno del sistema di fratture.

I principali meccanismi di immagazzinamento nel carbone comprendono l'adsorbimento del gas all'interno della matrice (la principale sorgente di gas per i carboni) e l'accumulo di gas nella porosità libera, definita principalmente dalla presenza del sistema di fratturazione.

L'adsorbimento nella matrice è il principale meccanismo di accumulo per il gas, mentre la porosità legata allo sviluppo di fratture (cleat) costituisce il maggiore serbatoio per l'accumulo d'acqua nel giacimento. L'equazione dell'isoterma di Langmuir descrive il volume di gas accumulato nella matrice del carbone in funzione della pressione del giacimento. La porosità conferita dal sistema di fratture nei carboni è generalmente bassa, oscillando da meno dello 0,5 al 2-4%.

Come già detto, i meccanismi di trasporto dei fluidi nel carbone comprendono la diffusione del gas nella matrice del carbone, il deadsorbimento del gas dalla matrice verso le fratture e il flusso di Darcy all'interno del sistema di fratture. Il gas si muove attraverso la matrice del carbone per un processo di diffusione molecolare, come descritto dalla legge di Fick (Zuber, 1996). Questo è un processo guidato da un gradiente di concentrazione, che avviene a causa della minore concentrazione di gas in prossimità dell'interfaccia matrice-frattura rispetto alla concentrazione nelle porzioni centrali della matrice stessa. La legge di

Darcy generalmente descrive il flusso all'interno del sistema di fratture nel carbone. Il concetto della permeabilità relativa è usato per descrivere il flusso simultaneo di gas e acqua all'interno del sistema di fratture in funzione del grado di saturazione.

4.1.1.3 Produzione di metano da carbone.

I giacimenti costituiti da letti di carbone sono complessi, contenendo di norma sia gas sia acqua nel sistema di fratture e gas adsorbito sull'area di superficie della La produzione di metano dai pozzi dei giacimenti in esame ha caratteri complessi, a causa dei meccanismi articolati che controllano la circolazione di gas e acqua nei carboni. La figura mostra un tipico profilo di produzione (per gas e acqua) in un pozzo di metano da livelli di carbone. La produzione di acqua è generalmente caratterizzata da un andamento negativo.

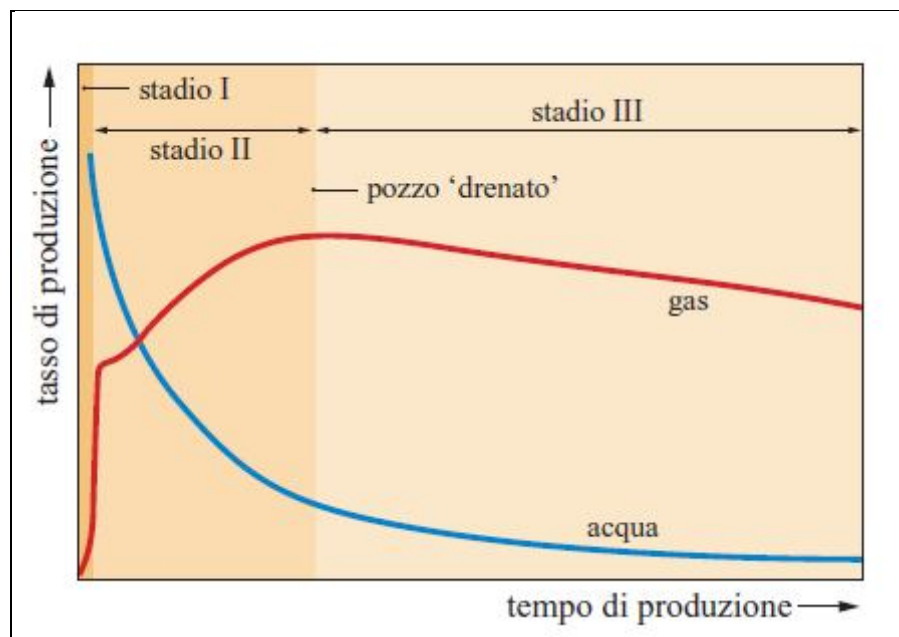


Figura 6- Tipico rendimento di un pozzo di metano da carbone saturo d'acqua.

Il ciclo di produzione di gas nei pozzi di metano da carbone spesso consiste in un andamento iniziale positivo della produzione, nel raggiungimento di un picco in un determinato momento e quindi in una tendenza a un andamento decrescente della produzione. Questo è il profilo tipicamente esibito dai pozzi di metano da carbone (all'interno di un sistema di pozzi in attività), in qualche modo circoscritti dall'interferenza dovuta ad altri pozzi produttivi o da limiti naturali interni ai giacimenti, come la presenza di faglie.

L'andamento positivo nella produzione di gas mostrato dai pozzi di metano da carbone è legato al cambiamento della permeabilità relativa del gas all'interno del giacimento. In molti livelli di carbone, il sistema di fratture naturali è inizialmente saturo d'acqua. A mano a mano che l'acqua viene prodotta dal sistema di fratture naturali, la pressione nel giacimento si riduce e il gas viene deadsorbito dal carbone, diffondendosi nel sistema di fratture. Mentre la saturazione del gas nel sistema di fratture aumenta in maniera costante, la permeabilità relativa del gas nel giacimento aumenta. Questo provoca un incremento della produzione di gas. Viceversa, la diminuzione della saturazione dell'acqua nel sistema di fratture porta a una diminuzione della produzione di acqua. Una volta stabilizzata la permeabilità relativa del gas nel giacimento (a questo punto il giacimento è detto prosciugato), il gas raggiunge una produzione di picco che inizierà poi a decrescere. Nei giacimenti asciutti (privi di acqua nei sistemi di fratture) si osserva un andamento costantemente negativo della produzione di gas, dal momento che il tasso di deadsorbimento diminuisce in ogni parte dell'area di drenaggio. Dal momento che la produzione di gas dai giacimenti di carbone dipende dal prosciugamento del giacimento e dalla possibilità di aumentare la permeabilità relativa del gas, il profilo produttivo caratteristico di ciascun pozzo di metano da carbone è legato a quei fattori che regolano la capacità di un sistema di pozzi di prosciugare il giacimento. Questi fattori comprendono la spaziatura dei pozzi, la permeabilità del giacimento, la porosità legata al sistema di fratture, la saturazione iniziale in gas e acqua nel giacimento e la quantità del gas adsorbito.

L'analisi della produzione dei campi di metano da carbone indica che c'è un elevato grado di variabilità nella produzione di ciascun pozzo all'interno di un insieme di pozzi. Questa variabilità non è attribuita a grandi variazioni nella spaziatura tra i pozzi o alla quantità di gas accumulata nel giacimento di carbone. Il principale fattore che contribuisce a questa variabilità nella produzione sembra essere la variazione della permeabilità del giacimento. Queste oscillazioni sono dovute alle eterogeneità del sistema di fratturazione all'interno del giacimento (numero di cleat e di fratture naturali e ampiezza dell'apertura). Inoltre, è stata dimostrata la forte sensibilità della permeabilità nei carboni allo stato di stress del giacimento. Studi sui giacimenti condotti nel Black Warrior Basin, Stati Uniti, hanno mostrato che le variazioni nelle condizioni di stress in un giacimento possono portare a cambiamenti nella permeabilità di un ordine di grandezza, tra aree limitrofe all'interno dello stesso campo produttivo.

4.1.2 Gas da argilliti.

L'argilla (shale) è il tipo più comune di roccia sedimentaria, che si deposita comunemente nelle piane alluvionali dei fiumi e sui fondali di laghi, lagune e oceani.

Si forma per consolidamento di frammenti detritici di roccia a granulometria fine o di particelle minerali, e tipicamente contiene il 50% di silt, il 35% di minerali argillosi (clay) e il 15% di minerali autigeni. Il silt e i minerali argillosi sono differenziati sulla base del diametro delle particelle di cui sono costituiti. Il silt consiste di particelle di minerali o di roccia che hanno un diametro compreso tra 1/256 e 1/16 mm, mentre i minerali della famiglia delle argille sono costituiti da frammenti di particelle di minerali o di roccia che hanno un diametro inferiore a 1/256 mm. L'argilla ha una struttura scagliosa sottilmente laminata, che si rompe facilmente in sottili strati paralleli. L'argillite è per composizione simile all'argilla, ma manca di una struttura finemente laminata e scagliosa e in genere si disgrega al contatto con l'acqua (Bates e Jackson, 1980). Il colore delle argille varia dal verde al grigio al nero, in funzione del contenuto in sostanza organica. Più è alto il contenuto in materia organica, più scuro è il colore dell'argilla. La Black Shale (ad alto contenuto in sostanza organica) è una roccia madre comune per la formazione di gas naturale e petrolio greggio (Hill e Nelson, 2000). L'estrazione di gas da argilla dai giacimenti negli Stati Uniti ha evidenziato un'ampia variabilità nella composizione e nella storia deposizionale delle argille. Le Antrim, Ohio e New Albany Shale, negli Stati Uniti centrali e orientali, fanno parte di un esteso sistema deposizionale dominato da argilla ricca in sostanza organica di età devoniana medio-superiore (Curtis, 2002). Tuttavia, pur essendo sincrona la deposizione di queste formazioni argillose ricche di silicati, le caratteristiche composizionali di queste formazioni sono differenti. L'Antrim Shale è caratterizzata da un alto contenuto in sostanza organica (fino al 24%) mentre il contenuto in sostanza organica della Ohio Shale raramente supera il 5%. Le differenti quantità di sostanza organica preservata sono state determinate probabilmente da variazioni delle condizioni anossiche all'interno dei sub-bacini dello stesso sistema deposizionale.

Simili variazioni nel contenuto in sostanza organica (come tipicamente mostra il kerogene di Tipo II o di Tipo III) sono state osservate nei giacimenti di gas da argille Barnett (4-8%) e Lewis (0,5-2,5%).

Il gas nelle argille è di origine termogenica o biogenica.

Il gas termogenico deriva dalla trasformazione del kerogene per maturazione termica, tipica dei sistemi petroliferi convenzionali. Jarvie *et al.* (2001) hanno identificato oltre 13

formazioni (di età da ordoviciana a pennsylvaniana) arricchite dell'olio generato nella Barnett Shale del Fort Worth Basin occidentale in Texas. La successiva scissione di questo olio può aver contribuito alla formazione del gas attualmente in posto (e prodotto) in questa argilla. Un'analogia generazione di gas termogenico è avvenuta in tutti gli altri sistemi produttivi di gas da argille degli Stati Uniti (Antrim, Ohio, New Albany e Lewis Shale).

Tuttavia, nel caso delle Antrim Shale, sembra che il gas termogenico sia ampiamente migrato dal sistema. In questo giacimento costituito da argille, il gas attualmente in posto ha probabilmente poche decine di migliaia di anni, essendo stato prodotto come gas biogenico recente (Martini *et al.*, 1998). I batteri metanogeni, introdotti nelle argille ricche in sostanza organica dalla ricarica degli acquiferi nel post-Pleistocene, hanno generato gas consumando il kerogene nelle Antrim Shale attorno ai margini del Michigan Basin. Il gas prodotto in questa porzione del bacino è una miscela di gas recente di origine biogenica e di gas geologicamente più vecchio di origine termogenica. La modalità di accumulo di gas nelle argille è in qualche modo simile a quelle discusse precedentemente per il carbone. Il gas è immagazzinato nel kerogene come gas adsorbito (descritto dalla isoterma di Langmuir), all'interno della porosità intergranulare e all'interno del sistema di fratture naturali come gas libero, e all'interno del kerogene (e nel bitume nelle argille molto più mature termicamente) come gas disciolto. I meccanismi di intrappolamento sono poco efficaci e la saturazione del gas generalmente investe aree molto estese (Roen, 1993). In principio, sulla base dei risultati di produzione dei giacimenti nelle Ohio e Antrim Shale, si supponeva che la maggior parte del gas nei serbatoi di argilla fosse gas adsorbito. Questo gas è paragonabile al meccanismo di accumulo descritto per il carbone e le isoterme di assorbimento della componente organica nei giacimenti di gas da argilla sono misurate sistematicamente.

Tuttavia, studi recenti hanno dimostrato che la proporzione di gas accumulato nelle argille attraverso le due modalità principali, gas adsorbito e gas libero, può variare significativamente con le condizioni del giacimento.

L'Antrim Shale del Michigan Basin è un giacimento freddo (24 °C) e superficiale, ad alto contenuto di sostanza organica. Il confronto tra il volume di gas adsorbito e quello di gas libero nel giacimento rispetto al gas totale (a una pressione di 400 psia o 2,8 MPa) evidenzia che il 74% del gas viene adsorbito nella materia organica, mentre il 26% è costituito da gas libero nella porosità intergranulare e delle fratture. Al confronto, la Barnett Shale del Fort Worth Basin è un giacimento profondo a temperatura e pressione

maggiori, con un contenuto totale di materia organica relativamente basso. A queste condizioni (4.000 psia, o 27,6 MPa, e 90 °C) il 63% è gas libero e il 37% è adsorbito.

Col procedere dell'esplorazione e dello sviluppo dei giacimenti di gas da argille in tutto il mondo, si prevede un'analogia variabilità nei tipi di giacimenti, che oscilla tra giacimenti dominati da gas adsorbito e giacimenti dominati da gas libero.

4.1.2.1 Meccanismi di trasporto di gas nelle argille.

Analogamente al carbone, i meccanismi di trasporto e circolazione del gas nei giacimenti di gas da argille, oltre che dal flusso convenzionale di Darcy, sono controllati anche da ulteriori fattori. Nella maggior parte dei giacimenti produttivi di gas da argille si trova un duplice sistema di porosità: una microporosità primaria nella matrice dell'argilla accoppiata a una porosità secondaria legata allo sviluppo di un sistema di fratture naturali.

Le fratture naturali, formatesi per sforzi tettonici o durante la generazione degli idrocarburi, hanno una spaziatura che varia da uno ad alcuni metri e spesso sono ortogonali tra loro e perpendicolari alla giacitura degli strati, con un sistema dominante l'uno all'altro subordinato. La porosità della matrice è bassa, con una variazione dell'1-10%; la porosità delle fratture è molto bassa, minore dell'1% (Zuber *et al.*, 1994a; Frantz *et al.*, 2005; Curtis, 2002). In alcune aree del giacimento di gas da argille Antrim, le fratture che costituiscono la porosità secondaria possono essere riempite d'acqua anche fino al 100%; altre aree di produzione di gas da argille (per esempio il Barnett Shale) hanno poca o nulla circolazione d'acqua associata alla porosità delle fratture. La permeabilità della matrice è estremamente bassa, variando da $1 \cdot 10^{-4}$ a 10^{-8} mD. Il flusso di gas attraverso questa matrice argillosa a bassa permeabilità è stato confrontato con la diffusione del gas attraverso la matrice del carbone. La permeabilità delle fratture varia ampiamente, da 5 mD nel giacimento superficiale dell'Antrim Shale a $1 \cdot 10^{-4}$ mD nelle Barnett e Lewis Shale. La circolazione nei giacimenti di gas da argille è, quindi, una combinazione di gas deadsorbito dalla sostanza organica, flusso di Darcy (e/o diffusione) del gas libero dalla microporosità della matrice argillosa a bassa permeabilità verso il sistema di fratture naturali e flusso di Darcy di gas e acqua generalmente attraverso il sistema di fratture naturali.

4.1.2.2 Caratteristiche della produzione di gas da argille

La produzione di gas da giacimenti di argille varia significativamente da un insieme di giacimenti a un altro e all'interno di specifici giacimenti (come nel caso della produzione di metano da strati di carbone). Sono stati identificati tre tipi di produzione: la coproduzione di gas e acqua in giacimenti dominati da adsorbimento (tipo 1); la produzione di gas in giacimenti dominati da gas adsorbito (tipo 2); la produzione di gas nei giacimenti dominati da gas libero (tipo 3). La produzione di tipo 1 è rappresentata dai rendimenti di produzione dei pozzi nell'Antrim Shale del Michigan Basin (Michigan, Stati Uniti), e nella New Albany dell'Illinois Basin (Illinois, Indiana e Kentucky, Stati Uniti). L'andamento della produzione generale è simile a quello osservato nei pozzi di metano da carbone saturo in acqua, poiché la produzione di gas segue un andamento inizialmente crescente, raggiunge un picco in un determinato momento e quindi decresce, mentre la produzione d'acqua è generalmente caratterizzata da un andamento decrescente (Zuber *et al.*, 1994a). La produzione di tipo 2, caratteristica dell'Ohio Shale dell'Appalachian Basin (specialmente nell'area compresa tra il West Virginia del Sud, il Virginia occidentale e il Kentucky orientale), produce inizialmente gas libero associato al sistema di fratture naturali e alla microporosità. Con la riduzione di pressione associata alla produzione di gas libero, il gas adsorbito viene deadsorbito, diventando la sorgente di gas libero per il sistema. Questi pozzi, di norma, hanno un basso tasso di produzione ma possono produrre per oltre 40 anni (Boswell, 1996). Infine, la produzione di tipo 3 riflette la risposta osservata nel giacimento profondo e ad alta pressione nella Barnett Shale del Fort Worth Basin (Texas nord-orientale). La produzione da questi giacimenti di argille è dominata da un flusso proveniente dal sistema di microporosità, dove il gas adsorbito contribuisce per meno del 10% alla quantità totale di gas prodotto (Frantz *et al.*, 2005).

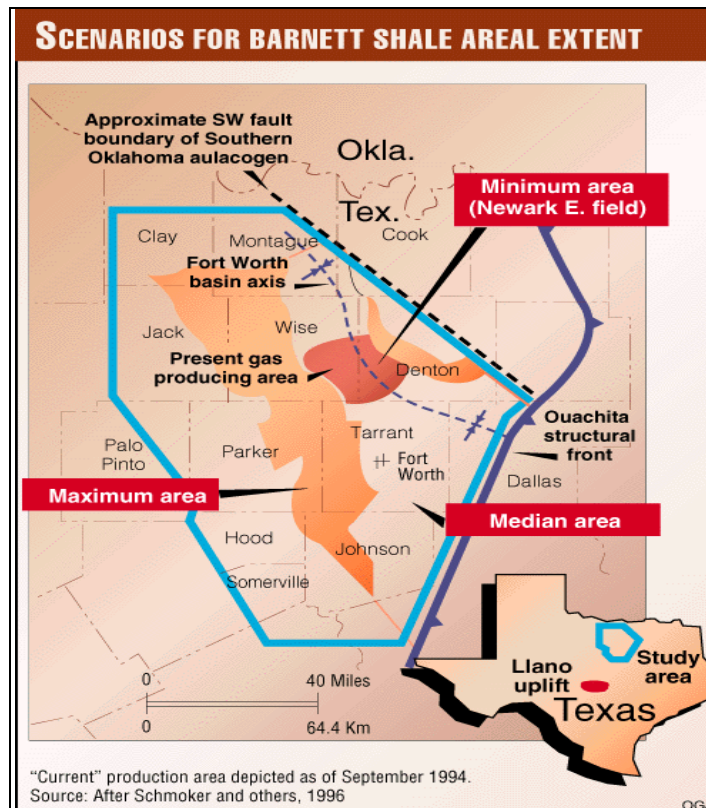


Figura 7- Giacimento di Forth Worth.

4.1.3 Perforazione e completamento.

Fino a poco tempo fa, la maggior parte dell'attività di perforazione era limitata a pozzi verticali rivolti a giacimenti di carbone relativamente superficiali – da 150 a 1.000 m di profondità – e ai giacimenti da argille di profondità maggiore – da 1.000 a 2.500 m di profondità.

I pozzi superficiali di gas da argille vengono comunemente perforati utilizzando metodi di trivellazione a percussione rotatoria sottobilanciata (*under-balanced rotary percussion*; Hollub e Schafer, 1992). Questa tecnica permette di ottenere rapidi tassi di trivellazione (fino a 15 m/h) e minimizza i danni alle fratture naturali nel giacimento di carbone. In alternativa, vengono utilizzati

sistemi di trivellazione convenzionale (*rotary drilling*) con fanghi leggeri (bilanciati o sottobilanciati) quando la pressione nel giacimento è maggiore o il flusso d'acqua è eccessivo, o ancora quando si prefigurano problemi di stabilità del pozzo. Analogamente, anche i pozzi da argille superficiali (come per esempio quelli dell'Ohio Shale nel Big

Sandy Field del Kentucky orientale di età devoniana superiore) vengono perforati utilizzando metodi di trivellazione a percussione rotatoria sottobilanciata, mentre per i pozzi nelle più profonde Barnett Shale nel Fort Worth Basin, Texas nord-orientale, ci si affida sia a sistemi di percussione rotatoria sia a sistemi a rotazione convenzionale con fanghi leggeri.

Grazie ai recenti progressi della tecnologia di perforazione e alla conseguente riduzione dei costi, in alcune specifiche geometrie del giacimento, la perforazione orizzontale sta diventando un'alternativa attraente rispetto ai pozzi verticali, sia nei giacimenti da carbone sia in quelli da argille. La prima applicazione su larga scala di pozzi orizzontali nei giacimenti da carbone ha avuto luogo a metà degli anni Novanta nel giacimento da carbone Hartshorne dell'Arkoma Basin nell'Oklahoma (Rutter, 2002). In questo contesto, viene tipicamente perforato un singolo pozzo orizzontale. In seguito al successo di questi pozzi, è stata sviluppata una tecnica multilaterale (*multi-lateral*) per la degassificazione delle miniere e per la produzione di gas naturale nella Pinnacle Mine del Central Appalachian Basin, West Virginia (von Schoenfeldt *et al.*, 2004).

In seguito, viene trivellato un pozzo orizzontale che si interseca con quello verticale; da questa sezione orizzontale principale vengono perforati diversi pozzi laterali, seguendo uno schema 'pinnato'. Le perforazioni orizzontali laterali solitamente non vengono rivestite, esponendo così il sistema di fratture naturali del carbone all'intera superficie del pozzo. Si sono riscontrati però problemi di stabilità del pozzo e di pompaggio artificiale, di cui bisogna tener conto nell'applicazione di questa tecnologia ad altre regioni carbonifere. In questi pozzi multilaterali viene riportata una capacità di estrazione dell'80-90% di gas originariamente in posto in 24-48 mesi, con significativi benefici economici.

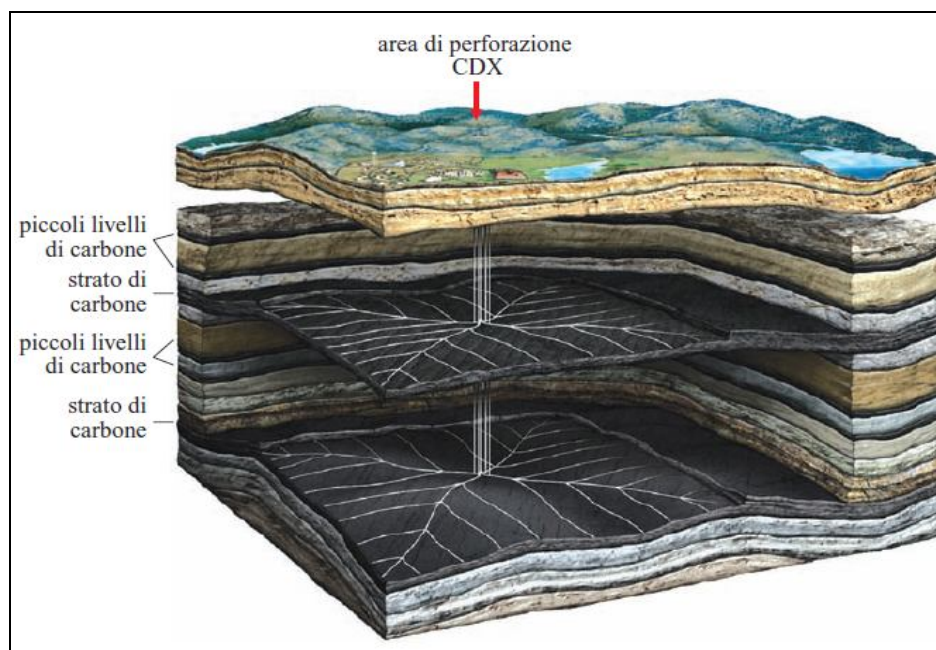


Figura 8- Esempio di pozzo multilateral.

Come per l'applicazione al carbone, l'uso di metodi di perforazione orizzontale in giacimenti di gas da argille (specialmente nella Barnett Shale) è in rapida espansione (Frantz *et al.*, 2005). A partire dal 2003, nella Barnett Shale ha avuto luogo un rapido passaggio dai pozzi verticali a quelli orizzontali, tale che il 60% di tutti i nuovi pozzi perforati in questa formazione da argille è adesso orizzontale.

A differenza dei pozzi orizzontali nel carbone, questi pozzi sono solitamente foderati, cementati e fratturati idraulicamente, poiché il sistema naturale di fratture di queste argille è scarsamente progredito.

La forma più comune di allestimento dei pozzi di gas da carbone e da argille è stata la perforazione con rivestimento del pozzo con fratturazione idraulica singola o multistadio. La fratturazione dei giacimenti di gas da carbone è stata ampiamente discussa negli ultimi tre decenni.

Nei carboni intensamente fratturati con bassi valori dei moduli elastici, viene spesso creato un sistema complesso di fratture (specialmente nelle aree circostanti il pozzo) per ottenere segmenti più corti e poter applicare gradienti di pressione superiori a 22,6 kPa/m (Palmer *et al.*, 1993). L'inefficacia del fluido dovuta a fuoriuscite dal sistema di fratture, il danno prodotto dal rigonfiamento del carbone che si crea in presenza di certi sistemi che utilizzano gel e il debordamento fuori dall'area di interesse, dovuto alla relativa sottigliezza dei livelli, sono solo una parte delle complessità che riguardano la formazione di fratture nei livelli di carbone. Sebbene generalmente possa essere pericoloso, l'industria

si sta indirizzando verso l'utilizzo di fluidi meno dannosi e verso un maggiore uso di sistemi azotati.

La recente e rapida valorizzazione dei giacimenti da carbone nel Powder River Basin del Wyoming e del Montana ha portato allo sviluppo di un'alternativa alla tradizionale operazione di fratturazione idraulica. La pratica più diffusa di allestimento (in più di 10.000 pozzi attualmente produttivi) è stata l'applicazione di allestimenti di pozzi non rivestiti non distruttivi seguita da un'iniezione d'acqua ($<0,8 \text{ m}^3/\text{min}$) per favorire l'apertura delle fratture del carbone e far defluire e disperdere rapidamente le particelle fini di carbone (DOE/NETL, 2003).

Analogamente, il rapido sviluppo dei carboni superficiali e secchi dell'Horseshoe Canyon nella regione degli Alberta Plains in Canada, ha portato a una tecnica di stimolazione alternativa. Poiché non vi è produzione d'acqua in seguito alla perforazione di pozzi in questa formazione di carbone, gli operatori hanno usato con successo trattamenti per indurre la fratturazione a base di solo azoto, senza l'utilizzo di materiale solido in sospensione per impedire la chiusura delle fratture (Gatens, 2004).

I pozzi di gas da argille si servono quasi universalmente della fratturazione idraulica per collegare le fratture naturali (meno sviluppate che nel carbone) al pozzo.

Sebbene si sia tentato di fare un numero di pozzi orizzontali non foderati nella New Albany Shale dell'Illinois Basin, la stragrande maggioranza di pozzi da argille orizzontali viene ora ultimata utilizzando trattamenti a livelli multipli, azionati lungo la sezione orizzontale. Come approcci innovativi, per ridurre l'effetto del danno prodotto dal cemento sul sistema di fratture naturali, sono stati sperimentati pozzi rivestiti ma non cementati e pozzi non foderati. Tuttavia, la tendenza generale va verso una sezione orizzontale più convenzionale, rivestita, cementata, perforata a stadi e fratturata (Fisher *et al.*, 2004). A metà degli anni Ottanta, nell'area produttiva ad andamento allungato in cui si ripetono gli stessi caratteri geologici (*fairway*) del San Juan Basin, venne sviluppato un metodo particolare di completamento sfruttando la cavitazione conseguente alla reazione della formazione alla trivellazione. Il metodo di cavitazione naturale o dinamica consiste in un incremento di pressione seguito da un rapido decremento, che ha come risultato un'alta pressione differenziale nell'interfaccia carbone- parete del pozzo e il collasso del carbone nel pozzo stesso (Logan, 1993). L'applicazione ripetuta di queste pulsazioni di pressione comporta la formazione di un pozzo allargato (fino a 5 m di diametro) e di un'area a forma di ciambella a maggiore permeabilità (stimata in 15-30 m di diametro), che entrambi aumentano significativamente la produttività del pozzo. Tuttavia, il successo di questa

tecnica di completamento è stato limitato a questa sola regione del San Juan Basin e ad aree selezionate all'interno del Bowen Basin australiano.

Come discusso precedentemente, la maggior parte dei giacimenti da strati di carbone e taluni di gas da argille sono saturi d'acqua. La produzione iniziale (stadio 1) da questi giacimenti è dominata dall'acqua, con piccole quantità di gas. A mano a mano che l'acqua fuoriesce dal sistema di fratture naturali, la pressione idrostatica si riduce, il gas deadsorbe dalla superficie interna del carbone e comincia a formarsi un sistema di gas libero.

Con l'aumento della saturazione di gas (stadio 2), aumentano anche la permeabilità relativa del gas e la sua produzione mentre decrescono la permeabilità relativa dell'acqua e la sua produzione. Con lo stabilizzarsi del gas e della permeabilità relativa dell'acqua, si verificano picchi di produzione di gas. Da questo momento in poi la produzione di acqua e gas si riduce lentamente (stadio 3), controllata non solo dai parametri chiave del giacimento (specialmente la permeabilità) ma anche dagli effetti di interferenza dei pozzi adiacenti. Al contrario, i giacimenti secchi di gas da carbone e quelli da argille hanno un rendimento pari ai giacimenti di gas convenzionale, con un picco di produzione iniziale seguito da una lenta diminuzione, a mano a mano che il fenomeno di deadsorbimento continua a rifornire di nuovo gas il sistema di fratture naturali.

4.1.4 Sviluppi futuri.

Nel prossimo futuro ci si aspetta che la crescita delle industrie di gas da carbone e da argille continui. Negli ultimi venti anni l'industria di gas da carbone ha fatto registrare un'espansione senza precedenti, oggi sorpassata dalla rapida e recente espansione dell'industria di gas da argille (soprattutto nella Barnett Shale). Soltanto negli Stati Uniti, vengono considerati tecnicamente recuperabili più di $3,7 \cdot 10^{12}$ m³ di gas naturale nei giacimenti di carbone e argille (DOE/EIA, 2004). In entrambi questi tipi di giacimento, l'applicazione di nuove tecnologie è stata prontamente introdotta dall'industria.

Data l'esistenza di grandi risorse di gas da carbone e da argille in tutto il mondo, quali sono le richieste tecnologiche e le esigenze future per la continua crescita di questo settore dell'industria di gas naturale? Come per l'industria di gas convenzionale, le principali aree tecnologiche di interesse riguardano la caratterizzazione del giacimento, la perforazione e l'allestimento del pozzo e le operazioni di produzione.

Fondamentale per lo sviluppo di nuove tecnologie è la necessità di comprendere le caratteristiche peculiari della produzione di gas da carbone e da argille. Nel 2004 la

produzione media giornaliera per un pozzo di metano da carbone negli Stati Uniti era di circa $5,6 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$; la media per un pozzo di gas da argille era di solo $1,7 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$. Queste semplici medie non tengono conto dell'ampia variabilità della produzione di pozzo, per esempio $5,7 \cdot 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ di un pozzo nella Barnett Shale contro $8,5 \cdot 10^2 \text{ m}^3/\text{d}$ di un pozzo nella Ohio Shale. La produttività relativamente bassa di queste formazioni imporrà il continuo sviluppo e utilizzo di nuove tecnologie a costi vantaggiosi. In entrambi i giacimenti di gas da carbone e da argille, per esempio, migliori log di pozzo di immagine e geochimici stanno favorendo la catalogazione e una raffinata valutazione di questi giacimenti. La crescente applicazione della tecnologia dei pozzi orizzontali nei giacimenti di carboni poco permeabili e argille profonde è stata promossa principalmente dalla generale diminuzione dei costi di perforazione, dal miglioramento delle capacità di manovrarne l'andamento e dalla riduzione dei danni nella formazione.

Infine, negli anni a venire, il carattere singolare della modalità di accumulo del gas nei giacimenti di carbone e da argille (gas adsorbito) può fornire la tecnica per migliorare il recupero del gas e per la segregazione del carbonio. Il carbone (e la sostanza organica nell'argilla) ha la tendenza ad adsorbire preferenzialmente il biossido di carbonio rispetto al metano; l'iniezione di biossido di carbonio iniettato nei giacimenti di carbone e argille può sostituire il metano adsorbito, delineando un'operazione di recupero del gas pseudosecondaria. Questa grande affinità del carbone e dell'argilla per il biossido di carbonio , che viene adsorbito a un tasso di circa tre molecole di biossido di carbonio per ogni molecola di metano sostituita, rende inoltre queste formazioni interessanti per lo stoccaggio del carbonio. Progetti combinati di incremento del recupero e di stoccaggio del gas sono in fase di esecuzione o di progettazione in diversi Paesi.

4.1.5 Potenziale del metano da carbone e del gas da argilliti.

Dopo il successo dell'industria di metano da strati di carbone e di gas da argille negli Stati Uniti, in Canada e in Australia, era inevitabile che gli operatori cominciassero a esplorare il vasto potenziale di questo tipo di giacimenti in tutto il mondo. Come precedentemente analizzato, la quantità complessiva delle risorse di gas naturale contenuta nei depositi di carbone di tutto il mondo è significativa: **da $8,3 \cdot 10^{13}$ a $2,7 \cdot 10^{14} \text{ m}^3$** .

Attualmente, sono in corso degli studi per definire in modo più completo le risorse di gas da argille: alcune stime danno la grandezza di queste risorse in eccesso di $2 \cdot 10^{14} \text{ m}^3$.

Pertanto, il metano da strati di carbone e il gas da argille rappresentano le maggiori fonti internazionali di gas naturale.

Circa il 98% delle risorse mondiali di carbone (gas da carbone) è ubicato in dodici paesi. Le prime ricerche internazionali di metano da strati di carbone si sono concentrate su queste aree carbonifere più importanti; tuttavia, molti paesi possiedono risorse di carbone minori, ma comunque significative (e in aggiunta rilevanti quantità di risorse di metano da strati di carbone). Singoli giacimenti in questi bacini più piccoli, in particolare in quelli vicini ai mercati, possono fornire opportunità commerciali vantaggiose per gli operatori. Soltanto adesso si comincia a stimare la presenza di risorse di gas da argille e di opportunità al di fuori degli Stati Uniti e del Canada (Selley, 2005); il potenziale futuro potrebbe essere interessante.

Altri importanti aspetti dei giacimenti internazionali di metano da strati di carbone e di gas da argille sono l'ubicazione di queste risorse di gas naturale e i potenziali benefici per l'ambiente delle nuove riserve di gas.

Molti paesi storicamente carenti di idrocarburi possono trovare in queste formazioni una base significativa di risorse di gas che fornirebbe una fonte locale di energia.

Inoltre, molti di questi paesi hanno contato fortemente sulla combustione di carbone come fonte primaria di energia, provocando un grave inquinamento dell'aria e dell'acqua. Il metano da strati di gas e il gas da argille possono fornire un'alternativa energetica ecologicamente più allettante.

CAPITOLO 5

5.1 Gli Idrati di gas.

Gli idrati sono composti cristallini simili al ghiaccio, che si formano al contatto tra acqua e piccole molecole gassose, in condizioni di temperatura prossime a 0° e ad alte pressioni. La particolare struttura chimica di questi composti permette di immagazzinare notevoli quantità di idrocarburi, in prevalenza metano, proprio per questa loro imbibizione di metano vengono definiti come “il ghiaccio che brucia”. Si stima che, in condizioni di temperatura e pressione normali, un metro cubo di idrato produca circa 160 metri cubi di metano, e circa 0,87 metri cubi di acqua.

Nel significato più generale gli idrati sono composti che contengono molecole di acqua. Una classe chimica molto comune di idrati è rappresentata dai sali inorganici idrati: un esempio è $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, che è una forma cristallina del cloruro di magnesio. Gli idrati descritti in questo capitolo rappresentano una diversa famiglia meno nota che appartiene ai composti clatrati o composti di inclusione. Si tratta di strutture supermolecolari in cui un tipo di molecole avvolge, ingabbia (il nome deriva dal latino *clathratus*, ingabbiato) un altro tipo di molecole: le prime sono definite molecole ospitanti (host), le seconde molecole ospiti (guest). Nel caso degli idrati di gas naturale, le molecole ospitanti sono le molecole di acqua e quelle di gas naturale sono le molecole ospiti. Questa particolare situazione si ottiene in fase solida: le molecole di acqua formano un reticolo cristallino al cui interno si generano delle cavità in cui vanno a posizionarsi le molecole di gas. Da un punto di vista macroscopico ciò che permette di distinguere la forma più comune dell'acqua solida, il ghiaccio, dagli idrati è la loro stabilità a temperature anche sensibilmente maggiori di 0 °C.

I legami chimici che compongono la struttura reticolare formata dalle molecole d'acqua sono dello stesso tipo di quelli che definiscono la struttura delle varie forme del ghiaccio: i legami idrogeno. Questo tipo di legame intermolecolare è caratterizzato da una forte direzionalità che spiega la minore densità del ghiaccio rispetto all'acqua liquida. Nel caso degli idrati però si ha un'ulteriore interazione tra le molecole d'acqua e le molecole ospiti che stabilizza maggiormente la fase cristallina dell'acqua innalzando la temperatura di fusione; come vedremo più in dettaglio nel seguito, si tratta principalmente di legami di van der Waals, la cui energia è in grado di vincere l'effetto entropico di una struttura molto

ordinata. La formazione degli idrati, a differenza del ghiaccio, è fortemente dipendente dalla pressione; maggiore è la pressione parziale del gas (cioè maggiore è la concentrazione di molecole ospiti), maggiore è la temperatura di formazione degli idrati. Per esempio, a 0,5 MPa gli idrati di etano si formano a 0,5 °C, mentre a 3,08 MPa si formano a 14 °C.

5.1.1 Struttura degli idrati.

I primi idrati di gas sono stati scoperti da H. Davy nel 1811; in particolare, Davy notò come il cloro gassoso puro non solidificasse a temperature notevolmente inferiori a 0 °C, mentre in soluzione acquosa era in grado di indurre il congelamento dell'acqua per temperature superiori a 0 °C. Nei successivi cento anni altri ricercatori si sono impegnati nella ricerca di molecole in grado di indurre la formazioni di idrati e, nel frattempo, nel tentativo di stimare il rapporto molecole ospiti/molecole di acqua: per esempio, M. Faraday nel 1823 propose la formula $\text{Cl}_2 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ che poi, nel 1884, venne modificata da H.W.B. Roozeboom in $\text{Cl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$; A. De La Rive trovò gli idrati di biossido di zolfo nel 1829 e propose la formula $\text{SO}_2 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, corretta da J. Pierre in $\text{SO}_2 \cdot 11\text{H}_2\text{O}$ nel 1848 e da F. Schoenfeld in $\text{SO}_2 \cdot 14\text{H}_2\text{O}$ nel 1855. La ricerca di rapporti stechiometrici esatti (come quelli presenti negli idrati di sali inorganici) – la più famosa delle quali è la regola di Villard (1897), secondo cui il numero di idratazione è 6 – che aveva caratterizzato la ricerca del 19° secolo, andò affievolendosi all'inizio del 20°, quando risultò chiara la mancanza di un rapporto stechiometrico fra i componenti di queste sostanze. Parallelamente venne scoperto che gli idrati non avevano effetto sulla luce polarizzata a differenza della forma più comune del ghiaccio (ghiaccio esagonale Ih), da cui perciò potevano essere facilmente distinti. Come vedremo più avanti, un importante stimolo alla ricerca sugli idrati di gas venne dal riconoscimento, avvenuto negli anni Trenta del 20° secolo, che la loro formazione era in grado di bloccare il trasporto di gas naturale lungo le condotte. In effetti le condizioni che si verificano nelle condutture di trasporto di gas naturale onshore in regioni fredde od offshore sui fondali marini rientrano nell'area di stabilità degli idrati.

Già negli anni Quaranta-Cinquanta del 20° secolo sono state sviluppate le correlazioni necessarie per predire le condizioni di formazione degli idrati sulla base della densità e della composizione del gas, informazioni richieste per valutare la gravità del problema e le

possibili soluzioni. La ricerca di correlazioni struttura-proprietà andò quindi accelerando e nel 1949 erano stati raccolti già innumerevoli dati sperimentali sulle condizioni di formazione dei principali idrati di gas naturali (principalmente da D.L. Katz e colleghi) e M. von Stackelberg propose la più importante correlazione tra la dimensione delle molecole ospiti e il numero di idratazione. È interessante osservare come correttamente von Stackelberg osservò sia un limite minimo sia un limite massimo per la formazione di idrati. Nella fig. 1 sono però anche evidenti incongruenze quali la sovrapposizione nella dimensione di alcuni formers (gas che formano idrati) e di alcuni non-formers derivanti dalla mancanza di una conoscenza della struttura cristallina; ci sono poi alcune inesattezze dovute alla mancanza di dati sperimentali (quali la classificazione in non-formers di molecole che formano idrati, per esempio ossigeno e tetracloruro di carbonio). La pietra angolare nella comprensione delle proprietà degli idrati è il riconoscimento, avvenuto pochi anni dopo (tra il 1951 e il 1953), da parte dello stesso von Stackelberg e di W.F. Claussen, L. Pauling, R.E. Marsh e collaboratori, che gli idrati di gas sono composti clatrati e l'identificazione delle due principali strutture cristalline, cui è stato assegnato il nome di strutture I e II. In figura sono riportate le celle elementari delle due strutture, ottenute da misure dirette con la diffrazione di raggi X dal gruppo di G.A. Jeffrey e R.K. McMullan negli anni Sessanta.

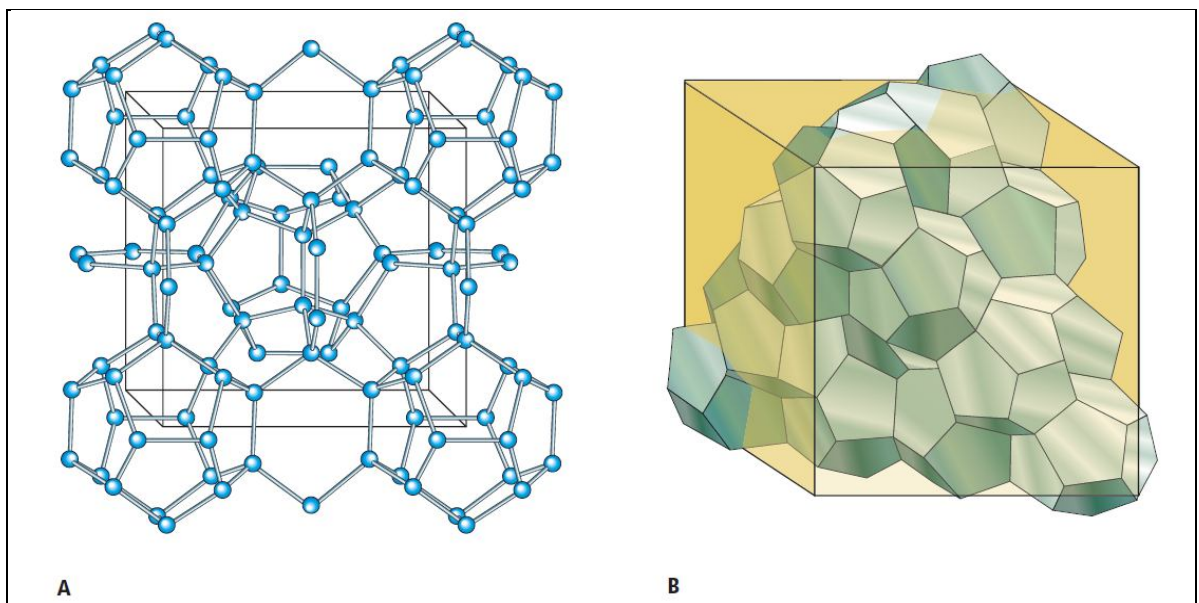


Figura 1- Strutture degli idrati di metano (struttura 1= A; struttura 2=B).

5.1.2 Gli idrati come risorsa.

Se si considera un idrato di metano con il massimo riempimento delle cavità si ottiene che per ogni cella elementare di spigolo 1,20 nm (volume 1,728 nm³) si hanno 8 molecole di peso molecolare 16,043 g/mol; è immediato quindi calcolare una densità del metano di 123 kg/m³. Se confrontiamo questa densità con quella del metano a condizioni standard (0,1013 MPa e 15 °C) di 0,68 kg/m³ si può valutare una compressione di 180 volte. A basse pressioni il metano, e allo stesso modo gli altri gas in grado di formare idrati, risulta quindi molto più compresso all'interno della struttura degli idrati che non in fase gassosa libera. Questo fatto ha rilevanza scientifica, in quanto evidenzia che nell'idrato le molecole d'acqua e quelle di gas si trovano a distanze molto ridotte (addirittura inferiori a quelle presenti comunemente negli stessi gas), sebbene siano molecole molto diverse e con legami deboli come quelli di van der Waals. Sono poi evidenti le possibili ricadute industriali, in quanto gli idrati risultano 'concentratori' di metano. Questa caratteristica ha suggerito per esempio l'utilizzo degli idrati per trasportare il gas.

Poiché le condizioni di stabilità degli idrati (pressione e temperatura) esistono in molte parti del pianeta, era facilmente ipotizzabile che in presenza di sorgenti di metano si potessero avere dei depositi naturali di idrati di gas naturale. Il primo annuncio dell'evidenza di idrati di metano presenti in depositi naturali è, infatti, del 1965, quando Y. Makogon osservò i primi campioni di idrati nel permafrost della Siberia, la regione della Russia in cui gli strati superficiali del terreno sono permanentemente congelati.

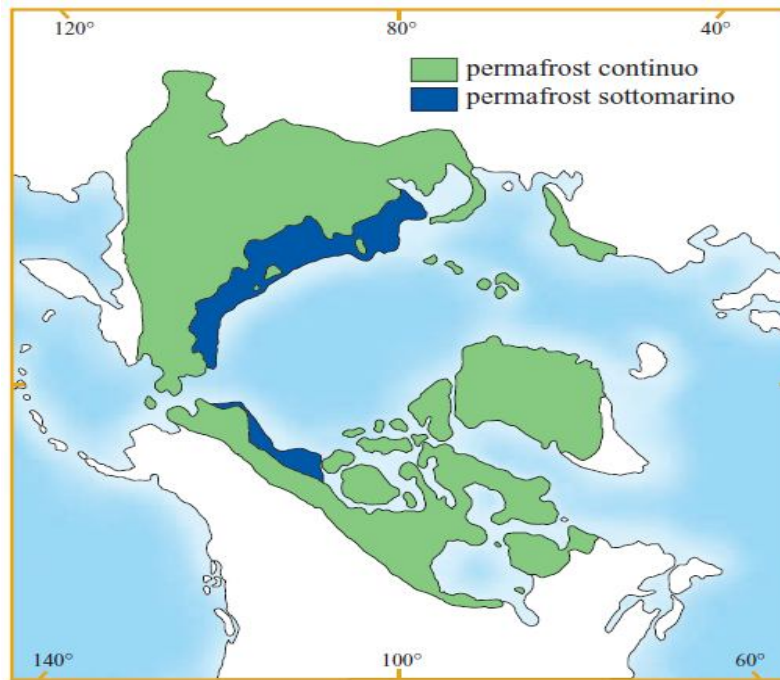


Figura 2- Regioni artiche in cui è presente il permafrost.

Successivamente, negli anni Settanta, si sono avute le prime indicazioni che anche nei sedimenti marini di molti oceani fossero presenti idrati di gas; a mano a mano che le scoperte aumentavano ci si è resi conto che i margini continentali presenti negli oceani potessero contenere ingenti quantità di gas naturale in forma di idrati. Una semplice analisi termodinamica, unita ai dati dei gradienti geotermici, mostra che gli idrati di metano sono stabili nel permafrost a profondità inferiori a 2.000 m e nei sedimenti dei fondali marini a profondità superiori a circa 500 m.

I depositi naturali di idrati di gas sono interessanti per diversi motivi, in quanto: *a)* rappresentano una risorsa energetica fossile non ancora sfruttata; *b)* rappresentano una riserva di carbonio da includere nel ciclo del carbonio globale; *c)* sono una possibile causa di instabilità dei pendii sottomarini; *d)* sono l'habitat naturale di comunità batteriche.

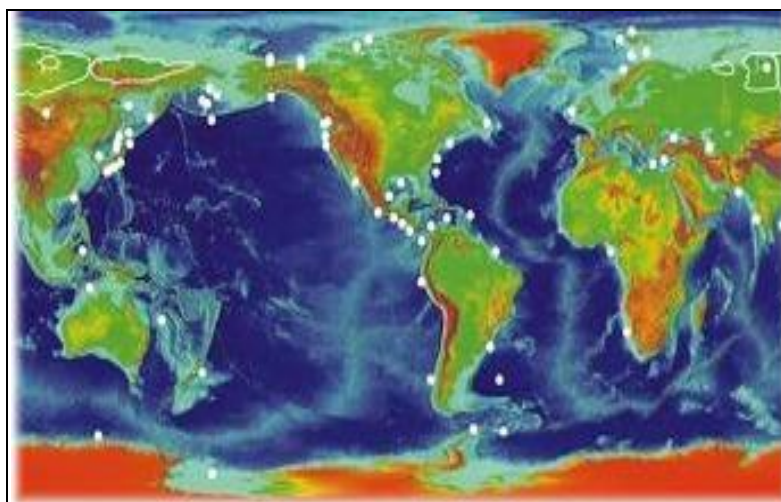


Figura 3- La mappa mostra come gran parte dei depositi degli idrati di metano si trovino nei sedimenti marini lungo i margini continentali.

Questi temi presentano aspetti importanti sia nella ricerca di base di scienze quali la geologia, la geofisica, la biologia e la microbiologia, sia nell'ambito della ricerca di fonti energetiche per il futuro dell'umanità; sono inoltre fondamentali per comprendere le variazioni climatiche verificatesi nel passato e che potrebbero avvenire di nuovo nel futuro (tema direttamente legato all'emissione di gas serra nell'atmosfera e al conseguente innalzamento della temperatura terrestre) o gli aspetti da affrontare durante la produzione di idrocarburi convenzionali in giacimenti offshore (le proprietà meccaniche dei sedimenti rappresentano una variabile di primaria importanza per la progettazione delle operazioni di perforazione e delle infrastrutture di produzione).

Infine, si accenna brevemente all'ultima, affascinante scoperta scientifica: sono stati ritrovati organismi estremo filii in grado di vivere all'interno dei depositi di idrati che si trovano sul fondo del mare (McDonald e Joye, 1997).

Fonti autorevoli indicano come il metano presente negli idrati possa rappresentare la più grande fonte di carbonio presente sulla Terra (Kvenvolden, 1999). È quindi importante conoscere la reale abbondanza di metano imprigionato nel sottosuolo in forma di idrato (assumendo che in un futuro prossimo si disponga di tecnologie che ne permettano lo sfruttamento economico). La maggior parte del metano presente negli idrati naturali si ritiene abbia origine biogenica (generato da batteri); questo gas deriva dalla biodegradazione della materia organica accumulata sui fondali marini. Gli idrati di questo tipo, studiati attraverso carotaggi, risultano essere essenzialmente metano puro (idrati di struttura I).

Esistono però anche idrati naturali di gas termogenico, la cui composizione presenta sensibili quantità di etano e propano (idrati di struttura II), generati da gas presenti in giacimenti convenzionali a profondità maggiori e migrati poi in superficie.

Le prospezioni sismiche che hanno evidenziato la presenza di un'anomalia chiamata BSR (Bottom Simulating Reflector), come pure le perforazioni effettuate nella fossa di Nankai, in alcune tappe dell'ODP (Ocean Drilling Program, il più importante programma internazionale relativo alla geologia) e in altre regioni offshore hanno confermato una presenza di idrati molto diffusa lungo i margini continentali, nei quali coesistono le condizioni termodinamiche per la formazione di idrati e i processi di generazione batterica di metano.

Questo fatto, insieme alla consapevolezza che, a differenza dei depositi convenzionali di gas e di petrolio, non è necessaria la presenza di uno strato impermeabile al top della struttura per garantire l'esistenza di un giacimento di idrati, in quanto gli idrati stessi sono in grado di riempire completamente lo spazio poroso dei sedimenti marini (per cui accumuli di idrati possono esistere fino a pochi metri dal fondale), sembrerebbe convalidare la presenza di gigantesche quantità di idrati sulla Terra.

A questa stima qualitativa non corrispondono accurate valutazioni quantitative. Infatti, da un'analisi approfondita dei dati disponibili risulta che, nonostante gli sforzi per valutare l'abbondanza naturale degli idrati, le stime accurate sono scarse (Lerche, 2000). Sono poche le stime indipendenti fatte nel periodo che va dal 1973 al 2003 di cui sono noti gli assunti utilizzati nei calcoli (Milkov, 2004). Tutte queste misure, più la stima di A.V. Milkov e un'altra stima pubblicata in seguito (Klauda e Sandler, 2005), sono riportate in tabella e in figura di seguito. Si sottolinea che tali misure sono relative alle condizioni offshore, in quanto, secondo tutti gli autori citati, le condizioni onshore rappresentano una minima parte, inferiore all'errore delle stime in questione.

FONTE	AUTORE	ANNO	VOLUME (10^{15} Nm ³)
Lerche	A.A. Trofimuk <i>et al.</i>	1977	15
	R.F. Meyer	1981	3,1
	V.M. Dobrynin <i>et al.</i>	1981	7.600
	K.A. Kvenvolden	1988	20
	K.A. Kvenvolden e G.E. Caypool	1988	40
	G.T. McDonald	1990	21
	G.D. Ginsburg e V.A. Soloviev	1998	1
	T.S. Collett	2000	0,3
Milkov	A.A. Trofimuk <i>et al.</i>	1973	3.053
	A.A. Trofimuk <i>et al.</i>	1975	1.135
	N.V. Cherskiy e V.P. Tsarev	1977	1.573
	A.A. Trofimuk <i>et al.</i>	1979	120
	R.D. McIver	1981	3,1
	K.A. Kvenvolden	1988	20
	K.A. Kvenvolden e G.E. Caypool	1988	40
	G.J. McDonald	1990	20
	V. Gornitz e I. Fung	1994	26,4
	L.D.D. Harvey e Z. Huang	1995	45,4
	G.D. Ginsburg e V.A. Soloviev	1995	1
	W.S. Holbrook <i>et al.</i>	1996	6,8
	V.A. Soloviev	2002	0,2
	A.V. Milkov <i>et al.</i>	2003	4
	A.V. Milkov	2004	2,5
Klauda e Sandler	J.B. Klauda e S.I. Sandler	2005	120

Figura 4- Stime sugli idrati di metano.

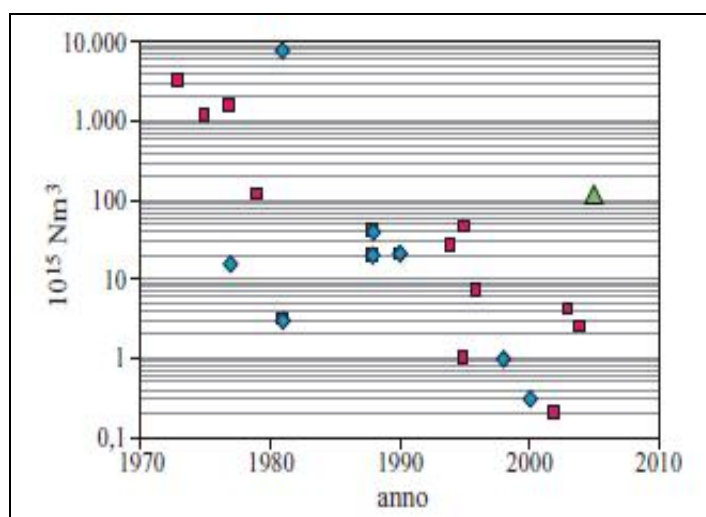


Figura 5- Stime dell'abbondanza di idrati nelle regioni offshore della Terra. I rombi rappresentano i valori riportati da Lerche (2000), i quadrati i valori riportati da Milkov (2004) e il triangolo la stima più recente non compresa nelle due fonti precedenti (Klauda e Sandler, 2005).

Nella sua analisi, Milkov propone una razionalizzazione secondo tre periodi: dal 1970 ai primi anni Ottanta, dalla seconda metà degli anni Ottanta ai primi anni Novanta e dalla seconda metà degli anni Novanta a oggi.

Le stime del primo periodo (quasi tutte eseguite da ricercatori sovietici) si basano su pochissime informazioni sismiche, su alcuni campioni di idrati e su calcoli molto grossolani (semplici prodotti tra stime delle aree coinvolte, dell'altezza dei depositi, della concentrazione degli idrati, ecc.). Queste stime coprono un intervallo di 3 ordini di grandezza, anche se la maggior parte sta nella parte alta delle previsioni (10^{17} - 10^{18} Nm³ di metano).

Le stime del secondo periodo (tra cui la più citata e spesso considerata *consensus value* di $21 \cdot 10^{15}$ Nm³ di Kvenvolden) si basano invece sull'assunto che gli idrati non si trovino in tutte o quasi le zone offshore in cui esistono le condizioni termodinamiche, ma quasi unicamente lungo i margini continentali. Questa ipotesi nasce dalle prime evidenze di presenza di idrati: si tratta delle prime campagne sismiche e della scoperta dei BSR che si generano durante le indagini sismiche in presenza di idrati a contatto con gas libero. Il BSR nasce dalla riflessione delle onde sismiche che avviene all'interfaccia tra lo strato di idrati (dove la velocità di propagazione delle onde è elevata) e lo strato sottostante contenente gas (nel quale la velocità di propagazione è molto inferiore). Spesso questi BSR simulano il fondo marino ed è da questa caratteristica che deriva il loro nome. Il fatto che solo i margini continentali evidenzino la presenza di idrati (a differenza di altre situazioni di alti fondali) viene interpretato con la tesi secondo cui la maggior parte del metano è di origine biologica.

Il BSR è però solo un indicatore qualitativo della presenza di idrati (al di sopra di gas libero) e non dà informazioni sulla loro concentrazione. Le stime di questo secondo periodo sono così caratterizzate da assunzioni molto importanti ma prive di vere evidenze (quali la concentrazione degli idrati e l'altezza dei livelli mineralizzati a idrati); tuttavia, avendo ridotto le regioni del globo potenzialmente coinvolte, si hanno in generale stime inferiori a quelle del primo periodo.

Le stime più recenti (il terzo periodo nella classificazione di Milkov) si basano, oltre che sulle mappe dei BSR, anche sulle prime campagne di carotaggio eseguite principalmente durante le tappe dell'ODP dedicate ai giacimenti di idrati. Questi studi hanno evidenziato due importanti proprietà dei depositi di idrati. La prima è che normalmente gli idrati non raggiungono il fondale marino, come si pensava in passato, in quanto sia la presenza di batteri solfatoriduttori in grado di metabolizzare il metano in presenza del solfato disciolto

nell'acqua del mare, sia la presenza di acqua libera a contatto con il mare (e quindi la necessità di un equilibrio non solo tra il metano e l'acqua dei sedimenti, ma con il mare stesso) rendono impossibile questa situazione;

l'altezza dei livelli mineralizzati è quindi inferiore a quanto si pensava in precedenza.

La seconda proprietà è relativa alla reale concentrazione degli idrati nei depositi, che è pure risultata inferiore alle stime precedenti (saturazioni nell'intervallo 0,4-2% in volume contro il 20% in volume considerato in precedenza). Entrambe queste ragioni hanno quindi ulteriormente ridotto le stime; Milkov propone infatti una sua stima di $1-5 \cdot 10^{15} \text{ Nm}^3$, che rappresenta uno dei valori minori.

Non si può però certo dire che questa diminuzione delle stime sia condivisa. Per esempio, il recente studio di Klauda e Sandler (2005) ripropone un valore molto elevato, simile alle prime stime eseguite ($1,2 \cdot 10^{17} \text{ Nm}^3$).

D'altra parte è ora noto come molti depositi di idrati siano trasparenti a un'analisi sismica convenzionale (l'unico caso di BSR trovato in assenza di gas libero è relativo al margine Cascadia, nell'offshore dell'Oregon).

Esempi noti di situazioni con presenza di idrati di gas senza quella di BSR si hanno nel Golfo del Messico.

L'era della valutazione delle risorse unicamente mediante mappature del globo attraverso BSR si può quindi considerare definitivamente chiusa. Si stanno infatti sviluppando nuove analisi sismiche più sensibili di quelle tradizionali utilizzate per l'esplorazione petrolifera. Una di queste tecniche si basa sull'uso di sismometri posizionati sul fondo del mare (OBS, Ocean Bottom Seismometer), un'altra sul *deep towed high frequency array* (DTAGS, Deep Towed Acoustic Geophysical System;). I vantaggi di questo sistema, sviluppato specificamente per analizzare il primo chilometro di sedimenti marini in acqua profonda fino a 6 km, sono la possibilità di operare a profondità elevate e l'utilizzo di una sorgente ad alta frequenza.

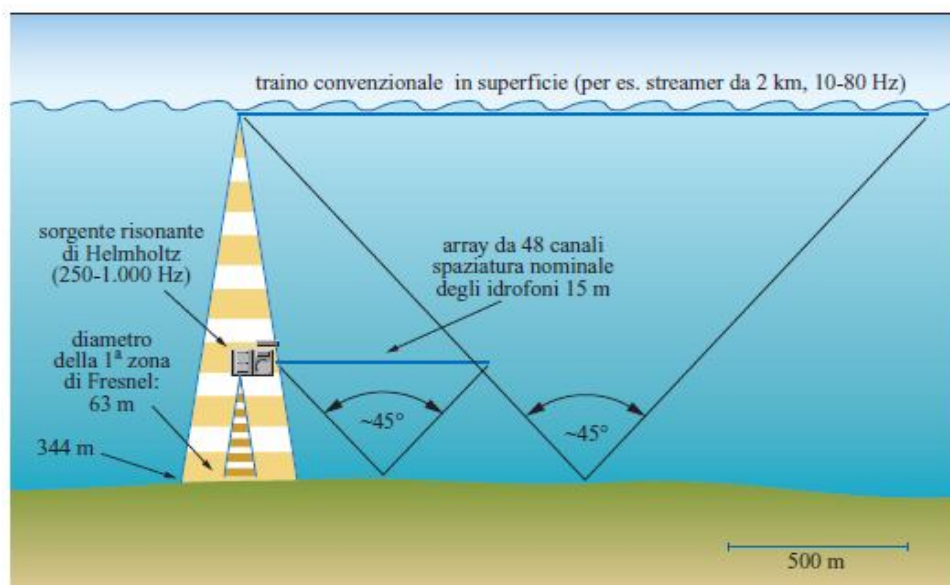


Figura 5- Schema DTAGS.

Altre tecniche potranno essere sviluppate in futuro, tenendo presente che i depositi di idrati non si trovano mai oltre qualche centinaio di metri al di sotto del fondo del mare.

Sotto questo aspetto tali tecniche sono completamente diverse dalle tradizionali prospezioni sismiche volte alla ricerca di giacimenti di idrocarburi, i quali possono trovarsi invece a migliaia di metri al di sotto del fondo marino, e che infatti vengono normalmente eseguite con sensori posizionati sulla superficie del mare.

La determinazione della quantità di idrati da misure sismiche è un processo complesso che prevede vari passaggi (Carcione e Tinivella, 2000): dapprima bisogna costruire il campo di velocità invertendo i dati sismici, poi è necessario conoscere lo stato di riferimento (che può essere ottenuto da misure sismiche di litologie simili in assenza di gas o costruito sulla base di conoscenze geologiche); in questo modo si può ipotizzare che le differenze tra i due campi di velocità (anomalie) siano dovute alla presenza di idrati (velocità maggiori, anomalie positive) e alla presenza di gas libero (velocità inferiori, anomalie negative). Fin qui però si rimane a un livello qualitativo che permette di distinguere la fase gas e la posizione della base della fase idrato (vale a dire il BSR); per passare alla stima della quantità di idrati è necessario avere anche un modello di cementazione dei pori.

Analisi di sensibilità mostrano come questo sia l'aspetto che maggiormente determina l'accuratezza delle stime.

Infine, si accenna al fatto che nei carotaggi eseguiti negli ultimi anni (per esempio, presso l'Hydrate Ridge nel margine Cascadia o nei ritrovamenti in prossimità di vulcani di fango) si sono rinvenute situazioni particolari, caratterizzate da depositi con elevate quantità di

metano (concentrazioni fino al 43% in volume) che raggiungono il fondale marino. Si è scoperto che si possono avere tali condizioni in presenza di elevate infiltrazioni di metano termogenico, proveniente da strati sottostanti, attraverso canali o faglie (si tratta di sistemi in continua emissione di metano nei mari). Queste evidenze non alterano le stime globali, in quanto si tratta per ora di pochi esempi difficilmente prevedibili. Tuttavia, se l'interesse per i depositi di idrati ha principalmente ragioni di tipo economico, quasi sicuramente saranno questi i depositi che potranno essere messi in produzione.

Probabilmente gli idrati che per primi verranno sfruttati economicamente saranno quelli presenti nel permafrost, per i quali c'è accordo tra tutti gli autori: sebbene la loro reale abbondanza sia poco conosciuta, si tratta comunque di volumi di vari ordini di grandezza inferiori rispetto ai depositi offshore (per questa ragione non si riporta un'analisi dettagliata delle loro stime).

5.1.3 Meccanismi di produzione.

Le conoscenze in merito ai possibili meccanismi di produzione sono ancora a uno stato iniziale; i maggiori investimenti nel settore sono stati finora dedicati alla conoscenza delle proprietà e della quantità dei sedimenti naturali, piuttosto che a possibili tecnologie di produzione.

Una prima valutazione termodinamica (Sloan, 1998) mostra come l'energia contenuta nel metano liberato da un deposito naturale di idrati (energia di combustione) contenga circa quindici volte più energia di quella richiesta per scioglierlo (somma del calore specifico richiesto per scaldare il deposito alla temperatura di fusione e del calore latente di fusione dell'idrato). Avendo verificato che è termodinamicamente vantaggioso recuperare gli idrati (il dato appena menzionato è stato ottenuto assumendo una resa ideale del 100%), i meccanismi di produzione potrebbero essere i seguenti:

- depressurizzazione del giacimento mediante produzione del gas libero presente all'interno. Questo approccio ha il notevole vantaggio di poter sfruttare molte delle tecnologie sviluppate nell'industria petrolifera convenzionale. Esso può però essere applicato soltanto quando il giacimento di idrati è a contatto con una regione satura di gas libero; inoltre, la forte endotermicità del processo potrebbe indurre la formazione di

ghiaccio e/o il raffreddamento delle altre porzioni di giacimento contenente idrati, con la conseguente riduzione della dissociazione;

- riscaldamento mediante iniezione di vapore o di acqua calda. In questo caso è necessario avere una fonte di calore e questo potrebbe aumentare i costi. Possibili sinergie potrebbero nascere dalla presenza *in loco* di acqua calda, come quella ottenuta come coproduzione di giacimenti di olio convenzionale;
- iniezione di additivi anticongelanti, quali metanolo o glicoli. Questo metodo soffre evidentemente degli elevati costi richiesti dall'iniezione di volumi consistenti di solventi, ma potrebbe essere sfruttato come fase di avvio dei pozzi;
- iniezione di biossido di carbonio. Questa opzione è la più recente; in questo caso si hanno alcune possibili sinergie che ne potrebbero aumentare considerevolmente l'interesse. Il primo motivo di interesse risiede nel possibile smaltimento del biossido di carbonio prodotto dai processi industriali (segregazione del CO₂). Il secondo motivo è che questo meccanismo, a differenza dei tre precedentemente esposti, non danneggia i depositi naturali sciogliendo gli idrati (con i relativi problemi di stabilità dei pozzi, subsidenza, ecc.), ma trasforma gli idrati di metano in idrati di CO₂. In questo caso le conoscenze sono però molto meno avanzate e saranno richieste significative ricerche per determinare i meccanismi dello scambio.

Per ora i pochi studi presenti in letteratura hanno dimostrato la fattibilità termodinamica del processo, in quanto gli idrati di biossido di carbonio risultano più stabili di quelli di metano;

- estrazione mineraria di tipo convenzionale. Questo approccio appare il meno attraente in termini sia economici sia di impatto ambientale: oltre al degrado dell'ambiente che tali pratiche comportano, il processo difficilmente eviterà delle emissioni in atmosfera di metano, che è un gas a notevole effetto serra (circa venti volte maggiore del biossido di carbonio).

Nella valutazione delle tecnologie e dei processi per lo sviluppo di queste risorse il concetto di *gas hydrate petroleum systems*, vale a dire considerare anche la produzione degli idrati come parte del più grande insieme della produzione di olio e gas convenzionali (e quindi sfruttare le conoscenze già acquisite nella produzione di idrocarburi), viene sempre maggiormente condiviso.

Infatti l'uso di modellizzazione numerica del comportamento dei fluidi e della roccia nei sedimenti, un'attività fondamentale nel recupero di risorse convenzionali (il cosiddetto *reservoir modeling*), sta facendo i primi passi anche per il sistema idrati di gas (Sawyer *et*

al., 2000). Parallelamente, c'è la consapevolezza che i processi richiesti per produrre il metano debbano essere adattati ai diversi tipi di depositi (idrati nelle zone coperte da permafrost, idrati di origine biologica presenti nei margini continentali oppure idrati di origine termo genica presenti negli alti fondali).

5.1.3.1 Problemi nelle operazioni di perforazione.

Durante le operazioni di perforazione in ambienti potenzialmente in grado di formare idrati di gas, vale a dire alti fondali e zone artiche, si possono incontrare due tipi di problemi: i primi legati alla formazione di idrati in caso di *gas kick* (gas che si trova in livelli più alti e a pressioni maggiori di quello della zona target), i secondi legati alla perforazione attraverso depositi di idrati naturali presenti nel sottosuolo.

Durante la perforazione la formazione accidentale di idrati porta alla perdita delle proprietà reologiche dei fanghi (sia per formazione di ulteriore solido, sia per diminuzione della fase liquida acquosa), che può avere ripercussioni gravissime, quali il blocco del BOP (Blow Out Preventer), il grippaggio delle aste di perforazione, il blocco delle *kill-line*. Fortunatamente questi tipi di incidenti sono stati riportati molto raramente in letteratura.

Anche i problemi relativi alla perforazione con attraversamento di formazioni di idrati sembrano non essere così importanti se valutati in base al numero dei riferimenti nella letteratura di pubblico dominio. Una raccolta di dati del 2002 (Collett e Dallimore, 2002) indica come le maggiori evidenze di problemi riferibili alla presenza di idrati appartengano alla perforazione nelle zone artiche. In particolare, la dissociazione degli idrati a contatto con il fango di perforazione o il casing ha dato luogo a rilascio incontrollato di gas (fino al *blow out*) e collasso del casing stesso.

Le procedure utilizzate per evitare queste situazioni risiedono principalmente nell'uso di fanghi di perforazione preraffreddati (tra 5 e 20 °C) e appesantiti in modo da stabilizzare gli idrati mediante la pressione.

5.1.4 Ricerca e sviluppo.

Modellizzazione termodinamica.

La teoria termodinamico-statistica di van der Waals e Platteeuw e le sue successive modificazioni da parte di vari gruppi di ricerca (sia accademici sia industriali) hanno portato a notevoli risultati, oggi disponibili all'intero arco degli utilizzatori grazie a simulatori termodinamici commerciali. Tuttavia tale modellizzazione presenta due principali limiti: il primo è relativo alla necessità di misure sperimentali per la determinazione del miglior potenziale chimico di interazione *host-guest*, il secondo deriva da alcune assunzioni della teoria rivelatesi fortemente approssimative. In particolare, le ipotesi riguardanti l'assenza di interazione tra molecole ospiti e l'ininfluenza sulla struttura delle molecole d'acqua dalla presenza o meno di molecole ospiti nelle cavità non permettono di spiegare le deformazioni presenti nelle strutture cristalline osservate variando le miscele di gas. Empiricamente questo effetto di deformazione del reticolo viene tenuto in conto con un'opportuna scelta dei potenziali di interazione, che a questo punto non rappresentano più i potenziali misurati a partire dai componenti puri, ma una media su tutte le possibili miscele considerate. Questo fatto fa sì che per aumentare l'accuratezza delle predizioni per sistemi misti si tende a peggiorare quella dei sistemi puri e che simulatori commerciali diversi possano dare risposte diverse generando inconsistenze; in ogni caso estrapolazioni a condizioni non prossime alle pressioni, temperature e composizioni di calibrazione dei potenziali di interazione possono risultare inaffidabili. Una teoria ben fondata è stata infatti nel tempo trasformata in uno strumento empirico di fitting di dati sperimentali.

Se nella maggior parte dei casi di interesse industriale o tecnologico questo strumento è in grado di soddisfare tutte le esigenze, non è così nel caso di condizioni di frontiera, come per esempio la perforazione o la produzione in alti fondali, dove le pressioni possono tranquillamente superare 20 MPa, che rappresentano il limite della maggior parte delle misure effettuate.

Parallelamente, la scoperta di sistemi in cui le cavità presentano occupazioni multiple richiede strumenti di modellizzazione che superano la trattazione prevista nel modello VdWP. Sono così state sviluppate teorie che tengono espressamente in considerazione le distorsioni dei reticoli (in particolare da Holder e colleghi dell'Università di Pittsburgh; John e Holder, 1985) e le interazioni ospite-ospite (Klauda e Sandler dell'Università del

Delaware; Klauda e Sandler, 2002; Tester e colleghi del Massachusetts Institute of Technology; Anderson *et al.*, 2004). In particolare, questi ultimi modelli hanno introdotto l'uso di calcoli *ab initio* per la determinazione del potenziale di interazione, che non è più ricavato empiricamente da misure di equilibrio. Questo approccio potrebbe permettere di legare le teorie termodinamiche agli aspetti dinamici della formazione degli idrati; esistono quindi grandi aspettative su queste ricerche per poter generare modelli cinetici quantitativi, richiesti in tutti i campi di innovazione tecnologica relativi agli idrati.

Modellizzazione cinetica.

Affinché gli idrati si formino è necessario che ci siano condizioni termodinamiche di stabilità degli idrati stessi, ma ciò non è sufficiente: il sistema deve trovarsi nelle giuste condizioni operative e si deve lasciare un tempo adeguato perché gli idrati vengano a formarsi. L'aspetto cinetico è di fondamentale importanza per capire il comportamento di questi composti. Nonostante ciò le conoscenze teoriche al riguardo sono ancora molto limitate.

Questa arretratezza rispetto all'evoluzione dei modelli termodinamici è da attribuire a due fattori. Il primo, intrinseco al processo stesso, è che la formazione dei cristalli d'idrato è un processo complesso (con molti stadi e con parecchi fattori potenzialmente determinanti) e di difficile analisi sperimentale (fenomeni che avvengono a livello microscopico in sistemi in pressione). Il secondo fattore è di tipo operativo: solo recentemente gli effetti cinetici di formazione degli idrati hanno acquistato interesse applicativo. In passato, quando gli idrati costituivano unicamente un problema per il trasporto di idrocarburi convenzionali, le tecnologie relative agli idrati coinvolgevano solo l'aspetto termodinamico, che quindi ha attratto le maggiori risorse di ricerca. Le questioni fondamentali relative alla cinetica di formazione sono:

- quanto tempo è richiesto perché i cristalli d'idrato inizino a formarsi a partire da una data miscela in determinate condizioni di temperatura e pressione (tempo d'induzione)?
- Qual è la velocità di crescita dei cristalli?

Per rispondere al primo quesito bisogna analizzare il processo detto di nucleazione, cioè la comparsa di aggregati somiglianti agli idrati (nuclei) di dimensione sufficientemente grande (dimensione critica) affinché i moti disordinati delle specie chimiche non li distruggano ma portino alla formazione di cristalli. In particolare, si parla di nucleazione

omogenea se i nuclei sono formati dalle sole specie chimiche che formano gli idrati (acqua e gas), e di nucleazione eterogenea se intervengono fattori esterni.

La presenza di siti di reazione, quali superfici rugose, depositi inorganici, ruggine, ecc., favorendo la nucleazione eterogenea accelera la formazione di idrati. Un secondo aspetto importante della nucleazione è che avviene all'interfaccia tra la fase gas e la fase liquida. Questo perché per la formazione dei cristalli di idrato è necessario avere una grande quantità di acqua (il rapporto molare acqua/gas è di circa 6 molecole d'acqua per molecola di gas), che supera di gran lunga la saturazione del vapor d'acqua nella fase gas; allo stesso modo la solubilità degli idrocarburi nella fase acquosa è molto inferiore alla concentrazione di gas nella fase idrato.

L'agitazione quindi accelera la loro formazione (generando interfacce pulite e dunque disponibili alla reazione).

Un'altra caratteristica tipica degli idrati è il cosiddetto 'effetto memoria': formazioni successive di idrati dello stesso campione di gas e acqua avvengono con tempi di induzione via via minori. Questo comportamento sembra quindi evidenziare che, anche in condizioni di mancanza di siti di nucleazione veri e propri, l'acqua mantenga una certa strutturazione (molecole d'acqua che formano poliedri simili a quelli presenti negli idrati) in grado di aiutare la successiva formazione di idrati. Si è osservato che l'effetto memoria svanisce nel caso si porti la soluzione acquosa al di fuori delle condizioni di formazione di idrati a temperature superiori a 30-35 °C, quando cioè i moti indotti dalla temperatura sarebbero in grado di distruggere la strutturazione dell'acqua.

Anche per quanto riguarda la seconda fase della formazione di depositi di idrati, cioè la crescita dei cristalli, le conoscenze non sono ancora a un livello tale da poter avere modelli quantitativi di previsione. Ciò che si evince dagli studi condotti è però che l'agitazione ha ancora una grossa influenza. Anche in questo caso ciò è spiegabile facilmente ricordando che gli idrati si formano all'interfaccia liquido-gas e che tenderebbero a rimanervi, poiché la loro densità è intermedia alle altre due fasi (la densità degli idrati è simile a quella del ghiaccio).

Perché si abbia la crescita, il gas deve quindi permeare la fase idrato e raggiungere l'acqua dove la reazione di crescita continua. Agitando il sistema si libera l'interfaccia dall'idrato aumentando la velocità di diffusione del gas nell'acqua, che è il passaggio che determina la velocità complessiva del processo in uno dei modelli più semplici e utilizzati presenti in letteratura (Skovborg e Rasmussen, 1994).

Gli esperimenti presenti in letteratura mostrano poi come la crescita dipenda anche da altri fattori;

in particolare, la capacità di assorbire l'elevato calore latente che accompagna la formazione degli idrati ($DH^\circ=54$ kJ/mol per il metano) può risultare l'aspetto determinante di tutto il processo in impianti di dimensioni pilota o maggiori (il riscaldamento della miscela di reazione rallenta il processo di cristallizzazione).

Ricerche in questo campo hanno evidenziato come anche l'aggiunta di tensioattivi può alterare sensibilmente la velocità di reazione, aumentando sia i siti di reazione sia il trasporto dei reagenti tra le varie fasi.

Alcuni gruppi di ricercatori hanno fornito dei modelli che interpolano gli esperimenti da loro condotti con reattori di laboratorio equipaggiati in modo da misurare le temperature e le pressioni che si generano durante il processo. A tutt'ora però questi modelli risultano ancora legati al set di dati di origine e non sono trasferibili su sistemi diversi. È quindi evidente che esistono parametri sperimentali (che differenziano le diverse apparecchiature) in grado di influenzare le cinetiche e che non sono stati ancora identificati.

Solo di recente (a partire dalla fine degli anni Novanta) si è cominciato a studiare la cinetica con strumenti più sofisticati. Un utile miglioramento iniziato presso la Scuola Politecnica di Tolosa (Francia) e continuato presso l'Università di Calgary riguarda la misura della dimensione delle particelle di idrati mediante sistemi basati sullo scattering della luce. La superficie delle particelle durante la loro crescita o la loro dissoluzione è sicuramente uno dei parametri determinanti, in quanto come si è visto la diffusione rappresenta uno dei fattori principali.

Diversi gruppi di ricerca stanno trasferendo le potenzialità delle tecniche spettroscopiche Raman e NMR (Nuclear Magnetic Resonance) dagli studi strutturali a quelli cinetici. L'interesse per gli idrati come risorsa energetica sta favorendo anche l'uso di tecniche spettroscopiche altamente costose e specializzate, quali la diffrazione dei neutroni o della luce di sincrotrone, anche per studi di cinetiche (si ricordi che le strutture cristallografiche sono misurate con tecniche di diffrazione di raggi X). Dai primi test eseguiti da un gruppo di ricercatori dell'Università di Göttingen, si è evidenziato come queste tecniche abbiano accuratezze maggiori rispetto a quelle convenzionali in autoclavi e siano in grado di individuare la presenza di intermedi di reazione o fasi metastabili (Kuhs *et al.*, 2004).

5.1.5 Investimenti

Un elenco completo di studi con l'obiettivo di caratterizzare i depositi di idrati nel mondo è pressoché impossibile da ricavare, in quanto non sempre queste attività sono di dominio pubblico. Per esempio, vi sono due grandi paesi asiatici (India e Cina) che ripongono notevoli attese nella possibilità di sfruttare le loro risorse di idrati di gas. Il governo indiano ha partecipato attivamente al maggior progetto internazionale di ricerca e produzione di idrati di gas nel permafrost canadese (progetto Mallik, v. oltre); l'India sta accumulando conoscenze teoriche e di laboratorio sulle possibili risorse presenti nell'Oceano Indiano mediante progetti nazionali eseguiti da enti governativi (il primo è stato avviato nel 1996). I risultati pubblici sono scarsi, in quanto l'India avrebbe già deciso strategicamente di portare a uno sviluppo commerciale i suoi depositi naturali e, quindi, ha un atteggiamento molto cauto nel divulgare i suoi risultati a potenziali concorrenti.

In Cina le ricerche sugli idrati di gas naturale sono iniziate alla fine degli anni Ottanta e nel 1990, dopo i primi test di formazione degli idrati presso il centro di Lanzhou, alcuni enti governativi e alcune università hanno cominciato a studiarli. Le ricerche coprono pressoché tutti i settori relativi (Wang, 2004): la ricerca di base (termodinamica e cinetica); le prospezioni di risorse naturali (nel Mar della Cina meridionale, nel Mar della Cina orientale e nel permafrost dell'altopiano del Qinghai-Tibet);

lo sviluppo di tecnologie basate sugli idrati relative all'industria petrolifera, al trattamento delle acque, ai processi separativi, all'industria alimentare, alla bioingegneria e allo stoccaggio di combustibile per navi da guerra.

Sicuramente, però, lo stato che sta investendo maggiormente sugli idrati è il Giappone che, come l'India, è povero di risorse idrocarburiche convenzionali. Il sito maggiormente indagato è la fossa di Nankai, sistema geologico generato dall'incontro tra due placche tettoniche, quella del Mare delle Filippine e quella del continente eurasiatico, studiato anche per le ripercussioni sui terremoti. All'inizio degli anni Novanta in questa zona sono stati individuati dei BSR che hanno indotto a stimarne un contenuto di metano di $0,4-4 \cdot 10^{12} \text{ Nm}^3$. Le analisi sismiche si sono moltiplicate negli anni sia per aree investigate, sia per tecnologie utilizzate. A partire dal 1999 sono iniziate campagne di perforazione, con l'obiettivo di arrivare nel 2016 a iniziare la produzione commerciale (il primo test di produzione è programmato per il 2007). Le società petrolifere governative giapponesi JAPEX e JNOC (ora JOGMEC) hanno anche dato significativi contributi al progetto Mallik, nel delta del fiume Mackenzie (Canada).

La prima fase di tale progetto è stata condotta anche dal Geological Survey of Canada (GSC) e ha portato alla perforazione di un secondo pozzo nel delta del fiume Mackenzie. Il

pozzo Mallik 2L-38 è stato portato a termine nel 1998 in prossimità del primo pozzo L-38, che aveva rilevato idrati di gas durante le fasi della perforazione eseguita nel 1972 dalla società petrolifera canadese Imperial Oil, alla ricerca di risorse convenzionali.

Molte analisi chimico-fisiche sono state eseguite sia nella formazione in prossimità del pozzo (mediante log), sia mediante la raccolta di 37 m di carote all'interno dell'intervallo contenente idrati (tra 897 e 1.110 m di profondità, mentre lo strato di permafrost è stato individuato fino a 640 m di profondità). Queste analisi (le più dettagliate su depositi naturali fino a quel momento) hanno confermato che probabilmente Mallik rappresenta una delle situazioni con presenza di idrati a maggiore concentrazione nel mondo (si arriva a saturazioni dell'80%).

Secondo le stime eseguite potrebbe contenere $2,9-4,1 \cdot 10^9$ Nm³ di gas.

Passando ora a considerare i depositi di idrati sui fondali marini, la formazione maggiormente studiata è l'Hydrate Ridge del margine Cascadia al largo dell'Oregon (Stati Uniti). Si tratta di una zona tettonicamente attiva in cui la placca oceanica Juan de Fuca incontra la placca continentale dell'America Settentrionale.

Questo sito è stato oggetto di due tappe dell'ODP, la n. 146 del 1994 e la n. 204 del 2002. Esso è caratterizzato dalla presenza di elevate concentrazioni di idrati, che raggiungono la superficie del fondale marino a causa di elevati flussi di metano dagli strati sottostanti (gorgogliamenti di gas sono stati evidenziati e riportati in letteratura).

La tappa 204 rappresenta il maggiore sforzo di caratterizzazione di depositi presenti sui fondali marini (il costo del progetto è stato di 11 milioni di dollari); essa è durata circa due mesi e ha prodotto la perforazione/carotaggio di nove pozzi in acque profonde da 788 a 1.228 m e profondità dei fori da 9,5 a 540 m. Otto dei nove pozzi sono stati monitorati con tecnologie Logging While Drilling, LWD (resistività elettrica, risonanza magnetica nucleare e densità). Sono stati recuperati in 33 fori circa 3.000 m di carote su un totale di 3.675 m di sedimento carotato, sfruttando diversi sistemi di campionamento sviluppati appositamente per gli idrati.

Si accenna infine a tre progetti finanziati dal Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (US DOE), il quale aveva avviato una prima fase di ricerche di base nel periodo 1982-92 (per un budget di 8 milioni di dollari). Dopo la prima fase del progetto Mallik e i primi timori di possibili carenze delle riserve domestiche di gas a partire dal 2020, il tema è stato ripreso nel 2000 con un programma pluriennale del valore di alcune decine di milioni di dollari, con l'obiettivo di avviare la produzione commerciale di gas da idrati nel 2015. I due progetti più importanti sono relativi alla caratterizzazione e valutazione delle riserve di

idrati in Alaska (progetto coordinato da BP) e nel Golfo del Messico (progetto coordinato da Chevron, cui collaborano Conoco Phillips, Total, JOGMEC, Schlumberger e Halliburton).

5.1.6 Limiti vs Immense riserve.

Gli idrati di metano potrebbero essere la fonte di energia del futuro. Un metro cubo di idrati di metano può contenere da 160 a 180 m³ di metano gassoso. Si calcola che sui fondali marini e nelle zone di permafrost siano presenti più di 100.000 milioni di miliardi di metri cubi di metano, intrappolati sotto forma di idrati. Alcune stime valutano in 5×10^{13} m³ le "riserve" contenute nel permafrost dell'Alaska e della Siberia e in $5-25 \times 10^{15}$ m³ quelle contenute nei fondali oceanici. La quantità sfruttabile potrebbe quindi essere di almeno due ordini di grandezza superiore rispetto alla quantità di metano presente sul pianeta e fornirebbe circa il doppio dell'energia ricavabile da tutti i depositi di combustibili fossili oggi conosciuti.

Lo sfruttamento di tali quantità di gas naturale oggi non è possibile: le attuali tecnologie non sono ancora in grado di prelevare gli idrati e di estrarne il gas senza disperderlo nell'ambiente. Il primo problema da risolvere è l'individuazione dei giacimenti. La ricerca degli idrati di metano utilizza metodi geofisici che sfruttano la proprietà dei livelli ricchi di idrati di riflettere le onde sismiche. Appositi sistemi (in genere "cannoni" ad aria compressa, per le indagini in mare) provocano la propagazione di onde sismiche che, attraversando le rocce sotto ai fondali, vengono riflesse da particolari livelli (i cosiddetti Bottom Simulating Reflectors). Questo avviene anche per i livelli ricchi di idrati: se ne ricavano così i cosiddetti "profili sismici", delle vere e proprie "ecografie" delle rocce che costituiscono i fondali. L'Italia è all'avanguardia in questo tipo di ricerche, portate avanti dall'Istituto Nazionale di Oceanografia e Geofisica Sperimentale con la nave da ricerca OGS-Explora. Il secondo problema è che si sa ancora molto poco su questi composti: gli studi attualmente proseguono sia a scopo di ricerca scientifica, che a scopo commerciale. L'Istituto GEOMAR di Kiel, uno dei maggiori istituti di ricerca marina, ha messo a punto un laboratorio dove sono state ricreate le condizioni di temperatura e pressione necessarie alla sopravvivenza degli idrati di metano: questi possono quindi essere studiati in laboratorio e in condizioni controllate. Altri istituti di ricerca, come il Brookhaven National Laboratory (USA), stanno conducendo esperimenti sulla creazione di queste sostanze in laboratorio. Per quanto riguarda la ricerca commerciale, nel marzo del 2005 si

è svolta una spedizione finanziata dal Dipartimento dell'Energia statunitense e dalla compagnia petrolifera Chevron-Texaco. In 35 giorni trascorsi nel Golfo del Messico, sono stati studiati e prelevati campioni di idrati a 1.300 m di profondità, con l'ausilio anche di minisommersibili. Test di laboratorio permetteranno di comprendere in che modo si possa ottenere la liberazione del metano imprigionato nel ghiaccio recuperandone la maggior quantità possibile e senza dispersioni nell'ambiente: le tecnologie estrattive, infatti, dovranno permettere la dissociazione e il recupero del gas direttamente nei sedimenti. La ricerca commerciale sta comunque facendo passi da gigante, in questo campo: il Dipartimento dell'Energia statunitense ha già avviato un programma di ricerca che potrebbe portare alla produzione commerciale di metano ricavato dagli idrati già a partire dal 2015.

CAPITOLO 6

6.1 Problemi ambientali

“La tendenza ormai è chiaro: siamo alla disperata ricerca di petrolio. Per ottenere l’oro nero, siamo disposti a prenderlo ovunque, per esempio nelle estreme profondità oceaniche, oppure a spremerlo dalle sabbie bituminose: un’operazione che giudico una vera e propria follia, perché ha costi economici e ambientali elevatissimi”.

Convenzionali o no, i problemi legati all’utilizzo di combustibili fossili sono purtroppo ben noti. Anche le fasi di produzione e di upgrading non sono esenti da gravi problemi ambientali. Nel caso di oli ricavati da giacimenti petroliferi, i problemi sono simili a quelli creati da una produzione convenzionale, ma a questi si aggiungono i problemi, diversi, e forse anche più gravi, creati dall’utilizzo di sabbie o scisti bituminosi. In questo caso, ai problemi più prettamente “petroliferi” si aggiungono i problemi tipici di estrazioni in cave o miniere: poichè l’estrazione avviene prevalentemente a cielo aperto, ne deriva la devastazione paesaggistica e ambientale di ampie aree. In questi casi, e nei casi di impiego di tecnologie CHOPS, alla fine dei processi produttivi e di estrazione, si ottengono grandi volumi di materiali rocciosi o sabbiosi da smaltire. In gran parte, si tratta di materiale inerte (o quasi...), il cui smaltimento non è “pericoloso”, ma, come nel caso dello “smarino” (detriti) delle miniere, richiede delicati interventi di sistemazione paesaggistica. Si producono, però, anche fanghi, detti slurry, composti da una miscela di argille, sabbie, oli pesanti ed emulsionanti chimici di vario tipo, che non possono essere dispersi nell’ambiente, ma richiedono trattamenti di smaltimento e di stoccaggio particolar. Gli slurry e i fanghi di perforazione e di estrazione possono essere reiniettati in profondità nei giacimenti per aumentarne la produttività, oppure stoccati in reservoir ormai vuoti o in cavità sotterranee realizzate in rocce saline, ma i siti devono essere scelti e studiati con cura, per evitare pericolose contaminazioni, soprattutto delle falde acquifere. Nel caso di sfruttamento di sabbie bituminose, è molto grave il problema delle emissioni di CO₂, che, a parità di olio estratto, sono circa 4 volte superiori a quelle emesse da estrazioni da pozzi. Un altro problema molto sensibile è quello dell’acqua: per estrarre un barile di olio da sabbie bituminose sono necessari 3-5 barili di acqua, che vengono poi restituiti

pesantemente inquinati da idrocarburi e sostanze emulsionanti altamente tossiche: queste acque non possono essere disperse nell'ambiente, e nemmeno stoccate a cielo aperto, perchè molto tossiche per la fauna (soprattutto uccelli acquatici) e possibile fonte di inquinamento delle acque superficiali e delle falde acquifere. Negli USA, il problema della contaminazione delle falde acquifere è stato fino ad ora discusso prevalentemente nelle aree ad alta concentrazione di popolazione, come nello stato di New York, del New Jersey e del Maryland, dove sono stati bloccati nuovi permessi fino a quando non verranno date regole più severe. Nel resto del paese, gli enormi spazi attenuano la rilevanza del problema. In effetti i consumi di acqua sono enormi, fino a 1000 volte i volumi necessari per unità di energia prodotta dai giacimenti convenzionali. Qui la trappola geologica ha confinato il gas in formazioni dove si trova concentrato ad altissime pressioni e basta una perforazione per far sì che fuoriesca ad enorme velocità. Nei giacimenti non convenzionali occorre l'acqua per fratturare le rocce e poi per trasportare fuori il gas. Per fare questo all'acqua vengono aggiunti sabbia e altri composti, che variano da normali disinfettanti, per impedire la formazione di batteri e di acido solfidrico, a diluenti, come svariati polimeri, per trasportare meglio gli idrocarburi. Normalmente si può stimare del totale volume di fluidi iniettati, un 90% sia acqua, un 9% sabbie o polvere di ceramiche e l'1% additivi. Ovviamente i problemi maggiori sono sugli additivi.



Figura 1- Raffineria sul fiume Athabasca in Canada.

L'acqua viene pompata generalmente da fiumi, laghi, mare, mentre altre volte vengono sfruttati pozzi realizzati appositamente in acquiferi che sono sopra le rocce che poi

produrranno gas. Altre volte viene trasportato da maggiori distanze, contribuendo ad aggravare l'altro problema, molto visibile, del traffico di veicoli pesanti nell'area. I circa 20 milioni di litri di acqua che un pozzo impiega, costituiscono una frazione minima, dell'ordine del 5%, rispetto a numerose altre attività industriali o agricole che fanno un uso dell'acqua più intenso. Normalmente l'acqua usata rimane nel sottosuolo per circa l'80% del totale, mentre quella che esce, una volta bonificata, viene iniettata nel sottosuolo oppure rilasciata nei fiumi, e qui il livello di contaminazione può essere soggetto a varie interpretazioni, con anche questioni di scorie radioattive. L'estrazione di acqua dagli strati più superficiali, fino a 200-300 metri, può causare fenomeni di subsidenza o addirittura di microsismicità, diversamente da quello che può originare la vera e propria fratturazione nelle argille. Il timore è che i numerosi pozzi effettuati che trivellano in lungo e in largo le formazioni, finiscano per rilasciare sostanze chimiche nell'acqua che si trova in superficie. In realtà questa è un'ipotesi remota, in quanto i giacimenti normalmente si trovano a profondità maggiori degli acquiferi da dove si preleva l'acqua potabile e questi sono separati da strati di centinaia e centinaia di metri di rocce che sono permeabili e non lasciano passare nulla. Tuttavia, le pressioni sulle compagnie stanno crescendo e dal 2011 sono costrette a rilasciare, con diverso dettaglio in relazione alle più o meno restrittive legislazioni dei vari Stati, informazioni sulla composizione chimica degli additivi. A quello dell'acqua è collegato il fenomeno, più percepito che reale, dei terremoti di lieve entità. Si tratta sempre di possibilità di favorire eventi che sono già in corso e che hanno intensità limitata, raramente percepibile in superficie dalle popolazioni. Un altro problema riguarda l'uso di terreno, quello necessario per fare le piazzole su cui operano le macchine. Pur sfruttando la perforazione orizzontale, l'estensione delle aree da perforare è talmente grande da necessitare diversi spostamenti dei pozzi su piazzole che normalmente superano i tre ettari, contro aree inferiori del 50% per le piazzole dei pozzi tradizionali. La differenza è che da una piazzola su un giacimento tradizionale, una volta scoperto, è possibile estrarre volumi di gran lunga superiori, fino a 50 volte in più. Le attività di trasporto su camion delle attrezzature e dell'acqua comportano un fitto traffico di veicoli con diverso impatto in relazione alla densità di popolazione della regione. Un importante aspetto nel favorire le nuove perforazioni, riguarda la legislazione mineraria statunitense, in particolare il fatto che il proprietario del terreno dove vengono effettuate le perforazioni riceve direttamente le *royalties*, a volte abbondanti. Nel resto del mondo, invece, finiscono allo Stato o, come avviene in Italia, agli organi amministrativi del territorio, regioni o comuni. I contadini della Pennsylvania o quelli del Texas hanno tutto

l'interesse ad accogliere positivamente le nuove compagnie e a prendersi cura del problema di come cacciare via, a volte con il fucile Winchester, le associazioni di ambientalisti. Lo stesso si applica per l'acqua che spesso viene venduta dagli stessi agricoltori alle compagnie. I processi di upgrading producono, oltre a grandi quantità di CO₂, anche gas dannosi, come S o N: le moderne tecnologie permettono di eliminare quasi totalmente gli ultimi due (è soltanto un problema di costi e di volontà "politica"), ma la produzione di CO₂ rimane il grosso problema. Lo zolfo ricavato dai processi di desolfurazione degli oli potrebbe essere utilizzato per l'industria, ma, in questo momento, è un prodotto in eccesso, e deve quindi essere stabilizzato e stoccato in appositi depositi sotterranei, da dove potrebbe essere di nuovo estratto in futuro, qualora se ne dovesse avere necessità. Anche il coke prodotto dai processi di upgrading costituisce un problema: il suo utilizzo diretto come combustibile è stato fino ad ora molto limitato, a causa dell'elevatissimo contenuto in S e altre impurità, e si è posto il problema di stoccarlo o distruggerlo, ma l'avvento delle tecnologie "a carbone pulito" (clean coal) ne potrebbe permettere un futuro utilizzo per la produzione di energia elettrica.

6.1.1 Rifiuti solidi

La gestione dei materiali e la loro bonifica rappresentano, probabilmente, i più importanti problemi per qualunque attività di escavazione in superficie. Per esempio, scisti bituminosi trattati con retorting di superficie generano circa 1,2-1,4 m³ di scarti solidi non compattati per ogni m³ processato. Gli scarti devono essere trasferiti in bacini aperti o altrimenti collocati in modo che si possa verificare il ripristino della flora e della fauna.

Nei processi estrattivi, tutti i materiali solidi devono essere trattati due volte; anche i materiali di copertura devono essere rimossi, e poi posti sugli shale esauriti. È da evitare un ulteriore trattamento. Grandi volumi di scarti solidi sono inoltre generati durante la coltivazione delle sabbie bituminose. I volumi in gioco sono enormi: per ogni m³ di sabbia bituminosa con porosità del 30% trattata con estrazione in acqua bollente, deve essere rimosso un volume di sterile di copertura pari a 0,2-0,5 m³ e se ne genera uno pari a 1,1 m³ di scarto sabbioso con porosità del 40%, insieme a grandi volumi di detriti di lavorazione (*sludge*) oleosi a grana fine. Questi scarti solidi devono essere sistemati sul terreno in modo permanente con una certa cura e riqualificati in modo da consentire una qualità del paesaggio accettabile.

6.1.2 Rifiuti liquidi

Il retorting degli scisti bituminosi è un processo anidro; si generano soltanto piccole quantità di acque di rifiuto. Peraltro, nell'estrazione delle sabbie bituminose sono generati approssimativamente 1,2-1,4 m³ di slurry per ogni metro cubo di minerale processato; questo slurry contiene olio e minerali argillosi, tanto quanto altri minerali a grana fine, e la consolidazione di sludge argilloso arricchito in olio è un processo estremamente lento.

Miglioramenti nel trattamento quali la flocculazione e l'estrazione terziaria, e la conseguente riduzione delle richieste di acqua di rifiuto per diminuire la viscosità dei fanghi, riducono i volumi di sludge prodotti, ma i bacini di decantazione per lo sludge rimangono una questione rilevante. Sono in fase di sviluppo processi *freeze-thaw* (congelamento-scongelo) e altri strumenti per accelerare la consolidazione dello sludge in modo da diminuire i volumi e consentire un risanamento del territorio più rapido, riducendo l'impatto ambientale di lungo periodo e la degradazione d'uso dei terreni. La ricerca di un metodo realistico per l'estrazione anidra delle sabbie bituminose è ancora in atto; un tale metodo dovrebbe eliminare la necessità dei bacini di accumulo e i lunghi tempi di residenza prima che questi possano essere chiusi. Comparata con le condotte per lo slurry oggi in uso, la generazione di detriti completamente solidi dovrebbe anche incrementare i costi di trasporto, sebbene con i prezzi alti del petrolio ciò non costituisca una grande penalizzazione.

6.1.3 Zolfo e coke: rifiuti visti come risorse possibili

Il coke è una risorsa o un rifiuto? Generalmente, il coke viene stoccato, bruciato come fonte energetica locale o utilizzato in metallurgia. Con l'avvento delle *clean coal technologies*, il coke, pur avendo un alto contenuto in zolfo e inerti, può essere utilizzato come combustibile per generare elettricità, calore e idrogeno in un sistema integrato. Gli elementi della combustione del coke potrebbero includere O₂ come ossidante, combustione a letto fluido pressurizzato, scambiatori di calore, generazione di vapore per oli ad alta viscosità e completa cattura delle emissioni per SO_x e particolato; circa il 98-99% di CO₂ puro potrebbe essere sequestrato o utilizzato nei processi di recupero assistito a CO₂ miscibile.

Poiché sono state adottate internazionalmente tasse sulle emissioni di carbonio, con crediti di armonizzazione delle tasse, il coke ha acquisito valore come fonte di crediti, e il suo

immagazzinamento permanente può risultare in alcuni casi economicamente più interessante della combustione.

Lo zolfo è una risorsa o un rifiuto? Viene prodotto sempre più gas naturale ricco in H₂S, e lo sfruttamento di olio ad alta viscosità implica produzione di zolfo in aumento. Esiste attualmente un eccesso mondiale di zolfo, che persisterà per tutto il secolo corrente. Pertanto, nei progetti di upgrading di olio ad alta viscosità, è necessario considerare lo zolfo come materiale da stoccare indefinitamente, o da inviare ad altro sito, probabilmente a perdere. Nell'estrazione in superficie la soluzione è ovvia: stoccare in una fossa scavata in un'area locale che potrà essere accessibile nel lontano futuro. Per l'estrazione *in situ* di olio ad alta viscosità, lo zolfo deve essere stoccato sulla superficie o in discarica, o iniettato, sotto condizioni di fratturazione, in forma di slurry, così da generare un deposito di zolfo solido in profondità, che possa essere recuperato nelle decadi successive attraverso iniezione di acqua ad alta temperatura.

Se sono utilizzati letti fluidi con CaCO₃ per bruciare combustibili coke ricchi in zolfo, vengono generati grandi volumi di sludge di desolforizzazione, essenzialmente molecole tipo gesso (CaSO₄). Poiché il gesso contiene metalli pesanti, ceneri e altri sottoprodotti, non ha uso industriale, e dovrà essere accumulato permanentemente in superficie o altrimenti stoccato in fosse o nel sottosuolo profondo.

6.1.4 Opzioni per la gestione dei rifiuti di processo

Il trattamento delle emissioni gassose per ridurre i gas nocivi (SO_x, NO_x e particolato) è oggi così efficiente che l'estrazione degli oli non convenzionali e i metodi di upgrading non dovrebbero avere un significativo impatto sulla qualità atmosferica. Si tratta semplicemente di un problema di politica dei regolamenti e di volontà nella sua applicazione.

Normative nazionali permettendo, grandi volumi di acque di rifiuto, economicamente non depurabili, possono essere iniettate in profondità negli strati sedimentari con rischio ambientale irrilevante. Liquidi con impurezze oleose e olio o solidi in sospensione colloidale sono usualmente purificati prima dell'iniezione, anche se questa costosa operazione non è necessaria se è permessa l'iniezione in condizioni di fratturazione. Nei progetti a flusso di vapore, il riciclo dell'acqua è largamente praticato, ma l'acqua, prima che il vapore sia generato, deve essere trattata per rimuovere il calcio e altri cationi polivalenti.

Gli sludge a fanghiglia calcarea generati dal trattamento dell'acqua rappresentano rifiuti solidi che devono essere eliminati, così da poter iniettare il liquido libero supernatante.

Le opzioni per la rimozione dei rifiuti solidi dipendono sia dalla circostanza che siano secchi o in forma di tailing, sia dal fatto che si tratti di materiali pericolosi o meno. Piccole quantità di scarti solidi pericolosi e non pericolosi possono essere trattate e preparate attraverso metodi quali lisciviazione chimica, decomposizione termofila, centrifugazione, separazione dell'olio, sistemazione in discarica. Secondo le norme canadesi, le discariche di classe I sono impermeabilizzate sul fondo (*lined*) e ricoperte (*capped*) con estrema attenzione e sono utilizzate per materiali pericolosi soltanto se sono posti in essere studi molto dettagliati; sono rilasciate autorizzazioni limitate. Le discariche di classe II sono impermeabilizzate attraverso livelli di argilla compattata (*liners*) e sono utilizzate per rifiuti non pericolosi, come sabbie oleose e detriti di perforazione. Le discariche di classe III non sono impermeabilizzate sul fondo e sono utilizzate per detriti non oleosi che non possono generare percolati nocivi.

Gli slurry non pericolosi possono essere inviati ai separatori (piccoli volumi), ai bacini di decantazione per la separazione gravitazionale (grandi volumi), o iniettati direttamente in profondità sotto condizioni di fatturazione idraulica (volumi intermedi). Gli scarti solidi non pericolosi possono trovare collocazione in discariche di classe II, attraverso iniezione profonda di slurry, o in cavità saline. Tentativi di trattamento termico o purificazione o recupero di olio da grandi flussi di rifiuti di giacimento sono invariabilmente più costosi della sistemazione in giacenza, poiché le attività di lavaggio creano molti flussi di materie aggiuntive quali acque di rifiuto, olio di scarsa qualità e sabbia che devono a loro volta essere smaltiti.

Per esempio, durante l'esercizio del sistema CHOPS si producono grandi volumi di sabbia oleosa; in Canada, se ne genera circa 1 m^3 per 50 m^3 di olio, così da aver prodotto circa $0,5 \times 10^6 \text{ m}^3$ di sabbia totale soltanto nel 2004. La sabbia prodotta una volta era dispersa sul territorio o addirittura diffusa sulle strade, cosa che ovviamente non è più ambientalmente accettabile. Si è provato ad applicare il lavaggio con acqua calda, ma ben tre compagnie sono andate incontro a bancarotta nel tentativo di trarre profitto da questa attività. Il biotattamento e la decomposizione termica sembrano essere costosi in modo proibitivo e tecnologicamente rischiosi.

Alcune sabbie, insieme con emulsioni, *slop* (detriti di processo oleosi) e altri rifiuti, vengono ora sistemate in cavità saline in cui i solidi si stabiliscono alla base, spiazzando l'acqua salmastra. A causa della sua alta densità ($1,2 \text{ g/cm}^3$), e poiché essa distrugge i

tensioattivi ionici naturali, l'acqua salmastra aiuta a separare molto dell'olio dai rifiuti, sebbene quest'olio recuperato sia di qualità molto bassa.

La sabbia generata può essere resa in forma di slurry con acque di rifiuto, qualche emulsione e slop (tutti molto costosi da eliminare convenzionalmente), e iniettata in pressione di fratturazione in opportune formazioni porose e permeabili. Un grande sito per lo smaltimento di slurry attraverso iniezione, a Duri (Indonesia), consistente in un progetto di produzione di olio non convenzionale, ha raggiunto una media di 500.000 m³/a di slurry posti in sicurezza in 4 anni attraverso due pozzi di iniezione.

I costi per l'iniezione di slurry sono più bassi di quelli per la creazione e la sistemazione di cavità saline, e i vincoli ambientali sono quasi nulli, dal momento che i rifiuti sono iniettati in zone appropriate, tipicamente un giacimento esaurito.

La sabbia oleosa collocata in discariche è impilabile (assenza di liquidi liberi), con contenuti in cloruri inferiori a 3.000 mg/l. In generale, questo significa che le sabbie di rifiuto devono essere stoccate in superficie per un anno o due affinché drenino prima di essere trasportate (con autocarro) alla collocazione definitiva. Questo metodo è leggermente più economico degli altri, ma comporta elevati obblighi ambientali a causa del posizionamento dei solidi in prossimità della superficie.

Questi metodi, utilizzati per appropriati flussi di rifiuti e associati con buone politiche di indirizzo e di controllo, possono effettivamente eliminare i problemi ambientali.

6.1.5 Idrati e cambiamenti climatici.

Il metano è molto più opaco all'infrarosso della CO₂ e di conseguenza produce un effetto serra 20 volte superiore a quello dell'anidride carbonica. Si tratta di un gas il cui effetto sull'atmosfera è molto più pericoloso della CO₂: i suoi effetti sono poco importanti perchè, per il momento, si trova in quantità molto ridotte. Testimonianze geologiche nelle carote di ghiaccio antartico mostrano comunque che a periodi di clima più caldo sono sempre associati aumenti della concentrazione di metano nell'atmosfera. Lo sfruttamento degli idrati di metano potenzialmente espone al pericolo di liberare grandi quantità di metano, accidentalmente o come conseguenza indesiderata del processo estrattivo. Quello che è necessario evitare è che lo sfruttamento di questa immensa fonte energetica possa avvenire in modo irresponsabile: la liberazione di grandi quantità di metano potrebbe causare un aumento dell'effetto serra e, di conseguenza, un riscaldamento degli oceani. Questo porterebbe alla fusione di grandi quantità di idrati sui fondali, nei terreni a

permafrost e nei ghiacci polari e un'ulteriore liberazione di metano, innescando così una serie di processi i cui effetti finali sono difficilmente prevedibili. Il contributo dell'uomo all'effetto serra, considerando di bruciare tutti i combustibili fossili a nostra disposizione, sarebbe "soltanto" di 200 miliardi di tonnellate di CO₂: nulla a confronto con la possibilità che dagli idrati si liberino "spontaneamente" 10.000 miliardi di tonnellate di metano! Inoltre i sedimenti delle scarpate continentali, in assenza di idrati, sarebbero costituiti da materiali incoerenti e instabili. La fusione degli idrati potrebbe verosimilmente provocare l'innescare di fenomeni franosi, anche su larga scala, nelle aree soggette a prelievi.

Alcune evidenze geologiche mostrano che si sono verificate "crisi" climatiche su grande scala, che hanno modificato la distribuzione delle forme viventi sulla Terra. Recenti ricerche geologiche e paleontologiche sembrano dimostrare che in almeno una di queste crisi il ruolo giocato dagli idrati di metano potrebbe essere stato molto importante.

55 milioni di anni fa, tra il Paleocene e l'Eocene, sul nostro pianeta si è verificata una catastrofe climatica e ambientale di enormi proporzioni, nota ai ricercatori come il Massimo Termico Paleocene-Eocene (o PETM, Paleocene-Eocene Thermal Maximum).

Il riscaldamento globale, che ha interessato tutto il pianeta, ha portato sulla terraferma a migrazioni di animali dalle zone subtropicali alle alte latitudini, mentre il 70% degli esseri viventi sui fondali marini è scomparso. Per cause non ancora comprese (ma probabilmente dovute ad un periodo di intensa attività vulcanica), si è verificato un riscaldamento degli oceani, a causa del quale grandi quantità di metano si sono liberate dai fondali marini e si sono poi disperse nell'atmosfera. Si parla di miliardi di tonnellate di gas liberate nel giro di qualche millennio, forse anche di qualche secolo.

La fusione degli idrati ha reso instabili le scarpate continentali che, franando e scivolando, hanno liberato altro metano creando un processo ciclico che si è autoalimentato per un periodo durato 80.000-200.000 anni.

L'effetto serra provocato dal metano liberato ha ulteriormente riscaldato gli oceani, provocando la liberazione di altro metano e una riduzione dell'ossigeno disciolto nelle acque marine, con gravi danni per la vita marina. L'analisi di sedimenti marini e del loro contenuto paleontologico ha portato, negli anni '90, a stimare un riscaldamento degli oceani di 8-10°C. Questo ha modificato la circolazione oceanica e la circolazione atmosferica, provocando intense modificazioni climatiche, oltre che l'estinzione di numerose forme di vita.

Altre "crisi" di questo genere sono documentate nella storia geologica della Terra 250 milioni di anni fa, nel Permiano o all'inizio del Giurassico. Per questi eventi così lontani

nel tempo, non esistono prove geologiche che dimostrino una relazione con gli idrati di metano. In un passato più recente, invece, l'analisi dei sedimenti oceanici e lo studio della presenza di batteri che si nutrono di metano, mostra che in diverse parti del mondo ai periodi più caldi dell'ultimo periodo glaciale corrisponde sistematicamente la presenza di grandi quantità di metano emesse dai fondali marini (70.000 - 12.000 anni fa).

Alcuni scienziati che studiano il problema del riscaldamento globale, considerano che un aumento della temperatura del nostro pianeta possa innescare, a sua volta, una liberazione improvvisa del metano contenuto negli idrati.

6.2 Incidenza sulla salute umana

La raffinazione del petrolio greggio pesante estratto dalle sabbie bituminose si tradurrà in emissioni più elevate di inquinanti nocivi come l'anidride solforosa (SO₂), il solfuro di idrogeno (H₂S), acido solforico sotto forma di nebbia, e ossidi di azoto (NO_x), nonché metalli tossici come il piombo e composti del nichel, perché la materia prima grezza contiene più di zolfo, azoto e metalli tossici. Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti ha osservato che il bitume, il 'petrolio' in sabbie bituminose, può contenere indesiderabili quantitativi di azoto, zolfo e metalli pesanti e che il bitume nelle sabbie petrolifere canadesi contiene vanadio, nichel, e altri metalli in maniera significativa quantità superiori si verificano nella maggior parte degli altri oli. Infatti, il Dipartimento Geologico degli Stati Uniti ("USGS") ha trovato nel 2007 che il "Bitume naturale" contiene 11 volte più di zolfo, 6 volte più azoto, 11 volte di più nickel, e 5 volte più piombo 17.992 volte più alluminio; 1706 volte più di titanio; 666 volte più di ferro, 102 volte di più di rame, e 21 volte di più di vanadio di petrolio convenzionale del petrolio convenzionale. Sia SO₂ e il biossido di azoto (NO₂) sono "criteri di sostanze inquinanti" sotto il federale Clean Air Act ("CAA"), il che significa che essi sono noti rischi per la salute umana e l'environment. Il piombo è altamente tossico e inquinante, considerato dalla US Environmental Protection Agency ("EPA") insieme al nichel cancerogeno. Gli effetti sulla salute umana causati da SO₂, H₂S, NO_x, e di inquinanti atmosferici tossici come il piombo e nichel includono prematura morte, il cancro, danni permanenti ai polmoni; problemi riproduttivi, neurologici, dello sviluppo, delle vie respiratorie, e immunologici; problemi del sistema cardiovascolare e nervoso centrale; bio-mutazioni; malattie respiratorie (comprese bronchite e polmonite), e l'aggravamento delle condizioni del cuore. Per quanto riguarda il

solo piombo, l'EPA ha dichiarato che: è un elemento molto tossico, causando una varietà di effetti a basse dosi. Danni cerebrali, danni renali e disturbi gastrointestinali sono dovuti per esposizione a breve termine per alti livelli di piombo negli esseri umani. A lungo termine, l'esposizione al piombo nei risultati studiati negli umani ha comportato effetti sul sangue, del sistema nervoso centrale (SNC), pressione del sangue, i reni e la vitamina D metabolismo. I bambini sono particolarmente sensibili agli effetti cronici del piombo, con rallentato lo sviluppo cognitivo, riduce la crescita e altri effetti riportati come sulla riproduzione, come la diminuzione degli spermatozoi.

6.3 Misure preventive

Per quanto concerne gli impatti ambientali connessi alla lavorazione delle sabbie bituminose e dello shale oil, la Corte Suprema degli Stati Uniti ha recentemente osservato che il governo degli Stati Uniti non sottovaluterà questi problemi. Di seguito sono riportati alcuni dei passi che gli Stati Uniti dovrebbero intraprendere , alcuni dei quali sono già in movimento, per affrontare le conseguenze dannose per l'ambiente dello sviluppo delle tar sands.

- Gli Stati Uniti devono ridurre il consumo di petrolio. Come parte di questo sforzo, le politiche di trasporto e di energia degli Stati membri dovrebbero migliorare gli standard di efficienza energetica applicabili alle automobili e una riduzione del carbonio presente durante tutto il ciclo di produzione dei carburanti. Per esempio nel 2007, lo Stato della California ha cercato di applicare la legislazione per limitare le emissioni di scarico, imponendo alle case automobilistiche standard di efficienza di circa 36 miglia per gallone ("mpg"). Questo ha portato per i nuovi veicoli venduti in California un incremento dell'efficienza del 30%.
- L'EPA dovrebbe regolamentare le emissioni di gas a effetto serra provenienti da petrolio raffinerie ai sensi dell "New Source Performance Standards" applicabile alle raffinerie di petrolio recentemente modificati o costruiti.
- L'EPA dovrebbe limitare le emissioni di gas a effetto serra e di considerare le alternative al catrame proveniente da sabbia per ottemperare ai principi della "migliore tecnologia di controllo disponibile"("BACT") e il "tasso più basso di emissioni ottenibile" ("LAER")

- Oltre ad un aumento delle emissioni di gas a effetto serra, i permessi di costruzione rilasciato a norma delle disposizioni NSR dovrebbero spiegare l'aumento nell'aria delle emissioni di anidride solforosa (SO₂), di solfuro di idrogeno (H₂S), acido solforico nebbia, ossidi di azoto (NOX), e di metalli tossici come il piombo e nichel, composti prodotti come risultato di elaborazione del catrame da sabbia grezza.
- Quando si autorizza le condotte che devono portare il greggio derivante da tar sands nelle raffinerie degli Stati Uniti, il responsabile ambientali dovrebbero prendere in considerazione gli effetti cumulativi sulla qualità dell'aria e il riscaldamento globale di tutte le raffinerie degli Stati Uniti che processano l'olio da sabbie bituminose.
- Gli Stati Uniti e il Canada devono lavorare insieme per proteggere la salute umana e l'ambiente nel permettere lo sfruttamento di sabbie bituminose in Canada, nonché il trasporto e la raffinazione del petrolio proveniente da sabbie bituminose nel Regno Unito.

E' evidente, quindi, che anche i combustibili non convenzionali sono una fonte tutt'altro che pulita e pongono problemi ambientali anche più gravi degli idrocarburi convenzionali (che già non sono propriamente "ecologici"): si tratta, anche in questo caso, di adottare i provvedimenti e le tecnologie che rendano il loro utilizzo il più ecocompatibile possibile, anche se questo rappresenterà un costo aggiuntivo per le compagnie petrolifere, in modo che il prezzo da pagare in termini ambientali sia il più leggero possibile.

CONCLUSIONI

I giacimenti non convenzionali sono da sempre conosciuti e si trovano in rocce dove il gas, o il petrolio, è disperso in basse quantità, in fessure molto piccole non collegate fra loro che, fino a qualche anno fa, non potevano produrre perché i costi erano troppo alti. Quasi tutto il petrolio e il gas consumato nel mondo, 6,5 miliardi tep ogni anno, giunge da giacimenti tradizionali, dove il movimento della crosta terrestre ne ha concentrato enormi quantità ad altissime pressioni in rocce

porose le cui fessure, che intrappolano il fluido, sono fra loro collegate.

Basta arrivare nel giacimento con un pozzo ed immediatamente la differenza di pressioni fra la superficie, intorno ad una atmosfera, e il sottosuolo, fino a oltre 800 atmosfere, spinge verso l'alto il fluido.

Nei giacimenti non convenzionali, occorre andare a prendere il gas o il petrolio, prima fratturando la roccia, per creare collegamenti fra le fessure, e poi iniettare acqua con composti chimici per trasportarli fuori. Già questa breve descrizione dà un'idea dell'invasività del procedimento, aspetto importantissimo in un'industria che deve sempre più fare i conti con la percezione che la gente ha di queste attività.

Esistono vari tipi di gas non convenzionali, ma i più importanti sono tre, gli idrocarburi da argille (*shale*), quelli da carbone (*coal bed*) e quelli da sabbie o arenarie compatte (*tight gas*). Altri gas non convenzionali, sono quelli da idrati, quelli da giacimenti carboniferi profondi oltre i 6 mila metri, quelli da rifiuti, quelli presenti nelle falde acquifere. È sui primi tre che si sta concentrando la crescita negli ultimi anni negli Stati Uniti. Il gas non convenzionale è quello che causa di esplosioni nelle miniere di carbone, quello che origina fuochi naturali studiati da sempre nell'antichità.

Una caratteristica fondamentale del gas da argille è che si trova disperso in formazioni estese per centinaia di chilometri e che non devono essere cercate. I giacimenti tradizionali, invece, sono delle trappole dove il gas o il petrolio è stato ammassato nel corso di milioni di anni. Sono nascoste, devono essere cercate e per natura possono essere molto complesse e difficili da studiare. Nei giacimenti di argille, invece si sa che per migliaia di chilometri le formazioni contengono gas

e non esiste alcuna incertezza di carattere geologico.

Così la formazione di Marcellus, ha una lunghezza di oltre 1.000 km e 250 di larghezza, con un'estensione di 250.000 km² (l'Italia ha una superficie di 300.000 km²).

Si trova ad una profondità oscillante da pochi metri, fino a 1200 metri e il suo spessore va da qualche metro fino a quasi 300 metri. La variabilità all'interno delle strutture è molto contenuta. Il rischio geologico tipico delle ricerche tradizionali, sparisce nei giacimenti non convenzionali. La perforazione diventa così un'attività industriale normale, con rischi nettamente inferiori rispetto alle perforazioni tradizionali.

La produzione negli Stati Uniti di *shale gas* è iniziata intorno al 2005, mentre quella da carbone o sabbie compatte è meno recedente. Il forte aumento degli ultimi anni è concentrato sullo *shale gas*, che nel 2012 ha raggiunto il 24% degli oltre 650 miliardi metri cubi di gas prodotti (l'Italia, in condizioni normali, consuma circa 80 miliardi metri cubi in un anno e ne produce 10), balzo che ha permesso agli USA di tornare ad essere il primo produttore mondiale.

Nel 2011 la produzione totale americana è tornata sopra il massimo storico già raggiunto nel 1973

quando l'enorme sforzo sulla perforazione per cercare petrolio, condotta in maniera intensiva grazie alla protezione dei prezzi interni, consentì anche la crescita della produzione di gas. L'alto livello già raggiunto allora evidenzia due aspetti importanti: il primo è la forte dipendenza delle attività del gas da quelle del petrolio, e questo ha creato quel contesto favorevole per l'innovazione che è sfociato nel boom dello *shale*; il secondo concerne il fatto che la rete del gas, indispensabile per trasportare le nuove produzioni, è stata sviluppata da decenni e oggi arriva in ogni punto degli Stati Uniti, dove vicino può essere esplorata qualche nuova formazione.

Un'attività industriale caratterizzata da tale boom non poteva non generare forti controversie circa l'impatto ambientale, aggravato dal fatto che riguarda lo sfruttamento di una risorsa del sottosuolo su vaste aree, con un massiccio impiego di acqua.

A quello dell'acqua è collegato il fenomeno, più percepito che reale, dei terremoti di lieve entità. Si tratta sempre di possibilità di favorire eventi che sono già in corso e che hanno intensità limitata, raramente percepibile in superficie dalle popolazioni. Un altro problema riguarda l'uso di terreno, quello necessario per fare le piazzole su cui operano le macchine. Pur sfruttando la perforazione orizzontale, l'estensione delle aree da perforare è talmente grande da necessitare diversi spostamenti dei pozzi su piazzole che normalmente superano i tre ettari, contro aree inferiori del 50% per le piazzole dei pozzi tradizionali. La differenza

è che da una piazzola su un giacimento tradizionale, una volta scoperto, è possibile estrarre volumi di gran lunga superiori, fino a 50 volte in più. Le attività di trasporto su camion delle attrezzature e dell'acqua comportano un fitto traffico di veicoli con diverso impatto in base alla densità di popolazione della regione.

Un importante aspetto nel favorire le nuove perforazioni, riguarda la legislazione mineraria statunitense, in particolare il fatto che il proprietario del terreno dove vengono effettuate le perforazioni riceve direttamente le *royalties*, a volte abbondanti. Nel resto del mondo, invece,

finiscono allo Stato o, come avviene in Italia, agli organi amministrativi del territorio, regioni o comuni. I contadini della Pennsylvania o quelli del Texas hanno tutto l'interesse ad accogliere positivamente le nuove compagnie e a prendersi cura del problema di come cacciare via, a volte con il fucile Winchester, le associazioni di ambientalisti. Lo stesso si applica per l'acqua che spesso viene venduta dagli stessi agricoltori alle compagnie.

Questioni meno ambientali e più tecniche stanno ridimensionando l'ottimismo sullo *shale*, in primo luogo per ragioni legate proprio alla geologia, ovvero al rischio che quello che si stima vi sia sotto terra poi nella realtà non esista. Nel 2012 l'Ufficio Geologico degli Stati Uniti, punto di riferimento per l'industria mineraria mondiale, ha stimato ufficialmente le riserve di shale gas del bacino di Marcellus negli USA in 2300 miliardi metri cubi, l'80% in meno di quanto indicato in precedenza dal ministero dell'energia, che ha dovuto immediatamente adeguarsi con qualche imbarazzo.

. In maniera simile, l'International Energy Agency dell'OCSE, dopo aver trionfalmente annunciato nel 2010 *un'era d'oro del gas* grazie a questi giacimenti non convenzionali, ha dovuto recentemente aggiustare il tiro, parlando di *regole d'oro per potere superare gli ostacoli* al loro sfruttamento, dimezzando sostanzialmente le stime delle riserve mondiali recuperabili da oltre 800 trilioni, a 460 trilioni metri cubi, valore che rimane ingente, pari alle riserve convenzionali di gas tradizionale.

Di eccesso di ottimismo sembra aver peccato anche la finanza americana, sempre entusiasta nel trovare facili occasioni di guadagno, magari gonfiando le potenzialità delle varie industrie, siano queste quella della *dot economy*, di internet o dell'energia. Di recente le società del gas non convenzionale stanno avendo problemi con le autorità di controllo per avere fatto stime troppo ottimistiche sui livelli di potenziale estrazione. Più importante è il fatto che i prezzi del gas sono scesi verso 10 centesimi di € per metro cubo, contro valori 4 volte superiori nel 2008. Questi non sono sufficienti per ripagare i costi, che nella migliore delle ipotesi oscillano intorno ai 20 centesimi. La caduta dei prezzi, salutata da

tutti i consumatori come la prova del successo della supposta rivoluzione, è stata in realtà in gran parte dovuta al crollo della domanda interna, originata a sua volta dalla recessione economica, che ha investito tutto il manifatturiero americano che consuma parecchio gas.

L'ampia forchetta fra i bassi prezzi del gas americani e quelli alti in Europa, sia spot che quelli legati ai prezzi del petrolio nei contratti a lungo termine, gonfia le aspettative anche nel vecchio continente circa la supposta facilità di importazione di gas dagli USA via nave. Si avrebbe così il duplice positivo effetto di portare i nostri prezzi, oggi vicino a 40 centesimi per metro cubo, verso i 10 centesimi di quelli americani, e al contempo si ridurrebbe la dipendenza da importazioni

da Nord Africa e dalla Russia. Emerge una certa superficialità con la quale si sta affrontando in Europa il perenne problema della nostra dipendenza da importazioni dall'estero di gas, in particolare dalla Russia, che però va aumentando, nonostante i miti delle rinnovabili, dell'efficienza energetica e recentemente dello *shale gas*. In Europa il gas americano non arriverà nei prossimi anni e quello che consumeremo giungerà sempre dai tradizionali fornitori, con la Russia al primo posto.

Quello del gas non convenzionale rimane un'importante cambiamento, ma è per il momento confinato agli Stati Uniti dove si sta dispiegando per ragioni difficilmente ripetibili all'estero. Deriva da uno spesso tessuto industriale del petrolio e del gas che non esiste nel resto del mondo e che conta centinaia di migliaia di imprese che da sempre sperimentano quotidianamente nuove soluzioni per spremere più petrolio e gas dal sottosuolo. Da queste sono partite delle iniziative, considerate folli inizialmente dalle compagnie petrolifere, per lo sfruttamento diverso della perforazione orizzontale attraverso la fratturazione.

La fratturazione nel resto del mondo incontra ostacoli difficili da superare. In Europa occidentale, dove la sensibilità ambientale è da sempre superiore a quella americana, di fatto non è possibile nemmeno ipotizzare la fratturazione del sottosuolo, in quanto minaccerebbe le falde acquifere e potrebbe causare micro terremoti.

Nella realtà l'impatto è probabilmente insignificante, ma l'ossessione per l'ambiente degli europei, oggettivamente in aree ben più densamente abitate delle praterie americane, impedisce qualsiasi ipotesi di sviluppo.

Il baricentro della domanda di energia si sta fortemente spostando verso le economie emergenti, in particolare Cina, India e Medio Oriente.

La Cina è in procinto di diventare il principale importatore mondiale di petrolio e l'India si afferma come maggior importatore di carbone all'inizio del decennio 2020. In Cina, che ha

un disperato bisogno di gas per contenere l'incremento del più inquinante carbone, si stima che le riserve siano enormi, di 25.000 miliardi metri cubi di gas non convenzionale. Tuttavia, la produzione non è semplice, mancano competenze tecniche, la conoscenza del sottosuolo è scarsa, le disponibilità di acqua è insufficiente, la rete gas non è presente e i prezzi del gas, fissati dallo Stato, sono troppo bassi rispetto ai costi.

A livello mondiale, i combustibili fossili continuano a soddisfare una quota dominante della domanda di energia, con implicazioni sui legami tra energia, ambiente e cambiamento climatico.

l'impatto delle misure già annunciate dai governi per migliorare l'efficienza energetica, sostenere le fonti rinnovabili, ridurre i sussidi ai combustibili fossili e, in alcuni paesi, definire un prezzo della CO₂.

Nell'Europa dell'est, dove le questioni ambientali, per il momento, contano meno, difficoltà riguardano la scarsa conoscenza del sottosuolo e regole circa le concessioni e le *royalties* troppo complicate.

A livello mondiale, nonostante un probabile ridimensionamento, le potenzialità delle riserve non convenzionali di gas sono significative, dell'ordine di 2,5 volte quelle convenzionali, anche queste però in costante aumento, nel 2011 al nuovo record di 208 trilioni di metri cubi. Le riserve di gas convenzionale sono attese durare 59 anni, con quelle non convenzionali, la loro durata sale oltre i 150 anni. Con l'attenzione concentrata sugli *shale gas*, passa un po' inosservato il fatto che tutta

l'industria della produzione di gas e petrolio sta compiendo innovazioni di portata storica. Queste riguardano la perforazione in acque sempre più profonde oltre i 3000 metri di profondità, l'esplorazione nel mar Artico, lo sviluppo del petrolio non convenzionale negli USA, derivazione questa degli sviluppi del gas, lo sfruttamento dei giacimenti pesanti di petrolio, una maggiore produttività dei pozzi nei giacimenti convenzionali.

Che l'industria del petrolio nella fase produttiva goda di ottima salute è testimoniato più in generale dalla costante crescita delle riserve totali di gas e petrolio e della loro durata in anni di futuro consumo, cifra che per la prima volta nel 2012 ha raggiunto i 50 anni con un valore delle riserve di oltre 350 miliardi tep. Importante è il fatto che le potenziali nuove riserve nel mondo vengono stimate fra i 300 e i 1.000 miliardi tep, e solo un quarto di queste sono riserve non convenzionali simili allo *shale gas*. Una grossa partita, meno

discussa, si gioca nelle acque profonde e sui giacimenti di petrolio pesante. Il contributo dello *shale gas* è più fragoroso, ma è limitato ad un 10% delle riserve addizionali degli ultimi anni, mentre da esso dipende molto della credibilità dell'industria petrolifera nel prossimo futuro. Questa continuerà per molto tempo a garantire la copertura di gran parte della domanda mondiale di energia, grazie a continua innovazione e grandi investimenti. L'impatto sull'ambiente, in tutte le fasi, sarà sempre più dibattuto, certamente per la crescente sensibilità della gente che vive vicino agli impianti, ma anche per la maggiore problematicità delle nuove produzioni. Per questo, lo sforzo dovrà essere anche nello spiegare, meglio di quanto fatto in passato, la complessità, le capacità e l'importanza dell'industria.

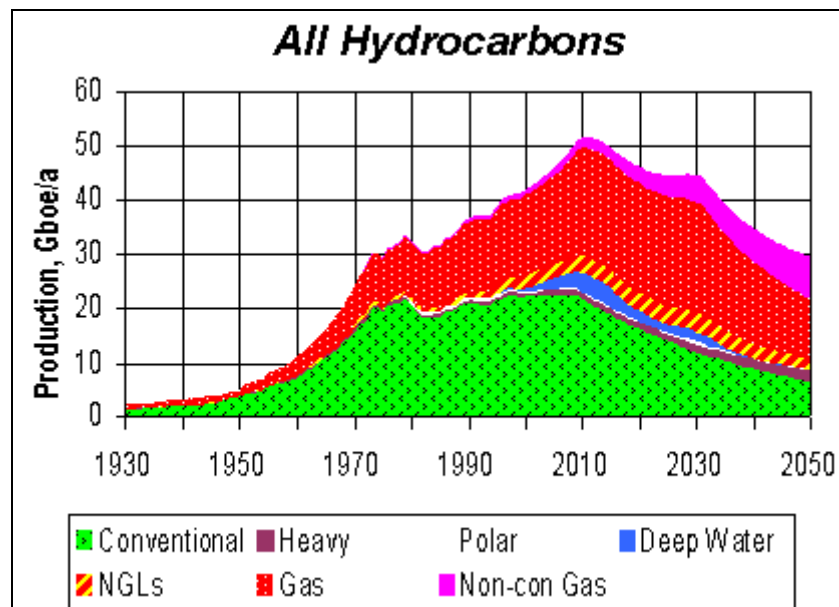


Figura 1- Previsioni sugli idrocarburi convenzionali e non.

I costi di estrazione e trattamento degli idrocarburi non convenzionali sono intorno ai 10 - 20 \$ al barile in più rispetto agli idrocarburi convenzionali: di questi costi, circa la metà sono relativi al miglioramento delle qualità degli idrocarburi (upgrading).

Le ampie differenze che si osservano nei prezzi energetici regionali hanno acceso un dibattito sul ruolo che l'energia ricopre nel far decollare o nel compromettere la crescita economica. Dal 2011, il prezzo del greggio Brent si attesta su un valore medio di 110 dollari al barile in termini reali, confermando un periodo prolungato di alti prezzi che non ha precedenti nella storia del mercato petrolifero. Tuttavia, a differenza delle quotazioni del greggio che sono relativamente uniformi a livello mondiale, i prezzi di altre fonti

energetiche hanno registrato significative variazioni da regione a regione. Nonostante la riduzione dei differenziali di prezzo rispetto ai livelli eccezionali raggiunti a metà del 2012, il prezzo del gas naturale negli Stati Uniti è ancora un terzo dei prezzi di importazione europei e un quinto di quelli del Giappone. Anche i prezzi dell'elettricità mostrano differenze regionali, con il consumatore industriale giapponese o europeo che paga in media più del doppio di quello statunitense; perfino l'industria cinese paga prezzi dell'elettricità quasi doppi rispetto a quelli degli USA. Nella maggior parte dei settori e nella maggioranza dei paesi, l'energia ha un peso relativamente contenuto come fattore di competitività. I costi energetici possono invece risultare di cruciale importanza per i settori ad alta intensità energetica, quali quelli della produzione chimica, di alluminio, cemento, ferro e acciaio, carta, vetro e della raffinazione petrolifera, soprattutto laddove i beni prodotti vengono scambiati a livello internazionale. Le differenze tra i prezzi energetici sono destinate a condizionare la competitività industriale.

I paesi possono ridurre l'impatto degli alti prezzi sostenendo mercati energetici più efficienti, competitivi e interconnessi. I differenziali di prezzo tra i mercati regionali del gas potrebbero ridursi ulteriormente se si accelerasse la transizione verso un mercato globale del gas naturale. Come esaminato nel "Gas Price Convergence Case", questo richiederebbe una minor rigidità delle attuali strutture contrattuali che regolano il mercato del gas naturale liquefatto (GNL) e dei meccanismi dei prezzi del gas che prevedono l'indicizzazione alle quotazioni del petrolio; un contributo in tal senso potrebbe venire da una più rapida implementazione delle riforme relative al mercato del gas nell'area Asia-Pacifico e dalle esportazioni di GNL dal Nord America (insieme ad una riduzione dei costi di liquefazione e di trasporto del GNL). In alcune regioni, principalmente in Cina, in certe zone dell'America Latina e perfino in alcuni paesi europei, esiste anche il potenziale per replicare su scala più ridotta il successo degli Stati Uniti nello sviluppo del gas non convenzionale, anche se rimangono incertezze sulla qualità delle risorse, sui costi di produzione e, in alcuni paesi, sull'accettabilità sociale del loro sviluppo.

La capacità delle tecnologie di rendere disponibili nuovi tipi di risorse, come il light tight oil (LTO) e i giacimenti ultra deepwater, nonché di migliorare i tassi di recupero dei giacimenti esistenti, sta portando ad una revisione al rialzo delle stime sui volumi di petrolio ancora da produrre. Tuttavia, questo non significa che stiamo entrando in una nuova era di abbondanza petrolifera. Un prezzo del greggio che aumenta in modo continuo sino a toccare i 128 dollari al barile al 2035 (in dollari 2012) sostiene lo sviluppo di queste

nuove risorse, anche se nessun paese è atteso replicare il successo nello sviluppo di LTO che sta trasformando gli Stati Uniti nel primo produttore mondiale di petrolio.

Nei prossimi dieci anni il ruolo dei paesi OPEC nel soddisfare la domanda petrolifera mondiale si riduce temporaneamente per via della maggior produzione proveniente dagli Stati Uniti, dalle sabbie bituminose del Canada, dai giacimenti deepwater del Brasile e dalle frazioni liquide del gas naturale in ogni parte del mondo. Tuttavia, attorno alla metà del decennio 2020, la produzione non-OPEC inizierà a declinare e i paesi del Medio Oriente garantiranno gran parte dell'aumento dell'offerta mondiale.

Il calo della domanda petrolifera accelera nei paesi OCSE. Attorno al 2030, la Cina sorpassa gli Stati Uniti come maggior consumatore di petrolio e la domanda del Medio Oriente supera quella dell'Unione Europea. La mutata geografia dei consumi trova ulteriore conferma nel fatto che, dopo il 2020, l'India diventa la principale fonte di crescita della domanda petrolifera mondiale. All'orizzonte 2035, l'uso del petrolio si concentra in due soli settori: trasporti e petrolchimico.

La nuova geografia della domanda e dell'offerta porta ad un nuovo orientamento del commercio petrolifero mondiale verso i mercati asiatici, con conseguenze in termini di sforzi congiunti per garantire la sicurezza delle forniture.

Gli idrocarburi non convenzionali devono essere considerati come una risorsa illimitata che potrà risolvere i problemi energetici mondiali, ma solo un valido aiuto, e, in un futuro ormai prossimo, diventeranno una parte sempre più importante del cosiddetto "mix energetico" (insieme a carbone "pulito", olio convenzionale, gas, nucleare e fonti alternative rinnovabili): non più contrapposizione tra le diverse fonti energetiche, ma un "lavoro di squadra" per sviluppare tecnologie sempre più ecocompatibili e sostenibili.

BIBLIOGRAFIA

Chapman Cronquist(2001) *Estimation and classification of reserves of crude oil,natural gas and condensate* (Houston TX), SPE.

Ahmed T. (2000) *Reservoir engineering handbook*, Houston (TX), Gulf.

IEA_WEO2013_Executive_Summary_Italian.

Jrc_report_2012_09_unconventional_gas.

Buckley J.M., Leverett M.C. (1942) *Mechanism of fluid displacement in sands*, «American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers. Transactions», 146, 107-116.

Chierici G.L. (1991) *Principi di ingegneria dei giacimenti petroliferi*, Agip, 2v.

Craft B.C., Hawkins M.F. (1959) *Applied petroleum reservoir engineering*, Englewood Cliffs (NJ), Prentice Hall.

Dake L.P. (2001) *The practice of reservoir engineering*, Amsterdam-London, Elsevier.

Dykstra H., Parsons R.L. (1950) *The prediction of oil recovery by water flood. Secondary recovery of oil in the United States*, Washington (D.C.), API, 160-174.

Green D.W., Willhite G.P. (1998) *Enhanced oil recovery*, Richardson (TX), Henry L. Doherty Memorial Fund of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers - SPE.

Poston S.W., Berg R.R. (1997) *Overpressured gas reservoirs*, Richardson (TX), SPE.

Salathiel R.A. (1973) *Oil recovery by surface film drainage in mixed-wettability rocks*, «Journal of Petroleum Technology», October, 1216-1224.

Schilthuis R.J. (1936) *Active oil and reservoir energy*, «American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers. Transactions», 18, 25-30.

Willhite G.P. (2001) *Waterflooding*, Richardson (TX), SPE.

Butler R.M. (1991) *Thermal recovery of oil and bitumen*, Englewood Cliffs (NJ), Prentice Hall.

Butler R.M., Mokrys I.J. (1991) *A new process (VAPEX) for recovering heavy oils using hot water and hydrocarbon vapour*, «Journal of Canadian Petroleum Technology», 30, 97-105.

Campbell C.J. (1999) *The coming oil crisis*, Brentwood (UK), MultiScience & Petroconsultants S.A.

Chatzis I. *et al.* (1988) *On the investigation of gravity-assisted inert gas injection using micromodels, long Berea Sandstone core, and computer assisted tomography*, in: *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition*, Houston (TX), 2-5 October, SPE 18284.

- Collins P.M. (2004) *The false lucre of low-pressure SAGD*, in: *Proceedings of the Canadian international petroleum conference*, Calgary (Canada), 8-10 June, Paper 2004-031.
- Deffeyes K. (2001) *Hubbert's peak. The impending world oil shortage*, Princeton (NJ), Princeton University Press.
- Dusseault M.B. *et al.* (2002b) *Field applications of pressure pulsing in porous media*, in: *Proceedings of the 2nd Biot conference on poromechanics*, Grenoble (France), 26-28 August, 639-645.
- Dusseault M.B. (2006) *Sequencing technologies to maximize recovery*, in: *Proceedings of the Canadian international petroleum conference*, Calgary (Canada), 13-15 June, Paper 2006-135.
- Dyni J.R. (2003) *Geology and resources of some world oil shale deposits*, «Oil Shale», 20, 193-252.
- Dyni J.R. *et al.* (1990) *Comparison of hydroretorting, Fischer assay, and Rock-Eval analyses of some world oil shales*, in: *Proceedings of 1989 Eastern oil shale symposium*, Lexington (KY), 15-17 November, 270-286.
- Anderson J. *et al.* (2003) *Producing natural gas from coal*, «Oilfield Review», 15, 8-31.
- ASTM International (2005) *Annual book of standards, Section 5: Petroleum products, lubricants, and fossil fuels, 05.06: Gaseous fuels; coal and coke, D388-99 Standard classification of coals by rank*, Philadelphia (PA), ASTM International, 218-223.
- Bates R.I., Jackson J.A. (editors) (1980) *Glossary of geology*, Alexandria (VA), American Geological Institute.
- Boswell R. (1996) *Play UDs: Upper Devonian black shales*, in: Roen J.B., Walker B.J. (editors) *The atlas of major Appalachian gas plays*, Morgantown (WV), West Virginia Geological and Economic Survey, V-25, 93-99.
- Boyer C.M. (1994) *International coalbed methane: where's the production?*, in: *Proceedings of the North American coalbed methane forum*, Morgantown (WV), 11 October.
- Boyer C.M. (2005) *Unconventional gas resources gain importance in future gas production*, in: *Fundamentals of the World gas industry*, London, The Petroleum Economist, 90.
- Boyer C.M., Qingzhao B. (1998) *Methodology of coalbed methane resource assessment*, «International Journal of Coal Geology», 35, 1-4, 349-368.
- Close J.C. (1993) *Natural fractures in coal*, in: Law B.E., Rice D.D. (editors) *Hydrocarbons from coal*, Tulsa (OK), American Association of Petroleum Geologists, 119-132.
- Crosdale P.J. *et al.* (1998) *Coalbed methane sorption related to coal composition*, «International Journal of Coal Geology», 35, 1-4, 147-158.
- Curtis J.B. (2002) *Fractured shale-gas systems*, «American Association of Petroleum Geologists Bulletin», 86, 1921- 1938.
- Faraj B. *et al.* (2002) *Shale gas potential of selected Upper Cretaceous, Jurassic, Triassic and Devonian shale formations in the Western Canadian sedimentary basin*.

Logan T.L. (1993) *Drilling techniques for coalbed methane*, in: Law B.E., Rice D.D. (editors) *Hydrocarbons from coal*, Tulsa (OK), American Association of Petroleum Geologists, 269-285.

Martini A.M. *et al.* (1998) *Genetic and temporal relations between formation waters and biogenic methane: Upper Devonian Antrim Shale, Michigan Basin, USA*, «*Geochimica et Cosmochimica Acta*», 62, 1699-1720.

Mavor M.J. (1996) *Coalbed methane reservoir properties*, in: Schafer P.F. *et al.* (editors) *A guide to coalbed methane reservoir engineering*, Chicago (IL), Gas Research Institute.

Montgomery S.L. *et al.* (2005) *Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, North-Central Texas: gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential*, «*American Association of Petroleum Geologists Bulletin*», 89, 155-175.

Klauda J.B., Sandler S.I. (2002) *Ab initio intermolecular potentials for gas hydrates and their prediction*, «*Journal of Physical Chemistry B*», 106, 5722-5732.

Klauda J.B., Sandler S.I. (2005) *Global distribution of methane hydrate in Ocean sediment*, «*Energy & Fuels*», 19, 459-470.

Kobayashi R., Katz D.L. (1949) *Methane hydrate at high pressure*, «*Journal of Petroleum Technology*», 2579, 66- 70.

Kobayashi R. *et al.* (1992) *Phase behavior of water/hydrocarbon system*, in: Bradley H.B. (editor in chief) *Petroleum engineering handbook*, Richardson (TX), SPE.

Koh C.A. (2002) *Towards a fundamental understanding of natural gas hydrates*, «*Chemical Society Review*», 31, 157- 167.

Ringraziamenti

Probabilmente questa è la parte più difficile dei cinque anni di ingegneria appena sostenuti, inquanto non vorrei mai omettere di menzionare nessuna delle persone che mi sono state vicine.

Per prima cosa vorrei ringraziare tutta la mia famiglia: da mio Babbo con il suo appoggio e le sue motivazioni prima di ogni esame (cit. “la vittoria è del forte che ha fede...” “all’ultimo miglio il maratoneta corre più con il cuore e la mente che con le gambe...” “giorni come oggi ne troverai tanti nella vita...”); a mia Mamma che con quell’aria come se nulla fosse era sempre più in pensiero per me per ogni esame e fin tanto che non le dicevo l’esito stava con il fiato sospeso; a mio Fratello che con qualche sua battuta faceva sempre capire che non ce l’avevo ancora fatta. Ringrazio ovviamente i miei Zii Enrico e Maira per il loro appoggio e i miei Cuginetti Alberto e Lucia. Un ringraziamento speciale va a tutti i miei nonni che sono davvero unici: da Celeste a Emidia, da Amalia a nonno “Sandro”(spero di avere tramandato il nome nel modo migliore possibile e di averti reso orgoglioso; mi sarebbe piaciuto che fossi qui a vedermi, ma sono certo che avresti semplicemente annuito e detto: “brev os fa’ propri acse”).

Un grazie davvero sentito al prof. Paolo Macini che mi ha seguito passo passo nella redazione della tesi (oltre ad averlo fatto anche per la laurea triennale) e tutt’ora sta lavorando per aiutarmi nel post laurea.

Ora è il momento dei miei amici...

Un grazie speciale a Nicolò e Luca che in tutti questi anni mi sono stati vicini, mi hanno motivato e spinto a fare sempre meglio; siete davvero grandi!!

Un grazie anche a Nicola, Marco, Luca, Alessandro, Davide...

State tranquilli non mi sono dimenticato di voi.. i miei attuali e ex compagni di calcio.. per citarne alcuni Gardo, Lanzo, Baldo, Fabio, Gallo, Lollo, Ale, Tromba e tutti gli altri..

Concludendo ma, non per ordine di importanza, mi sembrava doveroso un ringraziamento a Te che mi hai sopportato per quattro anni e che sei stata la persona che più di tutti mi è stata vicina e aiutato in questo percorso, grazie davvero.

Grazie davvero a TUTTI e spero di non aver dimenticato nessuno...