



# RISORSE DIDATTICHE.



**[ResearchGate Project](#)** By ... [0000-0001-5086-7401](#) & [Inkd.in/erZ48tm](#)



.....



.....

## Petrolio

### Introduzione

Oggi al mondo si consumano ogni secondo 1.056 barili di petrolio, ovvero oltre 167.000 litri. 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. C'è chi ritiene che il picco di produzione si raggiungerà tra una trentina d'anni, chi, invece, sostiene che sia stato già raggiunto negli anni tra il 2005 e il 2010 e chi considera l'esistenza di grandi quantità di petrolio a profondità sempre maggiori o crede nello sfruttamento, ad esempio, delle sabbie bituminose.

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.

### Conoscere il petrolio

#### Che cos'è

Il petrolio è un combustibile fossile, così come il carbone e il gas naturale. Tali combustibili sono prodotti da resti di piante e animali morti centinaia di milioni di anni fa, quando l'uomo non era ancora comparso sulla Terra. Quelle piante e quegli animali, esattamente come accade oggi, hanno accumulato l'energia proveniente dal Sole e, dopo la loro morte, sono rimasti sepolti per milioni di anni fino a trasformarsi in petrolio e carbone. Le piante e gli animali preistorici ci restituiscono oggi, sotto forma di calore ed energia elettrica, l'energia solare accumulata in passato. Dai combustibili fossili, in particolare dal petrolio, proviene la maggior parte dell'energia che utilizziamo attualmente. Si tratta però di una fonte di energia non rinnovabile e quindi destinata ad esaurirsi in periodi di tempo più o meno lunghi.

Più precisamente, il petrolio è una miscela naturale di idrocarburi liquidi e altre sostanze di origine fossile, contenuta in rocce sedimentarie e associata a idrocarburi gassosi e solidi (bitumi) in quantità minori.

Tutte le molecole degli idrocarburi esistenti sono costituite da due soli tipi di atomi: atomi di carbonio e atomi di idrogeno. In base alla quantità di atomi di carbonio presenti nella molecola, gli idrocarburi sono gassosi (fino a 4 atomi), liquidi (da 5 a 16 atomi) e solidi (oltre 16 atomi).

Gli idrocarburi costituiscono un'ampia categoria di sostanze, dal momento che il carbonio ha molte possibilità di legarsi ad altri atomi di carbonio e idrogeno in catene aperte (lineari o ramificate), chiuse (ad anelli, gli idrocarburi ciclici come il benzene ne hanno uno solo) o miste (con parti aperte e parti ad anello).

Esistono migliaia di idrocarburi con una diversa struttura molecolare, ma la stessa composizione chimica. Vi sono idrocarburi con legami semplici (gli alcani o idrocarburi saturi, come il metano), doppi (gli alcheni, come il propilene) o tripli (gli alchini, come l'acetilene).

Trattando a caldo e in assenza d'aria gli idrocarburi più pesanti (questo processo è chiamato cracking), è possibile romperne i legami e ottenere molecole più leggere e versatili con le quali si compone l'infinita gamma dei prodotti petrolchimici.

#### Origine del petrolio

Gli ambienti più favorevoli alla formazione di idrocarburi sono le aree con scarsa circolazione sui fondali e continui apporti di detriti da parte dei fiumi (antichi mari o laghi), bacini sedimentari dove la crosta terrestre si abbassa in modo

graduale o accelerato in seguito a processi geologici naturali.

Qui vivono numerosi organismi, che dopo la morte si depositano sul fondo e vengono continuamente ricoperti da detriti (terrosi e minerali). Gli strati di fango ricchi di sostanza organica (**roccia madre**) sprofondano lentamente sotto il peso di nuovi sedimenti. A determinate profondità e temperature la materia organica "matura", trasformandosi prima in "**kerogene**" (intorno ai 1000 metri e 50 gradi centigradi) e poi in idrocarburi veri e propri. La durata del processo varia da 10 a 100 milioni di anni a seconda che le temperature siano più o meno alte.

Se la sostanza organica è abbondante, si possono avere notevoli giacimenti di carbone e metano. Se il kerogene non matura, ma lo si trova concentrato a percentuali superiori all'8%, è possibile produrre petrolio liquido riscaldandolo artificialmente. Alle profondità maggiori si producono metano e idrocarburi leggeri. A diversi chilometri dalla superficie e con temperature tra i 150 e i 200 gradi centigradi, il kerogene si trasforma in carbonio puro cristallizzato (grafite).

## I giacimenti di petrolio

Una volta formato, il petrolio viene "strizzato" fuori dalla roccia-madre (compressa dagli strati sovrastanti) muovendosi prima attraverso le sue micro-fratture (**migrazione primaria**) e poi nei canalini delle rocce permeabili adiacenti (**migrazione secondaria**). In certi casi, gli idrocarburi possono raggiungere la superficie terrestre e disperdersi. In altri, la loro migrazione viene bloccata da rocce impermeabili. In questo caso gli idrocarburi sono in trappola e si accumulano. Un accumulo di idrocarburi di dimensioni tali da essere economicamente sfruttabile si chiama **giacimento**.

Una **trappola** è composta da due elementi: in basso, una **roccia serbatoio** (*reservoir*), contiene il petrolio, e in alto, una **roccia di copertura** lo trattiene. Le rocce di copertura hanno forma convessa verso l'alto e sono impermeabili per meglio trattenere gli idrocarburi. Al contrario, le rocce serbatoio devono essere permeabili e porose come spugne per permettere agli idrocarburi di muoversi al loro interno e, quindi, di venire estratti con facilità. Le dimensioni di un giacimento dipendono dalla quantità di riserve originarie: dagli oltre 11 miliardi di tonnellate del giacimento di Ghawar (Arabia Saudita) a qualche centinaio per i giacimenti più piccoli.

## A cosa serve

Dal petrolio si possono ottenere molti prodotti, da alcuni dei più diffusi **combustibili** (la benzina, il gasolio e altre sostanze dette derivati del petrolio) a molte delle **materie plastiche** utilizzate dall'uomo.

Gli idrocarburi semplici di cui è composto il petrolio sono, infatti, la materia prima essenziale per produrre materie plastiche che danno una risposta alle molteplici esigenze di materiali plastici con caratteristiche specifiche: resistenza, plasticità, durezza, elasticità, biodegradabilità, indeformabilità, aderenza, impermeabilità, malleabilità, ecc.

I quattro idrocarburi più usati sono l'etilene, il propilene, il butadiene e il benzene. La loro molecola li rende particolarmente adatti a ricomporsi in lunghe catene organizzate. La complessità delle sostanze petrolchimiche viene ricostruita con numerosi passaggi e diversi percorsi produttivi attraverso i quali si giunge a un'infinita varietà di prodotti. L'**etilene** è la sostanza di partenza più utilizzata al mondo (5 milioni di tonnellate all'anno). Da solo viene usato per far maturare la frutta più rapidamente e per produrre detersivi con poca schiuma.

Mediante polimerizzazione, si ottiene il **polietilene** (PE), presente in numerosi imballaggi, oggetti stampati e rivestimenti. Combinando l'etilene con acqua si ottiene l'**alcol etilico**, un solvente per profumi, cosmetici, pitture, saponi, coloranti, fibre tessili e materie plastiche.

Combinandolo con il benzene, si ottiene il **polistirolo** (PS), usato come isolante in edilizia, nonché materia prima per imballaggi delicati e giocattoli.

Combinandolo con il cloro si ottiene il **polivinilcloruro** (PVC), anch'esso molto utilizzato nel settore edile e per realizzare tessuti impermeabili.

Il **propilene** è il punto di partenza per numerose sostanze chimiche, tra cui l'isoprene, la glicerina e l'acetone.

Combinando tra loro più molecole di propilene si ottiene il **polipropilene** (PP), ideale per imballaggi e altri manufatti resistenti. Il **butadiene** viene usato soprattutto nella preparazione di gomme sintetiche, succedanei del cuoio e come

solvente.

Infine il **benzene**, dal quale si ricavano importanti prodotti intermedi come il fenolo, l'anilina, lo stirene e il clorobenzene, utilizzati per coloranti, fibre, resine, materie plastiche, gomme sintetiche, prodotti farmaceutici, insetticidi, detersivi, fibre tessili.

I derivati del petrolio sono poi utilizzati come combustibili nelle centrali termoelettriche per la produzione di energia elettrica e in impianti di riscaldamento domestico e di produzione di acqua calda.

## Le riserve

Nel 2012 la produzione di petrolio ha coperto il 31,4% dei consumi mondiali di energia (una percentuale che, se si considera anche il gas, sale al 52,7%). Le riserve di questa fonte non sono uniformemente distribuite nel mondo, ma concentrate in alcuni Paesi: il solo Medio Oriente ne possiede il 48%, Centro e Sud America circa il 20% (il 18% delle riserve mondiali di petrolio si trova in Venezuela), il Nord America il 13%, la Russia e l'Asia centrale il 7%, l'Africa l'8%, l'Asia Pacifica il 3%, mentre l'Europa detiene solo l'1% delle riserve mondiali di petrolio. Confrontando i livelli annuali di produzione del petrolio con quelli relativi alle riserve attualmente accertate si scopre che, mentre il Medio Oriente produce poco rispetto alle sue potenzialità, Stati Uniti ed Europa Occidentale sfruttano le loro riserve a un ritmo elevato. Le nazioni che consumano più petrolio sono, infatti, quelle che meno ne possiedono. L'Europa, ad esempio, consuma ogni anno il 17% della produzione mondiale. Questo significa che, mantenendo l'attuale livello di produzione e in assenza di nuove scoperte, Europa e America del Nord termineranno le loro riserve nel giro di pochi anni e dovranno utilizzare solo il petrolio importato. A livello mondiale, le riserve finora accertate si esauriranno tra circa 52 anni, se saranno mantenuti invariati gli attuali consumi annuali.

L'era del petrolio, probabilmente, è destinata a durare ancora diversi anni, ma si prevede che il livello dei consumi energetici mondiali possa crescere in futuro, (crescerà, infatti, la popolazione mondiale e il consumo di energia pro capite), riducendo le riserve di petrolio a un ritmo più veloce di quello attuale.

La possibilità di impedire nuove crisi petrolifere ed energetiche (ovvero una situazione in cui c'è poco petrolio disponibile nei mercati a fronte di una domanda sempre più elevata che porta il suo prezzo a salire rapidamente) dipenderà in futuro dalla capacità dell'industria petrolifera di trovare nuovi giacimenti, ma soprattutto dalla capacità dell'uomo di utilizzare al meglio il petrolio attualmente disponibile e sviluppare fonti di energia alternative, possibilmente rinnovabili.

*(Fonte dei dati: eni, World Oil & Gas Review 2014)*

## Un po' di storia

Per migliaia d'anni, la caccia e la raccolta di vegetali sono state le principali risorse dell'uomo che si è limitato a consumare energia, non essendo in grado di produrla.

Diventato agricoltore, circa 7000 anni fa, l'uomo ha finalmente imparato a produrre energia: si tratta di energia alimentare, muscolare (dell'uomo stesso e degli animali che lo aiutavano), eolica e idrica (dei mulini a vento e ad acqua). Si sono sviluppati così l'artigianato, il trasporto, il commercio e, per sostenere la conseguente crescita economica, è iniziato lo sfruttamento di una nuova fonte di lavoro: la schiavitù.

Risale a questo punto della storia il primo incontro tra l'uomo e il petrolio. Raramente, infatti, il famoso "oro nero" affiora spontaneamente in superficie: 5000 anni fa, gli egizi ne scoprirono le virtù terapeutiche utilizzandolo per curare reumatismi e disturbi circolatori, oltre che per favorire il processo di conservazione dei cadaveri (mummificazione). D'altra parte, Persiani e Romani impiegarono il petrolio per l'illuminazione e la costruzione di armi incendiarie.

Per molti secoli, gli utilizzi di petrolio sono rimasti episodici e di scarsa importanza economica.

Nel XVII secolo l'Inghilterra, in crisi energetica a causa dell'eccessivo utilizzo di legname come combustibile, ne accresce il prezzo a dismisura. E' a questo punto che si scoprono le potenzialità energetiche del carbone fossile, che l'Inghilterra stessa possedeva in gran quantità.

La "Rivoluzione Industriale" comincia proprio a partire dal 1709, anno in cui Abraham Darby utilizza per la prima volta il carbone fossile al posto del carbone da legna. In poco più di un secolo, questa risorsa diventa la fonte di energia più

utilizzata e nuove tecnologie ne rendono più facile l'estrazione.

La storia accelera. A partire dalla seconda metà dell'Ottocento, gli uomini cominciano a sfruttare anche nuove risorse: il petrolio, il metano, l'energia idroelettrica e l'energia atomica.

La scoperta di nuove risorse energetiche va di pari passo con la crescita della popolazione e lo sviluppo economico. Per migliaia di anni l'uomo visse di caccia e raccolta di prodotti della terra, utilizzando quasi unicamente l'energia muscolare: in questo modo, la Terra poteva garantire il sostentamento di non più di 20 milioni di persone. Con la nascita dell'agricoltura e la scoperta di nuove fonti energetiche, la popolazione crebbe rapidamente. Ci sono voluti ben 16 secoli per arrivare a mezzo miliardo di abitanti, e soltanto due (1600 - 1830) per raggiungere il primo miliardo. Attualmente siamo circa 7 miliardi. Gli idrocarburi insieme con la diffusione dell'elettronica hanno contribuito in maniera determinante allo sviluppo della civiltà umana nel XX secolo e così sarà anche nel XXI. C'è però un inevitabile rovescio della medaglia: la grande produzione di inquinamento e rifiuti, e il crescente divario nella disponibilità di materie prime ed energia tra il Nord e il Sud del mondo. Solo nell'ultima parte di questo secolo l'uomo ha cominciato a prendersi cura della salute del Pianeta, cercando di minimizzare l'impatto provocato dalla sua presenza sulla Terra. Per quanto riguarda, invece, il divario tra Nord e Sud, i Governi dei Paesi del mondo dovranno impegnarsi molto e a fondo, poiché è un problema di non facile risoluzione.

## Distribuzione dei giacimenti

Nell'analizzare l'elenco dei maggiori produttori di idrocarburi nel mondo, appaiono subito evidenti le differenze tra i vari Paesi. Occorre però tenere presente che la produzione è influenzata da una vasta serie di fattori, tra i quali la potenzialità delle riserve è soltanto uno dei principali: fattori di ordine tecnico rendono più o meno difficile l'estrazione anche se in presenza di grandi riserve i fattori economici possono far aumentare la produzione in funzione delle richieste. Ad esempio la produzione degli USA è molto elevata rispetto alle riserve stimate, mentre nel Medio Oriente, che ha riserve enormi, il rapporto produzione/riserve è molto basso. Non si deve quindi confondere la produzione con l'entità delle riserve: i Paesi maggiori produttori non sono necessariamente quelli con le maggiori riserve. Il 48% delle riserve di petrolio è localizzato nel Medio Oriente. Il Venezuela è il Paese che detiene le maggiori riserve di petrolio, pari al 18% delle riserve mondiali; seguono l'Arabia Saudita, il Canada, l'Iran, l'Iraq, il Kuwait, gli Emirati Arabi Uniti, la Russia, la Libia e la Nigeria. La maggior parte delle riserve di gas si trova invece in Russia, che detiene il 24% delle riserve mondiali, seguita dall'Iran e Qatar che insieme ne possiedono il 29%.

### **Giganti nel mondo**

I giacimenti vengono classificati in base alle loro dimensioni e alla quantità di idrocarburi che contengono: milioni di barili (per l'olio) o di miliardi di m<sup>3</sup> (per il gas), secondo una classificazione dell'API (American Petroleum Institute). Fino ad oggi, in tutto il mondo sono stati scoperti 2 giacimenti megagiant, 40 supergiant e 330 giant. Il giacimento più grande è il megagiant di Ghawar in Arabia Saudita (83 miliardi di barili), seguito da Greater Burgan in Kuwait (70 miliardi di barili) e da Costanero Bolivar in Venezuela. Dei 20 giacimenti ad olio e gas più grandi del mondo, 15 sono in Medio Oriente (6 in Arabia Saudita, 4 in Iran, 3 in Iraq, 1 in Kuwait, 1 in Abu Dhabi), 2 in Russia, 1 in Sudamerica (Venezuela) e 2 in Nordamerica (1 in USA-Alaska, 1 in Messico). Dei 20 giacimenti a gas più importanti, 12 sono nei Paesi dell'ex Unione Sovietica, 7 in Medio Oriente e 1 in Nord Africa (Algeria).

## I bacini petroliferi nel mondo

La distribuzione dei principali bacini petroliferi nel mondo non è uniforme, ma non è nemmeno casuale e dipende dalle particolari 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 Sudamerica e aree offshore profonde). I bacini petroliferi più importanti presentano caratteristiche geologiche molto diverse tra loro ma con elementi comuni. In base alle considerazioni sopra esposte, i primi luoghi dove andare alla ricerca di idrocarburi sono le aree in cui siano presenti sedimenti marini di mare poco profondo ricchi di sostanza organica, sviluppatasi in ambienti anossici, che costituiscono le rocce madri ideali per gli idrocarburi. Queste condizioni si trovano in bacini ai margini di aree continentali stabili (i

cosiddetti cratoni), dove sedimenti detritici provenienti dalle terre emerse formano potenti e spessi depositi di materiale permeabile (roccia serbatoio) ricoperti da depositi marini fini (roccia di copertura). Per questo molti dei bacini più produttivi si trovano lungo i bordi dei continenti: nei bacini nordamericani del Texas e della Louisiana, nel bacino del Golfo del Messico, nei bacini messicani di Tampico- Misantra e Sureste, nei bacini centroafricani del delta del Niger e del Congo Basin e nell'enorme bacino della Siberia Occidentale. Situazioni simili con bacini più allungati e stretti si formano anche nelle fosse che bordano aree di subduzione. In queste zone le deformazioni tettoniche possono creare efficaci trappole strutturali, come nei bacini di venezuelani ai margini della catena andina o nel bacino di Sumatra. Regioni favorevoli alla formazione di riserve importanti sono anche i bacini profondi a rapida sedimentazione come in Europa nella piccola provincia del Bacino Renano o nei Graben del Mare del Nord, che rappresentano le riserve più importanti dell'Europa Occidentale. Anche l'importante bacino della Sirte, in Libia, ha un'origine simile. Ma è nelle aree di collisione continentale, che porta alla formazione di catene montuose, che si realizzano in genere le situazioni più favorevoli alla formazione di numerose e importanti trappole strutturali. In queste zone i giacimenti sono spesso molto numerosi e di grande volume: gli enormi bacini petroliferi mediorientali, i più estesi e importanti del mondo seguono l'andamento delle catene montuose nate dalla collisione tra placca euroasiatica e placca arabica. Anche il grande bacino del Volga e degli Urali si trova in zona di sutura continentale, ma appartiene ad un ciclo orogenetico più antico. La collisione tra placca africana e placca europea nell'area mediterranea ha creato numerose catene montuose, tra cui i Pirenei, le Alpi e le catene Nordafricane. In corrispondenza di queste aree, in particolare nei bacini di accumulo sul fronte delle catene troviamo i maggiori bacini petroliferi mediterranei, come il bacino Sahariano, ma anche le maggiori provincie petrolifere italiane (come quelle della Pianura Padana, dell'Adriatico, della Sicilia Sud-orientale e del Canale di Sicilia). Importanti giacimenti si trovano anche, diffusi in tutto il mondo, in aree dove la presenza di livelli di rocce evaporitiche ha portato alla formazione di diapiri salini come per esempio in molti giacimenti dell'Europa Centrale e nell'area circostante il Golfo del Messico.

## Gli idrocarburi in Italia

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 provincie petrolifere di una certa importanza, anche se di non grande estensione.

Il nostro Paese può, dal punto di vista tettonico, essere suddiviso in 4 "distretti", tutti legati alla presenza delle catene alpina e appenninica:

- un "bacino di retroarco", area poco deformata costituita dal Mar Tirreno;
- un'area di catena, che costituisce un grande "arco" che va dalle Alpi agli Appennini, fino a costruire l'ossatura della Calabria e della Sicilia;
- un area di "avanfossa", un bacino depresso e poco deformato che si trova al fronte delle catene montuose che avanzano sul cosiddetto "avampaese", rappresentata dal margine adriatico e ionico e dal Canale di Sicilia;
- un "avampaese", zona non ancora deformata verso la quale avanzano le catene montuose in formazione, costituita dalla Pianura Padana, dal Mare Adriatico, dalla Sicilia Sud-orientale e dal Canale di Sicilia.

Le provincie petrolifere più importanti del nostro Paese sono l'Alto Adriatico e la Pianura Padana (gas e olio), il Bacino di Pescara (olio e gas), l'Adriatico meridionale (olio e gas), l'Appennino meridionale (olio), la Fossa Bradanica in Puglia (gas e olio), l'off-shore calabro (gas), la Sicilia centrale (gas), il Bacino Pelagico (olio).

I giacimenti ad olio più importanti sono quelli della Val d'Agri (Potenza) e di Villafortuna-Trecate (Novara). La Val d'Agri è la provincia con i maggiori giacimenti ad olio d'Italia. Gli idrocarburi si trovano in pieghe anticlinali nei calcari mesozoici della Piattaforma Apula, coperti dalle falde dell'Appennino Campano-Lucano. La sua presenza è stata rivelata dalle manifestazioni superficiali di olio e gas di Tramutola, sfuggiti da trappole più profonde a seguito delle deformazioni

tettoniche della catena appenninica. Nei giacimenti di Villafortuna-Trecate, gli idrocarburi si trovano in rocce carbonatiche mesozoiche fratturate a causa di deformazioni alpine sepolte sotto la Pianura Padana, con uno dei giacimenti di idrocarburi liquidi più profondo al mondo (6.200 m).

La distribuzione delle principali provincie petrolifere italiane rispecchia in modo sorprendente la situazione geologica: il confronto tra una carta strutturale del nostro Paese con la carta dei principali giacimenti mostra, infatti, che il 40% dei giacimenti si trova in aree di catena (come i giacimenti dell'Appennino meridionale e della Sicilia centrale), mentre il restante 60% si trova nelle avansosse e nell'avampaese. I giacimenti dell'alto Adriatico e della Pianura Padana sono chiusi tra il fronte delle Alpi e il fronte degli Appennini che avanzano uno verso l'altro, il bacino di Pescara e il bacino dell'Adriatico meridionale sono chiusi tra gli Appennini e le Dinaridi a E, i giacimenti dell'off-shore calabro, della Sicilia Sud-Orientale e del Canale di Sicilia. Da un semplice confronto tra le due carte, risulta quindi evidentissimo il controllo esercitato dall'assetto geologico e strutturale di una regione sulla distribuzione e sull'importanza delle riserve di idrocarburi che possiamo sperare di trovarvi.

## Dall'estrazione all'utilizzo

### La ricerca dei giacimenti

La ricerca di nuovi giacimenti è molto costosa, perciò deve essere fatta con attenzione.

Le prime informazioni si ottengono dallo studio di foto aeree o da satellite, che forniscono una mappa delle rocce di superficie, utilizzando sistemi cartografici informatici (GIS) per l'integrazione tra loro dei dati e la ricostruzione di modelli digitali del terreno. Successivamente la geochimica, la micropaleontologia e la petrografia forniscono tutte le informazioni necessarie sulle caratteristiche fisico-chimiche delle rocce, la loro età e composizione.

Una volta localizzata un'area potenzialmente interessante, è necessaria una serie di indagini per accentare la natura delle rocce e la loro struttura geologica in profondità, nel sottosuolo, fino a diverse migliaia di metri di profondità. In particolare, lo scopo delle indagini è individuare la presenza di rocce che contengono idrocarburi (*reservoir*) e delle trappole che le delimitano: per questo si utilizzano indagini geofisiche, e, in particolare, la sismica a riflessione. Si generano onde sismiche con piccole cariche di esplosivo e con sistemi che mettono in vibrazione il terreno (sulla superficie terrestre) o con l'espansione rapida di aria compressa (in mare). Le onde si propagano nel terreno o in acqua, venendo riflesse in modo diverso a seconda di ciò che incontrano. Al loro ritorno in superficie vengono registrate da geofoni disposti opportunamente. L'elaborazione delle registrazioni fornisce una sorta di **"mappa" della composizione del sottosuolo**, da cui dedurre l'eventuale presenza di **trappole**. Lo scopo finale delle indagini preliminari è il calcolo del volume di idrocarburi presenti nel giacimento, che viene calcolato studiando la struttura e le dimensioni della trappola: con sofisticati software in grado di gestire tutti i dati raccolti nella fase di ricerca, vengono per questo ricostruiti modelli tridimensionali delle strutture, che permettono di calcolarne il volume e che serviranno poi per decidere il numero e l'ubicazione ottimali dei pozzi di esplorazione. Non tutte le trappole, infatti, contengono petrolio e solo la realizzazione di pozzi esplorativi può confermarne la presenza.

### La perforazione dei pozzi

Il petrolio, prima di diventare benzina e plastica, deve subire un processo produttivo da parte dell'uomo molto complesso, che parte dalla ricerca dei giacimenti e attraverso le fasi di estrazione, lavorazione e trasporto (spesso svolte in Paesi lontani migliaia di chilometri tra loro) arriva a portarci la benzina al distributore sotto casa o il tubo di gomma nel negozio all'angolo. La perforazione dei pozzi è il solo modo di accertare il valore di un giacimento, ovvero il tipo e la quantità degli idrocarburi contenuti. Perforare un pozzo è operazione lunga e costosa, ma semplice.

Le rocce vengono perforate con uno scalpello rotante fissato all'estremità di una serie (batteria) di tubi d'acciaio (aste) avvitate tra loro, che viene allungata man mano che il pozzo diventa più profondo. Le aste sono sostenute da una torre alta circa 50 metri (*derrick*) e messe in rotazione da una piastra rotante azionata da un apposito motore elettrico. Lo scalpello è costituito da materiali durissimi e, in certi casi, dotato di inserti realizzati con diamanti sintetici.

La batteria di aste è lunga quanto la profondità del pozzo. In certi casi, si raggiungono gli 8.000 metri, mentre il peso sostenuto dalla torre può arrivare a 500 tonnellate. Le aste sono cave per permettere la circolazione di un apposito fango che lubrifica e raffredda lo scalpello, sostiene le pareti del pozzo e, ritornando in superficie, trasporta i detriti prodotti dalla frantumazione della roccia. A quote di profondità stabilite, il foro viene rivestito di tubi in acciaio (*casting*) che ne riducono gradualmente il diametro da 75 a 15-20 centimetri. Durante la perforazione esplorativa, si continuano ad analizzare i detriti prodotti per valutare se la quantità e la qualità degli idrocarburi estraibili sono sufficienti a ripagare i costi di produzione. In questa fase, prima di passare alla fase di sviluppo e produzione vera e propria del giacimento, si perforano altri "pozzi di delimitazione".

I tempi di realizzazione di un pozzo variano da un mese a un anno, a seconda delle profondità da raggiungere.

La fase di perforazione è una delle più critiche e delicate del ciclo del petrolio e può comportare forti impatti ambientali. Durante la perforazione, infatti, vengono prodotte grandi quantità di frammenti rocciosi, che sono rivestiti dal cosiddetto "fango di perforazione". Il fango di perforazione è una miscela complessa, composta da additivi chimici, a base di acqua od olio, utilizzata per prevenire il collasso dei pozzi durante la perforazione. In passato, i fanghi di perforazione venivano accumulati e abbandonati sul posto. Oggi questa metodologia di smaltimento è stata superata e i fanghi vengono trattati e smaltiti adeguatamente per ridurre a zero l'impatto ambientale. Per prima cosa, a seconda della natura dei fanghi, viene separata la fase acquosa od oleosa del fango e vengono eliminate tutte le sostanze potenzialmente dannose. Sia la fase acquosa sia quella oleosa vengono recuperate e riciclate, mentre la fase solida decontaminata può seguire tre diverse strade: il conferimento in discarica, il riutilizzo come materiale di costruzione, ad esempio per strade o mattoni, o, infine, la reiniezione nel sottosuolo.

## La perforazione in mare

L'esigenza di trasferire gli impianti di produzione ed estrazione a largo delle coste, con le conseguenti difficoltà nel realizzare un impianto in grado di resistere a condizioni ambientali particolari, ha fatto sì che la ricerca e l'ingegneria *offshore* siano diventate innovative e all'avanguardia per quanto riguarda lo sviluppo tecnologico. Gli impianti in mare sono di diversi tipi e si differenziano in base ai fondali, alle profondità e alle condizioni climatiche in cui si opera. Fino a 100 metri di profondità d'acqua, si usano piattaforme mobili autosollevanti (*jack-up*) formate da uno scafo sostenuto da tralicci scorrevoli (*gambe*). Queste poggiano sul fondo del mare, lasciando lo scafo 15-20 metri sopra il livello del mare per non risentire dell'azione delle onde e delle maree. Per profondità fino a 1.500 metri si utilizzano piattaforme galleggianti che, una volta ancorate, poggiano su scafi sommergibili. Per profondità superiori (fino a 3.300 metri) occorrono navi di perforazione, dotate di un'apertura nella carena per far passare la tubazione telescopica (*riser*), che collega l'impianto galleggiante alla testa del pozzo. Tali navi possono operare senza ormeggi fissi, mantenendo la posizione con sistemi dinamici, composti di numerose eliche contrapposte, azionate da computer.

## Le piattaforme petrolifere

Le prime attività di perforazione in mare aperto ebbero luogo nel Golfo del Messico verso la fine degli anni '30 del secolo scorso. I primi impianti *offshore* di concezione moderna furono installati al partire dall'inizio degli anni Cinquanta, ma è stato con l'inizio degli anni Settanta che si è assistito a un vero e proprio boom dell'industria *offshore*. Negli anni Ottanta si sono sviluppate le tecnologie per l'estrazione in acque moderatamente profonde, mentre negli anni Novanta l'attenzione si è spostata sui giacimenti di piccole dimensioni (però di scarso interesse economico) e sulla ricerca di idrocarburi nei mari profondi.

Una piattaforma è dotata dei seguenti componenti:

- impianto di perforazione e manutenzione dei pozzi;
- impianti di estrazione degli idrocarburi;
- sistemi per la separazione dei gas dall'acqua e dal greggio;
- sistemi di sicurezza e di emergenza;

- sistemi per il trasporto degli idrocarburi fino alla costa;
- laboratori, alloggi del personale e sale comuni;
- torce e fiaccole per bruciare i gas in caso di emergenza o durante la messa in funzione dell'impianto.

Questi diversi componenti possono trovarsi su un'unica piattaforma oppure su strutture indipendenti, collegate fra loro. L'impianto di perforazione solitamente costituisce un'unità a parte che può essere rimossa al termine delle operazioni e riutilizzata per lo sviluppo di un altro campo di estrazione.

Essendo l'attività di perforazione ed estrazione in mare aperto molto delicata, gli impianti offshore sono dotati di sistemi di sicurezza all'avanguardia, necessari per ridurre l'impatto ambientale di questa attività. I sistemi di sicurezza presenti su una piattaforma petrolifera sono i seguenti:

- sistema di generazione di emergenza: entra in funzione in caso di malfunzionamento dei sistemi principali;
- sistema UPS (Ininterruptible Power Supply): sistema di sicurezza che entra in funzione in caso di non funzionamento dei sistemi di generazione di emergenza;
- sistemi di blocco dell'impianto: interviene a bloccare la produzione in caso di incidente;
- sistemi di rilevazione: si tratta di sensori posizionati su tutta la piattaforma in grado di rivelare la presenza di incendi, fumi o fughe di gas;
- sistemi di protezione antincendio: l'impianto è dotato di sistemi antincendio ad acqua, che viene pompata direttamente dal mare, a schiuma, ad anidride carbonica e a gas inerte, posizionati in tutta la piattaforma. Inoltre, l'impianto stesso è costruito con materiali resistenti alle alte temperature, per evitare il collasso della struttura in caso di incendio. In particolare la zona pozzi è isolata dalle altre aree della piattaforma con pareti antideflagranti;
- sistemi di sicurezza e di evacuazione del personale sono dislocati in posizione strategica su tutta la piattaforma;
- sistemi di allarme e telecomunicazione: permettono di segnalare una situazione di emergenza sia internamente sia all'esterno, per chiedere aiuto in caso di incidenti.

## Estrazione

Nella fase di produzione, si realizza un numero di pozzi sufficiente a ottimizzare lo sfruttamento del giacimento. Ogni giorno per circa 20-30 anni, un pozzo produce da 500 a 1.000 tonnellate di petrolio (qualche migliaio di barili) e qualche centinaio di migliaia di metri cubi di gas naturale.

Inizialmente, il petrolio risale la condotta, spinto dalla pressione dell'acqua e del gas presente nel giacimento. In questo modo si può recuperare il 30% del petrolio e il 90% del gas. Un altro 10-15% può aggiungersi mantenendo alta la pressione del giacimento con acqua o altro gas. Infine, un ulteriore 10-15% può essere estratto iniettando emulsioni, vapori o solventi che lavano le rocce e staccano altro petrolio. Circa il 40% del petrolio contenuto in un giacimento, però, rimane nella roccia e non può essere estratto con le tecnologie attualmente a disposizione: la ricerca petrolifera si sta concentrando sulla possibilità di poter estrarre una maggior quantità di petrolio dai giacimenti, a costi economicamente vantaggiosi.

Circa un quinto della produzione mondiale di petrolio viene dal mare, una quota che è destinata ad aumentare nei prossimi anni. Qui, in un primo momento, si realizzano tanti pozzi a distanza di pochi metri l'uno dall'altro. Poi, per drenare bene tutto il giacimento anche in senso orizzontale, i medesimi pozzi vengono deviati per raggiungere posizioni che distano fino a qualche chilometro. Se il fondale marino supera i 400 metri, occorrono impianti sottomarini con l'apertura del pozzo installata sul fondale.

Durante la fase di produzione del petrolio, insieme agli idrocarburi si estraggono grandi quantità di effluenti liquidi, che

devono essere trattati in maniera adeguata per evitare una contaminazione dell'ambiente. I liquidi che vengono prodotti durante la fase di estrazione sono costituiti essenzialmente dalle **acque di produzione** e dalle **acque di iniezione**. Le prime vengono estratte insieme agli idrocarburi; infatti, all'interno dei giacimenti, il petrolio e il gas naturale sono associati a grandi quantità di acqua, molto più salina di quella degli oceani. Inoltre, con la maturazione del giacimento, si riduce la quantità di idrocarburi estratti e aumenta la quantità di acqua, tanto che, alla fine della fase di produzione di un giacimento, i volumi di acqua estratta superano quelli di idrocarburi. Le acque di produzione contengono composti organici e inorganici, spesso tossici, che devono essere eliminati dalle acque prima che queste vengano smaltite. Le acque di iniezione derivano dal ritorno in superficie delle acque pompate nel pozzo per mantenere adeguati i livelli di pressione. Nella maggior parte dei casi le acque vengono iniettate nuovamente nel giacimento, nel caso di impianti offshore possono essere smaltite in mare, ma solo se non contengono sostanze inquinanti, in altri casi possono essere riutilizzate ad esempio per scopi agricoli.

### **Smaltimento dei composti dello zolfo nel gas associato**

Il gas associato che risale insieme al petrolio può contenere elevati quantitativi di composti dello zolfo (principalmente  $H_2S$ ). In questo caso, il gas associato viene trattato in appositi impianti di desolforazione che sono in grado di eliminare il 99,9% dell' $H_2S$  presente. Il prodotto di scarto degli impianti di desolforazione è zolfo solido ( $S_8$ ), che può essere riutilizzato o stoccato, previa impermeabilizzazione, e conservato sul luogo di produzione in attesa di impieghi futuri. Uno dei principali riutilizzi dello zolfo solido è la produzione di fertilizzanti, ma esistono usi alternativi: ad esempio, lo zolfo solido può essere utilizzato per la realizzazione del cemento di zolfo. Questo materiale è più resistente del cemento tradizionale ed ha un doppio vantaggio: riutilizzare una sostanza di scarto sottraendola alla discarica e risparmiare sulla produzione di materie prime.

## **Trattamento e stoccaggio**

Appena estratto, il greggio è costituito da una miscela di idrocarburi e contiene acqua, gas disciolto, Sali, zolfo e sostanze inerti come sabbia e metalli pesanti. Prima di essere immesso negli oleodotti, l'olio estratto deve subire una serie di trattamenti, quali il **degasamento**, la **disidratazione**, la **desalificazione** e la **desolforazione**.

Durante la fase di **degasamento**, l'olio viene separato dal gas a cui è associato nel giacimento. Per far ciò, il greggio viene fatto transitare all'interno di 3-4 separatori in serie, ovvero particolari recipienti in pressione. Questa separazione a più stadi consente di recuperare al massimo gli idrocarburi liquidi.

Durante la fase di **disidratazione** viene eliminata l'acqua presente nel greggio. L'acqua può essere "libera" o sotto forma di emulsione: nel primo caso l'acqua può essere facilmente separata per differenza di densità usando un separatore, nel secondo caso, la separazione è più complessa e può avvenire grazie all'utilizzo di prodotti chimici emulsionanti (tensioattivi) o con il riscaldamento della miscela.

Un altro importante processo di trattamento che normalmente il greggio deve subire è quello della **desolforazione**. Molto spesso, infatti, il greggio contiene idrogeno solforato, un gas tossico molto corrosivo, che deve essere eliminato. Il processo più utilizzato è il cosiddetto "strippaggio", che consiste nel far gorgogliare in controcorrente, all'interno di speciali recipienti cilindrici verticali (*stripping tower*), il gas dolce e il greggio. In questo modo il gas dolce sottrae l'idrogeno solforato al greggio.

Il processo di **desalificazione**, infine, serve per rimuovere il cloruro di sodio ed eventuali sedimenti dal greggio. Questo processo permette anche di rimuovere altri contaminanti solubili in acqua, come carbonati o solfati, oltre ai cloruri di metalli pesanti.

Dopo aver subito i vari trattamenti il greggio normalmente il greggio viene stoccato in serbatoi cilindrici in acciaio dotati di impianto di raffreddamento, antincendio e di un bacino di contenimento in caso di rottura, in attesa di essere trasportato alle raffinerie mediante petroliere e oleodotti.

## **Trasporto del petrolio**

Il petrolio è presente in quantità apprezzabili per poterne avviare la produzione, solo in alcune zone della Terra. Pertanto la maggior parte di esso deve essere trasportato per raggiungere le raffinerie e i luoghi di consumo. L'Italia, ad esempio,

deve importare il 91,4% del petrolio che consuma da altri paesi (*Fonte dei dati: eni, World Oil & Gas Review 2014*).

Ci sono due modi di trasportare il petrolio, spesso complementari, gli oleodotti e le petroliere. Gli oleodotti comprendono un complesso di condotte costituite da tubi in acciaio in tronchi della lunghezza di 10-12 metri saldati elettricamente tra loro. In genere vengono interrati a una profondità di 3-15 metri o posti sui fondali marini. Il movimento del greggio lungo l'oleodotto è assicurato da grandi pompe distribuite lungo il percorso a distanze che variano dai 50 ai 250 chilometri a seconda delle caratteristiche del territorio attraversato. Stazioni di controllo e sicurezza distribuite lungo il percorso ne garantiscono il trasporto ai porti d'imbarco e alle raffinerie.

La fase del trasporto del petrolio via mare è molto delicata, poiché può trasformarsi in una delle principali fonti d'inquinamento per mari e oceani, se le navi naufragano e si spezzano. Una moderna petroliera è una nave cisterna a compartimenti separati e doppio scafo (ovvero dotate di un doppio guscio metallico a protezione del petrolio trasportato) e dotata di sistemi sofisticati di prevenzione degli incidenti, al fine di ridurre al minimo il rischio di versare il petrolio nel mare. Prima della crisi degli anni Settanta, le petroliere erano enormi (450 m di lunghezza, per 500 tonnellate di stazza), ma questa tendenza è stata frenata sia per la riapertura del Canale di Suez, che ha imposto limitazioni alle dimensioni delle navi in transito, sia per i mutamenti del mercato, sia, negli ultimi anni, per ragioni di sicurezza e tutela ambientale. Per ridurre l'impatto ambientale di queste navi, sono stati introdotti anche nuovi sistemi di ripulitura delle cisterne che permettono di raccogliere i residui petroliferi per trattarli poi in impianti a terra, anziché scaricarli in mare.

## La raffinazione

Il petrolio greggio è costituito da una grande varietà di idrocarburi con diverse quantità di atomi di carbonio. Il rapporto tra queste sostanze varia da luogo a luogo. Ad esempio, il petrolio venezuelano è ricco di molecole lunghe che lo rendono più denso, mentre, il greggio del Mare del Nord è più fluido. Per suddividere il greggio nei suoi componenti, sfruttandolo al meglio, occorre avviarlo a **distillazione frazionata** (o raffinazione).

I vari idrocarburi vengono separati in base alla diversa temperatura di ebollizione. Il greggio liquido, riscaldato a circa 400 gradi centigradi alla base della torre di raffinazione, si trasforma in un miscuglio di gas che salgono verso l'alto. Salendo, i gas si raffreddano e, in base alla diversa temperatura di condensa, vengono separati. Gli idrocarburi più pesanti condensano subito e si depositano sul fondo. Gli altri risalgono, ritornando allo stato liquido a diverse altezze, dove vengono raccolti.

I residui con oltre 20 atomi di carbonio condensano per primi e possono essere ulteriormente separati, mediante distillazione sotto vuoto, per produrre oli, lubrificanti, paraffine, cere e bitumi.

Il **gasolio** con 14-20 atomi di carbonio, condensa a 250-350 gradi centigradi. E' un liquido denso, utilizzato come combustibile per motori diesel e per il riscaldamento domestico.

Il **kerosene** con 10-15 atomi di carbonio, condensa a 160-250 gradi centigradi. E' un combustibile oleoso usato come propellente per aerei a reazione e impianti di riscaldamento.

La **nafta** con 8-12 atomi di carbonio condensa a 70-160 gradi centigradi. E' una sostanza liquida gialla usata come combustibile e trasformata per produrre materie plastiche, farmaci, pesticidi, fertilizzanti. E' anche un solvente per la preparazione della gomma.

Le **benzine** con 5-10 atomi di carbonio, condensano a 20-70 gradi centigradi. Sono usate come carburante per automobili ed aerei, ma anche nella produzione di materie plastiche e detersivi.

Per quanto riguarda i gas, a 20 gradi centigradi, rimangono gassosi solo metano, etano, propano e butano. La maggior parte di essi viene usata per scopi energetici e per produrre sostanze petrolchimiche e materie plastiche. In particolare, butano e propano formano il combustibile denominato GPL.

## Centrali a vapore

Nelle centrali elettriche non si usa il petrolio "grezzo", bensì un prodotto intermedio della raffinazione, che si chiama olio combustibile.

In particolare, nelle centrali termoelettriche a vapore si sfrutta l'energia del vapore, prodotto da una "caldaia" nella quale

si brucia un combustibile liquido, quale l'olio combustibile e la nafta oppure anche il metano (normalmente le moderne caldaie possono bruciare indifferentemente tutti e tre i tipi di combustibile).

Generalmente i grandi impianti termoelettrici sono installati in prossimità di grandi centri di consumo e necessitano di adeguati rifornimenti di acqua per la produzione di vapore e di depositi di combustibile. La combustione avviene in una zona della caldaia chiamata "camera di combustione", con le pareti costituite da un insieme di tubi dove l'acqua si riscalda e si trasforma gradualmente in vapore. Nella camera a combustione arriva il combustibile attraverso apposite aperture, mediante le quali viene immessa, tramite appositi ventilatori, anche l'aria necessaria per la combustione.

Seguendo un determinato percorso, i gas prodotti dalla combustione cedono una buona parte del loro calore ed attraversano, all'uscita della caldaia, i preriscaldatori che rilasciano l'aria che verrà immessa nella caldaia; poi passano in una serie di filtri depuratori ed infine vanno nella ciminiera che li disperde nell'aria. Il vapore fa poi girare le pale di una turbina collegata a un alternatore per la produzione di corrente elettrica. Le turbine a vapore sono, con molta approssimazione, paragonabili a quelle idrauliche, ma costruttivamente differiscono notevolmente perché hanno a che fare non con acqua, ma con vapore surriscaldato, con tutti i problemi di temperatura e di tenuta che ne conseguono.

### **Abbattimento degli inquinanti**

Nei fumi delle centrali termoelettriche sono contenute sostanze inquinanti prodotte durante la combustione dell'olio combustibile. Si tratta di:

- **anidride solforosa** (SO<sub>2</sub>): prodotta dall'ossidazione dello zolfo naturalmente contenuto nei combustibili;
- **ossidi di azoto** (NO<sub>x</sub>): prodotti dall'ossidazione dell'azoto contenuto nei combustibili e di quello presente nell'aria;
- **polveri**: prodotte nel corso del complesso processo fisico-chimico a cui sono sottoposte le particelle dei combustibili all'interno della camera di combustione;
- **biossido di carbonio** (CO<sub>2</sub>): prodotto naturale di tutti i fenomeni di combustione.

Ovviamente gli effetti sull'ambiente delle sostanze sopra menzionate dipendono dalla loro concentrazione. Le moderne centrali termoelettriche sono dotate di sistemi per la riduzione delle emissioni inquinanti, che sfruttano diverse tecnologie:

- **denitrificatore**: riduce gli ossidi di azoto mescolandoli con ammoniaca e ossigeno per ottenere acqua e azoto molecolare (non inquinante);
- **captatore di polveri**: grazie all'azione di campi elettrostatici o di filtri, le particelle solide vengono trattenute e non disperse in atmosfera (la capacità attuale di abbattimento raggiunge il 99,9%);
- **desolforazione dei fumi**: operazione che consente di eliminare fino al 97% i composti di zolfo presenti nei fumi delle centrali;
- **trattamento delle acque**: esistono diversi tipi di utilizzo delle acque negli impianti; in ogni caso, prima di essere scaricata, l'acqua viene trattata per eliminare le eventuali sostanze inquinanti presenti, e l'immissione nei fumi o in mare avviene solo quando le concentrazioni di sostanze inquinanti e le temperature sono inferiori ai limiti di legge.

In definitiva tutte le sostanze vengono filtrate e trattenute dai sistemi di abbattimento presenti negli impianti. Per favorire la dispersione in quota delle emissioni residue ed evitare l'inquinamento del suolo, i camini di scarico sono molto alti, in certi casi oltre 200 metri.

## **Centrali a turbogas**

Nelle **centrali a turbogas**, al posto della caldaia, viene impiegata una turbina a gas, ossia una macchina termica rotativa che converte il calore in lavoro, usando direttamente i gas combustibili come fluido di lavoro, erogando potenza meccanica

su un albero rotante.

L'aria aspirata dal compressore viene compressa ed inviata alla camera di combustione dove viene bruciato il combustibile (gasolio, benzinone, o anche metano) e la miscela di aria e gas ad alta temperatura viene inviata direttamente nella turbina, dove avviene la conversione dell'energia termica in quella meccanica. Una parte dell'energia meccanica viene convertita dall'alternatore accoppiato alla turbina in energia elettrica; l'altra parte viene utilizzata per azionare il compressore. In pratica, una centrale a turbogas è basata sullo stesso principio sfruttato nei propulsori degli aerei a reazione, con la differenza che negli aerei la turbina produce solo la parte di energia richiesta per l'azionamento del compressore, mentre la rimanente parte viene sfruttata come getto di gas di pressione per generare la spinta necessaria per il volo.

Questo tipo di impianto presenta diversi vantaggi: costi ridotti, la possibilità di avviamento anche in caso di mancanza di energia dalla rete, semplicità e rapidità di costruzione e infine il fatto che non necessita di acqua di raffreddamento, il che permette di ubicarlo in qualsiasi zona, anche sprovvista di rifornimento idrico.

## Dismissione degli impianti

Quando un giacimento si esaurisce, segue la fase di smantellamento degli impianti. La dismissione degli impianti consiste nella rimozione in sicurezza del centro olio, delle piattaforme, delle strutture per la compressione e il disaccoppiamento degli idrocarburi, la rimozione delle teste pozzo e delle condotte di collegamento con i punti di raccolta. Dopo la rimozione degli impianti segue la fase di ripristino ambientale. Per quanto riguarda le aree dove sorgevano i pozzi e il centro olio, queste vengono bonificate e ricondotte alla situazione precedente l'inizio delle operazioni, con la ricostruzione del manto erboso e la piantumazione degli alberi. Per quanto riguarda la dismissione degli impianti offshore, vengono eseguite le operazioni di messa in sicurezza dei pozzi e vengono rimosse le strutture e le condotte che collegavano la piattaforma ai centri di trattamento a terra. Tali operazioni sono molto delicate e richiedono personale specializzato al fine di evitare impatti ambientali. Alla fase rimozione degli impianti, segue l'individuazione di siti idonei per il conferimento dei materiali non riutilizzabili e lo smaltimento finale dei prodotti potenzialmente inquinanti. Un approccio alternativo allo smantellamento e rimozione delle strutture offshore prevede il riutilizzo in loco delle piattaforme dismesse, ad esempio come barriere artificiali. È stato osservato, infatti, che molte strutture artificiali poste in mare aperto vengono colonizzate dalla macrofauna bentonica e da numerose specie di pesci che trovano un habitat idoneo alla riproduzione. Un'altra possibilità è l'installazione di impianti eolici offshore sulle piattaforme dismesse. Le piattaforme dismesse, infatti, possono fornire un supporto alle pale eoliche e permette di installare gli impianti lontano dalle coste, dove i venti sono più forti e costanti e dove non ci sono problemi paesaggistici. L'opzione di lasciare sul posto le piattaforme dismesse deve essere attentamente valutata dal punto di vista ambientale e legislativo.

## Il sistema petrolifero

### Ricchezze mal distribuite

Se si osserva la distribuzione di idrocarburi nel mondo, non è difficile rendersi conto che questa non è uniforme su tutto il pianeta, ma vi sono zone molto più ricche di altre e zone che ne sono del tutto prive: la disparità tra le quantità di idrocarburi contenuti nelle riserve delle diverse provincie petrolifere mondiali è evidentissima. Ma che cosa condiziona e determina la distribuzione di gas naturale e petrolio nel sottosuolo?

#### **La geologia per capire**

I fattori che determinano la quantità di idrocarburi presente in una regione sono molteplici e tutti di natura geologica: per capire perché una regione è più ricca di altre o per valutare le potenzialità di una provincia petrolifera è necessario conoscerne molto bene la geologia, sia in termini dei diversi tipi di rocce che vi si incontrano che in termini di storia geologica. Questa conoscenza, non sempre facile da acquisire, è importantissima per effettuare una valutazione preliminare su aree ancora inesplorate dal punto di vista della ricerca degli idrocarburi e per determinarne le potenzialità produttive. Si tratta di un passo fondamentale nella fase di ricerca.

## Il sistema petrolifero

L'insieme di tutte le caratteristiche che portano alla formazione di un giacimento costituiscono il cosiddetto "sistema petrolifero". Il sistema petrolifero è formato dai seguenti elementi essenziali che verranno approfonditi nei paragrafi successivi:

- la presenza di una roccia madre;
- la presenza di una roccia serbatoio;
- la presenza di una roccia di copertura;
- la formazione di trappole di struttura idonea.

I processi necessari invece sono costituiti da:

- generazione degli idrocarburi (condizioni di raggiungimento della "finestra ad olio");
- espulsione e migrazione degli idrocarburi dalla roccia madre verso la roccia serbatoio;
- accumulo degli idrocarburi in una roccia serbatoio all'interno di trappola.

Le aree a maggior produzione di idrocarburi vengono ripartite, in base alle caratteristiche geologiche e strutturali, in "bacini petroliferi", a loro volta suddivisi in province più piccole, caratterizzate dall'uniformità della situazione geologica e dalla similitudine delle caratteristiche delle rocce serbatoio e della struttura delle trappole. Il compito di chi si occupa della ricerca di idrocarburi è quello di individuare le aree che possiedono le caratteristiche geologiche sopra elencate, le più favorevoli alla formazione di importanti riserve.

## La roccia madre

Gli idrocarburi si formano per trasformazione della sostanza organica dispersa nelle rocce. La sostanza organica fornisce i due elementi essenziali alla composizione degli idrocarburi: il carbonio e l'idrogeno. Perché vi sia formazione di quantità significative di idrocarburi, la roccia originaria deve contenere più dello 0.5% in peso di carbonio organico. Il primo requisito indispensabile perché si formi un bacino petrolifero importante è quindi la presenza di rocce ricche di sostanza organica. La sostanza organica deriva da organismi animali e vegetali che, alla loro morte, si accumulano in sedimenti e detriti che si depositano sul fondo di bacini di sedimentazione. L'accumulo può avvenire sia in ambiente marino che continentale e in entrambi i casi la sostanza organica viene in genere rapidamente decomposta e soltanto una piccola parte (circa una su mille) sfugge all'attacco di batteri e ai processi di ossidazione. La sostanza organica si può perciò accumulare in grande quantità soltanto nelle rocce sedimentarie che si formano in bacini stabili per lungo tempo. L'accumulo di sostanza organica dipende anche dal tasso di produzione della stessa, che è condizionato da fattori ambientali quali la disponibilità di cibo e sostanze nutritive, l'intensità della luce e la temperatura. I luoghi più favorevoli ad un grande accumulo di sostanza organica (resti di organismi marini e terrestri) sono gli ambienti di mari caldi poco profondi e in prossimità delle coste. La sostanza organica è ridotta nell'ambiente marino profondo per lo scarso apporto, mentre in quello terrestre viene rapidamente decomposta. I primi luoghi dove andare alla ricerca di idrocarburi sono quindi le aree in cui siano presenti sedimenti marini di mare poco profondo e ricchi di sostanza organica: le "rocce madri" da cui hanno origine gli idrocarburi. Inoltre è necessario che la sostanza organica possa conservarsi e sia quindi risparmiata il più possibile dai processi di decomposizione. Questo si realizza in ambienti a sedimentazione veloce, dove viene rapidamente seppellita, o in ambienti poveri di ossigeno. Le condizioni di anossia si realizzano in bacini chiusi, a limitata o nulla circolazione delle acque, come per esempio i laghi e le lagune con scarsa comunicazione con il mare aperto, i mari poco profondi all'interno di terre emerse o i bacini oceanici con elevate profondità. I bacini anossici sono così strettamente legati alla presenza di importanti depositi di idrocarburi tanto da essere considerati tra i più importanti generatori di rocce madri e quindi oggetto di studi approfonditi da parte di chi si

occupa della ricerca di gas e petrolio. Rocce madri formatesi in bacini anossici chiusi sono state riconosciute in tutte le principali provincie petrolifere: Venezuela, Colombia, Golfo del Messico, Arabia Saudita, Alaska, mentre rocce madri formatesi a causa della rapida sedimentazione sono state ritrovate nelle provincie petrolifere di Argentina, Africa Occidentale, Mare del Nord, USA, Italia (bacino Padano).

## La sostanza organica si trasforma

I sedimenti che via via si depongono seppelliscono quelli sottostanti, che vengono coperti da spessori sempre crescenti di materiale che si va accumulando nel tempo. Spinti sempre più in profondità nella crosta terrestre, i sedimenti piano piano perdono l'acqua che contengono in origine, divengono sempre più densi e compatti e vengono sottoposti a temperature e pressioni crescenti. Si definisce "finestra ad olio" l'insieme delle condizioni particolari di pressione e temperatura necessarie per la trasformazione della sostanza organica in idrocarburi. Perché si origini un'importante provincia petrolifera è anche necessario che la roccia madre raggiunga le condizioni della "finestra ad olio". La trasformazione può avvenire a temperature basse, ma con tempi lunghi (come accade nelle rocce più antiche), oppure in tempi brevi, ma con temperature più elevate (come accade nelle rocce più giovani): l'età della roccia madre non è un fattore determinante nella produzione degli idrocarburi, mentre lo è la temperatura raggiunta dalla roccia. Le modalità e i tempi con cui viene raggiunta la finestra ad olio possono essere decisivi per determinare, insieme alle caratteristiche iniziali della sostanza organica, una maggior produzione di gas piuttosto che di olio. I ricercatori eseguono una serie di analisi sulle possibili rocce madri per stabilire se queste abbiano raggiunto o meno le condizioni necessarie alla trasformazione controllando alcuni "indici" particolari: il potere riflettente delle vitrinite (una sostanza organica che diviene sempre più riflettente quanto più è alta la temperatura a cui è stata sottoposta), e il colore delle spore e dei pollini (più scuri con l'aumentare della temperatura).

## La migrazione di idrocarburi

Gli idrocarburi che si formano all'interno della roccia madre sono in genere dispersi nei sedimenti e devono avere la possibilità di migrare e concentrarsi per formare accumuli economicamente significativi. E' stato calcolato che soltanto il 5% degli idrocarburi che si formano può accumularsi in giacimenti di una certa importanza. La migrazione avviene in due fasi. La migrazione primaria permette la fuoriuscita degli idrocarburi dalla roccia madre, con un meccanismo di espulsione analogo a quello che provoca l'allontanamento dell'acqua originariamente presente nei sedimenti per la pressione crescente a cui questi sono sottoposti. L'olio e il gas sono più leggeri e meno densi dell'acqua, per cui durante la migrazione secondaria, tendono a risalire verso l'alto utilizzando i pori e le fratture delle rocce. Perché la migrazione possa avere luogo, è necessario che le rocce circostanti siano permeabili, cioè possiedano pori e fratture di dimensioni tali da permettere il passaggio delle gocce di olio e delle bolle di gas. Tanto maggiore sarà la permeabilità delle rocce circostanti, tanto più grande sarà la possibilità che si raccolgano grandi quantità di idrocarburi. La permeabilità dipende dalla storia geologica della regione ed è condizionata da due importanti fattori: la permeabilità iniziale dipende dal tipo di roccia e dalle condizioni di formazione ed è molto elevata nelle ghiaie e nelle sabbie, si riduce nelle arenarie, è molto bassa nei calcari e nelle rocce ignee e metamorfiche); la permeabilità secondaria è creata da fratture e faglie che si formano nella roccia a seguito di deformazioni tettoniche o da vuoti che si formano per processi di carsificazione. Le provincie petrolifere più produttive vanno quindi cercate dove la storia geologica ha reso più probabile la presenza di rocce permeabili intorno a rocce con caratteristiche di rocce madri. Rocce poco permeabili, come per esempio le argille che agiscono come una barriera impermeabile che arresta la migrazione degli idrocarburi e forma la "roccia di copertura".

## Elementi che formano un giacimento

Nella loro migrazione, gli idrocarburi, leggeri e poco densi, tendono a salire verso l'alto. Se non trovano ostacoli sul loro percorso ideale, si disperdono nelle rocce soprastanti fino a raggiungere la superficie e danno luogo a manifestazioni spontanee: i cosiddetti oil seepage (trasudamenti di olio) che si disperdono in superficie. In sintesi perché si possa

formare un giacimento importante è necessario che le formazioni rocciose che circondano le rocce madri possano intrappolare e accumulare gli idrocarburi al loro interno e richiedono tre condizioni indispensabili:

- deve esistere una roccia che possa contenere gli idrocarburi, la cosiddetta "**roccia serbatoio**", o *reservoir*;
- la **roccia serbatoio** deve essere delimitata da una roccia impermeabile, detta "**roccia di copertura**", in grado di arrestare la migrazione dei fluidi e di confinarli all'interno del serbatoio;
- la disposizione e la configurazione della roccia serbatoio e della roccia di copertura devono essere tali da costituire un contenitore abbastanza capace e di forma adatta a contenere la massima quantità di idrocarburi, a costituire la cosiddetta "**trappola**".

## Serbatoi capienti

Le rocce serbatoio devono possedere elevata porosità e permeabilità: più questi valori sono elevati, maggiore sarà la quantità di idrocarburi che la roccia serbatoio può contenere e più facile risulterà l'estrazione di olio e gas. Naturalmente, più è grande il volume della roccia serbatoio, maggiore sarà il volume del giacimento. Le rocce serbatoio più efficienti sono le rocce di tipo "silicoclastico" costituite da granuli e frammenti di rocce preesistenti (sabbie, arenarie, conglomerati). Queste rocce sono caratterizzate da un'elevata porosità e costituiscono serbatoi di ottima qualità. Si calcola che il 60% dei giacimenti di idrocarburi rinvenuti sino ad ora siano contenuti in rocce di questo tipo. Buone rocce serbatoio sono anche le rocce carbonatiche (calcarei e dolomie), quando sono intensamente fratturate o di origine organica (come i calcari di scogliera), quando sono attivi i processi carsici che creano grandi sistemi di vuoti sotterranei. Poco meno del 40% dei giacimenti mondiali è contenuto in rocce di questo tipo. Tutti gli altri tipi di rocce costituiscono buoni serbatoi soltanto in casi di fratturazione particolarmente intensa: contengono in genere giacimenti di volume molto piccolo e sono quindi praticamente irrilevanti. Giacimenti importanti in graniti fratturati si trovano solo tra Kansas e Texas (bacino di Anadark), nel giacimento egiziano di Ashrafi, nel Golfo di Suez, e in quello off-shore di Bach-Ho, in Vietnam.

## Trappole e rocce di copertura

Perché gli idrocarburi possano rimanere confinati all'interno di una roccia serbatoio, è necessario che questa sia circondata da rocce che impediscano agli idrocarburi di allontanarsi. Le rocce di copertura devono quindi possedere caratteristiche diametralmente opposte a quelle che fanno di una roccia un buon serbatoio: devono infatti essere il più possibile impermeabili. In genere sono costituite da rocce sedimentarie a grana fine (come argille, marne, calcari argillosi) o da rocce evaporitiche (come gessi e salgemma) e devono essere poco fratturate. Il 95% delle rocce di copertura dei principali giacimenti mondiali è costituito da argille o evaporiti.

### **Trappole efficaci**

Le caratteristiche delle rocce serbatoio e delle rocce di copertura appena descritte sono però requisiti necessari, ma non sufficienti per la formazione di giacimenti importanti. Un fattore decisivo è la **forma della "trappola"** che imprigiona gli idrocarburi, cosa che determina la forma e il volume del **reservoir** e l'entità delle riserve che questo può contenere. Le trappole possono essere di tipo strutturale o di tipo stratigrafico. Le **trappole strutturali** sono dovute a deformazioni tettoniche che hanno fratturato e piegato le rocce. La conformazione più favorevole è quella di rocce deformate in pieghe anticlinali con gli strati incurvati verso l'alto e che sono perciò le strutture più idonee a contenere fluidi che tendono a spostarsi verso l'alto perché meno densi.

Anche le rocce evaporitiche possono originare ottime trappole: i **depositi salini**, essendo più leggeri delle rocce circostanti tendono a migrare verso l'alto e incurvano gli strati soprastanti formando strutture dette "diapiri", molto favorevoli all'accumulo di idrocarburi. Moltissimi bacini petroliferi in tutto il mondo sono associati alla presenza di **diapiri salini** (per esempio, in Europa Centrale).

Anche strutture tettoniche dove sistemi di faglie creano alternanze di bacini depressi e aree più rilevate (Horst e Graben) possono costituire efficaci sistemi di trappole come nel Bacino del Mare del Nord e nella Fossa Renana tra Francia e Germania.

Le trappole strutturali sono le strutture più facili da individuare con indagini geofisiche, motivo per cui la grande maggioranza dei giacimenti mondiali è contenuta in strutture di questo tipo.

Le **trappole stratigrafiche** sono invece dovute a cause sedimentarie, dove variano repentinamente le caratteristiche di permeabilità e porosità della roccia, per esempio in ambienti fluviali e ambienti marini poco profondi. Le trappole stratigrafiche, pur essendo molto numerose, contengono soltanto il 15% dei giacimenti mondiali, non tanto perchè siano meno efficaci delle trappole strutturali, quanto perchè la loro individuazione con metodi di indagine geofisica è molto più difficile.

All'interno di una trappola, a causa delle differenze di densità dei diversi componenti, troviamo: alla sommità il gas più leggero, al di sotto di questo gli idrocarburi e infine l'acqua. La superficie di separazione olio-acqua segna il limite inferiore del giacimento e la sua individuazione è fondamentale per calcolare il volume degli idrocarburi contenuti nel giacimento.

## Idrocarburi non convenzionali

### 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".

### 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. Poichè 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” 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” 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”.

## 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, poichè 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.

## 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° 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, perchè 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 "saurolo", un olio pesante che, considerato una specie di "distillato di dinosauro", veniva ritenuto un medicamento potentissimo e polivalente! Nella seconda metà dell'800, il saurolo, 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.

## 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".

## Le tecnologie per l'estrazione

### *Tecnologie sofisticate e complesse*

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 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.

## 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 ad ridurne 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.

## Dall'estrazione all'utilizzo

### La ricerca dei giacimenti

La ricerca di nuovi giacimenti è molto costosa, perciò deve essere fatta con attenzione.

Le prime informazioni si ottengono dallo studio di foto aeree o da satellite, che forniscono una mappa delle rocce di superficie, utilizzando sistemi cartografici informatici (GIS) per l'integrazione tra loro dei dati e la ricostruzione di modelli digitali del terreno. Successivamente la geochimica, la micropaleontologia e la petrografia forniscono tutte le informazioni necessarie sulle caratteristiche fisico-chimiche delle rocce, la loro età e composizione.

Una volta localizzata un'area potenzialmente interessante, è necessaria una serie di indagini per accentare la natura delle rocce e la loro struttura geologica in profondità, nel sottosuolo, fino a diverse migliaia di metri di profondità. In particolare, lo scopo delle indagini è individuare la presenza di rocce che contengono idrocarburi (*reservoir*) e delle trappole che le delimitano: per questo si utilizzano indagini geofisiche, e, in particolare, la sismica a riflessione. Si generano onde sismiche con piccole cariche di esplosivo e con sistemi che mettono in vibrazione il terreno (sulla superficie terrestre) o con l'espansione rapida di aria compressa (in mare). Le onde si propagano nel terreno o in acqua, venendo riflesse in modo diverso a seconda di ciò che incontrano. Al loro ritorno in superficie vengono registrate da geofoni disposti opportunamente. L'elaborazione delle registrazioni fornisce una sorta di **"mappa" della composizione del sottosuolo**, da cui dedurre l'eventuale presenza di **trappole**. Lo scopo finale delle indagini preliminari è il calcolo del volume di idrocarburi presenti nel giacimento, che viene calcolato studiando la struttura e le dimensioni della trappola: con sofisticati software in grado di gestire tutti i dati raccolti nella fase di ricerca, vengono per questo ricostruiti modelli tridimensionali delle strutture, che permettono di calcolarne il volume e che serviranno poi per decidere il numero e l'ubicazione ottimali dei pozzi di esplorazione. Non tutte le trappole, infatti, contengono petrolio e solo la realizzazione di pozzi esplorativi può confermarne la presenza.

### La perforazione dei pozzi

Il petrolio, prima di diventare benzina e plastica, deve subire un processo produttivo da parte dell'uomo molto complesso, che parte dalla ricerca dei giacimenti e attraverso le fasi di estrazione, lavorazione e trasporto (spesso svolte in Paesi lontani migliaia di chilometri tra loro) arriva a portarci la benzina al distributore sotto casa o il tubo di gomma nel negozio all'angolo. La perforazione dei pozzi è il solo modo di accertare il valore di un giacimento, ovvero il tipo e la quantità degli idrocarburi contenuti. Perforare un pozzo è operazione lunga e costosa, ma semplice.

Le rocce vengono perforate con uno scalpello rotante fissato all'estremità di una serie (batteria) di tubi d'acciaio (aste) avvitati tra loro, che viene allungata man mano che il pozzo diventa più profondo. Le aste sono sostenute da una torre alta circa 50 metri (*derrick*) e messe in rotazione da una piastra rotante azionata da un apposito motore elettrico. Lo scalpello è costituito da materiali durissimi e, in certi casi, dotato di inserti realizzati con diamanti sintetici.

La batteria di aste è lunga quanto la profondità del pozzo. In certi casi, si raggiungono gli 8.000 metri, mentre il peso sostenuto dalla torre può arrivare a 500 tonnellate. Le aste sono cave per permettere la circolazione di un apposito fango che lubrifica e raffredda lo scalpello, sostiene le pareti del pozzo e, ritornando in superficie, trasporta i detriti prodotti dalla frantumazione della roccia. A quote di profondità stabilite, il foro viene rivestito di tubi in acciaio (*casting*) che ne riducono gradualmente il diametro da 75 a 15-20 centimetri. Durante la perforazione esplorativa, si continuano ad analizzare i detriti prodotti per valutare se la quantità e la qualità degli idrocarburi estraibili sono sufficienti a ripagare i costi di produzione. In questa fase, prima di passare alla fase di sviluppo e produzione vera e propria del giacimento, si perforano altri "pozzi di delimitazione".

I tempi di realizzazione di un pozzo variano da un mese a un anno, a seconda delle profondità da raggiungere.

La fase di perforazione è una delle più critiche e delicate del ciclo del petrolio e può comportare forti impatti ambientali. Durante la perforazione, infatti, vengono prodotte grandi quantità di frammenti rocciosi, che sono rivestiti dal cosiddetto "fango di perforazione". Il fango di perforazione è una miscela complessa, composta da additivi chimici, a base di acqua od olio, utilizzata per prevenire il collasso dei pozzi durante la perforazione. In passato, i fanghi di perforazione venivano

accumulati e abbandonati sul posto. Oggi questa metodologia di smaltimento è stata superata e i fanghi vengono trattati e smaltiti adeguatamente per ridurre a zero l'impatto ambientale. Per prima cosa, a seconda della natura dei fanghi, viene separata la fase acquosa od oleosa del fango e vengono eliminate tutte le sostanze potenzialmente dannose. Sia la fase acquosa sia quella oleosa vengono recuperate e riciclate, mentre la fase solida decontaminata può seguire tre diverse strade: il conferimento in discarica, il riutilizzo come materiale di costruzione, ad esempio per strade o mattoni, o, infine, la reiniezione nel sottosuolo.

## La perforazione in mare

L'esigenza di trasferire gli impianti di produzione ed estrazione a largo delle coste, con le conseguenti difficoltà nel realizzare un impianto in grado di resistere a condizioni ambientali particolari, ha fatto sì che la ricerca e l'ingegneria *offshore* siano diventate innovative e all'avanguardia per quanto riguarda lo sviluppo tecnologico. Gli impianti in mare sono di diversi tipi e si differenziano in base ai fondali, alle profondità e alle condizioni climatiche in cui si opera. Fino a 100 metri di profondità d'acqua, si usano piattaforme mobili autosollevanti (*jack-up*) formate da uno scafo sostenuto da tralicci scorrevoli (gambe). Queste poggiano sul fondo del mare, lasciando lo scafo 15-20 metri sopra il livello del mare per non risentire dell'azione delle onde e delle maree. Per profondità fino a 1.500 metri si utilizzano piattaforme galleggianti che, una volta ancorate, poggiano su scafi sommergibili. Per profondità superiori (fino a 3.300 metri) occorrono navi di perforazione, dotate di un'apertura nella carena per far passare la tubazione telescopica (*riser*), che collega l'impianto galleggiante alla testa del pozzo. Tali navi possono operare senza ormeggi fissi, mantenendo la posizione con sistemi dinamici, composti di numerose eliche contrapposte, azionate da computer.

## Le piattaforme petrolifere

Le prime attività di perforazione in mare aperto ebbero luogo nel Golfo del Messico verso la fine degli anni '30 del secolo scorso. I primi impianti *offshore* di concezione moderna furono installati al partire dall'inizio degli anni Cinquanta, ma è stato con l'inizio degli anni Settanta che si è assistito a un vero e proprio boom dell'industria *offshore*. Negli anni Ottanta si sono sviluppate le tecnologie per l'estrazione in acque moderatamente profonde, mentre negli anni Novanta l'attenzione si è spostata sui giacimenti di piccole dimensioni (però di scarso interesse economico) e sulla ricerca di idrocarburi nei mari profondi.

Una piattaforma è dotata dei seguenti componenti:

- impianto di perforazione e manutenzione dei pozzi;
- impianti di estrazione degli idrocarburi;
- sistemi per la separazione dei gas dall'acqua e dal greggio;
- sistemi di sicurezza e di emergenza;
- sistemi per il trasporto degli idrocarburi fino alla costa;
- laboratori, alloggi del personale e sale comuni;
- torce e fiaccole per bruciare i gas in caso di emergenza o durante la messa in funzione dell'impianto.

Questi diversi componenti possono trovarsi su un'unica piattaforma oppure su strutture indipendenti, collegate fra loro. L'impianto di perforazione solitamente costituisce un'unità a parte che può essere rimossa al termine delle operazioni e riutilizzata per lo sviluppo di un altro campo di estrazione.

Essendo l'attività di perforazione ed estrazione in mare aperto molto delicata, gli impianti *offshore* sono dotati di sistemi di sicurezza all'avanguardia, necessari per ridurre l'impatto ambientale di questa attività. I sistemi di sicurezza presenti su una piattaforma petrolifera sono i seguenti:

- sistema di generazione di emergenza: entra in funzione in caso di malfunzionamento dei sistemi principali;
- sistema UPS (Ininterruptible Power Supply): sistema di sicurezza che entra in funzione in caso di non funzionamento dei sistemi di generazione di emergenza;
- sistemi di blocco dell'impianto: interviene a bloccare la produzione in caso di incidente;
- sistemi di rilevazione: si tratta di sensori posizionati su tutta la piattaforma in grado di rivelare la presenza di incendi, fumi o fughe di gas;
- sistemi di protezione antincendio: l'impianto è dotato di sistemi antincendio ad acqua, che viene pompata direttamente dal mare, a schiuma, ad anidride carbonica e a gas inerte, posizionati in tutta la piattaforma. Inoltre, l'impianto stesso è costruito con materiali resistenti alle alte temperature, per evitare il collasso della struttura in caso di incendio. In particolare la zona pozzi è isolata dalle altre aree della piattaforma con pareti antideflagranti;
- sistemi di sicurezza e di evacuazione del personale sono dislocati in posizione strategica su tutta la piattaforma;
- sistemi di allarme e telecomunicazione: permettono di segnalare una situazione di emergenza sia internamente sia all'esterno, per chiedere aiuto in caso di incidenti.

## Estrazione

Nella fase di produzione, si realizza un numero di pozzi sufficiente a ottimizzare lo sfruttamento del giacimento. Ogni giorno per circa 20-30 anni, un pozzo produce da 500 a 1.000 tonnellate di petrolio (qualche migliaio di barili) e qualche centinaio di migliaia di metri cubi di gas naturale.

Inizialmente, il petrolio risale la condotta, spinto dalla pressione dell'acqua e del gas presente nel giacimento. In questo modo si può recuperare il 30% del petrolio e il 90% del gas. Un altro 10-15% può aggiungersi mantenendo alta la pressione del giacimento con acqua o altro gas. Infine, un ulteriore 10-15% può essere estratto iniettando emulsioni, vapori o solventi che lavano le rocce e staccano altro petrolio. Circa il 40% del petrolio contenuto in un giacimento, però, rimane nella roccia e non può essere estratto con le tecnologie attualmente a disposizione: la ricerca petrolifera si sta concentrando sulla possibilità di poter estrarre una maggior quantità di petrolio dai giacimenti, a costi economicamente vantaggiosi.

Circa un quinto della produzione mondiale di petrolio viene dal mare, una quota che è destinata ad aumentare nei prossimi anni. Qui, in un primo momento, si realizzano tanti pozzi a distanza di pochi metri l'uno dall'altro. Poi, per drenare bene tutto il giacimento anche in senso orizzontale, i medesimi pozzi vengono deviati per raggiungere posizioni che distano fino a qualche chilometro. Se il fondale marino supera i 400 metri, occorrono impianti sottomarini con l'apertura del pozzo installata sul fondale.

Durante la fase di produzione del petrolio, insieme agli idrocarburi si estraggono grandi quantità di effluenti liquidi, che devono essere trattati in maniera adeguata per evitare una contaminazione dell'ambiente. I liquidi che vengono prodotti durante la fase di estrazione sono costituiti essenzialmente dalle **acque di produzione** e dalle **acque di iniezione**. Le prime vengono estratte insieme agli idrocarburi; infatti, all'interno dei giacimenti, il petrolio e il gas naturale sono associati a grandi quantità di acqua, molto più salina di quella degli oceani. Inoltre, con la maturazione del giacimento, si riduce la quantità di idrocarburi estratti e aumenta la quantità di acqua, tanto che, alla fine della fase di produzione di un giacimento, i volumi di acqua estratta superano quelli di idrocarburi. Le acque di produzione contengono composti organici e inorganici, spesso tossici, che devono essere eliminati dalle acque prima che queste vengano smaltite. Le acque di iniezione derivano dal ritorno in superficie delle acque pompate nel pozzo per mantenere adeguati i livelli di pressione. Nella maggior parte dei casi le acque vengono iniettate nuovamente nel giacimento, nel caso di impianti offshore possono essere smaltite in mare, ma solo se non contengono sostanze inquinanti, in altri casi possono essere riutilizzate ad esempio per scopi agricoli.

### **Smaltimento dei composti dello zolfo nel gas associato**

Il gas associato che risale insieme al petrolio può contenere elevati quantitativi di composti dello zolfo (principalmente  $H_2S$ ). In questo caso, il gas associato viene trattato in appositi impianti di desolforazione che sono in grado di eliminare il 99,9% dell' $H_2S$  presente. Il prodotto di scarto degli impianti di desolforazione è zolfo solido ( $S_8$ ), che può essere riutilizzato o stoccato, previa impermeabilizzazione, e conservato sul luogo di produzione in attesa di impieghi futuri. Uno dei principali riutilizzi dello zolfo solido è la produzione di fertilizzanti, ma esistono usi alternativi: ad esempio, lo zolfo solido può essere utilizzato per la realizzazione del cemento di zolfo. Questo materiale è più resistente del cemento tradizionale ed ha un doppio vantaggio: riutilizzare una sostanza di scarto sottraendola alla discarica e risparmiare sulla produzione di materie prime.

### **Trattamento e stoccaggio**

Appena estratto, il greggio è costituito da una miscela di idrocarburi e contiene acqua, gas disciolto, Sali, zolfo e sostanze inerti come sabbia e metalli pesanti. Prima di essere immesso negli oleodotti, l'olio estratto deve subire una serie di trattamenti, quali il **degasamento**, la **disidratazione**, la **desalificazione** e la **desolforazione**.

Durante la fase di **degasamento**, l'olio viene separato dal gas a cui è associato nel giacimento. Per far ciò, il greggio viene fatto transitare all'interno di 3-4 separatori in serie, avvero particolari recipienti in pressione. Questa separazione a più stadi consente di recuperare al massimo gli idrocarburi liquidi.

Durante la fase di **disidratazione** viene eliminata l'acqua presente nel greggio. L'acqua può essere "libera" o sotto forma di emulsione: nel primo caso l'acqua può essere facilmente separata per differenza di densità usando un separatore, nel secondo caso, la separazione è più complessa e può avvenire grazie all'utilizzo di prodotti chimici emulsionanti (tensioattivi) o con il riscaldamento della miscela.

Un altro importante processo di trattamento che normalmente il greggio deve subire è quello della **desolforazione**. Molto spesso, infatti, il greggio contiene idrogeno solforato, un gas tossico molto corrosivo, che deve essere eliminato. Il processo più utilizzato è il cosiddetto "strippaggio", che consiste nel far gorgogliare in controcorrente, all'interno di speciali recipienti cilindrici verticali (*stripping tower*), il gas dolce e il greggio. In questo modo il gas dolce sottrae l'idrogeno solforato al greggio.

Il processo di **desalificazione**, infine, serve per rimuovere il cloruro di sodio ed eventuali sedimenti dal greggio. Questo processo permette anche di rimuovere altri contaminanti solubili in acqua, come carbonati o solfati, oltre ai cloruri di metalli pesanti.

Dopo aver subito i vari trattamenti il greggio normalmente il greggio viene stoccato in serbatoi cilindrici in acciaio dotati di impianto di raffreddamento, antincendio e di un bacino di contenimento in caso di rottura, in attesa di essere trasportato alle raffinerie mediante petroliere e oleodotti.

### **Trasporto del petrolio**

Il petrolio è presente in quantità apprezzabili per poterne avviare la produzione, solo in alcune zone della Terra. Pertanto la maggior parte di esso deve essere trasportato per raggiungere le raffinerie e i luoghi di consumo. L'Italia, ad esempio, deve importare il 91,4% del petrolio che consuma da altri paesi (*Fonte dei dati: eni, World Oil & Gas Review 2014*).

Ci sono due modi di trasportare il petrolio, spesso complementari, gli oleodotti e le petroliere. Gli oleodotti comprendono un complesso di condotte costituite da tubi in acciaio in tronchi della lunghezza di 10-12 metri saldati elettricamente tra loro. In genere vengono interrati a una profondità di 3-15 metri o posti sui fondali marini. Il movimento del greggio lungo l'oleodotto è assicurato da grandi pompe distribuite lungo il percorso a distanze che variano dai 50 ai 250 chilometri a seconda delle caratteristiche del territorio attraversato. Stazioni di controllo e sicurezza distribuite lungo il percorso ne garantiscono il trasporto ai porti d'imbarco e alle raffinerie.

La fase del trasporto del petrolio via mare è molto delicata, poiché può trasformarsi in una delle principali fonti d'inquinamento per mari e oceani, se le navi naufragano e si spezzano. Una moderna petroliera è una nave cisterna a compartimenti separati e doppio scafo (ovvero dotata di un doppio guscio metallico a protezione del petrolio trasportato) e dotata di sistemi sofisticati di prevenzione degli incidenti, al fine di ridurre al minimo il rischio di versare il petrolio nel

mare. Prima della crisi degli anni Settanta, le petroliere erano enormi (450 m di lunghezza, per 500 tonnellate di stazza), ma questa tendenza è stata frenata sia per la riapertura del Canale di Suez, che ha imposto limitazioni alle dimensioni delle navi in transito, sia per i mutamenti del mercato, sia, negli ultimi anni, per ragioni di sicurezza e tutela ambientale. Per ridurre l'impatto ambientale di queste navi, sono stati introdotti anche nuovi sistemi di ripulitura delle cisterne che permettono di raccogliere i residui petroliferi per trattarli poi in impianti a terra, anziché scaricarli in mare.

## La raffinazione

Il petrolio greggio è costituito da una grande varietà di idrocarburi con diverse quantità di atomi di carbonio. Il rapporto tra queste sostanze varia da luogo a luogo. Ad esempio, il petrolio venezuelano è ricco di molecole lunghe che lo rendono più denso, mentre, il greggio del Mare del Nord è più fluido. Per suddividere il greggio nei suoi componenti, sfruttandolo al meglio, occorre avviarlo a **distillazione frazionata** (o raffinazione).

I vari idrocarburi vengono separati in base alla diversa temperatura di ebollizione. Il greggio liquido, riscaldato a circa 400 gradi centigradi alla base della torre di raffinazione, si trasforma in un miscuglio di gas che salgono verso l'alto. Salendo, i gas si raffreddano e, in base alla diversa temperatura di condensa, vengono separati. Gli idrocarburi più pesanti condensano subito e si depositano sul fondo. Gli altri risalgono, ritornando allo stato liquido a diverse altezze, dove vengono raccolti.

I residui con oltre 20 atomi di carbonio condensano per primi e possono essere ulteriormente separati, mediante distillazione sotto vuoto, per produrre oli, lubrificanti, paraffine, cere e bitumi.

Il **gasolio** con 14-20 atomi di carbonio, condensa a 250-350 gradi centigradi. E' un liquido denso, utilizzato come combustibile per motori diesel e per il riscaldamento domestico.

Il **kerosene** con 10-15 atomi di carbonio, condensa a 160-250 gradi centigradi. E' un combustibile oleoso usato come propellente per aerei a reazione e impianti di riscaldamento.

La **nafta** con 8-12 atomi di carbonio condensa a 70-160 gradi centigradi. E' una sostanza liquida gialla usata come combustibile e trasformata per produrre materie plastiche, farmaci, pesticidi, fertilizzanti. E' anche un solvente per la preparazione della gomma.

Le **benzine** con 5-10 atomi di carbonio, condensano a 20-70 gradi centigradi. Sono usate come carburante per automobili ed aerei, ma anche nella produzione di materie plastiche e detersivi.

Per quanto riguarda i gas, a 20 gradi centigradi, rimangono gassosi solo metano, etano, propano e butano. La maggior parte di essi viene usata per scopi energetici e per produrre sostanze petrolchimiche e materie plastiche. In particolare, butano e propano formano il combustibile denominato GPL.

## Centrali a vapore

Nelle centrali elettriche non si usa il petrolio "grezzo", bensì un prodotto intermedio della raffinazione, che si chiama olio combustibile.

In particolare, nelle centrali termoelettriche a vapore si sfrutta l'energia del vapore, prodotto da una "caldaia" nella quale si brucia un combustibile liquido, quale l'olio combustibile e la nafta oppure anche il metano (normalmente le moderne caldaie possono bruciare indifferentemente tutti e tre i tipi di combustibile).

Generalmente i grandi impianti termoelettrici sono installati in prossimità di grandi centri di consumo e necessitano di adeguati rifornimenti di acqua per la produzione di vapore e di depositi di combustibile. La combustione avviene in una zona della caldaia chiamata "camera di combustione", con le pareti costituite da un insieme di tubi dove l'acqua si riscalda e si trasforma gradualmente in vapore. Nella camera a combustione arriva il combustibile attraverso apposite aperture, mediante le quali viene immessa, tramite appositi ventilatori, anche l'aria necessaria per la combustione. Seguendo un determinato percorso, i gas prodotti dalla combustione cedono una buona parte del loro calore ed attraversano, all'uscita della caldaia, i preriscaldatori che rilasciano l'aria che verrà immessa nella caldaia; poi passano in una serie di filtri depuratori ed infine vanno nella ciminiera che li disperde nell'aria. Il vapore fa poi girare le pale di una turbina collegata a un alternatore per la produzione di corrente elettrica. Le turbine a vapore sono, con molta

approssimazione, paragonabili a quelle idrauliche, ma costruttivamente differiscono notevolmente perché hanno a che fare non con acqua, ma con vapore surriscaldato, con tutti i problemi di temperatura e di tenuta che ne conseguono.

### **Abbattimento degli inquinanti**

Nei fumi delle centrali termoelettriche sono contenute sostanze inquinanti prodotte durante la combustione dell'olio combustibile. Si tratta di:

- **anidride solforosa** (SO<sub>2</sub>): prodotta dall'ossidazione dello zolfo naturalmente contenuto nei combustibili;
- **ossidi di azoto** (NO<sub>x</sub>): prodotti dall'ossidazione dell'azoto contenuto nei combustibili e di quello presente nell'aria;
- **polveri**: prodotte nel corso del complesso processo fisico-chimico a cui sono sottoposte le particelle dei combustibili all'interno della camera di combustione;
- **biossido di carbonio** (CO<sub>2</sub>): prodotto naturale di tutti i fenomeni di combustione.

Ovviamente gli effetti sull'ambiente delle sostanze sopra menzionate dipendono dalla loro concentrazione. Le moderne centrali termoelettriche sono dotate di sistemi per la riduzione delle emissioni inquinanti, che sfruttano diverse tecnologie:

- **denitrificatore**: riduce gli ossidi di azoto mescolandoli con ammoniaca e ossigeno per ottenere acqua e azoto molecolare (non inquinante);
- **captatore di polveri**: grazie all'azione di campi elettrostatici o di filtri, le particelle solide vengono trattenute e non disperse in atmosfera (la capacità attuale di abbattimento raggiunge il 99,9%);
- **desolforazione dei fumi**: operazione che consente di eliminare fino al 97% i composti di zolfo presenti nei fumi delle centrali;
- **trattamento delle acque**: esistono diversi tipi di utilizzo delle acque negli impianti; in ogni caso, prima di essere scaricata, l'acqua viene trattata per eliminare le eventuali sostanze inquinanti presenti, e l'immissione nei fumi o in mare avviene solo quando le concentrazioni di sostanze inquinanti e le temperature sono inferiori ai limiti di legge.

In definitiva tutte le sostanze vengono filtrate e trattenute dai sistemi di abbattimento presenti negli impianti. Per favorire la dispersione in quota delle emissioni residue ed evitare l'inquinamento del suolo, i camini di scarico sono molto alti, in certi casi oltre 200 metri.

## **Centrali a turbogas**

Nelle **centrali a turbogas**, al posto della caldaia, viene impiegata una turbina a gas, ossia una macchina termica rotativa che converte il calore in lavoro, usando direttamente i gas combusti come fluido di lavoro, erogando potenza meccanica su un albero rotante.

L'aria aspirata dal compressore viene compressa ed inviata alla camera di combustione dove viene bruciato il combustibile (gasolio, benzinone, o anche metano) e la miscela di aria e gas ad alta temperatura viene inviata direttamente nella turbina, dove avviene la conversione dell'energia termica in quella meccanica. Una parte dell'energia meccanica viene convertita dall'alternatore accoppiato alla turbina in energia elettrica; l'altra parte viene utilizzata per azionare il compressore. In pratica, una centrale a turbogas è basata sullo stesso principio sfruttato nei propulsori degli aerei a reazione, con la differenza che negli aerei la turbina produce solo la parte di energia richiesta per l'azionamento del compressore, mentre la rimanente parte viene sfruttata come getto di gas di pressione per generare la spinta necessaria per il volo.

Questo tipo di impianto presenta diversi vantaggi: costi ridotti, la possibilità di avviamento anche in caso di mancanza di

energia dalla rete, semplicità e rapidità di costruzione e infine il fatto che non necessita di acqua di raffreddamento, il che permette di ubicarlo in qualsiasi zona, anche sprovvista di rifornimento idrico.

## Dismissione degli impianti

Quando un giacimento si esaurisce, segue la fase di smantellamento degli impianti. La dismissione degli impianti consiste nella rimozione in sicurezza del centro olio, delle piattaforme, delle strutture per la compressione e il dispacciamento degli idrocarburi, la rimozione delle teste pozzo e delle condotte di collegamento con i punti di raccolta. Dopo la rimozione degli impianti segue la fase di ripristino ambientale. Per quanto riguarda le aree dove sorgevano i pozzi e il centro olio, queste vengono bonificate e ricondotte alla situazione precedente l'inizio delle operazioni, con la ricostruzione del manto erboso e la piantumazione degli alberi. Per quanto riguarda la dismissione degli impianti offshore, vengono eseguite le operazioni di messa in sicurezza dei pozzi e vengono rimosse le strutture e le condotte che collegavano la piattaforma ai centri di trattamento a terra. Tali operazioni sono molto delicate e richiedono personale specializzato al fine di evitare impatti ambientali. Alla fase rimozione degli impianti, segue l'individuazione di siti idonei per il conferimento dei materiali non riutilizzabili e lo smaltimento finale dei prodotti potenzialmente inquinanti. Un approccio alternativo allo smantellamento e rimozione delle strutture offshore prevede il riutilizzo in loco delle piattaforme dismesse, ad esempio come barriere artificiali. E' stato osservato, infatti, che molte strutture artificiali poste in mare aperto vengono colonizzate dalla macrofauna bentonica e da numerose specie di pesci che trovano un habitat idoneo alla riproduzione. Un'altra possibilità è l'installazione di impianti eolici offshore sulle piattaforme dismesse. Le piattaforme dismesse, infatti, possono fornire un supporto alle pale eoliche e permette di installare gli impianti lontano dalle coste, dove i venti sono più forti e costanti e dove non ci sono problemi paesaggistici. L'opzione di lasciare sul posto le piattaforme dismesse deve essere attentamente valutata dal punto di vista ambientale e legislativo.