

GLI IDROCARBURI COME FONTE DI ENERGIA: SVILUPPO SOSTENIBILE E PROBLEMI AMBIENTALI

Giovanni Brighenti*, Paolo Macini*, Ezio Mesini*

*Università di Bologna, Dipartimento di Ingegneria Chimica, Mineraria e delle Tecnologie Ambientali,
Viale del Risorgimento, 2 - 40136 Bologna

SOMMARIO

Dal 1860 in avanti i consumi energetici mondiali sono aumentati enormemente, mutando anche di origine. In quest'ottica, oggi si pongono due problemi: a) con l'attuale aumento di popolazione e di consumi, per quanto tempo gli idrocarburi potranno rispondere alla domanda? b) quali sono le ripercussioni ambientali legate alla produzione ed all'utilizzo degli idrocarburi, e quali i possibili rimedi? Fortunatamente, l'introduzione continua di nuovi miglioramenti nelle tecnologie applicate all'esplorazione, alla perforazione ed alla produzione stanno facendo aumentare le riserve certe. Inoltre, pare che lo sviluppo degli idrocarburi non convenzionali lasci parecchio margine ad un altro aumento delle riserve. Lo sviluppo di tecnologie appropriate per contenere i possibili danni ambientali derivati dalla produzione di energia da fonti fossili sembra abbastanza promettente, e sono in sperimentazione delle tecniche per l'iniezione nel sottosuolo della CO₂ prodotta nei processi di combustione. Inoltre, sotto l'influsso dell'accresciuta sensibilità ambientale, le grandi società petrolifere si sono rese conto dell'importanza economica di presentarsi all'opinione pubblica con un'immagine positiva, e dedicano grande attenzione alla protezione ambientale, non considerandola più un costo, ma un vero e proprio investimento.

1 - INTRODUZIONE

Dal 1860 in avanti i consumi energetici mondiali sono aumentati enormemente, mutando anche di origine. Infatti, se prima di tale data l'energia era prodotta per oltre l'80% da fonti rinnovabili (legname, energia idraulica, eolica ed animale), oggi questa percentuale si è ridotta al 7% [1, 2], e oltre l'83% dell'energia è prodotta da combustibili fossili, con una forte prevalenza di idrocarburi (gas naturale e petrolio). Questi ultimi forniscono circa il 60% dell'energia media consumata nel mondo, percentuale che in Italia raggiunge quasi l'85%. La fig. 1 riporta la diversificazione delle fonti energetiche, tentando anche una previsione dell'incremento dei consumi nel prossimo secolo.

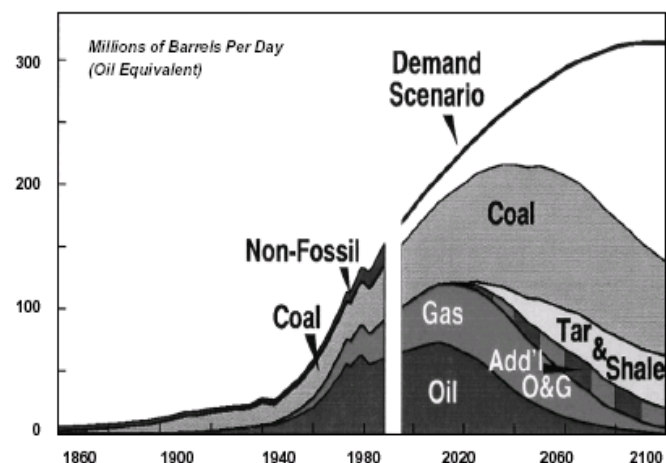


Fig. 1. Approvvigionamenti energetici mondiali e previsioni future della domanda, suddivisi per fonti di provenienza [1].

L'aumento del consumo pro-capite di energia è di solito considerato un indicatore economico positivo; tuttavia esso può essere considerato tale solo se riesce ad aumentare lo stato di benessere della popolazione attuale senza compromettere i bisogni delle future generazioni, secondo la nota definizione di Bruntland [3]. Nel campo delle risorse energetiche non rinnovabili ciò significa perlomeno la razionalizzazione della produzione dalle fonti primarie, per rendere disponibili parte di tali risorse per il futuro, almeno sino a quando non potranno essere sostituite da altre fonti a condizioni accettabili dal punto di vista della tutela ambientale, del costo e del dovere morale di fornire energia a prezzi accessibili a tutti i paesi, e non solo ad una minoranza privilegiata. Questa formulazione del problema è tuttavia semplicistica. Il punto fondamentale non è garantire che le generazioni future abbiano accesso a tutte le singole risorse (compito in realtà impossibile), bensì lasciare a coloro che verranno dopo di noi le conoscenze ed il capitale che consentano loro di godere di una qualità della vita nel complesso almeno pari alla nostra. Dunque, il problema non è lasciare in eredità alle prossime generazioni una società più o meno ricca di petrolio, bensì una società in cui la produzione di energia sarà più o meno costosa. Se la nostra società, mentre fa uso sfrenato di carbone e petrolio, sviluppa contemporaneamente beni e conoscenze tecnologiche, nonché capitali in grado di ridurre i costi dell'utilizzo di altre fonti energetiche, sarà una società migliore di quella che lascia sì il combustibile fossile nel sottosuolo, ma trascura il suo stesso sviluppo [4]. A questo proposito, oggi si pongono due problemi: a) con l'attuale aumento di popolazione e di consumi energetici, per quanto tempo gli idrocarburi potranno rispondere alla domanda? b) quali sono le ripercussioni ambientali legate alla produzione ed all'utilizzo degli idrocarburi, e quali i possibili rimedi? Sono questi i quesiti cui si cercherà di rispondere in base alle conoscenze attuali.

2 - LE RISERVE DI IDROCARBURI

Si definisce riserva di idrocarburi il volume di gas naturale o di greggio (olio, in gergo tecnico) che potrà essere effettivamente prodotto nel futuro [5]. Si definiscono riserve certe (o provate) i volumi di fluido tecnicamente ed economicamente producibili con ragionevole certezza (secondo un criterio probabilistico: con probabilità maggiore del 90%). Le riserve probabili sono quelle producibili con probabilità maggiore del 50%, mentre le riserve possibili quelle producibili con probabilità molto minore del 50%. Secondo le valutazioni correnti, al 1 gennaio 2004 le riserve mondiali certe di idrocarburi sarebbero pari a $1100 \cdot 10^9$ bbl di olio (circa $150 \cdot 10^9$ tep) e $180 \cdot 10^{12}$ Nm³ di gas naturale (circa $145 \cdot 10^9$ tep) [6]. Nel 2003 la produzione media di olio è stata di $77,5 \cdot 10^6$ bbl/giorno ($28,3 \cdot 10^9$ bbl/anno), mentre la produzione di gas è stata pari a $2624 \cdot 10^9$ Nm³/anno. Pertanto, agli attuali ritmi di produzione e di consumo l'olio potrebbe durare ancora circa 40 anni, ed il gas circa 70 anni [7]. Ovviamente, sia le riserve che la produzione di idrocarburi, nonché il fabbisogno energetico, variano nel tempo. Oggi, da una parte si ritiene che le riserve possano ancora aumentare per alcuni anni, per poi iniziare a decrescere, mentre dall'altra si prevede che la domanda tenderà ad aumentare nel tempo, con un gradiente molto superiore dell'attuale.

A questo proposito, si ricorda che i consumi annui medi pro-capite di olio (2003) variano da 25,4 bbl negli USA a 11,43 bbl nell'Europa Occidentale, fino a 1,55 bbl in Cina, 0,79 bbl in India, 0,12 bbl in Etiopia, con un consumo annuo mondiale medio pro-capite di 4,67 bbl. Per il gas, a parte i consumi molto elevati di alcuni paesi produttori, i consumi annui medi pro-capite variano da 2260 Nm³ negli USA fino a 22 Nm³ in Cina ed in India, con un consumo annuo mondiale medio pro-capite di 436 Nm³/anno. Il consumo annuo medio pro-capite di idrocarburi degli USA è quindi pari a 5,2 tep, contro le 0,20 tep della Cina e le 0,11 tep dell'India. Vista la forte crescita dell'economia in molti paesi, soprattutto in quelli appena citati, la richiesta di energia potrebbe subire forti incrementi a breve termine, e di conseguenza, se non interverranno nuove fonti di energia, la richiesta di combustibili fossili dovrebbe aumentare considerevolmente. Se gli idrocarburi saranno chiamati a contribuire a questo scenario con l'intensità attuale, le riserve dovranno aumentare in proporzione, oppure saranno destinate ad esaurirsi molto più rapidamente di quanto non sia oggi prevedibile.

In un determinato istante, le riserve certe di idrocarburi dipendono dal volume dei giacimenti già scoperti, dalle tecnologie di esplorazione e di produzione, nonché dal prezzo di vendita. L'aumento delle riserve è da una parte legato alla scoperta di nuovi giacimenti, e dall'altra all'introduzione di nuove tecnologie per aumentare il fattore di recupero (ossia, il rapporto tra il volume dell'olio in posto e quello effettivamente producibile, oggi oscillante tra il 20 e il 35 %). Un'ulteriore possibilità è rappresentata dallo sviluppo di tecnologie che rendano possibile la coltivazione dei cosiddetti "idrocarburi non convenzionali" (Vedi punto 4).

Le stime delle riserve ultime variano ovviamente di molto, poiché esse dipendono da valutazioni tecniche ed economiche di maggiore o minore prudenza, che spesso sono molto soggettive. Le stime più diffuse indicano volumi di olio da 2000 a $4000 \cdot 10^9$ bbl ($275 \div 550 \cdot 10^9$ tep) e volumi di gas intorno a $350 \cdot 10^{12}$ Nm³ ($280 \cdot 10^9$ tep) [5, 8]. Si tratta di riserve notevoli, anche se attualmente, almeno per l'olio, oltre il 90% delle riserve certe è contenuto in un numero limitato di grandi giacimenti, la cui coltivazione è facile e poco costosa. Al

contrario, nel futuro si prevede che il 70% delle nuove riserve sarà ripartito su giacimenti di dimensioni medie o piccole, molti dei quali situati offshore, anche in acque profonde, oppure in zone remote in condizioni climatiche estreme, che determineranno un forte aggravio delle spese di esplorazione e produzione. In questo scenario operativo, lo sviluppo tecnologico è essenziale per incrementare le riserve.

3 - IL RUOLO DELLE MODERNE TECNOLOGIE

La continua introduzione di nuove tecnologie, applicate all'esplorazione e alla produzione degli idrocarburi, ha fatto aumentare le stime dei fluidi in posto e del fattore di recupero, e quindi il volume delle riserve certe. Si ricordano in particolare l'introduzione della sismica tridimensionale, che permette di studiare con maggior precisione l'estensione e la forma delle zone mineralizzate, consentendo l'individuazione delle propaggini periferiche ed isolate, nonché delle zone bypassate durante la produzione. Oggi comincia ad essere impiegata anche la sismica a quattro dimensioni e la tomografia sismica interpozzo. Nel periodo 1960 ÷ 2000, tali affinamenti hanno permesso di aumentare di circa sei volte il rapporto tra i nuovi giacimenti scoperti ed il numero di pozzi esplorativi. Inoltre, nel campo della perforazione, è sempre più comune la progettazione di pozzi direzionati, orizzontali e *multibranch*, che hanno permesso di perforare più pozzi da una stessa postazione, di coltivare giacimenti difficilmente raggiungibili o di spessore ridotto, e piccoli giacimenti isolati. In proposito è interessante ricordare che i primi pozzi orizzontali offshore sono stati perforati nel Mare Adriatico. Al progresso di tali tecniche ha contribuito in modo fondamentale anche la possibilità di misurare in tempo reale, durante la perforazione del pozzo, sia i parametri di perforazione e la direzione del pozzo, che di registrare i log geofisici. Ciò ha portato allo sviluppo delle tecniche *geosteering*, con le quali è possibile seguire il tracciato di progetto del pozzo e modificarlo (ove le misure geofisiche in pozzo lo consigliano), direttamente nella fase di perforazione. Infine, le moderne tecniche di completamento multiplo e/o selettivo, insieme alla tecnologia dei "completamenti intelligenti" hanno permesso notevoli economie di gestione, e l'uso di nuovi materiali ha reso possibile la coltivazione di giacimenti con fluidi corrosivi o ad alta pressione e temperatura, come i giacimenti di olio di Trecate (NO), a temperatura e pressione superiore a 180 °C e 800 bar.

Un ruolo chiave della tecnologia risiede nello studio delle tecniche per aumentare il fattore di recupero. Nei giacimenti di olio si distinguono: a) il recupero primario, dovuto alle energie naturali fornite dalla depressurizzazione dell'olio, del gas di cappa o dell'acquifero; b) il recupero assistito (IOR, *Improved Oil Recovery*), in cui si fornisce energia dall'esterno quando l'energia primaria è esaurita, o è troppo piccola per una coltivazione economica. Il recupero assistito a sua volta è distinto in recupero secondario e recupero migliorato (EOR, *Enhanced Oil Recovery*). Il recupero secondario è solitamente effettuato dopo il recupero primario, iniettando acqua o gas che spiazza l'olio verso i pozzi (*waterflooding*, *gas injection*), fornendo dall'esterno la stessa energia del meccanismo di drenaggio naturale. Si tratta di tecniche sperimentate già all'inizio del 1900 e la cui applicazione industriale, iniziata dopo il 1930, è ormai comune e relativamente economica. Il recupero migliorato consiste in tecniche più sofisticate e costose, volte ad aumentare il fattore di recupero finale attraverso la modifica delle caratteristiche delle tre fasi roccia-olio-fluido spiazzante, o le caratteristiche dei fluidi stessi

(viscosità, densità, ecc.). L'EOR, studiato a partire dal 1950, è detto impropriamente recupero terziario, perché fu pensato per l'applicazione dopo il recupero secondario, anche se può essere applicato già nella fase primaria e/o secondaria [9]. Per comprendere l'importanza dell'EOR si ricorda che, in base alle statistiche mondiali, il fattore di recupero finale (medio), col solo recupero primario e secondario, oscilla intorno al 20 ÷ 35% dell'olio iniziale in posto nei giacimenti di olio leggero o medio, e scende a valori del 10% per l'olio pesante [10]. Con le tecniche EOR correnti e in via di sperimentazione, il fattore di recupero può essere anche raddoppiato, anche se a costi molto alti. Nei giacimenti di gas naturale il recupero primario, salvo particolari casi di acquifero molto attivo, è sempre estremamente elevato (oltre l'80% del gas iniziale in posto), e quindi le tecniche EOR perdono di importanza.

Le tecniche EOR attualmente impiegate sono: a) metodi termici (iniezione di vapore e combustione in situ), che potranno trovare ampio campo di applicazione anche nella coltivazione delle sabbie bituminose e di oli pesanti, entrambi sfruttabili solo con questo metodo; b) metodi basati sullo spiazzamento in fase miscibile o immiscibile, con iniezione di gas naturale, gas inerti o CO₂; c) metodi chimici, che sfruttano l'iniezione di acqua cui sono state modificate le caratteristiche di tensione superficiale, viscosità e densità. Oggi l'EOR non è applicato a giacimenti italiani; la maggior diffusione è negli USA (ove sono numerosi i giacimenti in produzione da lungo tempo), e in Canada. Anche qui però l'impiego è limitato dal costo, poiché si tratta di metodi che richiedono un forte investimento iniziale, con benefici molto dilazionati nel tempo, quindi si tende ad applicarli solo con prezzi elevati del greggio e in paesi politicamente stabili [11]. In fig. 2 è riportato il numero totale di progetti di recupero con EOR, che sono calati drasticamente (da 512 a 147) nel periodo 1986 ÷ 2002, a causa del forte ribasso del prezzo del barile verificatosi in tale periodo. Nel 2000, il 37% dell'olio è stato prodotto con recupero primario, il 51% con recupero secondario e solo il 12% con metodi EOR.

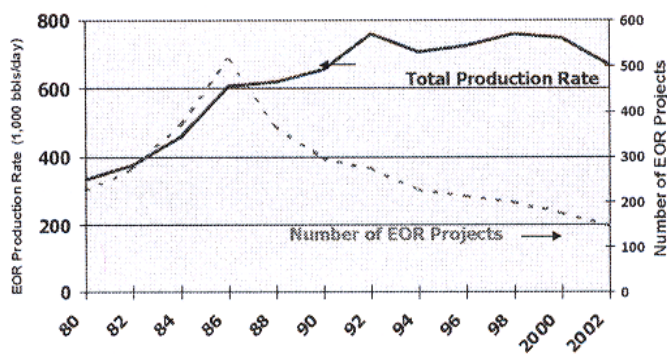


Fig. 2. Produzione mondiale di olio con metodi EOR e numero dei progetti di coltivazione con EOR attivi [9].

Ciononostante, in questi ultimi anni ha destato particolare interesse la prospettiva di poter associare l'aumento del fattore di recupero tramite iniezione di CO₂ allo stoccaggio della stessa, al fine di ridurre la presenza nell'atmosfera, ritenuta la maggior responsabile dell'effetto serra. In questo caso, i costi dell'EOR con iniezione di CO₂ potrebbero essere suddivisi tra questi due obiettivi, facilitandone la gestione economica, anche se è necessaria l'ottimizzazione delle tecniche, delle modalità e dell'ubicazione dei punti di iniezione. Infatti, l'iniezione, nei due casi, ha scopi diversi: l'EOR punta alla massima efficacia di recupero dell'olio con la minor quantità di CO₂ iniettata, mentre lo stoccaggio mira ad immagazzinare la maggior quantità di CO₂ [12, 13].

4 - GLI IDROCARBURI NON CONVENZIONALI

Tra idrocarburi "convenzionali" e "non convenzionali" non esiste una demarcazione ben precisa. Per riserve di idrocarburi non convenzionali si intendono tutte le riserve non producibili economicamente con le tecniche di coltivazione attuali, o con quelle previste per il prossimo futuro; ovviamente, nel tempo parte delle riserve non convenzionali potranno essere considerate convenzionali. Generalmente, si considerano come idrocarburi non convenzionali: a) parte degli oli pesanti ed ultraspesanti, molti dei quali rientrano nella categoria delle sabbie bituminose o asfaltiche, cioè giacimenti di rocce sabbiose contenenti petrolio parzialmente ossidato da cui sono evaporati i componenti leggeri; le riserve di olio in posto ammontano a circa $4,7 \cdot 10^{12}$ bbl, con piccole riserve anche in Italia. b) gli scisti bituminosi, cioè le rocce madri argillose dalle quali l'olio può essere estratto dopo la frantumazione del materiale e il successivo riscaldamento ex situ; le riserve di olio in posto ammontano a circa $7500 \cdot 10^9$ bbl, ma i processi di recupero non sono ancora economici. c) giacimenti convenzionali situati offshore ad elevate profondità (oltre 1500 m di battente d'acqua), con riserve di circa $25 \cdot 10^9$ bbl di olio e $2,6 \cdot 10^{12}$ Nm³ di gas. d) giacimenti in zone artiche, in cui, secondo alcuni autori, gli idrocarburi in posto ammonterebbero a circa $8,7 \cdot 10^9$ bbl di olio e $20 \cdot 10^{12}$ Nm³ di gas. e) il gas proveniente da giacimenti ad alte pressioni e temperature. f) il gas presente in rocce a bassa permeabilità. g) il metano presente in giacimenti di carbone profondi, con riserve di $60 \div 100 \cdot 10^{12}$ Nm³. h) il gas in soluzione negli acquiferi profondi. Si ricorda che in Italia, nel ferrarese e nel Polesine, negli anni 1935 ÷ 1960 si è sviluppata un'attività industriale per l'estrazione di metano da acquiferi profondi sino a circa 600 m [14]. i) gli idrati del gas naturale.

Vista la probabilità che certi accumuli di idrocarburi, anche individuati solo in parte, non potranno comunque essere messi in produzione, la valutazione quantitativa delle riserve ultime di idrocarburi non convenzionali sfruttabili in futuro è affidata all'ottimismo o al pessimismo dei tecnici e dei ricercatori, ed è pertanto ben poco attendibile.

Gli idrati del gas naturale

Gli idrati del gas naturale sono sostanze solide molto simili al ghiaccio, che si formano ad alta pressione e bassa temperatura. Gli idrati più noti sono quelli di metano, ma esistono anche idrati di etano, propano, isobutano, n-butano, azoto, CO₂ ed H₂S. Gli idrati di metano furono scoperti agli inizi del XIX secolo, ma per lungo tempo furono considerati una semplice curiosità; solo intorno al 1930 cominciarono ad interessare i tecnici petroliferi in quanto nei gasdotti, in presenza di acqua libera, alle basse temperature ed alle alte pressioni, possono formare dei tappi che li ostruiscono [15, 16, 17]. Un trentennio dopo, in Siberia e in Alaska si individuarono accumuli di idrati di metano in giacimenti di gas naturale; tali accumuli si mostrarono molto diffusi e con grandi volumi, tali da apparire come riserve interessanti. In condizioni di pressione e temperatura ambiente, 1 m³ di idrati di metano contiene poco meno di 170 Nm³ di gas, ma non è stabile. A -20 °C, sempre a pressione ambiente, gli idrati diventano stabili, aprendo nuovi campi di sviluppo tecnologico per il trasporto del gas via nave su grandi distanze. In giacimento, il campo di stabilità degli idrati tra la fase solida e gassosa dipende dalla pressione geostatica, dalla temperatura dell'acqua negli oceani, e dal gradiente geotermico. In natura, gli accumuli di idrati (Fig. 3) si trovano nelle zone artiche

sotto il permafrost, a profondità di qualche centinaio di m, e nei fondali marini ai bordi della piattaforma continentale, a profondità maggiore di 500 m.

La valutazione delle riserve di gas contenuto negli accumuli di idrati è molto incerta, e varia di diversi ordini di grandezza secondo gli Autori. I volumi di gas in posto più comunemente indicati sono di circa 10^{13} Nm³ nei giacimenti artici e $2 \cdot 10^{16}$ Nm³ in quelli offshore [18, 19]. Valutando come riserve solo il 15 % degli idrati in posto stimati, l'energia ricavabile da questi giacimenti sarebbe molto maggiore di quella di tutte le attuali riserve certe di olio, gas, e carbone (in termini energetici, gli idrati rappresenterebbero il 70%, con il 17% al carbone, 5% al gas e 5% all'olio), e potrebbero soddisfare l'attuale richiesta mondiale di energia per quasi due secoli [20].

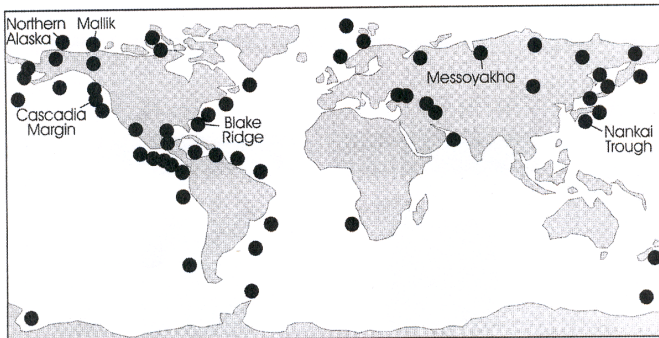


Fig. 3. Distribuzione geografica dei più importanti accumuli noti di idrati di metano [16].

Ciononostante, prima che sia possibile lo sfruttamento su scala industriale dei giacimenti di idrati di metano, occorre ancora risolvere molti problemi tecnici ed ambientali, che ne allontanano la fattibilità almeno di qualche decennio. Infatti, in primo luogo è necessario valutare i possibili danni ambientali conseguenti alla loro coltivazione. Secondo l'ipotesi più catastrofica, la coltivazione su scala industriale dei giacimenti di idrati potrebbe causare un ulteriore aumento della temperatura dell'atmosfera, sia a causa di possibili fughe di CH₄, gas con effetto serra molto maggiore di quello della CO₂, sia perché la maggior disponibilità di CH₄ provocherebbe una maggior produzione di CO₂, e pertanto, anche in questo caso, un aumento dell'effetto serra. Se il riscaldamento climatico provocasse un aumento di temperatura delle acque oceaniche, gli idrati potrebbero passare allo stato gassoso, decomponendosi in CH₄ ed acqua, con rilascio nell'atmosfera di nuovo CH₄, in una spirale perversa che porterebbe al progressivo riscaldamento dell'atmosfera ed all'innalzamento dei mari. Inoltre, poiché gli idrati contribuiscono in larga misura alla cementazione ed al consolidamento dei sedimenti marini, la loro coltivazione, unita alla presenza di giacimenti di gas libero in sovrappressione sottostanti l'accumulo, potrebbe portare a franamento dei fondali, innescando maremoti. Si osserva, tuttavia, che il primo pericolo è conseguente all'aumento dei gas con effetto serra nell'atmosfera, e quindi avverrebbe in ogni caso utilizzando qualsiasi combustibile contenente carbonio, mentre le frane sottomarine potrebbero avvenire per svariate cause, anche di carattere naturale. Ovviamente, trattandosi di giacimenti diversi da quelli convenzionali, dovranno essere sviluppate tecniche di perforazione e di produzione che impediscano fughe di gas nell'atmosfera durante tutte le fasi della coltivazione. Per quanto riguarda le tecniche di coltivazione, queste sono ancora in fase di prove di laboratorio, in situ e di indagine modellistica, mentre sono avanzate le tecniche di

ricerca e di caratterizzazione degli accumuli, basate sui sondaggi, sulla determinazione del gradiente geotermico locale, su specifiche indagini sismiche e su misure geofisiche in foro. Tuttavia, per lo studio quantitativo dei progetti di coltivazione è indispensabile individuare le tecniche più adatte per la determinazione delle caratteristiche petrofisiche locali del giacimento. Le tecniche di gassificazione in situ degli idrati sono basate sull'iniezione di fluidi caldi (acqua o vapore), sulla diminuzione di pressione nell'eventuale giacimento di gas libero sottostante, e sull'iniezione di inibitori che abbassano la temperatura di equilibrio tra gas e solido (ad es., i glicoli).

Attualmente, l'unico esempio di produzione industriale di gas naturale da idrati sembra essere quello di Messoyakha, in Siberia. Si tratta di un normale giacimento di gas, ma ricoperto da una cappa di idrati. La sua coltivazione, iniziata nel 1969, avrebbe evidenziato una minor diminuzione di pressione rispetto ai valori previsti per la coltivazione del solo gas libero; tale deviazione fu attribuita alla dissociazione di parte della cappa di idrati, stimolata dall'iniezione di metano con glicoli. Tuttavia, recenti studi indicherebbero che il contributo degli idrati alla produzione è insignificante [19]. Test di iniezione di fluidi caldi e di diminuzione di pressione sono state fatti anche nel campo di Mallik (Canada del Nord), con risultati promettenti [15], e indicano che la tecnica più economica e con minor rischio ambientale sembra essere quella basata sulla diminuzione di pressione. I paesi che stanno maggiormente sviluppando studi e ricerche relative ai giacimenti di idrati sono Russia, USA, Canada, Norvegia, Giappone e India. In Italia l'interesse è sinora scarso, a parte l'organizzazione di alcuni Convegni [21, 22].

5 - GLI IDROCARBURI E L'AMBIENTE

Negli ultimi 150 anni sembra che la concentrazione di CO₂ nell'atmosfera sia aumentata in maniera anomala, e ciò potrebbe essere correlato all'utilizzo massiccio di energia da combustibili fossili. Una possibile conseguenza, anche se ancora piuttosto dibattuta in ambito scientifico, potrebbe essere un aumento dell'effetto serra, che porterebbe al riscaldamento progressivo dell'atmosfera (il gas serra principale è il vapor d'acqua, seguito da CO₂, CH₄, e N₂O). Si ricorda che una centrale a carbone da 1000 MW elettrici produce circa 30000 tonnellate di CO₂ al giorno. A parità di energia prodotta, posta eguale ad 1 la CO₂ prodotta dalla combustione del carbone, quella prodotta dalla combustione dell'olio e del gas risultano rispettivamente pari a 0,86 e 0,58. Poiché oggi l'uso dell'energia nucleare è congelato in molti paesi, e che il possibile contributo attuale delle fonti rinnovabili per ora rimane marginale (a parte l'idroelettrico e, forse, l'eolico), sembra che nel medio termine la prospettiva più promettente per la riduzione delle emissioni di CO₂ sia l'aumento del rendimento delle centrali, oppure il suo allontanamento dall'atmosfera. In tal senso è particolarmente interessante la possibilità di poter stoccare CO₂ nel sottosuolo, in giacimenti di idrocarburi in via di esaurimento, in giacimenti di carbone non coltivabili, oppure in acquiferi profondi. Ovviamente tale operazione è possibile solo per la CO₂ proveniente da sorgenti concentrate, ossia da centrali termoelettriche o da grandi industrie. Nell'Unione Europea il 55% della CO₂ proviene da tali fonti, il 25% dai trasporti e solo il 20% da utenze domestiche ed altre fonti minori. Poiché è verosimile che tale percentuale sia indicativa almeno per tutti i paesi industrializzati, ciò rende interessante lo studio dello stoccaggio sotterraneo della CO₂.

Come accennato, l'iniezione di CO₂ nei giacimenti di olio fu sperimentata negli anni '70, per aumentare il fattore di recupero, spesso nella fase finale della coltivazione. Sempre in tale periodo si prese in considerazione anche la possibilità di sostituire la CO₂, di difficile reperibilità, con i gas di scarico di centrali termoelettriche (*flue gas*), che hanno tenori di CO₂ di poco superiori al 10%, essendo costituiti in gran parte da azoto. Lo stoccaggio nei giacimenti di idrocarburi è una tecnica relativamente sicura, almeno nel breve e medio termine, poiché la natura stessa del giacimento assicura l'assenza di punti di fuga, garantendo l'allontanamento della CO₂ dall'atmosfera. Questo tipo di stoccaggio non è tuttavia risolutivo nel lungo periodo, sia per problemi di ubicazione (la maggior parte dei giacimenti è lontana dai siti di produzione di CO₂), sia perché la capacità di stoccaggio dei giacimenti in via di esaurimento è limitata. Ad es., la capacità di stoccaggio in giacimenti onshore e offshore dell'Europa Occidentale è stata valutata in 33·10⁹ tonnellate di CO₂, sufficiente solo per poche decine di anni [23, 24].

In questi anni è stato sperimentato anche lo stoccaggio di *flue gas* in giacimenti profondi di carbone, non coltivabili economicamente. Con questa tecnica, oltre al confinamento della CO₂, si ottiene anche lo spiazzamento del metano contenuto nel carbone, che può essere recuperato in percentuali maggiori (> 90%) rispetto ad una coltivazione tradizionale senza iniezione (20 ÷ 60%, nel caso teorico di strato omogeneo ed isotropo di buona permeabilità). Tale risultato è ottenuto grazie all'azione congiunta di rimozione del CH₄ per evaporazione nell'azoto e di de-adsorbimento del CH₄ dal carbone da parte della CO₂ [25, 26].

Un'ulteriore possibilità di stoccaggio permanente della CO₂ nel sottosuolo sembra possa essere l'iniezione in acquiferi profondi che, vista la loro diffusione, permettono una capacità di stoccaggio maggiori di almeno un ordine di grandezza rispetto ai giacimenti di idrocarburi. In questo caso, la pressione di iniezione è un compromesso tra la necessità di ridurre il volume di gas, a parità di massa, e di minimizzare i costi di compressione. La profondità ottimale di iniezione è intorno ai 1000 ÷ 1300 m, ove la temperatura dovuta al gradiente geotermico è attorno ai 50 °C, superiore alla temperatura critica della CO₂ (31,1 °C). In queste condizioni, il fluido iniettato è allo stato supercritico, con una densità di circa 600 kgm⁻³ e viscosità pari al 5 ÷ 10% di quella dell'acqua. In seguito all'iniezione, a causa della differenza di densità, la CO₂ tende a migrare verso l'alto; inoltre, durante il moto, essa entra in soluzione nell'acqua e può reagire con i minerali della roccia serbatoio (*mineral trapping*), formando carbonati insolubili. La migrazione ha fine quando tutta la CO₂ iniettata si scioglie nell'acqua o si combina coi minerali, oppure se incontra uno strato impermeabile di copertura, accumulandosi; in caso contrario, ritorna nell'atmosfera. I processi di dissoluzione o di *mineral trapping* sono molto lunghi, ed è necessario che il tempo di percorrenza sia sufficientemente elevato. Con questa tecnica, la CO₂ può essere iniettata sia allo stato puro, sia sotto forma di *flue gas*. Nel caso di CO₂ pura, essa deve essere separata, disidratata, compressa, trasportata (in condotta, allo stato liquido o in fase supercritica) ed iniettata. Nel caso di *flue gas* vi è solo la fase di trasporto ed iniezione, anche se i volumi da iniettare, a parità di massa di CO₂, sono maggiori. Il confinamento di CO₂ in acquiferi è allo stadio di sperimentazione in molti paesi; nell'offshore norvegese è in corso un progetto pilota [27, 28]. Con le attuali tecniche, il confinamento della CO₂ nel sottosuolo sembra portare a notevoli aumenti del costo dell'energia elettrica. Nei casi specifici sarà necessaria una

stima accurata dei costi effettivi, da confrontarsi con quelli degli altri metodi disponibili per ridurre l'effetto serra [29].

Impatto dell'attività di esplorazione e produzione

L'attività dell'industria petrolifera si articola nelle fasi di *upstream* (esplorazione, perforazione e produzione) e *downstream* (trasporto, raffinazione e distribuzione); in questa nota si esamineranno i problemi ambientali limitatamente alla sola fase di *upstream*, ricordando però che le maggiori criticità ambientali derivano dal settore del trasporto.

L'attività di esplorazione induce solo danni limitati, dovuti all'uso di esplosivo nella sismica terrestre a riflessione, tecnica ormai poco usata nella ricerca a terra ed abbandonata nella ricerca a mare (ove è sostituita dall'*air gun*, meno invasivo nei confronti della fauna marina). Nella fase di perforazione, possibili danni all'ambiente possono essere causati solamente da eruzioni incontrollate del pozzo (*blow-out*), che possono evolversi in pericoli per la salute delle persone, incendi ed inquinamenti dell'ambiente circostante (marino o terrestre), oltre a provocare forti danni economici (perdita del pozzo, dell'impianto, danneggiamento del giacimento, etc.). Per contrastare tali eventi, sono state adottate rigide norme di sicurezza, che hanno reso questo tipo di incidente molto raro. Sempre in fase di perforazione, esistono anche i problemi connessi a ogni attività industriale quali inquinamenti da perdite e versamenti accidentali di fluidi prodotti, di combustibili, lubrificanti, acque di lavaggio, etc., gestiti con le più moderne tecniche di tutela ambientale, nel rispetto delle norme vigenti nei vari Paesi. Tipico dell'industria della perforazione è poi l'occupazione temporanea dell'area del pozzo, con generazione di rumori (benché bassi), e l'aumento locale del traffico di mezzi pesanti, eventi entrambi dannosi in zone pregiate dal punto di vista urbanistico o paesaggistico.

Nella fase produzione, oltre al problema dello smaltimento dell'acqua prodotta insieme agli idrocarburi (spesso ad elevata salinità), i maggiori rischi ambientali sono legati ai possibili fenomeni di subsidenza conseguenti all'estrazione dei fluidi dal sottosuolo (ivi compresa la produzione di acqua per uso idropotabile) [30, 31]. Tali fenomeni si sono verificati in molti Paesi, con abbassamenti del suolo che a volte hanno superato alcuni metri, causando notevoli danni in aree critiche dal punto di vista ambientale, quali le zone costiere, ove si sono verificati allagamenti ed arretramenti della linea di costa. Gli studi e la casistica acquisita in tutto il mondo permettono oggi di fare previsioni sull'abbassamento del suolo nel tempo, e di individuare i provvedimenti per limitarne l'entità (ad es. ripressurizzando gli strati), e ridurre gli effetti dannosi. Tali studi devono essere eseguiti in maniera accurata, partendo da indagini geologiche e topografiche dell'area interessata del fenomeno, seguita da indagini in situ e in laboratorio per determinare le caratteristiche fisiche e meccaniche del sottosuolo, ed in particolare degli strati soggetti alla depressurizzazione. In parallelo si deve eseguire il monitoraggio dei movimenti del suolo con rilievi topografici di precisione o con sistemi GPS, soprattutto nel caso di giacimenti offshore. In Italia sono stati fatti numerosi studi ed interventi tecnici d'avanguardia, anche da parte degli scriventi, spesso con risultati soddisfacenti [32, 33, 34].

Per concludere, si ricorda che attualmente, sotto l'influsso dell'accresciuta sensibilità ambientale della Società, le compagnie petrolifere si sono rese conto dell'importanza economica di presentarsi all'opinione pubblica con un'immagine positiva. Quindi oggi esse dedicano grande attenzione all'ambiente ed alla sua tutela, che non si considera

più un costo, ma un vero e proprio investimento, facente parte del budget iniziale di progetto [35].

Fattori di conversione

1 bbl = 1 barile = 0,159 m³ = 0,137 tep

1 tep = 1 tonnellata equivalente di petrolio = 0,04186 TJ

1 Nm³ di gas naturale = 0,00083 tep

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

1. A.M. Skov, World Energy Beyond 2050, SPE 77506, Annual Tech. Conf., San Antonio, Sept. 2002.
2. European Commission, World energy technology and climate policy outlook 2039, E.C., Directorate-General for Research Energy, EUR 20366, 2003.
3. H. Bruntland, (coord.), Our common future, Oxford University Press, Oxford - New York, 1987.
4. B. Lomborg, L'ambientalista scettico, Mondadori, Milano, 2003.
5. J.P. Favennec (ed.), Recherche et Production du Pétrole et du Gaz, Technip, Paris, 2002.
6. ENI, World Oil and Gas Review 2004, ENI, Roma, 2004.
7. P.R. Bauquis, A Reappraisal of Energy Supply and Demand in 2050, *Oil Gas Journal*, Repr. 2003.
8. A. Perrodon, Quel Pétrole demain?, Technip, Paris, 1999.
9. G.J. Stosur, J.R. Hite, N.F. Carnahan, K. Miller, The Alphabet Soup of IOR, EOR and AOR: Effective Communication Requires a Definition of Terms, SPE 84908, Int. Improved Oil Recovery Conf. in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Oct. 2003.
10. A.Y. Zekri, K.K. Jerbi, M. El-Honi, Economic Evaluation of Enhanced Oil Recovery, SPE 64727, Int. Oil and Gas Conf. and Exhib., Beijing, Nov. 2000.
11. G.J. Stosur, EOR: Past, Present and what the Next 25 Years May Bring, SPE 84864, Int. Improved Oil Recovery Conf. in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Oct. 2003.
12. M. Malik, M. R. Islam, CO₂ Injection in the Weyburn Field of Canada: Optimization of Enhanced Oil Recovery and Greenhouse Gas Storage with Horizontal Wells, SPE/DOE 59327, Improved Oil Recovery Conf., Tulsa, Apr. 2000.
13. K. Jessen, A.R. Kovscek, F.M. Orr Jr., Increasing CO₂ Storage in Oil Recovery, *Energy Conversion & Management*, Vol. 46, pp. 293-311, 2005.
14. G.C. Borgia, G. Brighenti, D. Vitali, Water Injection may Spark Po Delta's Dissolved Gas Play, *Petroleum Engineer International*, June 1983, 44-54.
15. B. Beauchamp, Natural Gas Hydrates: Myths, Facts and Issues, *Comptes Rendues Geoscience*, Vol. 336, pp. 751-765, 2004.
16. J. Carrol, Natural Gas Hydrates, Elsevier, New York, 2003.
17. E.D. Sloan Jr., Hydrate Engineering, SPE Publ., Richardson, 2000.
18. C. Giavarini, Metano dagli idrati, *La Chimica e l'Industria*, Vol. 84-3, pp. 48-51, 2002.
19. T.S. Collett, V.A. Kuuskraa, Hydrates contain vast store of world gas resources, *Oil and Gas Jou.*, pp. 90-95, May 11, 1998.
20. Y.F. Makong, S.A. Holditch, Gas Hydrates as a Resource and a Mechanism for Transmission, SPE 77334, Annual Tech. Conf., San Antonio, Sept. 2002.
21. P.V. Curzi, A.G. Judd (eds.) 5th International Conference on Gas in Marine Sediments: Abstracts & Guide Book, Bologna, 1998.
22. A.A.V.V., Convegno "Idrati del Metano, Sfida presente e futura", Roma, 2003.
23. T. Holt, E.G.B. Lindeberg, J.J. Taber, Technologies and Possibilities for Larger-Scale CO₂ Separation and Underground Storage, SPE 63103, Annual Tech. Conf., Dallas, Oct. 2000.
24. D.N. Nguyen, Carbon Dioxide Sequestration: Technical and Economic Review, SPE 81199, Expl. & Prod. Env. Conf., San Antonio, TX, March 2003.
25. S.H. Stevens, D. Spector, P. Riemer, Enhanced Coalbed Methane Recovery using CO₂ Injection: Worldwide Resource and CO₂ Sequestration Potential, SPE 48881, Int. Conf. and Exhib. in China, Beijing, Sept. 1998.
26. S.R. Reeves, Geological Sequestration of CO₂ in Deep, Unmineable Coalbeds: An Integrated Research and Commercial-Scale Field Demonstration Project, SPE 71749, Annual Tech. Conf., New Orleans, Sept. 2001.
27. A. Baklid, R. Korbol, G. Owren, Sleipner West CO₂ Disposal, CO₂ Injection into a Shallow Underground Aquifer, SPE 36600, Annual Tech. Conf., Denver, Oct. 1996.
28. SACS, Saline Aquifer CO₂ Storage: Final Technical Report, www.ieagreen.org.uk.
29. G. Brighenti, Sullo Stoccaggio dell'Anidride Carbonica in Acquiferi profondi, XXIX Convegno Nazionale di Idraulica e Costruzioni Idrauliche, pp.541-547, 2004.
30. G. Brighenti, G.C. Borgia, E. Mesini, Subsidence Studies in Italy, in G.V. Chilingarian, E.C. Donaldson, T.F. Yen (eds), Subsidence Due to Fluid Withdrawal, 215-283, Elsevier, Amsterdam, 1995.
31. J.F. Poland (ed.), Guidebook to Studies of Land Subsidence due to Groundwater Withdrawal, UNESCO, Paris, 1984.
32. G. Brighenti, P. Macini, E. Mesini, Subsidence induced by offshore gas production in the Northern Adriatic Sea, SPE/EPA/DOE 66571, Expl. and Prod. Conf., S. Antonio, Feb. 2001.
33. P. Macini, E. Mesini, Measuring Reservoir Compaction Through Radioactive Marker Technique, *Jou. of Energy Resources Tech.*, Vol. 124, 2002, pp. 269-275.
34. G. Brighenti, P. Macini, E. Mesini, Reservoir compaction: a parametric study on in-situ measurements, *Proc. of the Sixth Int. Symp. on Land Subsidence*, Ravenna, Sept. 2000, Vol. II, pp. 17-29.
35. G. Brighenti, P. Macini, E. Mesini, Environment and Sustainable Management of Oil and Gas Reserves in Italy, SPE/EPA/DOE 80608, Expl. and Prod. Environmental Conf., San Antonio, March 2003.