

# IDROCARBURI NON CONVENZIONALI

## \_\_\_Indice\_\_\_

### **Introduzione >**

### **Caratteristiche non convenzionali >**

Le sabbie bituminose

Gli scisti e le argille bituminose

Riserve stimate

Dove si trovano

Un po' di storia

### **Un recupero difficile >**

Le tecnologie per l'estrazione

Trattamenti per idrocarburi speciali

Potenziamenti sviluppi

## IDROCARBURI NON CONVENZIONALI

### Introduzione

Ai nostri giorni il petrolio è la fonte energetica più importante e per alcune applicazioni è insostituibile, ma fino a quando riuscirà a far fronte alla crescente domanda di energia? Arriverà il giorno in cui la produzione di petrolio raggiungerà un picco per poi inesorabilmente diminuire con un conseguente aumento dei prezzi.

La distribuzione dei principali bacini petroliferi nel mondo non è uniforme, ma non è nemmeno casuale. Dipende, infatti, dalle condizioni geologiche necessarie alla formazione di grandi giacimenti e dalle difficoltà di esplorazione e di ricerca in aree isolate e poco conosciute, come le zone caratterizzate da condizioni ambientali particolarmente severe (le vaste aree della Siberia, le aree di foresta pluviale del Sud America e aree offshore profonde). La storia geologica del nostro Paese è molto complessa e ha dato alla penisola un assetto strutturale e sedimentario complicato e assai poco "tranquillo". Questo non ha favorito la formazione di grandi ed estesi bacini petroliferi ma ha creato localmente situazioni favorevoli alla formazione di numerose province petrolifere di una certa importanza, anche se di non grande estensione.

### Caratteristiche non convenzionali

Gli idrocarburi 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; 10 Poise = 1 Pascal/s). Gli idrocarburi con viscosità >10.000 cP e densità <10° API (quindi più densi dell'acqua) vengono definiti "extrapesanti". 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 sabbie bituminose

Con il termine di “**sabbie bituminose**” (*bituminous sand, tar sand e oil sand*) si intendono depositi sabbiosi non cementati ad elevata porosità che contengono oli viscosi non mobili. Il più grande accumulo conosciuto si trova nella regione di Alberta (Canada), con accumuli di olio che superano i 60 m di spessore, a profondità comprese tra 0 e 600 m, in sabbie porose. L’olio prodotto è ad alto contenuto di zolfo, con viscosità elevatissima ( $2 \times 10^6$  cP). Le sabbie bituminose nei depositi superficiali di Athabasca (uno dei siti estrattivi dell’Alberta) hanno riserve per 75-100 Gbbl. Sono sfruttate dal 1963 con diverse miniere attive, e potrebbero produrre 2,5 Mbbl al giorno per 100 anni (la produzione attuale è di 600.000 bbl al giorno). Le maggiori riserve in sabbie bituminose sono, appunto, in Canada (Stato di Alberta: Athabasca, Cold Lake, Peace River), nel bacino dell’Orinoco in Venezuela e in Russia (Piattaforma Siberiana, Malekess). Altri giacimenti importanti in sabbie bituminose si trovano in Cina, India, Indonesia, Brasile ed Ecuador. Si stima che le sabbie bituminose possano contenere riserve pari a 5.000 Gbbl (miliardi di barili). Anche se si considera che, per il momento, solo il 15-20% di questi idrocarburi è estraibile, si tratta comunque di quantità ingentissime: per esempio, il Medio Oriente ha riserve “convenzionali” stimate in 2.000 Gbbl, di cui solo 683 considerate estraibili con metodi convenzionali.

## Gli scisti e le argille bituminose

Le argille ricche di sostanza organica sono le più comuni rocce madri e molte argille (*oil shale*) possono contenere elevate quantità di sostanza organica non ancora trasformata completamente in idrocarburi (kerogene), dispersa in piccole particelle o concentrata in lenti e lamine sottili: il kerogene è tipico delle rocce madri che non sono mai state sepolte a profondità sufficienti alla generazione di idrocarburi. Se il contenuto in kerogene è superiore all’8% in peso, le rocce possono essere considerate future riserve potenziali: questo contenuto garantisce una produzione di 40 l di olio per tonnellata di roccia. Gli **scisti bituminosi** più ricchi contengono circa il 12-14% in peso di olio: nella Green River Formation (Colorado, USA), si arriva a valori eccezionali del 16%. Il kerogene è molto abbondante, ma è di difficile estrazione: essendo infatti scarsamente mobile, non è facilmente separabile dalla roccia e inoltre le argille hanno permeabilità molto bassa, per cui è improbabile che questi idrocarburi possano costituire più del 10% delle risorse mondiali. Gli scisti e le **argille bituminose** contengono riserve per 2.600 Gbbl, di cui circa 2.000 sul territorio degli USA (Green River in Colorado, Uinta Basin nello Utah e Washakie Basin nel Wyoming), il resto distribuito tra Brasile, Australia, Cina ed Estonia.

In uno scenario internazionale, l’utilizzo di idrocarburi non convenzionali dovrebbe non solo portare a un incremento delle riserve, ma anche a una maggior diversificazione dei siti estrattivi (che non sono più prevalentemente concentrati in Medio Oriente), rendendo così il prezzo del petrolio più stabile, in quanto meno sensibile agli scenari geopolitici e alle crisi internazionali. Restano da risolvere i gravi problemi ambientali causati dall’estrazione “non convenzionale”.

## Riserve stimate

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  $12 \times 10^{12}$  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 e quindi molto convenienti. 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 fuori dalla nostra portata di utilizzo, almeno per il momento. Poiché le riserve di petrolio convenzionale si stanno inesorabilmente assottigliando, la ricerca si sta orientando verso lo sfruttamento degli idrocarburi più viscosi. Questi vengono detti “non convenzionali” perché 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” necessitano di 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”.

## Dove si trovano

Lo sfruttamento su larga scala degli idrocarburi non convenzionali è iniziato negli anni '80. Le ricerche sono partite (in realtà ben prima degli anni '80) in California, Venezuela e Canada, considerati i Paesi pionieri della ricerca in questo campo. Il Canada, per esempio, ha investito moltissimo in questo tipo di ricerca fin dagli anni '70 e gli idrocarburi non convenzionali rappresentano ben il 60% della produzione canadese di idrocarburi: non è poco, se si considera che, con una produzione di 3,4 Mbbl (milioni di barili), il Canada è il sesto produttore mondiale di idrocarburi, dopo Russia, Arabia Saudita, USA, Iran e Cina. Anche il Venezuela è all'avanguardia, con una produzione che rappresenta il 40% della produzione di combustibili fossili del Paese. Più recentemente, si sono affacciati sulla scena altri Paesi produttori di oli viscosi, come Indonesia, USA, Russia, Kazakhstan, Oman, Cina e Messico. Tra i maggiori depositi legati a giacimenti petroliferi, il più importante è quello del bacino petrolifero di Faja del Orinoco, in Venezuela, dove si producono olii con viscosità compresa tra 500 e 8.000 cP, ad elevata densità ( $<10^\circ \text{ API}$ ) ed elevati contenuti di zolfo ( $>2\%$ ), da sabbie porose a profondità tra i 400 e i 900 m. Grandi quantità si trovano anche in Kazakhstan, Canada e Russia, ma ogni bacino petrolifero ne è ricco.

## Un po' di storia

Asfalti, bitumi e oli pesanti non sono una scoperta recente, anzi, si può dire che siano stati i primi idrocarburi ad essere utilizzati dall'uomo. Fin dai primordi della storia dell'uomo, sono stati infatti utilizzati per gli usi più svariati: come materiale sigillante e impermeabilizzante per imbarcazioni e tetti delle case, come colla, come combustibile per lucerne e lampade, come medicamento per ferite. Fin dall'inizio dello sfruttamento industriale del petrolio, ci si è resi conto che soltanto una piccolissima parte degli idrocarburi presenti in un *reservoir* può fuoriuscire naturalmente, per effetto della pressione esistente nel giacimento: questa, però, diminuisce gradatamente mano a mano che il giacimento viene svuotato del suo contenuto, 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 spostare gli oli a più bassa viscosità verso i pozzi. Nonostante questi accorgimenti, tuttavia, gli oli più pesanti e viscosi non possono essere spostati e almeno il 50% degli idrocarburi rimane nel *reservoir*. Sono stati così abbandonati, perché considerati ormai improduttivi con le tecniche "normali", moltissimi giacimenti, che però contengono ancora ingentissime quantità di idrocarburi viscosi.

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 "difficili".

Gli idrocarburi pesanti non sono economici, 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 "sauolo", un olio pesante che, considerato una specie di "distillato di dinosauro", veniva ritenuto un medicamento potentissimo e polivalente! Nella seconda metà dell'800, il sauolo, molto simile all'ittiolo (che veniva 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 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 percentuale di recupero e di costi.

## Un recupero difficile

La produttività di un giacimento petrolifero dipende da diversi fattori, come la permeabilità delle rocce del *reservoir*, la pressione all'interno del giacimento o la viscosità e la densità degli idrocarburi che contiene: a causa di questi fattori limitanti, non è possibile estrarre tutti gli idrocarburi presenti in un *reservoir*, ma soltanto una percentuale di questi. Il "fattore di recupero" è un importante indice che permette di valutare la percentuale di idrocarburi che possono essere estratti in modo economicamente vantaggioso. Forse non molti sanno che con le più conosciute ed economiche tecnologie attualmente in uso la percentuale di recupero è sorprendentemente bassa: raramente supera il 50%. Questo significa che nei giacimenti conosciuti è rimasta più o meno la stessa quantità di idrocarburi finora estratta nella storia dello sfruttamento petrolifero: una quantità enorme, che, se resa in qualche modo disponibile, ci permetterebbe di spostare nel tempo il temutissimo momento in cui le riserve di combustibili fossili inevitabilmente finiranno.

Inoltre, fino ad ora gli idrocarburi sono stati disponibili in quantità sufficienti a far fronte alle richieste, e soltanto quelli di migliore qualità, i più leggeri e fluidi, sono stati estratti e utilizzati: una grandissima parte degli idrocarburi non ha le caratteristiche idonee ai trattamenti di raffinazione, essendo troppo densi, troppo pesanti, troppo viscosi o ricchi di sgradite impurità, come lo zolfo o i metalli pesanti. Tuttavia, la nostra economia e la nostra produzione energetica sono necessariamente ancora basate sui combustibili fossili, e la necessità di disporre di questa (per il momento) irrinunciabile fonte energetica ha intensificato i programmi di ricerca e sviluppo, inducendo gli istituti di ricerca e le principali compagnie petrolifere a dedicare attenzione a quello che alcuni già definiscono (scherzosamente, ma non troppo!) il "fondo del barile".

## Le tecnologie per l'estrazione

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 olii 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%.

**Drenaggio a gravità e l'estrazione mineraria.** 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 CO<sub>2</sub> e produzione di zolfo e di fanghi ricchi di sostanze tossiche. Le prime tecniche utilizzate per produrre olii 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 Kazakistan e attualmente per via termica a vapore si producono circa 4-5 10<sup>6</sup> 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 CH<sub>4</sub> o N<sub>2</sub>) ed altre tecniche che usano elevati gradienti di pressione per spiazzare gli olii 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 disciolto 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.

### Trattamenti per idrocarburi speciali

In Estonia, le *oil shale* vengono bruciate direttamente per il funzionamento di centrali termoelettriche, ma questo è uno dei pochi esempi di utilizzo diretto degli oli non convenzionali. Normalmente gli idrocarburi pesanti non possono essere utilizzati negli impianti di raffinazione convenzionali: sono troppo densi e viscosi, e contengono elevate quantità di sostanze come zolfo o metalli pesanti. Richiedono un trattamento preventivo, detto *upgrading*, che li trasformi in idrocarburi più leggeri, depurandoli nel contempo dalle sostanze più nocive. Nasce così la grande famiglia dei cosiddetti “*syncrude*” (o *SCO*, *synthetic crude oil*), i greggi prodotti per sintesi (cioè per trattamento chimico) da altri composti, e che, oltre ai prodotti di idrocarburi “non convenzionali”, comprendono anche i greggi prodotti per liquefazione dal carbone o gli idrocarburi liquidi prodotti dalla condensazione del gas naturale. Una famiglia per il momento piuttosto costosa, ma che darà un contributo sempre maggiore alla produzione del nostro fabbisogno energetico e ci sarà di grande aiuto nella difficile e lunga transizione dalle fonti fossili alle fonti rinnovabili.

Poiché gli oli ad alta viscosità sono ricchi di carbonio e deficitari di H, i processi di *upgrading* per ottenere greggio di bassa viscosità utilizzabile nelle raffinerie convenzionali implicano tre fasi principali: frazionamento delle macromolecole (*cracking*) ed eliminazione degli atomi di carbonio in eccesso, con un processo detto *coking*, aggiunta di idrogeno per compensare l'eccesso di carbonio (idrogenazione) e rimozione dello zolfo, dell'azoto e dei metalli pesanti. Nei processi di *coking* l'olio viscoso riscaldato viene nebulizzato in una camera a bassa pressione e si produce, come residuo, il coke, carbonio misto a minerali vari (5%) e a zolfo (6-8%). Il coke può essere utilizzato come combustibile (cosa sconsigliabile, però, essendo uno dei combustibili più “sporchi”), o nei processi di produzione dell'acciaio. Il processo di *coking* produce grandi quantità di CO<sub>2</sub> per cui si tende a ridurre l'applicazione a favore dell'idrogenazione.

Tutti gli idrocarburi più viscosi sono molto ricchi di zolfo (in percentuale che varia dallo 0.1-0.2% fino a 4 – 8%), che viene eliminato con il processo di idrogenazione, che, oltre a produrre oli più leggeri, estrae S trasformandolo in H<sub>2</sub>S. Questo, ritrasformato successivamente in S elementare, viene poi opportunamente smaltito o stoccato. I processi che migliorano le caratteristiche degli oli non convenzionali, trasformandoli in *syncrude* di buona qualità sono molti, e si evolvono rapidamente: questo, infatti, è uno dei settori della ricerca petrolifera su cui maggiormente si focalizzano gli investimenti e gli sforzi.

Nonostante in Italia gli idrocarburi non convenzionali non siano particolarmente abbondanti, il nostro Paese è all'avanguardia nella ricerca in questo campo. I laboratori di ricerca di ENI e SNAM, infatti, hanno prodotto risultati notevoli, con la messa a punto, tra le altre cose, di interessanti tecnologie di *upgrading* che permettono di eliminare la produzione intermedia di olii combustibili pesanti e coke: il processo è noto come ENI Slurry Technology, o EST. La fase di *upgrading* non avviene sempre sul luogo di estrazione, e per questo gli olii viscosi devono anche essere trattati, diluendoli con oli più leggeri, per consentirne il trasporto attraverso oleodotti: prodotti troppo viscosi non possono infatti essere trasportati via pipeline.

## Potenziali sviluppi

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*). Non si tratta, quindi, di una fonte economicamente vantaggiosa e il suo impiego non è destinato a far scendere il prezzo del petrolio. Tuttavia, si tratta di una riserva abbondante che garantirà nel prossimo futuro una produzione costante di idrocarburi, insieme ad altre fonti anch'esse poco "convenzionali", come la produzione di idrocarburi liquidi dalla liquefazione del carbone, dalla conversione del gas in combustibili liquidi (tecnologia Gas To Liquid, o GTL) e da biomassa, insieme al possibile sfruttamento degli idrati di metano contenuti nei sedimenti dei fondali oceanici.

Mentre si ritiene che la produzione di idrocarburi convenzionali raggiungerà il suo massimo entro i prossimi 10 anni, per poi decrescere inesorabilmente, si stima che la produzione di idrocarburi non convenzionali dovrebbe continuare a crescere per i prossimi 50 anni, arrivando a coprire il 10 % circa del nostro fabbisogno energetico. Naturalmente, la possibilità di disporre di nuove inaspettate riserve di combustibili fossili ancora per qualche decina di anni non deve far dimenticare, comunque, la necessità di riconvertire i nostri consumi e la nostra produzione energetica, diversificando le fonti e favorendo tecnologie che permettano una produzione energetica il più possibile pulita e rispettosa dell'ambiente. Per questo gli idrocarburi non convenzionali devono essere considerati non un rimedio alla crisi petrolifera, 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.

*Testo aggiornato ad agosto 2022*