

# IL PETROLIO

ORIGINI, RICERCA, PRODUZIONE

---

*Questo fascicolo contiene, in forma sintetica, le informazioni essenziali riguardanti la storia del petrolio, dalla sua origine al suo accumulo nei giacimenti, alla sua produzione ed infine al suo ruolo, attuale e futuro, nell'economia industriale moderna.*

*La stesura del testo e delle figure è stata curata da Marco Pieri, con la collaborazione delle Unità dell'Agip S.p.A., competenti per i vari argomenti, alle quali va il nostro ringraziamento.*

Agip S.p.A.

Addestramento e Formazione

1986

## INDICE

INTRODUZIONE	pag.	1
PETROLIO ED ENERGIA	"	5
Produzioni, consumi e riserve petrolifere	"	8
Il futuro del petrolio	"	13
Riassunto e conclusioni	"	15
ORIGINE DEL PETROLIO	"	17
Il ciclo del carbonio organico	"	18
L'accumulo di carbonio organico nei sedimenti	"	20
La trasformazione della sostanza organica	"	23
La diagenesi: trasformazione del sedimento in roccia e della sostanza organica in kerogene	"	25
Il kerogene	"	25
La catagenesi: trasformazione del kerogene in petrolio	"	28
La metagenesi e il metamorfismo	"	29
Carbone e scisti bituminosi	"	30
Riassunto e conclusioni	"	30
BACINI SEDIMENTARI	"	33
Riassunto e conclusioni	"	37
MIGRAZIONE ED ACCUMULO DEL PETROLIO	"	39
La migrazione primaria	"	40
La migrazione secondaria	"	40
La trappola	"	42
Tipi di trappola	"	44
Il giacimento	"	44
Condizioni del petrolio nel giacimento ed energia naturale del giacimento	"	46
Recuperi migliorati e recuperi assistiti	"	51
Dimensione dei giacimenti e distribuzione delle riserve	"	51
Riassunto e conclusioni	"	53

ESPLORAZIONE PETROLIFERA	''	55
Acquisizione dei diritti minerari	''	60
L'evoluzione dei contratti petroliferi	''	61
Le associazioni tra Compagnie e tra Stato e Compagnie	''	64
La valutazione delle avventure	''	65
La prospezione	''	67
Il pozzo esplorativo	''	71
Le tecniche di perforazione	''	71
Le informazioni geologiche e minerarie	''	74
Pozzi esplorativi in mare	''	78
Riassunto e conclusioni	''	82
 SVILUPPO DEI GIACIMENTI E PRODUZIONE DI PETROLIO	''	85
Estrazione e trattamento del petrolio	''	87
Sviluppo e produzione in mare	''	89
Riassunto e conclusioni	''	90
 ASPETTI ECONOMICI	''	91
I costi dell'esplorazione e dello sviluppo	''	91
Investimenti e ricavi	''	92
Riassunto e conclusioni	''	94
 GLOSSARIO ED INDICE ANALITICO	''	95
 ALCUNE EQUIVALENZE DELLE MISURE COMUNEMENTE USATE NELL'INDUSTRIA PETROLIFERA	''	111

## INTRODUZIONE

Il petrolio <sup>1)</sup> è una miscela naturale costituita principalmente da idrocarburi e, in proporzione minore, da altre sostanze, che si trova normalmente associata alle rocce originate dall'accumulo di sedimenti sul fondo di antichi mari o di grandi laghi.

È abbastanza comune che il petrolio contenuto nelle rocce che costituiscono il sottosuolo risalga spontaneamente alla superficie e si incendi per cause naturali. È probabilmente così che fin dalla preistoria l'uomo imparò a conoscerlo; certamente già nel 3000 a.C., in Mesopotamia, il bitume (ossia del petrolio denso ed ossidato), veniva utilizzato come legante nell'edilizia, come impermeabilizzante per gli scafi delle barche, come conservante del legno e delle pelli, come medicinale e, naturalmente, come combustibile ed illuminante.

Anche la ricerca del petrolio nel sottosuolo, mediante la perforazione di pozzi più o meno profondi, è molto antica e se ne hanno testimonianze fin dal 250 d.C., nella provincia cinese del Szechwan.

È peraltro tradizionale far coincidere l'inizio della moderna industria estrattiva del petrolio al 1859, con la perforazione del pozzo del "colonnello" E. W. Drake ad Oil Creek, in Pennsylvania.

Nel corso di quest'ultimo secolo il consumo del petrolio, e con esso l'industria petrolifera, si sono sviluppati enormemente e nelle pagine che seguono se ne spiegheranno i motivi. Verrà riassunto lo stato attuale delle conoscenze relative all'origine del petrolio e le modalità con le quali esso si accumula nei giacimenti. Si vedrà infine come sia possibile tentare con successo di localizzare questi giacimenti nel sottosuolo, come se ne estragga il petrolio liquido e gassoso e come questo petrolio sia reso adatto al trasporto ed alla commercializzazione. Seguiranno infine alcune considerazioni economiche su costi, investimenti e ricavi della attività di ricerca e produzione petrolifera.

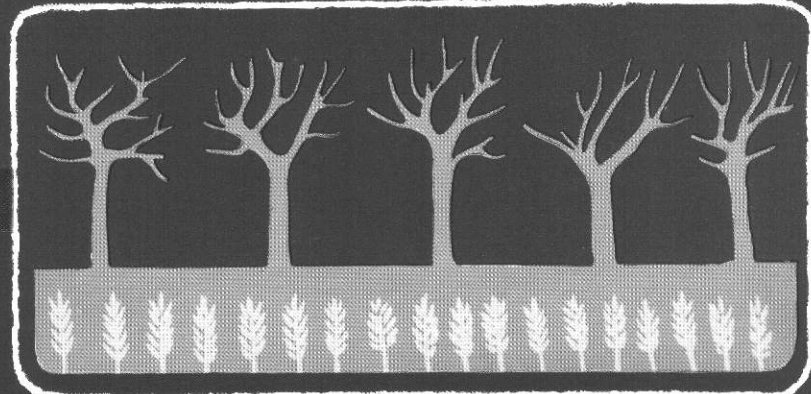
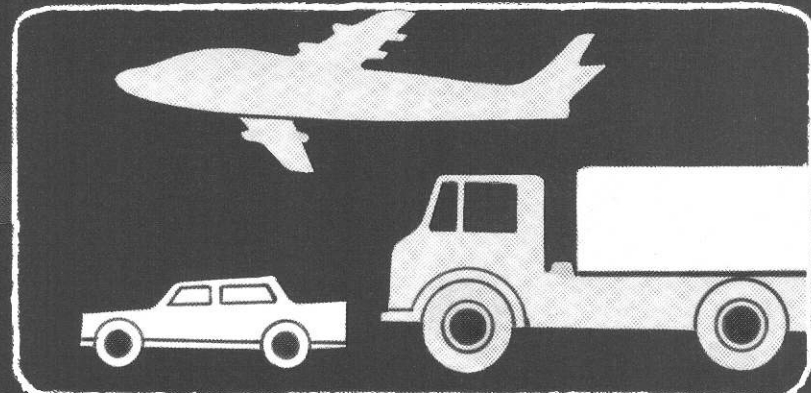
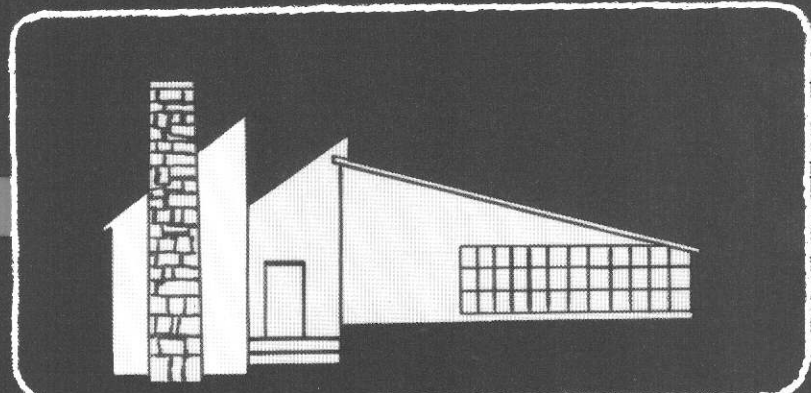
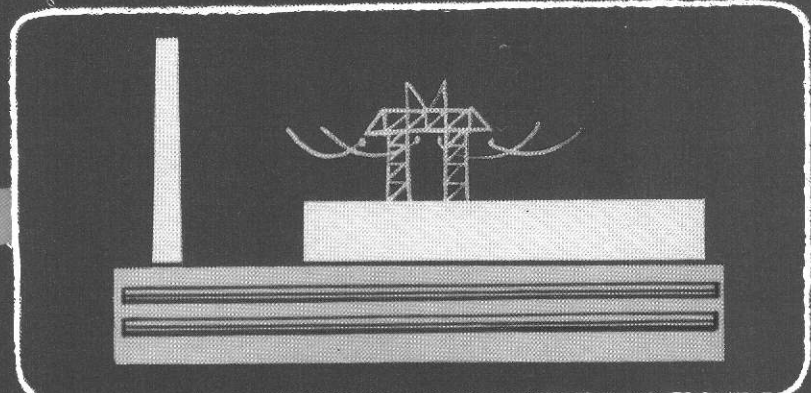
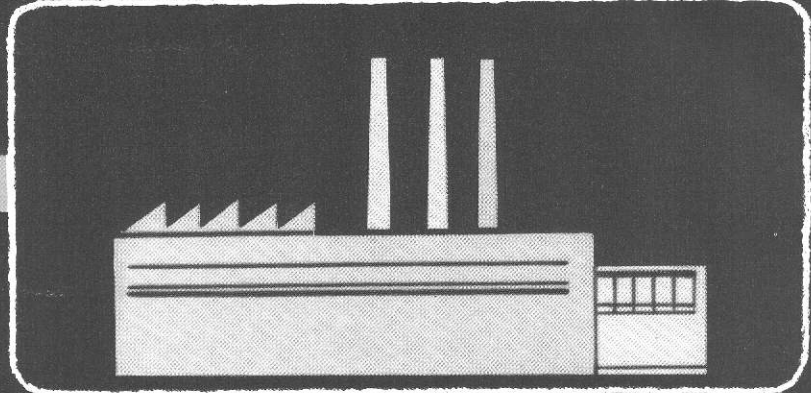
---

1) Con il sostantivo "petrolio" (dal latino **petra** ed **oleum**, ossia "olio di pietra") si intende, nell'uso comune, una sostanza liquida e untuosa, proveniente dal sottosuolo o, talvolta, un prodotto della raffinazione di questa sostanza. Nel linguaggio scientifico e tecnico l'accezione della parola è più vasta ed include tutte le miscele naturali contenenti idrocarburi, siano esse liquide, gassose o anche solide.

Il petrolio liquido (alle condizioni dell'ambiente), viene definito **olio** e quello gassoso **gas naturale**; il gas naturale, oltre agli idrocarburi gassosi (principalmente metano) può contenere vapori condensabili di idrocarburi che normalmente sono liquidi; se questi vapori, una volta condensati, sono in proporzione maggiore di 4 litri per 100 metri cubi, si parla di **gas umido**. L'**asfalto** è il prodotto naturale della alterazione dell'olio per evaporazione e ossidazione microbica.

Va ricordato inoltre che gli **idrocarburi** sono composti **esclusivamente** da idrogeno e carbonio. Il termine idrocarburi **non** è quindi sinonimo di petrolio, poichè nel petrolio sono contenute, in proporzioni variabili, altri composti organici che, oltre all'idrogeno e al carbonio, contengono nella loro molecola atomi di azoto, zolfo, ossigeno e di altri elementi. Nelle pagine che seguono si useranno i termini di **petrolio liquido** o **olio** per il petrolio che, a condizioni ambientali normali, è in fase liquida ed il termine **gas naturale** (o, per brevità, **gas**), per quello che, alle stesse condizioni, è in fase gassosa. Il termine **petrolio**, non specificato, starà ad indicare le varie miscele di idrocarburi ed altre sostanze, in qualsiasi fase esse si trovino.

# PETROLIO ED ENERGIA



## PETROLIO ED ENERGIA

L'energia viene definita come "l'attitudine di un sistema fisico a compiere un lavoro". In altre parole ciò significa che per compiere qualsiasi lavoro, per muovere il nostro corpo o gli oggetti che ci circondano e per produrre le innumerevoli cose che ci abbisognano, è necessaria l'energia, in una delle sue tante forme: calore, moto, luce, elettricità.

Per diversi millenni l'uomo ha potuto disporre solamente dell'energia prodotta dai suoi muscoli e da quelli degli animali domestici. Le prime e le più importanti materie prime energetiche sono quindi state gli alimenti, ossia delle sostanze organiche sintetizzate utilizzando direttamente o indirettamente l'energia solare e capaci di restituire questa energia quando vengano digerite ed ossidate all'interno dell'organismo che se ne nutre.

La scoperta del fuoco insegnò all'uomo che era possibile liberare l'energia contenuta nel legno ed altre sostanze combustibili e, più tardi, fu trovato anche il modo di imbrigliare ed utilizzare l'energia cinetica prodotta dal movimento dell'acqua e dell'aria.

Gli impieghi dell'energia ottenuta dagli alimenti, dal fuoco, dai mulini e dalle vele erano però necessariamente localizzati e limitati; solamente nel corso del 19° secolo, con la invenzione della macchina a vapore, del motore a combustione interna e di quello elettrico, fu possibile produrre energia nella forma e nei luoghi più adatti, moltiplicandone così a dismisura le possibilità di utilizzazione. Peraltro ciò non sarebbe stato possibile se non si fossero rese contemporaneamente disponibili (e in grandissima quantità), carbone e petrolio, ossia due combustibili fossili, originati nel corso della lunghissima storia geologica del nostro pianeta dalla trasformazione di materiale organico vegetale ed animale.

Per tutto il 19° secolo e per buona parte del successivo lo scenario energetico è stato dominato dal carbone, che alimentando le macchine a vapore ha fornito l'energia necessaria alla prima rivoluzione industriale. L'avvento dei motori a combustione interna, più compatti ed efficienti, ha però portato rapidamente al sopravvento del petrolio che, oltre tutto, rispetto al carbone, ha un maggiore potenziale energetico, una estrazione ed un trasporto più agevoli ed una maggiore flessibilità di impiego.

Dall'inizio del secolo ad oggi il consumo di energia nel mondo si è incrementato ad un ritmo sempre più veloce che solo in questi ultimi anni ha mostrato una tendenza al rallentamento, dovuta in buona parte ad una crisi economica generalizzata. Il fabbisogno energetico mondiale è comunque

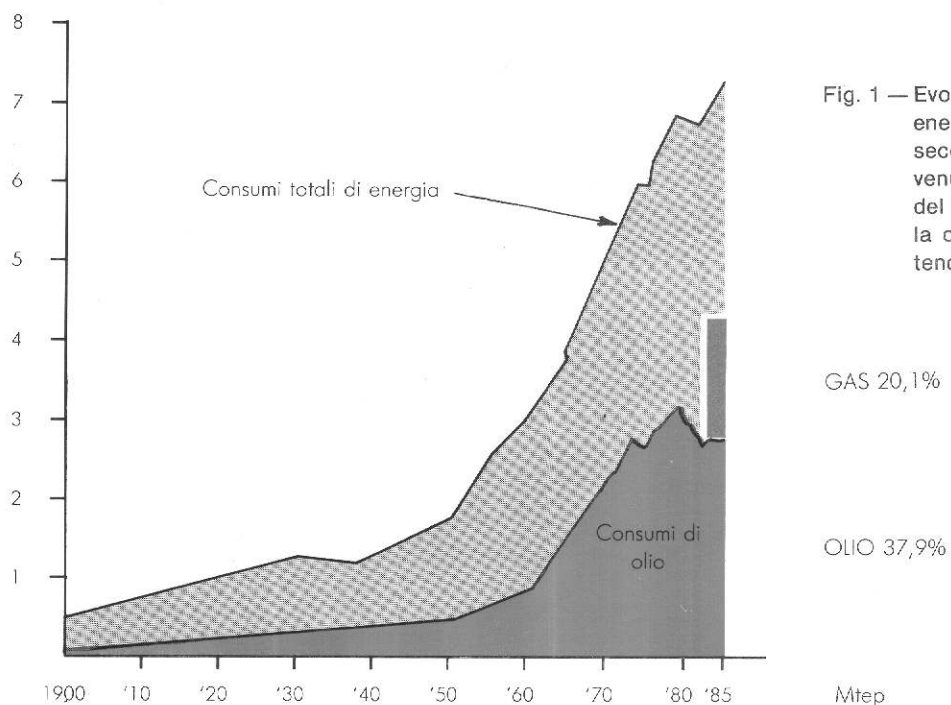


Fig. 1 — Evoluzione dei consumi mondiali di energia nel corso del ventesimo secolo; l'incremento maggiore è avvenuto negli ultimi trent'anni, a spese del petrolio liquido e gassoso. Dopo la crisi dei primi anni '80 i consumi tendono a riprendere la loro ascesa.

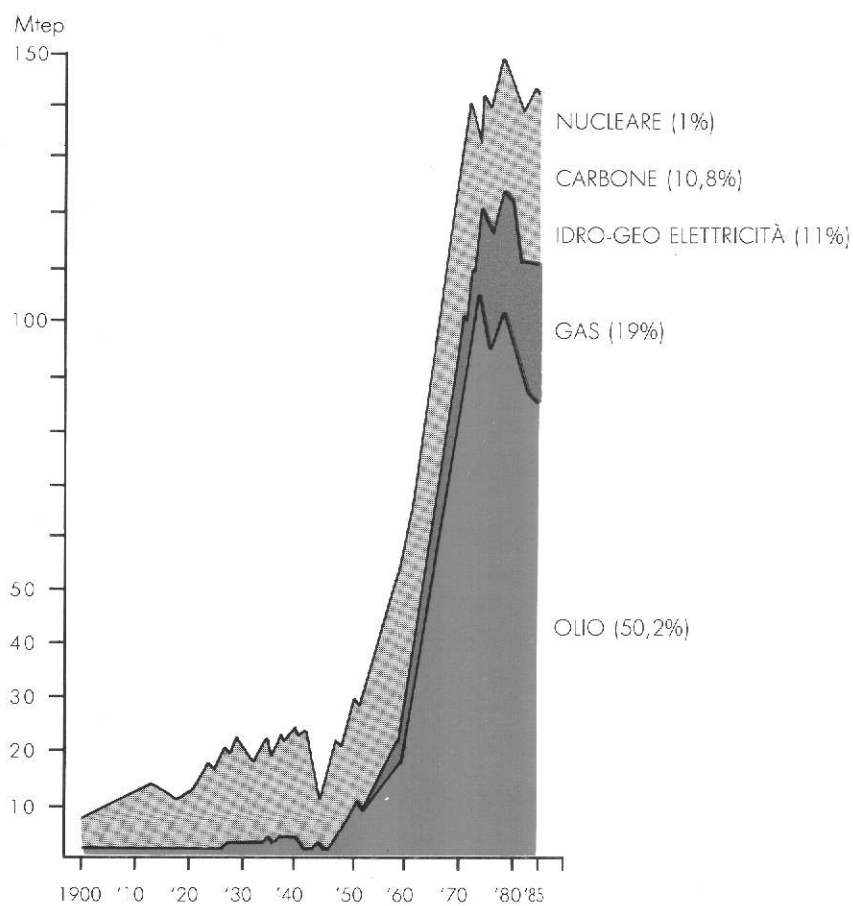


Fig. 2 — Evoluzione dei consumi in Italia nel corso del ventesimo secolo; l'incremento è quasi tutto concentrato negli anni successivi la seconda guerra mondiale, con energia prodotta da olio e gas. Il decremento dei primi anni '80 corrisponde a un periodo di crisi economica.

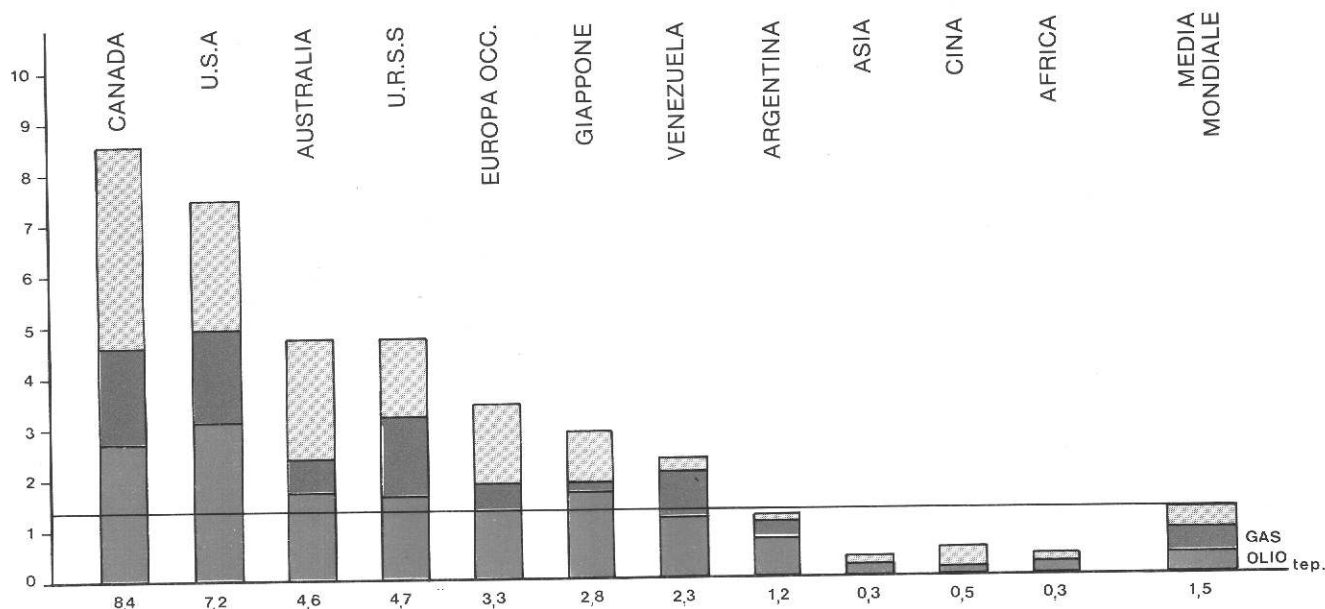


Fig. 3 — Consumi pro-capite di energia nel mondo (1983).

oggi pari a circa dodici volte quello dell'anno 1900 (Fig. 1), ed in questa spettacolare crescita il ruolo più importante è stato sostenuto dal petrolio liquido, che è passato da meno del 5% al 47% del 1973, per scendere al 38% del 1985. Nei Paesi con scarse risorse interne di altro tipo la percentuale del fabbisogno coperta dal petrolio è ancora maggiore; per l'Italia (Fig. 2) il 69 (1979) - 59 (1984) %, per il Giappone il 75 (1979) - 59 (1984) %

Nel corso di questi ultimi decenni al contributo del petrolio in forma liquida si è aggiunto quello del metano (ossia del petrolio in forma gassosa); sebbene il metano presenti molti dei vantaggi del petrolio liquido ed abbia in più dei pregi particolari (ad esempio la mancanza di inquinamento), la sua diffusione è ostacolata dalla difficoltà di trasporto. Per questa ragione lo sviluppo dei consumi di gas naturale si è avuto soprattutto nei Paesi industrializzati che dispongono di riserve localizzate nel proprio territorio, mentre esistono ancora grandi giacimenti praticamente intatti in zone lontane dalle aree di consumo.

Nel 1985 la produzione mondiale di petrolio liquido è ammontata a 2777 milioni di tonnellate e quella del gas naturale a 1767 miliardi di metri cubi, pari rispettivamente a 0,58 tonnellate e 370 metri cubi per ogni abitante del globo. Nella realtà vi sono però differenze enormi nel livello dei consumi individuali (Fig. 3) e, agli opposti estremi, un cittadino del Canada consuma 22 volte l'energia e 13 volte il petrolio consumato da un africano.

Un alto livello dei consumi energetici costituisce l'inevitabile prezzo dello sviluppo economico e sociale dell'Uomo. Anche se è augurabile un uso migliore e più razionale delle risorse del nostro pia-



neta e di quelle energetiche in particolare, non è certo pensabile di poter raggiungere e mantenere un livello adeguato di consumi individuali e di servizi sociali senza consumare contemporaneamente grandi quantità di energia. Se poi si tiene conto, oltre che di un ulteriore sviluppo dei grandi Paesi industriali, anche dell'incremento demografico e, soprattutto, dell'augurabile miglioramento delle condizioni di vita di gran parte della popolazione mondiale, è anche evidente che l'incremento della domanda di energia continuerà probabilmente ancora per molto.

Vi è però una grossa difficoltà obiettiva, che impedisce che l'approvvigionamento dell'energia possa continuare a realizzarsi con le modalità attraverso le quali si è svolto in quest'ultimo secolo. Si è visto infatti come tutto lo sviluppo degli ultimi cento anni sia basato sullo sfruttamento dei combustibili fossili; le riserve di questi combustibili (ossia le quantità di carbone e petrolio che si sono accumulate e conservate nel corso del passato geologico del nostro pianeta, formando i "giacimenti"), per quanto grandi non sono infinite e, soprattutto, non sono rinnovabili durante i tempi storici nei quali si misura la vita del genere umano.

La distruzione di queste riserve al ritmo attuale porterà certamente, nel lungo termine, al loro esaurimento e molto probabilmente, per quanto riguarda il petrolio, alla sua rarefazione e quindi a delle limitazioni della sua disponibilità fisica anche nel medio termine, ossia tra non molti decenni.

Questa considerazione di fondo, sommata alle preoccupazioni destinate dalla crisi petrolifera del 1973 (causata peraltro non da una mancanza di disponibilità fisica del petrolio, ma da motivi politici), hanno indotto i Governi di molti Paesi consumatori ad incentivare lo sviluppo di fonti di energia alternative a quelle oggi dominanti. Di queste energie, quella nucleare offre certamente le maggiori possibilità pratiche di poter coprire, e in tempi non troppo lunghi, una parte rilevante del fabbisogno mondiale; sono peraltro a tutti note le difficoltà di ogni tipo che stanno attualmente incontrando i programmi di sviluppo nucleare. D'altra parte le energie cosiddette "pulite" e rinnovabili (l'energia solare, quella eolica, quella delle onde e delle maree e, sotto alcuni aspetti, quella geotermica), devono ancora affrontare e risolvere problemi tecnici non indifferenti e, per quanto teoricamente illimitate, potranno praticamente coprire solo una parte minore dei consumi.

È quindi inevitabile che nel breve e medio termine, ossia ancora per diversi decenni, la maggior parte dell'energia necessaria debba essere fornita dalle fonti tradizionali e quindi soprattutto dal petrolio liquido e dal gas naturale.

### **Produzioni, consumi e riserve petrolifere**

Si è visto come attualmente (1985) la produzione di olio (2 777 milioni di tonnellate) e quella di gas naturale (1 767 miliardi di metri cubi), copra il 58% del fabbisogno mondiale di energia. È in-

teressante vedere adesso quale sia la localizzazione geografica delle aree dalle quali il petrolio viene estratto e quella delle aree dove esso viene consumato ed accennare, sulla base delle stime correnti più attendibili, alla entità delle riserve petrolifere, ossia alla quantità di petrolio (già scoperto e ancora da scoprire), che esiste ancora nel sottosuolo del nostro pianeta.

RISERVE, PRODUZIONI E CONSUMI DI OLIO E GAS ALL'1.1.86												
	OLIO						GAS					
	Riserve		Produzione		Consumi		Riserve		Produzione		Consumi	
	M tep	%	M tep	%	M tep	%	G m <sup>3</sup>	%	G m <sup>3</sup>	%	G m <sup>3</sup>	%
Medio Oriente	54.301	56,0	506,5	18,2	98,8	3,5	25.314	25,7	67,0	3,8	64,0	3,6
Nord America	4.707	4,8	587,4	21,2	791,8	28,2	8.397	8,5	547,5	31,0	547,0	31,0
America Latina	13.163	13,7	340,2	12,3	209,5	7,5	5.537	5,6	78,0	4,4	78,0	4,4
Paesi Socialisti	8.588	9,0	619,0	22,3	572,0	20,4	41.126	41,7	709,0	40,0	677,5	38,3
Africa	7.740	8,0	256,3	9,2	82,8	2,9	5.744	5,8	52,0	3,0	30,0	1,7
Europa Occidentale	3.064	3,2	189,3	6,8	568,6	20,2	6.023	6,1	193,0	11,0	248,5	14,0
Austr. Asia (incl. Cina)	5.166	5,3	278,9	10,0	485,9	17,3	6.443	6,6	121,0	6,8	123,0	7,0
<b>Totali</b>	<b>96.729</b>	<b>100,0</b>	<b>2.777,6</b>	<b>100,0</b>	<b>2.809,4</b>	<b>100,0</b>	<b>98.584</b>	<b>100,0</b>	<b>1.767,5</b>	<b>100,0</b>	<b>1.767,5</b>	<b>100,0</b>
di cui OPEC	65.165	67,5	815,0				32.731	33,2				

Nota: M = 10<sup>6</sup>, G = 10<sup>9</sup>

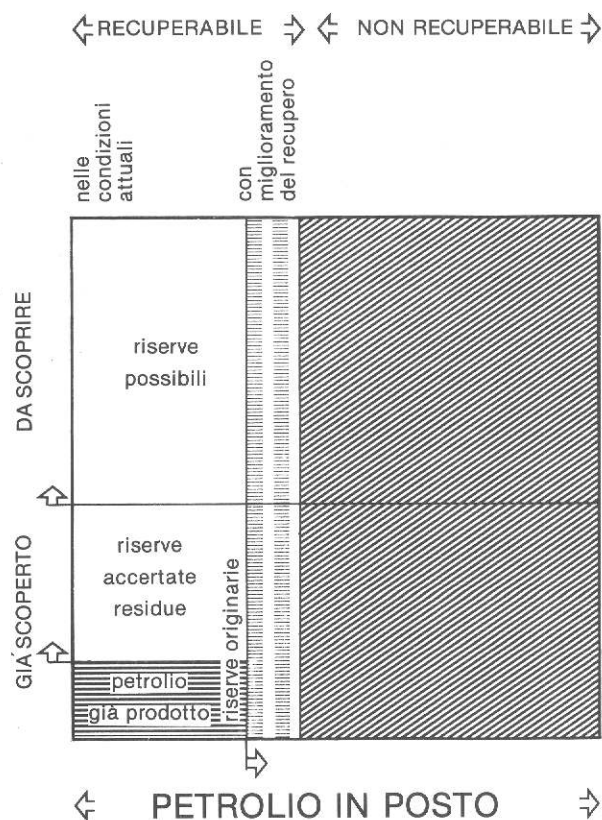


Fig. 4 — Petrolio in posto e riserve

Per quanto riguarda la **produzione** del petrolio liquido, la tabella mostra come essa provenga per quasi l'80% da tre grandi aree: il Medio Oriente, le Americhe e i Paesi Socialisti; i maggiori Paesi produttori sono, nell'ordine, l'URSS, gli Stati Uniti e l'Arabia Saudita con, rispettivamente, il 21,5 il 18 ed l'6% della produzione mondiale.

Assai diversa è la localizzazione dei **consumi** petroliferi, concentrati nell'America settentrionale (28%), nell'Europa Occidentale (20%), nell'URSS (16%) ed in Giappone (7%). Questi scompensi diventano ancora più evidenti quando si confronti il bilancio petrolifero dei singoli Paesi che vengono così, per la gran maggioranza, a porsi nettamente in una delle due categorie: quella dei **Paesi importatori**, la cui economia è strettamente legata alla possibilità di colmare il proprio deficit energetico con l'importazione di petrolio (ad es. l'Italia e il Giappone ma anche, e in misura rilevante, gli Stati Uniti) e quella dei **Paesi esportatori**, i cui introiti dipendono in tutto o in gran parte dalla possibilità di vendere all'estero il loro petrolio (ad es. l'Arabia Saudita, molti dei Paesi mediorientali, diversi Paesi africani e, nella America latina, il Messico ed il Venezuela).

Per quanto riguarda il gas il rapporto produzione/consumi è relativamente più bilanciato, data la difficoltà del trasporto di grandi quantitativi a grande distanza; è peraltro facile prevedere che in futuro la situazione sia destinata a mutare.

Questa è la situazione attuale ma, se si vuole un quadro più completo che possa servire alla previsione di quella che potrà essere l'evoluzione di questa situazione in un futuro non troppo lontano, occorre anche tener conto della distribuzione delle riserve.

A questo proposito è necessaria una premessa: un giacimento petrolifero contiene una certa quantità di petrolio, ma non tutto questo petrolio può essere estratto e quindi utilizzato. Ad una certa quantità di **petrolio in posto** (Fig. 4) corrisponde quindi una quantità minore di **petrolio recuperabile**, ed è solo questo il petrolio che costituisce le **riserve originarie** del giacimento. La percentuale media del recupero è il 32% per il petrolio liquido e il 40-90% per il gas naturale; la differenza tra il petrolio in posto e riserve è quindi notevole. Man mano che il petrolio viene estratto le riserve (che diventano così **riserve residue**) diminuiscono fino ad annullarsi.

Si è parlato fino ad ora di riserve che esistono nei giacimenti già scoperti; il loro calcolo non è sempre facile, soprattutto quando la produzione non sia ancora iniziata o sia cominciata da poco ma, nel complesso, le valutazioni di queste **riserve residue accertate** sono attendibili ed ogni anno la stampa specializzata ne pubblica i risultati, dettagliati a livello di singolo Paese. È ovvio che la variazione annuale delle riserve accertate corrisponde alla somma algebrica della quantità di petrolio che è stato prodotto e della quantità di nuove riserve che si aggiungono in seguito alla scoperta di nuovi giacimenti ed alla rivalutazione di quelli già scoperti.

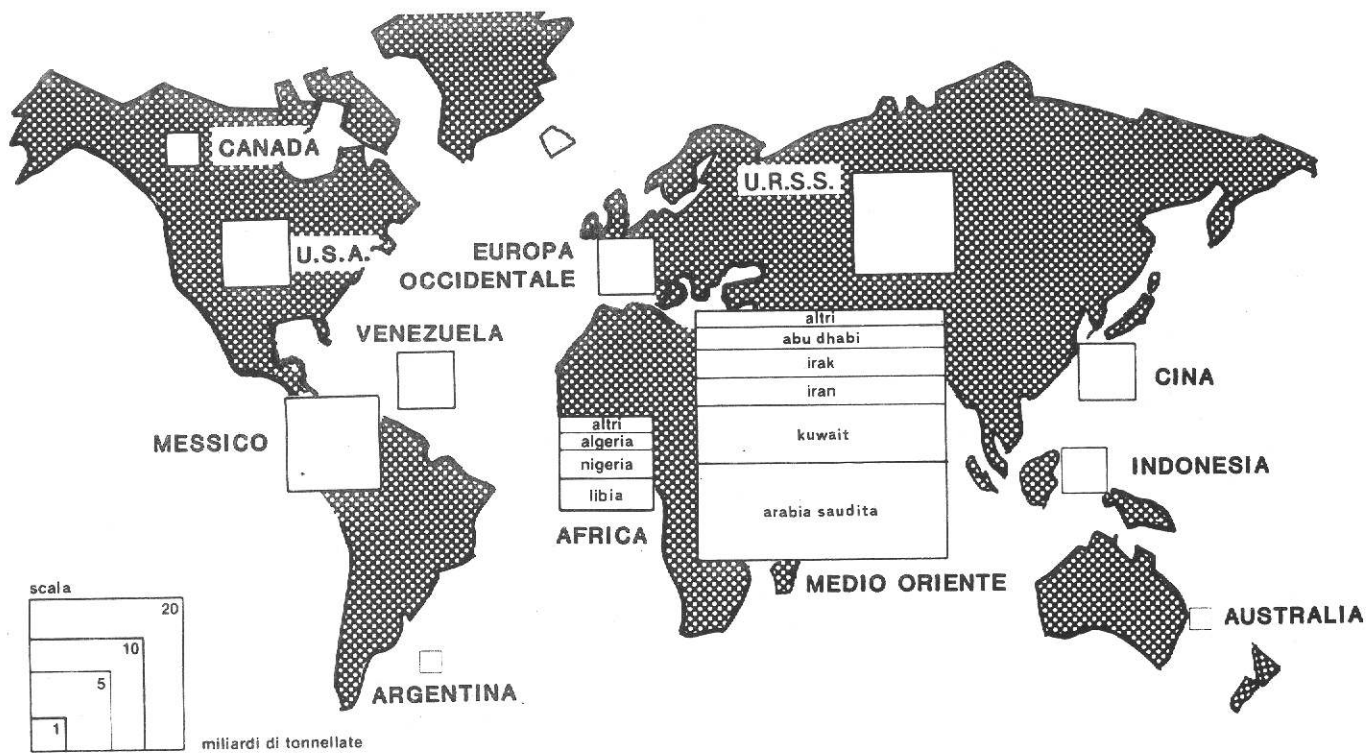


Fig. 5 — Distribuzione geografica delle riserve di olio all'inizio del 1985.

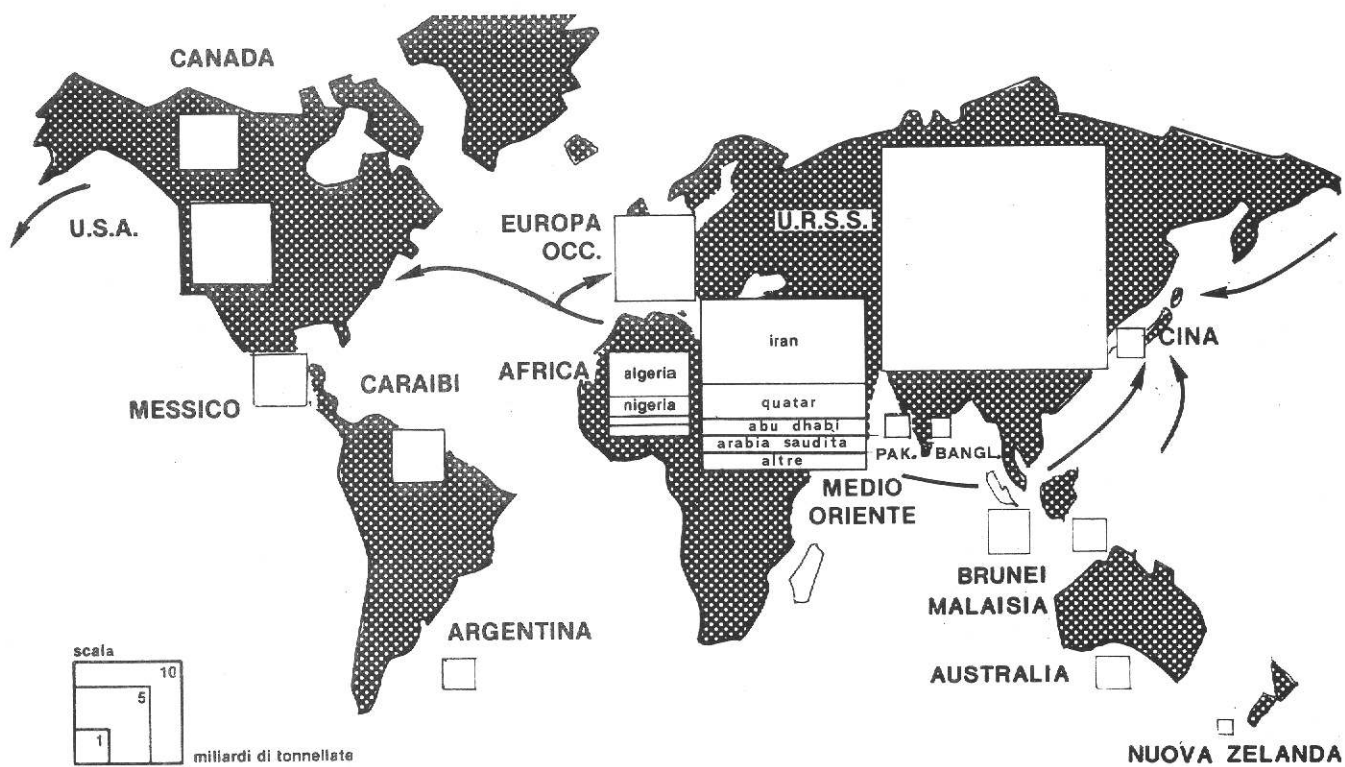


Fig. 6 — Distribuzione geografica delle riserve di gas all'inizio del 1985; sono indicate le principali vie di trasporto via mare.

Diversa, meno semplice e meno obiettiva, è la soluzione del problema della valutazione delle **riserve possibili**, ossia di quelle riserve che si ritiene possano essere contenute nei giacimenti che debbono essere ancora scoperti. È evidente che in questo caso più che di una valutazione si tratta di una stima, la cui attendibilità è fortemente condizionata dalla quantità dei dati di cui il valutatore dispone e, soprattutto, dalla sua esperienza. Nelle regioni dove l'esplorazione petrolifera abbia raggiunto uno stadio sufficientemente maturo è possibile basarsi su estrapolazioni ragionate delle statistiche relative alle attività ed ai risultati del passato; nel caso di regioni poco esplorate o addirittura inesplorate ci si deve necessariamente basare su analogie geologiche (spesso opinabili), con regioni note e su modelli probabilistici.

Nonostante questi inevitabili margini di incertezza la stima delle riserve possibili viene periodicamente eseguita ed aggiornata; si ritiene attualmente (1984) che sia possibile scoprire ancora circa 200 miliardi di tonnellate di petrolio liquido e circa 190.000 miliardi di metri cubi di gas. Va però sottolineato che queste riserve possibili (e, per il momento, puramente ipotetiche) potranno essere effettivamente disponibili solo se la esplorazione continuerà a ritmo sostenuto e perchè questo accada è necessaria la disponibilità di cospicui capitali e la volontà di rischiarli.

La localizzazione geografica delle riserve accertate residue (vedi tab. di pag. 9 e fig. 5, 6), accen-

Se, come possibile, queste sproporzioni tra produzione e riserve dovessero prolungarsi nel tempo, ne deriverebbe uno scompenso ancora maggiore nella localizzazione delle riserve accertate, nè è da pensare che la situazione possa essere radicalmente mutata dalle nuove scoperte, ossia dalle riserve possibili, la cui localizzazione nelle linee generali ricalca quella delle riserve accertate.

Da tutti i dati esposti finora è possibile far derivare alcune considerazioni:

1) Le riserve residue accertate di olio e di gas sono pari rispettivamente a 35 e 56 volte il livello della produzione attuale <sup>1)</sup>; l'autonomia petrolifera mondiale è quindi limitata e può essere prolungata so-

<sup>1)</sup> Il numero che si ottiene dividendo la quantità delle riserve per il livello della produzione annuale rappresenta semplicemente un indice valido per delle comparazioni, ma **non** corrisponde al numero degli anni per i quali si può prevedere che la produzione effettivamente continui, che è molto maggiore; il massimo livello della produzione efficiente di un giacimento tende infatti a calare progressivamente nel corso degli anni in proporzione al livello delle riserve residue.

lamente con un incremento delle riserve, ossia con la scoperta di nuovi giacimenti, o con la rivalutazione delle riserve già scoperte, in particolare per miglioramento del recupero.

2) Il petrolio è attualmente e sarà anche nel prossimo futuro la materia prima che permette di colmare i deficit energetici della maggior parte dei Paesi industrializzati e di moltissimi Paesi in via di sviluppo.

3) La produzione attuale e le riserve dalle quali dipende la produzione degli anni futuri è localizzata in un numero relativamente limitato di aree geografiche e di Paesi esportatori, principalmente quelli del Medio Oriente e l'URSS.

### **Il futuro del petrolio**

Le domande che più frequentemente vengono poste al tecnico del petrolio ed all'economista sono: quanto potrà durare l'"era del petrolio"? Quando si esauriranno le riserve mondiali? Ci saranno ancora delle crisi petrolifere e come potranno essere affrontate?

Non può evidentemente esistere una risposta univoca a queste domande; troppi sono i fattori variabili interdipendenti: tra di essi i più importanti sono:

1) **la domanda di petrolio:** è controllata essenzialmente dallo stato dell'economia e dalla disponibilità di fonti energetiche alternative e competitive. La recessione economica riduce la domanda di energia (e quindi anche la domanda di petrolio) e ne fa calare il prezzo ma, al tempo stesso, disincentiva lo sviluppo delle fonti energetiche alternative. Anche la diminuzione dell'intensità energetica (consumo di energia per unità di prodotto nazionale lordo), che è in corso ormai da molti anni, tende a ridurre la domanda di petrolio.

2) **l'offerta di petrolio:** i livelli di produzione attuali sono molto inferiori al potenziale produttivo tecnicamente possibile (i Paesi dell'OPEC producono attualmente circa alla metà del loro potenziale); il livello del potenziale produttivo dipende essenzialmente da quello delle riserve residue, a sua volta determinato dal ritmo della produzione e da quello delle nuove scoperte. Nel lungo termine, con il progressivo esaurimento delle riserve, sarà anche inevitabile che la disponibilità del petrolio diminuisca.

3) **la disponibilità di "nuovo petrolio",** proveniente da nuovi giacimenti che debbono ancora essere scoperti: si tratta, in sostanza, dello sviluppo delle "riserve possibili", che dipende essenzialmente dalla intensità dello sforzo esplorativo. I tempi tecnici di una operazione di ricerca e quelli necessari per lo sviluppo commerciale delle scoperte variano di caso in caso: l'esplorazione richiede diversi anni, mentre per lo sviluppo di giacimenti in condizioni logistiche difficili (come ad esempio quelli in mari profondi e lontani dalla terraferma), possono essere necessari dieci o più anni. Perchè il nuovo petrolio diventi effettivamente disponibile l'esplorazione petrolifera deve quindi essere pianificata,

con molto anticipo, secondo strategie guidate da previsioni a lunga scadenza..

**4) la disponibilità di petrolio proveniente dal miglioramento del recupero dei giacimenti già scoperti:** già oggi parte delle riserve addizionate annualmente negli Stati Uniti proviene dall'applicazione di queste tecniche ed è prevedibile che nei prossimi anni esse saranno utilizzate più diffusamente anche negli altri Paesi. Lo sviluppo e l'applicazione su vasta scala di queste tecniche, più o meno costose, è però condizionato da una evoluzione in senso positivo del prezzo del petrolio.

**5) la disponibilità di fonti energetiche alternative:** lo sviluppo di energie alternative richiede forti investimenti, sia nella fase di studio e sperimentazione, sia in quella di installazione. Anche se, nel lungo termine, non vi è dubbio che sarà necessario ricorrere sempre più largamente a fonti di energia diverse da quelle tradizionali, la attuale (1985) disponibilità di petrolio e la riduzione del suo prezzo tendono a rallentare il ritmo degli investimenti necessari perchè queste fonti di energia diventino effettivamente disponibili in tempo utile.

**6) il prezzo del petrolio:** esso è la risultante delle componenti prima indicate (domanda, offerta, disponibilità di "nuovo petrolio" e di fonti energetiche alternative) e rappresenta il punto di equilibrio del mercato. Il mercato d'altronde è caratterizzato da una situazione di oligopolio in cui l'OPEC svolge il ruolo di **guida del prezzo.**

Tale ruolo assume rilevanza in funzione diretta della quota di domanda di petrolio che viene indirizzata verso l'OPEC, che in effetti rappresenta il fornitore "residuale" del mercato, cioè copre la differenza tra l'offerta non-OPEC e la domanda complessiva. Pertanto l'aumento o la diminuzione della domanda di petrolio verso l'OPEC tende a provocare a parità di ogni altra condizione un aumento o una diminuzione del prezzo.

Le variazioni del prezzo trovano un limite teorico superiore rappresentato da un livello di prezzo così alto che provoca lo spostamento della domanda dal petrolio ad altre fonti energetiche. Il limite inferiore è costituito invece da un livello di prezzo corrispondente al costo tecnico del petrolio "marginale" cioè di quella parte di offerta di petrolio derivante dalle nuove iniziative (localizzate nei Paesi non-OPEC), che sono a costo ben più elevato di quello delle "riserve storiche" (quelle dei grandi giacimenti scoperti fino alla fine degli anni '60).

Il costo tecnico "marginale" tende a crescere sempre di più perchè il "nuovo petrolio" dovrà essere cercato e sviluppato in situazioni sempre più difficili. Intervengono inoltre nella funzione del prezzo, sia le politiche energetiche dei Governi, sia quelle fiscali, che alterano l'equilibrio economico "naturale" del mercato.

Le risposte alle domande poste all'inizio di questo paragrafo possono quindi essere date solamente basandosi su delle previsioni dell'andamento dei vari fattori sopra elencati e l'esperienza ha dimostrato ampiamente come ciò sia difficile. Così ad esempio, verso la fine degli anni '70, ipotizzando per

gli anni '80 dei tassi di sviluppo economico e di richiesta di petrolio che poi si sono dimostrati molto superiori alla realtà, veniva previsto che, già prima del 1990, la potenzialità produttiva mondiale sarebbe stata incapace di far fronte alla domanda. Così non è stato, e la flessione dei consumi petroliferi nel corso dei primi anni '80 ripropone il problema in termini diversi, allungando i termini entro i quali si potranno scoprire nuovi giacimenti e quindi sviluppare le "riserve possibili", continuando contemporaneamente la ricerca e lo sviluppo delle fonti alternative di energia.

In conclusione, l'era del petrolio è destinata a durare ancora diversi decenni e, anche in un futuro più lontano, esisterà sempre una disponibilità di petrolio, peraltro in quantitativi progressivamente minori, a costi crescenti, e quindi sempre meno adatto, a soddisfare consumi di tipo energetico. L'esaurimento delle riserve mondiali, inteso in senso letterale è lontano, ma può essere relativamente vicino il momento nel quale la disponibilità di petrolio sia minore della sua richiesta, non più, come nel passato, per motivi politici, ma per una effettiva riduzione del potenziale produttivo.

La possibilità di scongiurare altre crisi petrolifere dipende, come sempre, dalla volontà e capacità dei Governi dei Paesi in causa: quelli dei Paesi esportatori, per quanto riguarda l'amministrazione oculata delle proprie risorse e quelli dei Paesi importatori e consumatori sui quale ricade principalmente la responsabilità di sviluppare le risorse alternative.

È comunque da sottolineare il ruolo fondamentale che sarà sostenuto dalla ricerca e dallo sviluppo di nuovi giacimenti in questi decenni di transizione dall'"era del petrolio" ad una altra era, caratterizzata da un nuovo e molto diverso equilibrio delle varie fonti energetiche.

### **Riassunto e conclusioni**

*La parte di gran lunga maggiore del petrolio che viene oggi prodotto nel mondo, sia esso in fase liquida (olio) o in fase gassosa (gas naturale), viene impiegata per produrre energia. L'enorme incremento dei consumi energetici, dovuto allo sviluppo della moderna civiltà industriale, è avvenuto proprio a spese del petrolio che oggi (1985), copre il 58% (olio per il 38% e gas per il 20%) dei fabbisogni energetici mondiali.*

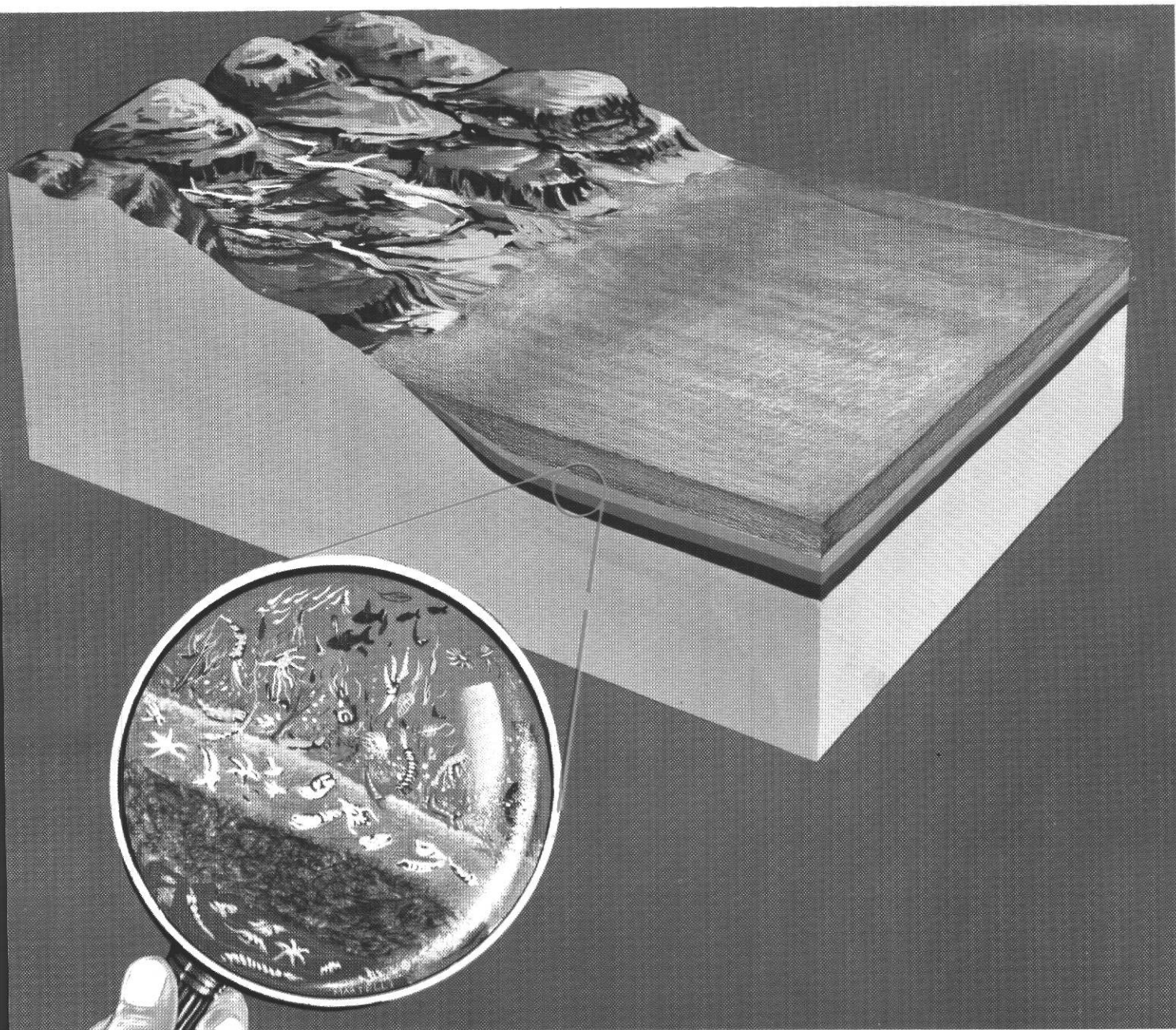
*Produzione e riserve di petrolio sono localizzate in un numero relativamente limitato di Paesi, per molti dei quali gli introiti derivanti dalla esportazione di petrolio costituiscono il reddito principale. Altrettanto localizzati sono i consumi di petrolio, distribuiti in gran prevalenza nei Paesi ad alto livello di industrializzazione, che quindi sono di regola anche dei forti importatori.*

*Le riserve di petrolio, sia quelle attualmente accertate (97 miliardi di tonnellate di olio e 98.000 miliardi di metri cubi di gas), sia quelle che devono essere ancora scoperte e sviluppate (stimate ad*



altri 200 miliardi di tonnellate di olio e 190.000 miliardi di metri cubi di gas), per quanto grandi, sono limitate; l'attuale livello dei consumi energetici (2,8 miliardi di tonnellate/anno di olio e 1700 miliardi di metri cubi/anno di gas), le erode ad un ritmo molto veloce. La possibilità di scongiurare una crisi petrolifera causata dalla non disponibilità fisica di olio e di gas in quantitativi pari alla domanda sono condizionate nel medio termine dalla capacità dell'industria petrolifera di trovare e sviluppare il petrolio che deve essere ancora scoperto e, nel lungo termine, dallo sviluppo di fonti alternative di energia.

## ORIGINE DEL PETROLIO



Il giacimento petrolifero, ossia il luogo dove il petrolio si trova concentrato in quantità tali da poterne essere economicamente estratto, è il risultato finale di un lunghissimo processo, iniziato con la formazione del petrolio e proseguito con il suo movimento dal luogo di origine a quello di accumulo, spesso notevolmente distanti tra loro.

Non tutte le fasi di questo processo sono ancora sufficientemente chiarite ma nel corso di questi ultimi vent'anni sono stati compiuti notevoli progressi, soprattutto per quanto riguarda la ricerca

geochimica sull'origine degli idrocarburi. Ancor più interessante dal punto di vista pratico è che le teorie elaborate in proposito hanno già trovata la loro applicazione pratica nel campo della valutazione del potenziale petrolifero regionale.

Fin dall'inizio del 19° secolo la questione dell'origine del petrolio venne dibattuta tra i sostenitori di una origine inorganica (ossia, fondamentalmente, da reazioni chimiche di componenti inorganici del carbonio o dalla polimerizzazione di metano primigenio costituente la materia stellare) e i sostenitori di una origine organica (per decomposizione degli organismi fossilizzati nelle rocce sedimentarie).

La formazione di idrocarburi mediante processi inorganici è teoricamente possibile e l'esistenza di metano tra i gas di emanazione vulcanica è un fatto accertato, ma è difficile, per non dire impossibile, spiegare in questo modo la formazione dei composti organici complessi che si trovano nel petrolio e la distribuzione dei giacimenti, più abbondanti nelle rocce di formazione relativamente recenti e più rari in quelle antiche, ossia l'opposto di ciò che dovrebbe verificarsi se la loro origine fosse dovuta ad una migrazione da livelli molto profondi.

È invece provata la possibilità di una trasformazione in petrolio della sostanza organica che costituisce gli organismi vegetali ed animali nelle condizioni alle quali essa si trova sottoposta in profondità nel sottosuolo. Lo studio di questo complesso processo è il principale argomento della **geochimica organica**.

#### **Il ciclo del carbonio organico (Fig. 7).**

Gli atomi di carbonio entrano a far parte della sostanza organica mediante il processo della **fotosintesi**. Il  $\text{CO}_2$  (biossido di carbonio) che fa parte dei gas che compongono l'atmosfera, disciolto nell'acqua delle cellule vegetali, sotto l'azione dell'energia luminosa solare e in presenza della clorofilla (un pigmento verde con funzioni catalizzatrici), si combina con l'idrogeno delle molecole d'acqua dando luogo a molecole di glucosio e sviluppando contemporaneamente ossigeno che viene restituito all'atmosfera. Il glucosio costituisce la base per la sintesi di prodotti organici più complessi, mentre l'ossigeno dell'atmosfera sarà in parte utilizzato nel processo della respirazione, durante il quale la sostanza organica viene ossidata, producendo così l'energia necessaria per i processi vitali, e restituendo il  $\text{CO}_2$  all'atmosfera.

Alla morte degli organismi e in parte anche durante il loro ciclo vitale, la sostanza organica da loro sintetizzata viene degradata, principalmente per azione dei batteri, e il **carbonio organico** (ossia gli atomi di carbonio che sono entrati a far parte dei composti organici) viene in parte ossidato in  $\text{CO}_2$  e in parte riutilizzato come tale nella sintesi di nuova materia vivente da parte dei microrganismi

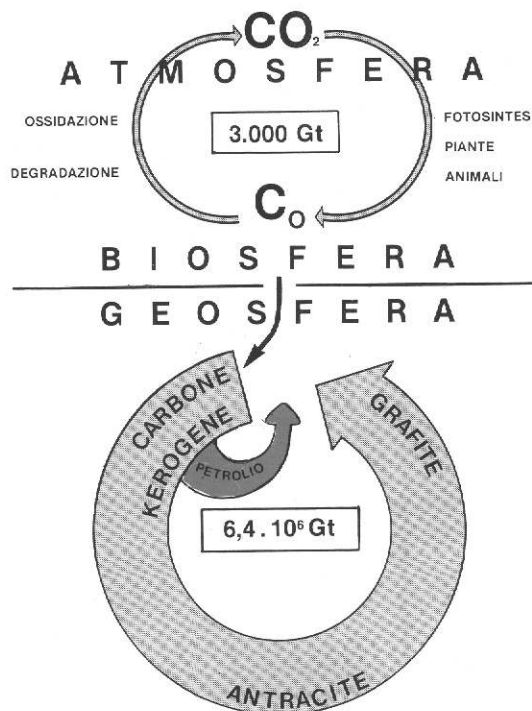


Fig. 7 — Ciclo del Carbonio organico: il  $CO_2$  dell'atmosfera viene fissato dagli organismi; solamente una piccolissima parte di questa sostanza organica passa nei sedimenti, dove si accumula nel corso dei tempi geologici e si trasforma in carbone e kerogene. Dalla trasformazione del kerogene può generarsi petrolio.

che se ne alimentano. Si compie così, in tempi brevi (giorni - anni), il ciclo del carbonio legato direttamente alla vita, che si svolge tra l'atmosfera e la biosfera, ossia in quella zona superficiale del nostro Pianeta dove è presente la vita.

Una minima frazione del carbonio organico sfugge però a questo ciclo; è la parte che viene inglobata e preservata nelle rocce sedimentarie, dispersa nella loro matrice minerale. Col passare dei tempi geologici e quindi nel corso di decine e centinaia di milioni di anni, crescendo il volume delle rocce sedimentarie accumulate sul fondo dei bacini dove le acque convogliano i detriti minerali derivati dalla erosione delle terre emerse, anche questo carbonio organico preservato nei sedimenti ha raggiunto complessivamente una massa notevolissima. Si calcola infatti che, dispersi nelle rocce sedimentarie, se ne trovino attualmente ben 6,4 milioni di miliardi di tonnellate.

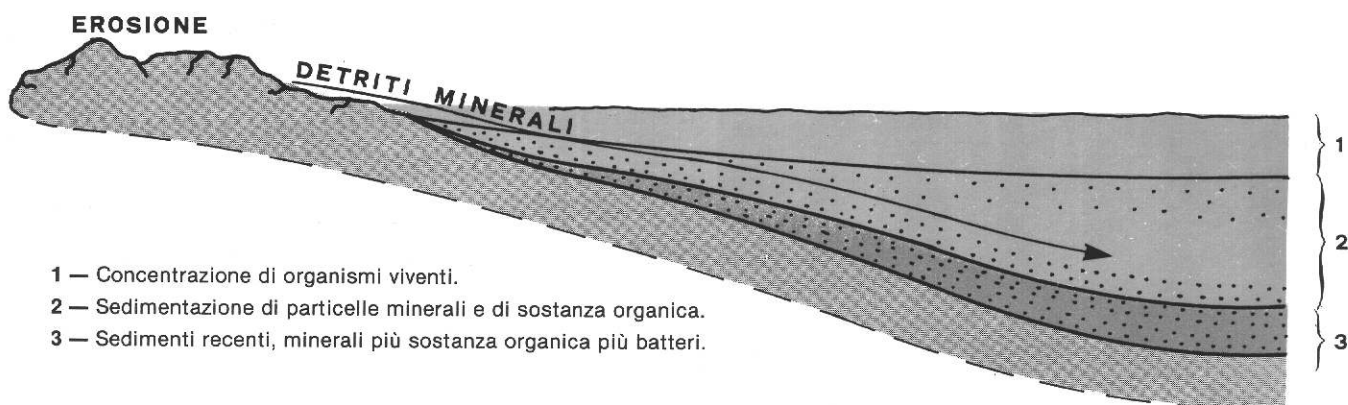


Fig. 8 — Negli ambienti acquatici sedimentano i detriti minerali derivanti dall'erosione delle terre emerse, insieme alla sostanza organica prodotta nell'acqua.

### L'accumulo di carbonio organico nei sedimenti

È opportuno sottolineare che la preservazione della sostanza organica nei sedimenti richiede il concorso di diverse circostanze che non sempre e non facilmente si verificano. Di norma le spoglie degli organismi che vivono e muoiono in ambiente subaereo vengono rapidamente e totalmente distrutte, con l'eccezione di una parte della sostanza vegetale derivante da piante terrestri, più resistente, che è in grado di sopportare il trasporto per via acquatica (i frammenti di foglie e fusti e i semi che vengono convogliati nei corsi d'acqua) o per via aerea (le spore e i pollini portati dal vento), per finire nei laghi e nel mare.

L'ambiente acquatico (Fig. 8) è invece molto più propizio alla conservazione del carbonio organico e, soprattutto, è esso stesso sede di vita. Si calcola che, nelle prime diecine di metri di profondità di acqua, dove le condizioni di luce e temperatura sono favorevoli allo sviluppo della vita, venga prodotta ogni anno una quantità di carbonio organico compresa tra i 50 e i 600 grammi per metro quadrato di superficie, con un valore complessivo, per tutta la parte del globo coperta dalle acque, dell'ordine dei 60 miliardi di tonnellate all'anno.

Le acque più ricche di vita sono generalmente quelle che si trovano vicino alle coste e sui bassi-fondi, soprattutto lungo le coste occidentali dei grandi continenti, dove il gioco dei venti e delle correnti porta ad una risalita delle acque profonde ricche di sostanze minerali fertilizzanti.

Non è da credere che tutto questo carbonio organico prodotto nelle acque, cui si aggiunge quel-

lo vegetale di provenienza terrestre, possa giungere inalterato sul fondo dei bacini assieme al detrito inorganico che andrà a formare le rocce sedimentarie. Al contrario, la maggior parte di esso verrà distrutto o riciclato per alimentare la vita di nuovi organismi. Quella che giunge sul fondo è una parte minima e deve ancora affrontare l'attacco degli organismi che vivono nei livelli più superficiali dei sedimenti, dove è ancora presente dell'ossigeno disciolto nell'acqua e dove quindi il carbonio organico viene ancora parzialmente ossidato. Ad una certa profondità anche questo ossigeno si esaurisce, ma non per questo cessa l'azione dei microrganismi; i **batteri anaerobi** sono infatti in grado di utilizzare l'ossigeno che fa parte delle molecole organiche mediante i processi di **fermentazione**, con produzione di  $\text{CO}_2$  e di  $\text{CH}_4$  (ossia di metano). Recenti studi hanno messo in risalto l'importanza, anche quantitativa, di questa formazione precoce di metano, che avviene a bassa profondità ed a bassa temperatura e che, in condizioni particolarmente favorevoli, può portare ad accumuli di notevole importanza industriale come è accaduto, ad esempio, nel bacino padano dell'Italia settentrionale.

La concentrazione di carbonio organico nei sedimenti dipende quindi, oltre che dalla quantità di organismi presenti nelle acque soprastanti, dalla proporzione nella quale le spoglie di questi organismi vengono ossidate e distrutte prima di arrivare al fondo; acque tranquille e basse favoriscono una decantazione relativamente rapida e quindi la conservazione della sostanza organica mentre, viceversa, acque agitate e profonde, prolungando i tempi di decantazione, ne favoriscono la distruzione. Molto importante è anche il rapporto tra il volume della sedimentazione dei detriti minerali e quello della sostanza organica; un rapporto detritico scarso e costituito da sedimenti a grana fine (come nel caso delle argille e di alcuni tipi di carbonati), favorisce la deposizione di sedimenti ricchi di carbonio organico. In effetti è proprio tra questi tipi di rocce che si trovano le massime concentrazioni di carbonio organico; quando questa concentrazione è maggiore dello 0,3 — 0,5 % la roccia diventa potenzialmente una **roccia madre**, capace, in determinate condizioni che tra breve saranno illustrate, di generare petrolio in quantità apprezzabili.

Va anche ricordato che, durante le ere geologiche più antiche, la quantità totale della biomassa, ossia del peso degli organismi presenti nelle acque, era certamente inferiore a quella attuale. Le prime tracce di vita sul nostro Pianeta risalgono a circa 3 miliardi di anni fa e già due miliardi di anni fa si era sviluppato il processo della fotosintesi; la grande proliferazione delle specie e degli individui è però legata alla comparsa degli organismi sessuati avvenuta circa un miliardo di anni più tardi e solamente 400 milioni di anni fa compaiono le piante terrestri e la vita si espande sui continenti.

Le probabilità di conservazione di quantità rilevanti di carbonio organico sono maggiori per i sedimenti depositi quando la vita sul nostro pianeta aveva raggiunto il suo pieno sviluppo, ossia all'inizio della era Paleozoica; è peraltro possibile che del petrolio si sia formato anche prima e si sia con-

servato fino ad oggi; è il caso di diversi giacimenti della Siberia orientale e dell'Australia centrale.

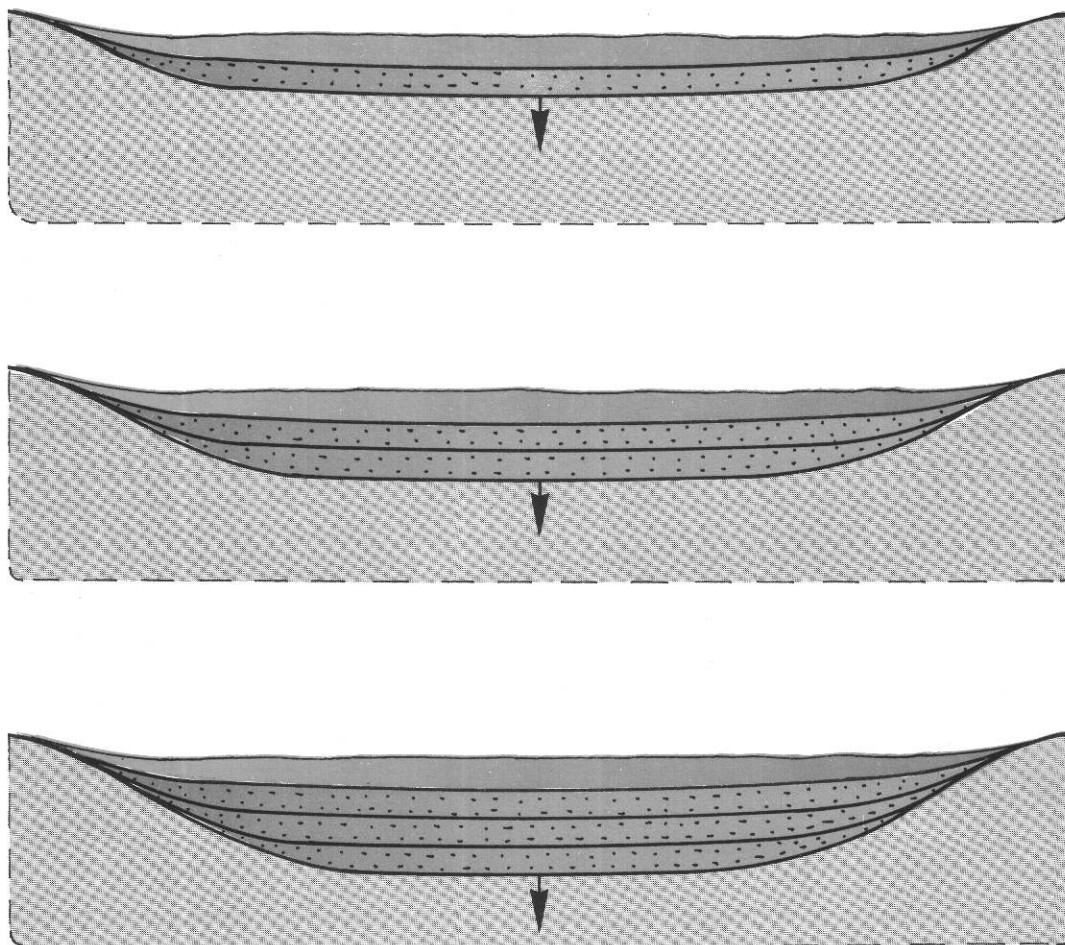


Fig. 9 — L'abbassamento della crosta terrestre (subsidenza), permette l'accumulo di grandi spessori di sedimenti.

## La trasformazione della sostanza organica

La sostanza organica che viene incorporata nei sedimenti, pur derivando da quella che costituiva gli organismi, ne differisce notevolmente. I complessi costituenti organici originali degli organismi appartengono alle categorie dei **lipidi** (che comprende principalmente i grassi e le cere), delle **proteine** (sostanze azotate complesse, che sono alla base dei processi vitali più importanti), dei **carboidrati** (gli zuccheri, l'amido, la cellulosa), delle **lignine** e dei **tannini** (presenti nelle piante superiori). Tutte queste sostanze ad alto peso molecolare (**biopolimeri**), alla morte degli organismi e sotto l'azione dei batteri, si scindono in molecole relativamente più piccole dette **biomonomeri** (rispettivamente, glicerolo ed acidi grassi, aminoacidi, zuccheri, fenoli).

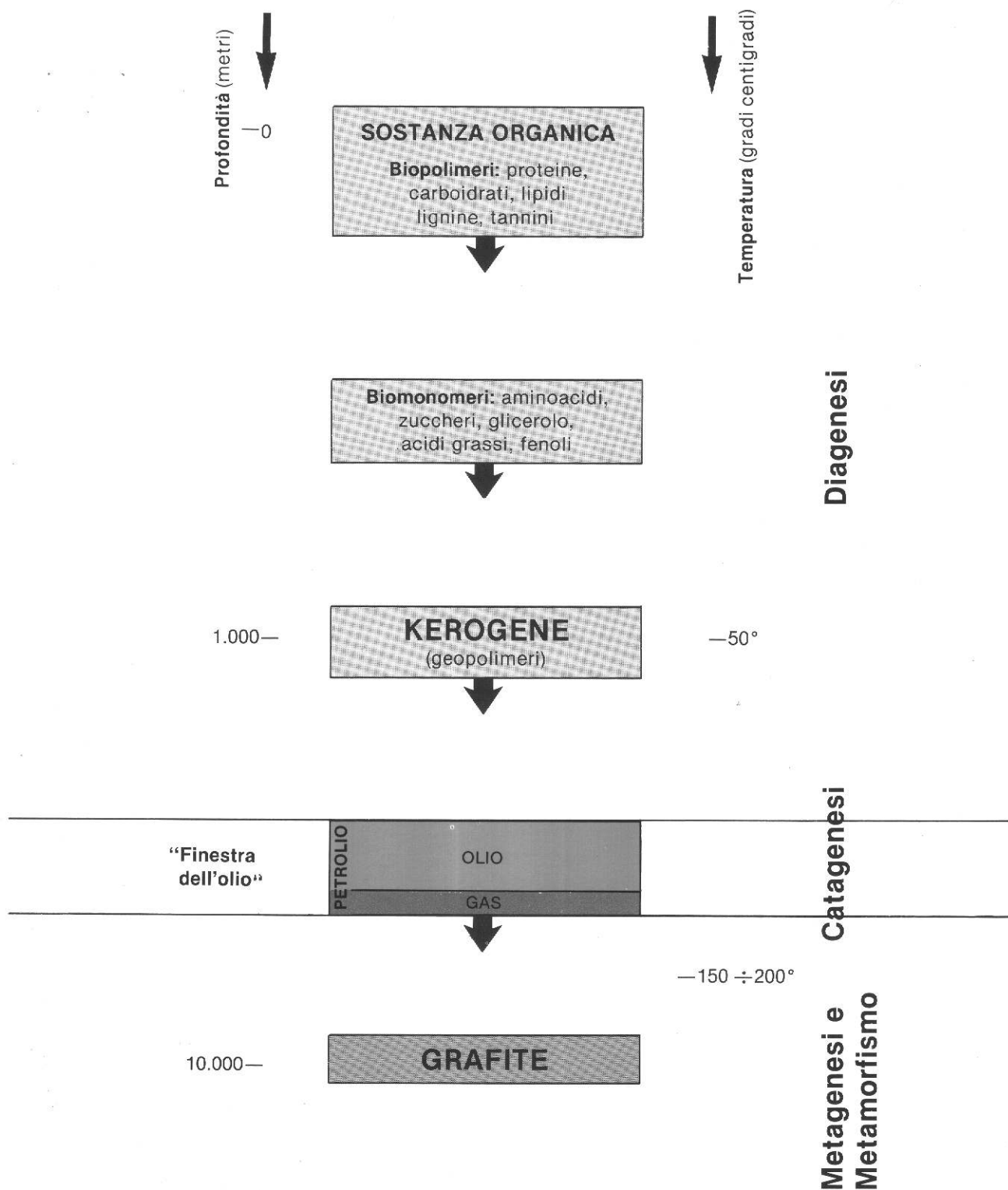
Una volta entrata a far parte dei sedimenti la sostanza organica subisce ulteriori trasformazioni che, come si vedrà in seguito, sono determinate essenzialmente dall'azione del calore e dalla durata di questa azione. Fonte di questo calore è il nucleo della Terra dove le rocce, in parte fuse, superano i 3.000 °C di temperatura; man mano che il calore si disperde attraverso la parte più esterna del Pianeta (ossia attraverso il mantello e la crosta), la temperatura diminuisce: alla profondità di 100 chilometri è dell'ordine dei 1.000 °C e diventa circa 100 °C verso i 3 chilometri. Il rapporto tra profondità e temperatura è espresso dal **gradiente geotermico**, misurato in °C/km; l'involucro più esterno della Terra (la crosta ed i livelli immediatamente sottostanti), non ha composizione uniforme e questo, insieme alla presenza di correnti nel magma fluido al di sotto della crosta, fa sì che il gradiente geotermico sia diverso da zona a zona e possa variare, generalmente nell'ambito dei 25-35 °C/km, ma con massimi che possono raggiungere i 50 °C/km.

Quando il sedimento è deposto sul fondo del bacino, la sua temperatura è di pochi gradi; essa però aumenta man mano che il sedimento viene coperto da altri strati di detriti e si abbassa, raggiungendo profondità sempre maggiori.

Lo sprofondamento delle successioni sedimentarie è la conseguenza dell'abbassamento della crosta terrestre. Senza questo fenomeno, detto **subsidenza** (Fig. 9), non sarebbe possibile l'accumulo di molti chilometri di spessore di sedimenti che, molto spesso, sono stati deposti in mari profondi da pochi metri a poche centinaia di metri; in altre parole, nelle zone subsidenti, si ha una compensazione tra la velocità di sedimentazione e quella di abbassamento dei fondali.

Il movimento verticale negativo della crosta terrestre può essere dovuto sia al trascinarsi verso il basso determinato da correnti nei livelli fluidi sottostanti la crosta, sia al peso stesso dei sedimenti accumulati. Qualsiasi sia la loro origine, le aree subsidenti corrispondono a dei **bacini di sedimentazione**, ossia a delle zone preferenziali per la deposizione di spessori ingenti di detriti, destinati a divenire rocce sedimentarie per effetto della **compattazione**, dovuta al carico dei sedimenti so-





- Nel corso dei tempi geologici i sedimenti raggiungono profondità e temperature sempre maggiori; la sostanza organica contenuta in essi subisce una serie di trasformazioni che possono portare alla formazione del petrolio. La "finestra dell'olio" corrisponde a quell'intervallo di profondità nel quale si ha la massima generazione di petrolio liquido.

prastanti e della **cementazione**, dovuta alla deposizione dei sali contenuti in soluzione nelle acque circolanti nel sottosuolo.

Mentre i sedimenti diventano rocce e man mano che le rocce raggiungono profondità sempre maggiori, la sostanza organica in essi dispersa subisce una serie di trasformazioni che potranno portare alla generazione di petrolio. In questo lungo processo vengono comunemente distinte tre fasi successive: **diagenesi**, **catagenesi** e **metagenesi** (Fig. 10); una quarta fase quella del vero e proprio **metamorfismo**, che si svolge in condizioni di elevata temperatura e pressione, porta a mutamenti ancor più profondi, con la ricristallizzazione più o meno spinta della roccia sedimentaria e del suo contenuto organico residuo.

#### **La diagenesi: trasformazione del sedimento in roccia e della sostanza organica in kerogene.**

Durante questa prima fase della loro trasformazione i sedimenti raggiungono gradualmente una profondità dell'ordine del migliaio di metri e temperature dell'ordine dei 50 °C; l'acqua che costituisce una percentuale rilevante del sedimento appena deposto viene espulsa durante la compattazione. Continua ancora l'azione dei batteri fino alla completa demolizione delle macromolecole che costituivano la sostanza organica originaria. Le molecole organiche più piccole e semplici che ne derivano, quando non siano utilizzate dai microorganismi, tendono a reagire tra loro, combinandosi in altri tipi di macromolecole. Sono questi i cosiddetti **geopolimeri** (ossia aggregati di molecole formati nelle rocce del sottosuolo), il più importante dei quali è il **kerogene**, la sostanza dalla quale, nel corso delle trasformazioni che avverranno nelle fasi successive, si genererà il petrolio.

Esistono peraltro dei composti chimici del gruppo dei lipidi, già presenti negli organismi, che passano direttamente nei sedimenti e vi rimangono relativamente inalterati; alcuni di essi sono idrocarburi o sostanze affini. Quantitativamente non sono molto importanti, ma il loro interesse sta nel fatto che dalla loro composizione è possibile risalire a quella della sostanza organica originaria; per questa ragione sono detti anche **markers biologici** o **fossili geochimici**.

Alcune volte il sedimento deposto nel bacino è molto ricco di sostanza vegetale derivante da piante terrestri; questo accade nei bacini lacustri circondati da terre emerse con abbondante vegetazione e nelle paludi costiere delle zone tropicali, dove si sviluppa una vegetazione fitta e caratteristica. Si hanno così livelli costituiti quasi esclusivamente da materiale vegetale; alla fine della diagenesi questo materiale si è trasformato in **torba**, **lignite** e **carboni bruni**, nei quali è ancora chiaramente riconoscibile la struttura delle piante originarie.

#### **Il kerogene.**

Il kerogene e il carbone costituiscono la parte di gran lunga maggiore della sostanza di origine

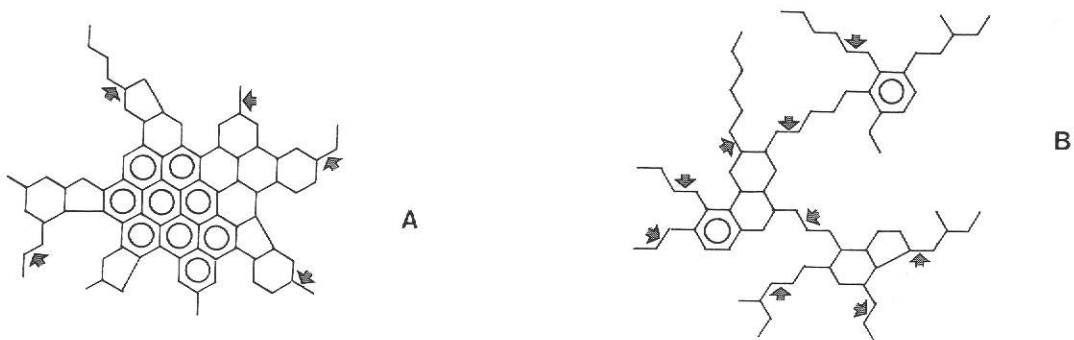


Fig. 11 — Schema della struttura delle molecole di kerogene, costituiti da nuclei ciclici e da catene laterali; nel kerogene “secco”, con poche catene laterali (A), si produce soprattutto gas, in quello “grasso”, con molte e lunghe catene (B), soprattutto olio.

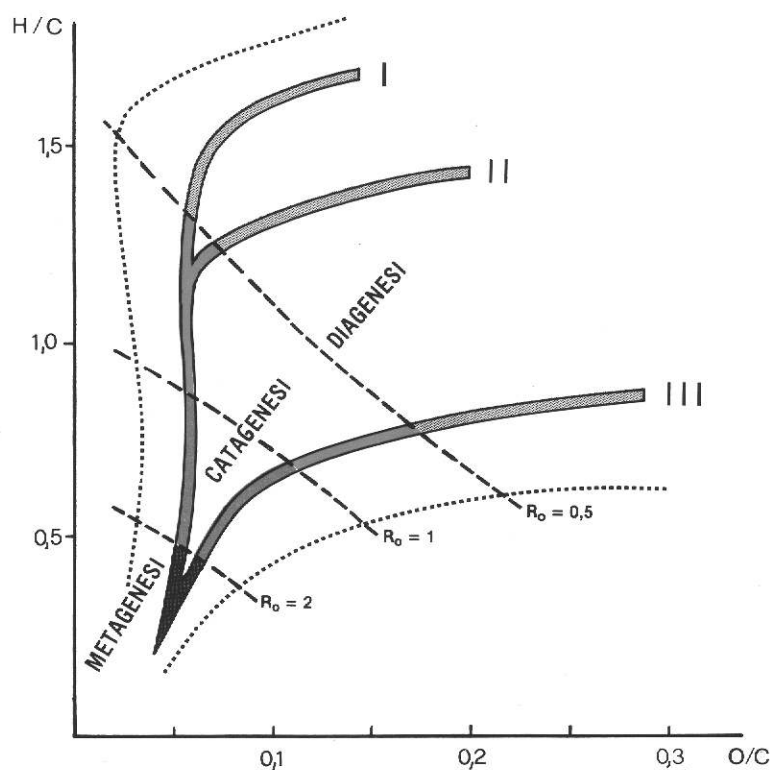


Fig. 12 — I vari tipi di kerogene sono caratterizzati inizialmente da diversi valori del rapporto tra il numero degli atomi di Idrogeno e quelli di Carbonio e del rapporto tra il numero degli atomi di Ossigeno e quelli di Carbonio. Con l'aumento della profondità e della temperatura questi rapporti diminuiscono, mentre contemporaneamente dalla molecola del kerogene viene espulso il petrolio.

organica presente nelle rocce sedimentarie. È però relativamente eccezionale che queste sostanze raggiungano dei livelli di concentrazione tali da divenire interessanti dal punto di vista economico; quando ciò accade si possono avere dei livelli di **rocce madri** (potenzialmente capaci di generare petrolio in quantità interessanti) e, nel caso del materiale vegetale, dei giacimenti di carbone già direttamente sfruttabili.

Le macromolecole del kerogene hanno struttura molto complessa (Fig. 11), con nuclei ciclici (dove cioè gli atomi di carbonio costituiscono degli anelli) uniti da catena alifatiche (costituite da gruppi  $-CH_2-$  congiunti tra loro). Oltre agli atomi di carbonio e di idrogeno sono presenti anche atomi di ossigeno e, in proporzioni minori, di zolfo e di azoto.

Non esiste quindi una formula chimica generale del kerogene, ma esistono molti tipi di kerogene, la cui diversità dipende principalmente dal tipo della sostanza organica dalla quale sono derivati. La classificazione del kerogene è perciò basata su un criterio più semplice: la misura dei rapporti tra il numero degli atomi di carbonio presenti nella sua molecola e, rispettivamente, quello degli atomi di idrogeno e di ossigeno. Un qualsiasi tipo di kerogene può così essere rappresentato da un punto su un diagramma sul quale sono rappresentati, in ascisse e in ordinata, i rapporti O/C e quello H/C (Fig. 12).

Si è visto così come, già negli stadi iniziali della sua formazione, il kerogene possa essere distinto, secondo questo criterio, in almeno tre tipi diversi. Il primo tipo, relativamente raro, ha un alto rapporto H/C ed un basso rapporto O/C; deriva da materiale con abbondanti lipidi ed è tipico degli ambienti di sedimentazione lacustre. Il secondo tipo (quello più frequente), ha un rapporto H/C ancora abbastanza alto ed un rapporto O/C relativamente basso; si forma in ambienti marini, da materiale animale e vegetale e dalle spoglie di batteri. Il terzo tipo infine (anch'esso piuttosto frequente), ha un basso rapporto H/C ed un alto rapporto O/C; deriva soprattutto da materiale vegetale terrestre ed è tipico di ambienti di sedimentazione vicino alle coste.

Sempre in base a dati sperimentali, si è anche constatato che durante la fase della diagenesi e, successivamente, durante quelle della catagenesi e della metagenesi, il kerogene si impoverisce progressivamente di idrogeno e di ossigeno. Questi elementi vengono espulsi dalla macromolecola del kerogene sotto forma di  $H_2O$ , di  $CO_2$  e di composti di carbonio ed idrogeno, ossia di **idrocarburi**; ciò che rimane della molecola del kerogene si arricchisce sempre di più (in senso relativo) di carbonio, tanto che alla fine del processo, quando ormai si è giunti alla fase del metamorfismo, tutti i tipi di kerogene si trasformano in carbonio puro cristallizzato, ossia in **grafite**.

Le caratteristiche originarie del kerogene (ossia i rapporti H/C ed O/C che distinguono i "tipi" di kerogene), determinano anche la densità degli idrocarburi che da essi derivano; così il kerogene del

primo tipo produrrà prevalentemente olio, quello del secondo tipo olio e gas e quello del terzo tipo prevalentemente gas.

Questo lungo processo di trasformazione viene comunemente indicato col termine di “**maturazione**”. Si distingue così un kerogene ancora immaturo (quello che si forma durante la fase della diagenesi), che ancora non ha prodotto petrolio in quantità rilevanti e un kerogene via via più maturo, che ha generato progressivamente il petrolio che è capace di produrre.

Esistono dei metodi per giudicare quale grado di maturazione abbia raggiunto il kerogene disperso in una roccia e di conseguenza per stimare se il kerogene stesso abbia prodotto o meno del petrolio. Il più semplice di questi metodi è l'esame del suo colore. Infatti durante la maturazione (che, in definitiva è un processo di progressiva carbonizzazione della sostanza organica), i frammenti di kerogene, che inizialmente sono giallo-verdastri, diventano sempre più scuri, fino a risultare neri quando la maturazione è già prossima al termine.

Un altro metodo, meno soggettivo e più esatto, misura la quantità di luce riflessa dalle particelle di **vitrite**, un materiale carbonioso di origine vegetale che è tra i componenti più diffusi del kerogene; col procedere della maturazione la vitrite diventa sempre più lucida e riflettente, man mano che gli atomi di carbonio si riordinano in strutture stratificate.

La determinazione del tipo e del grado di maturazione del kerogene che si trova nelle rocce sedimentarie ha grande importanza pratica, perchè permette di orientarsi sul tipo di petrolio che il kerogene stesso è in grado di generare e di determinare se questo petrolio sia stato effettivamente prodotto.

### **La catagenesi: trasformazione del kerogene in petrolio**

Dove e quando la crosta terrestre continua ad abbassarsi, i sedimenti su di essa depositi possono progressivamente raggiungere profondità sempre maggiori e quindi temperature più alte. Dai 1.000 metri di profondità si può così giungere a diversi chilometri e dall'ordine dei 50 °C si passa a quello dei 150 °C. Aumenta anche il carico dei sedimenti soprastanti che seguitano ad accumularsi nel bacino e la pressione può raggiungere e superare le 1.000 atmosfere.

In queste condizioni la roccia viene ulteriormente compattata ed altra acqua viene espulsa. Le trasformazioni maggiori sono però quelle subite dal kerogene, che in questa fase completa la sua maturazione producendo tutto il petrolio liquido del quale è capace. La macromolecola del kerogene continua a frammentarsi ed a perdere le catene laterali formate da atomi di carbonio e idrogeno, ossia da molecole di idrocarburi; la demolizione della molecola del kerogene richiede dell'energia e questa è fornita dal calore che proviene dall'interno della Terra. Un altro fattore che influisce sulla

maturazione e la formazione del petrolio è il **tempo**. Il processo di maturazione del petrolio è paragonabile a quello della cottura di un qualsiasi alimento; è importante la temperatura raggiunta, ma è anche importante la durata della cottura; in altre parole lo stesso risultato può essere raggiunto in tempi brevi ad alta temperatura o in tempi lunghi a temperatura più bassa. Tradotto in termini geologici ciò significa che nelle aree dove il gradiente geotermico è alto, anche il kerogene disperso in rocce relativamente giovani può maturare e generare petrolio, mentre in aree di gradiente geotermico basso saranno necessari tempi più lunghi e quindi potrà maturare solamente il kerogene contenuto in rocce antiche.

Per ogni roccia madre esiste quindi una profondità critica (il cui valore dipende dalla temperatura raggiunta, ma anche dal tempo per il quale la temperatura ha potuto agire sulla roccia), alla quale la maturazione raggiunge il livello necessario perchè cominci a generarsi olio in quantità rilevante; se, come spesso accade, la subsidenza continua, coll'aumentare della profondità e col prolungarsi dei "tempi di cottura", verrà raggiunta una temperatura alla quale il processo di maturazione si completa. Il kerogene contenuto nella roccia avrà allora generato tutto l'olio del quale è capace e la fase della catagenesi sarà terminata.

Queste due profondità (e temperature) critiche delimitano un intervallo detto **oil window** (finestra dell'olio); in altre parole, perchè si generi dell'olio da una roccia madre bisogna che il valore della subsidenza sia stato tale da farle raggiungere l'intervallo corrispondente a questa "finestra".

Il petrolio prodotto nella roccia madre, superata una certa quantità, ne viene espulso e penetra nelle rocce vicine; è questo l'inizio della **migrazione**, che lo porterà nei giacimenti.

### **La metagenesi ed il metamorfismo**

Superata la combinazione di temperatura e "tempo di cottura" corrispondenti alla **oil window**, il kerogene, da maturo che era, diventa **overcooked** ossia "stracotto" e la sua molecola ha perduto quasi tutti gli atomi di ossigeno e buona parte di quelli di idrogeno; durante la metagenesi potrà ancora produrre limitate quantità di metano, finchè alle soglie del metamorfismo, ossia a profondità superiori a 5-6 chilometri ed a temperature superiori ai 150°-200 °C, si trasformerà in un residuo grafittico. L'aumento della temperatura modifica anche l'olio che si era originato durante la catagenesi; si ha infatti un "cracking termico", ossia la rottura delle molecole degli idrocarburi ad alto peso molecolare che costituiscono l'olio in molecole più piccole e più leggere, ossia in olio leggero e gas. A temperature elevate tutto l'olio formatosi in precedenza si trasforma in metano.

## Carbone e scisti bituminosi

Si è visto che il **carbone** deriva dalla trasformazione dei resti di piante terrestri, accumulati nello stesso ambiente nel quale le piante sono vissute o molto vicino ad esso. Da punto di vista geochimico non vi è molta differenza tra il carbone e il kerogene del terzo tipo, derivato anch'esso da materiale vegetale terrestre; in effetti, superata la fase delle ligniti, la formazione dei giacimenti di carbone è accompagnata dalla generazione di petrolio, sia liquido (nei carboni bituminosi), sia, soprattutto, gassoso (il ben noto e pericoloso grisù delle miniere); si è calcolato che la formazione di un chilo di carbone si accompagna a quella di circa 200 litri di metano.

Circa 345 milioni di anni fa ebbe inizio un periodo della storia geologica, durato circa 65 milioni di anni, durante il quale si svilupparono grandi foreste, costituite da felci arboree, la cui fossilizzazione ha dato luogo ai maggiori giacimenti di carbone della terra. Questo periodo, proprio per questa sua caratteristica, è stato chiamato Carbonifero, ed il gas metano generato durante la carbonizzazione del materiale vegetale è quello che ha dato origine tra gli altri ai grandi giacimenti gassiferi del Mare del Nord e dell'Olanda.

Gli **scisti bituminosi** sono rocce a grana fine, del tipo delle argille, delle marne e dei calcari, che contengono una percentuale particolarmente alta di kerogene; non avendo mai raggiunto la profondità e la temperatura necessarie gli scisti bituminosi non sono mai "maturati" e quindi non hanno generato petrolio. È però possibile ricavarne del petrolio sottoponendoli ad alte temperature, riproducendo così, artificialmente ed in tempi brevissimi, il processo naturale della catagenesi.

Perché questo procedimento sia economico, dovendosi consumare quantitativi rilevanti di energia (sia per scavare la roccia, frantumarla e trasportarla agli stabilimenti, sia per riscaldarla e far maturare il kerogene, sia infine per trasportare le scorie al luogo del loro smaltimento), il rendimento degli scisti bituminosi, in termini di petrolio ricavabile, deve essere alto, superiore all'ordine dei 40 litri per tonnellata di roccia; ciò corrisponde ad un contenuto di kerogene di circa l'8%, di gran lunga superiore a quello di molte rocce madri che hanno prodotto petrolio mediante processi naturali, ossia sfruttando l'energia endogena della Terra.

### Riassunto e conclusioni

*Il petrolio accumulato nei giacimenti è il prodotto della trasformazione della sostanza organica sedimentata sul fondo di antichi mari e grandi laghi insieme ai detriti di origine minerale che, nel corso dei tempi geologici, sono stati a loro volta trasformati in rocce sedimentarie.*

*Nel processo della fotosintesi il biossido di carbonio contenuto nell'atmosfera si combina con l'acqua delle cellule vegetali sotto l'azione dell'energia luminosa, dando luogo a molecole di glucosio (dalle*

quali, per successive sintesi, deriveranno i composti organici più complessi) ed a ossigeno libero.

La massima parte del carbonio organico coinvolto nel ciclo che si svolge nella biosfera viene ossidato e torna nell'atmosfera come  $\text{CO}_2$ . Quello che, in ambiente acquatico, giunge a decantare sul fondo e a conservarsi nei sedimenti rappresenta solo una minima parte della sostanza organica che viene continuamente prodotta nel corso del ciclo vitale degli organismi, ma, nel corso dei tempi geologici, si è accumulata in quantità enormi insieme alle rocce sedimentarie. In alcune di esse (le cosiddette **rocce madri**) arriva a percentuali superiori allo 0,5%.

La sostanza organica contenuta nei sedimenti è costituita inizialmente da molecole relativamente semplici, i **biomonomeri**, derivati dalla disgregazione dei **biopolimeri** che formano la sostanza organica originaria. Nel corso della **diagenesi**, che avviene mentre i sedimenti vengono portati a profondità dell'ordine dei 1.000 metri e a temperature di  $50^\circ$  i biomonomeri si ricondensano in composti più complessi, detti **geopolimeri**, dei quali il più importante è il **kerogene**.

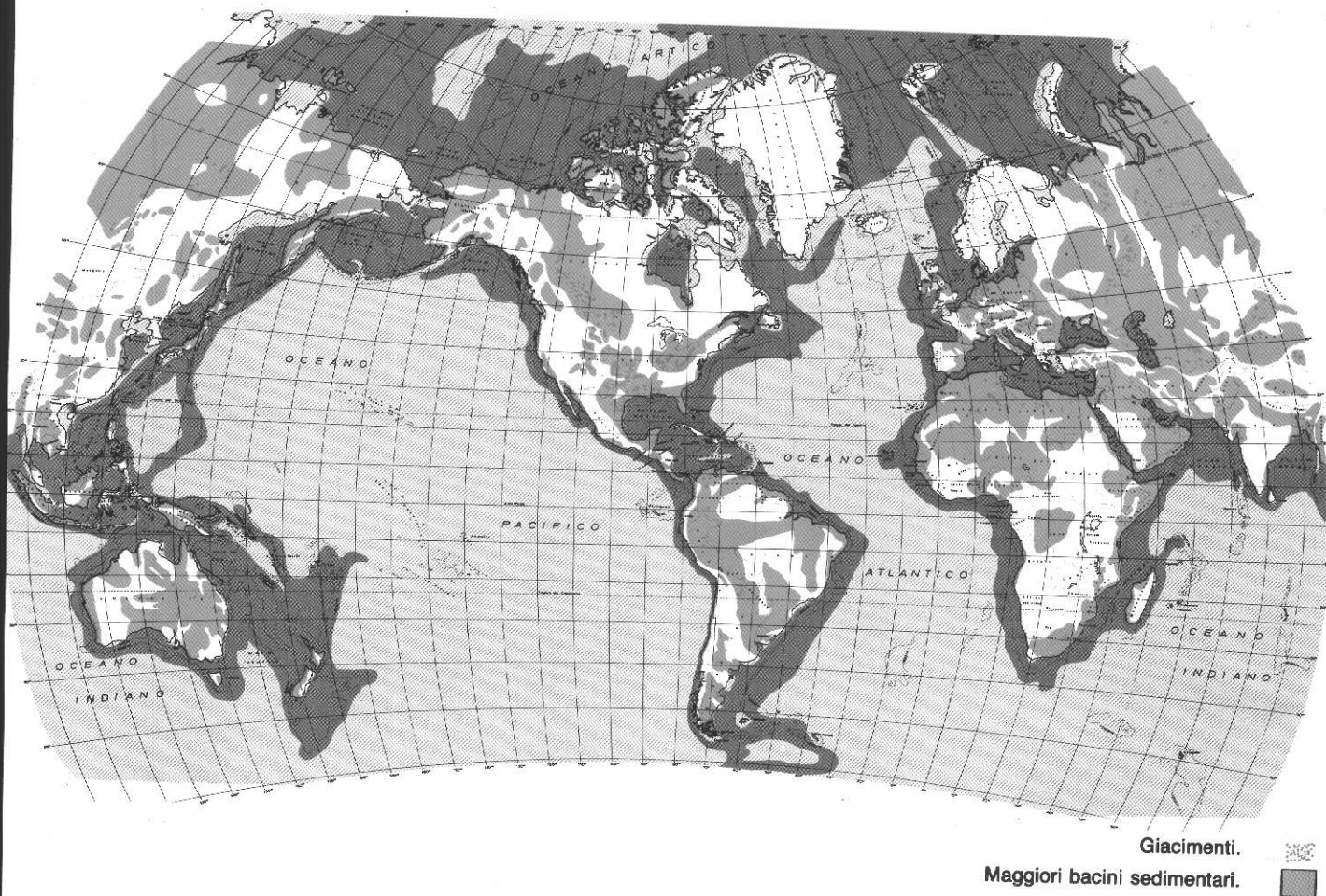
Durante la fase successiva della trasformazione (la **catagenesi**), mentre i sedimenti ormai trasformati in rocce continuano ad abbassarsi e la temperatura aumenta in proporzione al gradiente geotermico, il kerogene "matura" e dalla sua macromolecola vengono espulsi, oltre che acqua e  $\text{CO}_2$ , anche molecole di idrocarburi, dapprima quelli più pesanti, poi quelli più leggeri. L'intervallo di profondità nel quale il kerogene produce olio in quantità massicce viene detto "**oil window**" o "**finestra dell'olio**". Anche il tempo di permanenza del kerogene alle varie temperature influenza direttamente la maturazione del kerogene. Nella terza fase di trasformazione (la **metagenesi**), il kerogene produce ancora limitate quantità di metano, ed altro metano e idrocarburi leggeri si formano per cracking termico dell'olio generato in precedenza. Quando vengano raggiunte profondità di diversi chilometri e temperature superiori ai  $150^\circ - 200^\circ\text{C}$ , alle soglie del **metamorfismo**, il kerogene è ormai trasformato in un residuo carbonioso destinato a diventare grafite.

A seconda del tipo di sostanza organica dalla quale è derivato, il kerogene può contenere una proporzione diversa di atomi di idrogeno e di ossigeno e generare tipi diversi di petrolio. Quando la sostanza di origine terrestre è molto abbondante, come accade negli ambienti di sedimentazione lacustre e nelle paludi costiere, si può avere formazione di **carbone**, accompagnato da quantitativi rilevanti di metano.

Gli **scisti bituminosi** sono rocce con un elevato contenuto di kerogene immaturo, che possono produrre petrolio liquido quando vengano riscaldate artificialmente.



## I BACINI SEDIMENTARI



Si è visto come i sedimenti provenienti dall'erosione delle terre emerse insieme alla loro sostanza organica di origine marina, lacustre e terrestre si accumulino nelle aree dove la crosta terrestre si abbassa, dove cioè si ha il fenomeno della **subsidenza**.

Queste aree sono i **bacini sedimentari**, ed è in esse che si può generare ed accumulare il petrolio; è quindi interessante vedere rapidamente quale sia l'origine di questi bacini e la loro collocazione nel quadro strutturale generale della superficie del nostro Pianeta. Per far questo è necessario riferirsi allo schema geodinamico della parte più esterna della Terra, fornito dalla teoria della Tettonica delle Placche.

Il guscio rigido esterno del globo è costituito dalla **litosfera**, a sua volta formata dalla **crosta**, più superficiale, e dalla parte superiore del sottostante **mantello** (Fig. 13). La litosfera, che ha uno spessore medio dell'ordine dei 100 chilometri, non costituisce un involucro continuo, ma è scomposta in

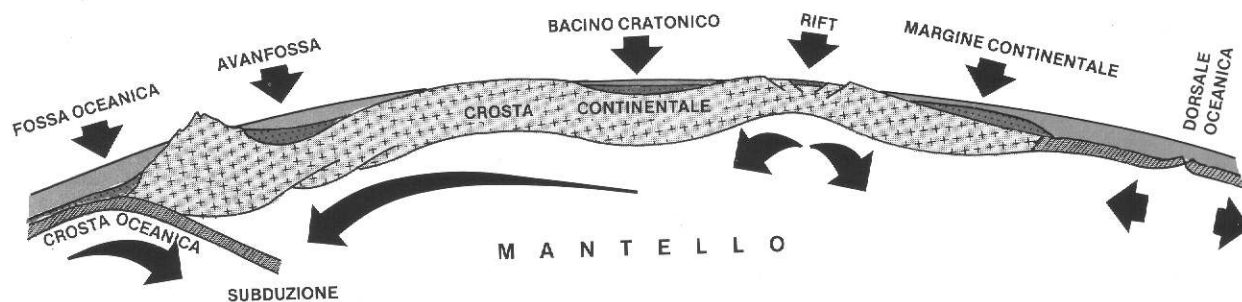


Fig. 13 — La crosta terrestre ha spessore e consistenza diversa sotto i continenti e gli oceani. Il continuo movimento della crosta determina l'abbassamento di zone dove si accumulano forti spessori di sedimenti: i bacini sedimentari.

una dozzina di elementi maggiori, detti **placche** e da numerosi elementi minori o microplacche. Tutte le placche sono in costante movimento le une rispetto alle altre; la rete costituita dai confini tra le placche è quindi il luogo di movimenti relativi tra di esse (e corrisponde infatti ad allineamenti degli epicentri dei terremoti); questi movimenti possono essere essenzialmente di tre tipi diversi: avvicinamento, allontanamento e scorrimento relativo orizzontale.

Dove le placche si avvicinano si ha il sottoscorrimento dell'una rispetto all'altra; dove si allontanano, si ha la formazione di nuova litosfera in corrispondenza delle dorsali oceaniche, che quindi costituiscono il confine tra placche adiacenti. Secondo questo modello il fondo degli oceani, costituito da crosta pesante e sottile (la **crosta oceanica**) è quindi di formazione relativamente recente e si allarga anche attualmente; i continenti invece, formati da crosta più spessa leggera (**crosta continentale**), sono di formazione più antica e costituiscono delle specie di zattere ancorate sulla crosta oceanica e trascinate passivamente da essa. In effetti, i dati sperimentali raccolti hanno confermato che la crosta che forma il fondo degli oceani attuali ha una età non più antica di 200 milioni di anni, mentre nella crosta continentale si possono trovare rocce formatesi anche 3.800 milioni di anni fa.

Il fondo degli oceani costituisce evidentemente un luogo di accumulo di sedimenti; man mano che la crosta formata in corrispondenza delle dorsali oceaniche si raffredda, diventa più densa e si abbassa in virtù del suo peso (subsidenza termica). Nelle piane abissali oceaniche l'apporto sedimentario è però molto scarso ed inoltre la sostanza organica, già non particolarmente abbondante nelle acque degli oceani, ha poche probabilità di giungere inalterata al fondo, a causa dei lunghi tempi di decantazione necessari per attraversare diverse migliaia di metri di acqua. Sarebbe poi in ogni caso impensabile, con le tecnologie attuali ed anche con quelle del prossimo futuro, una ricerca ed

una produzione di petrolio in aree coperte da acque così profonde. Per queste e altre ragioni i bacini delle **piane abissali oceaniche** non hanno interesse petrolifero pratico.

Le acque di un oceano in formazione, che quindi si sta allargando (come, ad esempio, l'attuale Atlantico), si espandono anche sul margine dei continenti adiacenti, costituiti da crosta di tipo continentale, ma assottigliata; la sedimentazione in questo caso è molto abbondante, come pure la produzione di sostanza organica, che ha buona probabilità di conservarsi nei sedimenti; la profondità dell'acqua di solito non supera i 200 metri. I bacini di **margine continentale di tipo atlantico** (detti anche **margini passivi**), hanno quindi un elevato interesse petrolifero e sono infatti attivamente esplorati in tutto il mondo.

Tutti gli oceani attuali si sono formati dalla spaccatura di un unico grande continente (la **Pangea**), che esisteva 200 milioni di anni fa; anche i continenti attuali si stanno però frammentando ed alcuni di essi sono destinati a dividersi in un futuro geologico non troppo lontano; i segni di queste fratture sono evidenti e si manifestano come fosse lunghe e strette lungo le quali si allineano laghi (come nella fossa dei laghi dell'Africa orientale) o nelle quali è già penetrato il mare (come nel Mar Rosso e nel Golfo di Suez). In queste fosse (dette **rift**), si accumulano forti spessori di sedimenti e, spesso, anche abbondante sostanza organica.

Anche nelle parti centrali della massa continentale si possono avere delle aree subsidenti, in questo caso non connesse con la apertura di nuovi oceani; le ragioni di questa subsidenza non sono ancora chiare, ma i **bacini cratonici** (cosiddetti perchè impostati sui **cratoni**<sup>3)</sup>, ossia su delle aree stabili e resistenti), sono frequenti in tutti i continenti e possono essersi formati in epoca molto antica. Molti di essi contengono giacimenti petroliferi (come ad esempio il Mare del Nord, il bacino nordafricano e diversi bacini dell'interno dei continenti nordamericano e asiatico).

Tutti i bacini finora elencati sono da porsi in relazione con la formazione di nuovi oceani (**piane oceaniche**), con la fratturazione di crosta continentale e l'allontanamento di due placche che ne derivano (**rift, margini continentali di tipo atlantico**) o, infine con la subsidenza di crosta continentale nella zona più interna di una placca (**bacini cratonici**). In tutti questi casi la deformazione della crosta e dei sedimenti su di essa depositi è limitata a sistemi di fratture e, qualche volta, a scivolamenti di sedimenti per azione della gravità.

Ben diverso è lo scenario strutturale dove i margini di due placche si avvicinano. Si è visto come in questi casi una placca tenda a scivolare sotto l'altra (con un movimento detto di **subduzione**), penetrando così nei livelli sottostanti la litosfera, dove verrà fusa e scomparirà nel magma del mantello.

3) Dal greco **Krátos** = forte.

Parte dei livelli superiori della crosta e quasi tutti i sedimenti su di essa deposti non vengono però inghiottiti insieme al resto della litosfera, ma se ne staccano e si deformano, spesso in modo assai complicato, in larghe fasce che corrispondono, nel loro insieme, ai sistemi di catene montuose.

In corrispondenza dei limiti esterni di queste fasce deformate, dove avviene in profondità la subduzione delle placche confinanti, si hanno in superficie delle zone di subsidenza, determinate proprio dalla discesa dei margini delle placche stesse. Dove la crosta subdotta è di tipo oceanico, si hanno le profondissime **fosse oceaniche**; dove invece la crosta subdotta è di tipo continentale si sviluppano le **avanfosse**, invase da mari poco profondi.

I sedimenti che si accumulano nelle fosse oceaniche possono raggiungere spessori notevoli ma, dal punto di vista pratico, una ricerca petrolifera in acque profonde qualche migliaio di metri è attualmente impossibile. Molto più interessanti sono invece i bacini di avanfossa, di regola riempiti da abbondanti sedimenti nei quali non manca la componente organica. Esempi di avanfosse che contengono giacimenti petroliferi sono, a nord delle Alpi, il bacino della Molassa (in Svizzera e in Germania), ad est degli Appennini il bacino padano-adriatico e, più importante di tutti, a sud dei monti Zagros, il bacino che dall'Irak si spinge nel Golfo Persico.

Anche all'interno delle fasce deformate si possono impostare dei bacini sedimentari a seguito della distensione e del collasso che accompagna o segue la deformazione che ha originato le catene montuose; sono, tra gli altri, di questo tipo i bacini che si trovano a tergo degli archi insulari del Pacifico, come quello, petrolifero, di Sumatra e quelli a tergo dei Carpazi (il bacino pannonic, anch'esso petrolifero) e degli Appennini (i bacini tirrenici).

La subsidenza che genera i bacini sedimentari è quindi diretta conseguenza del movimento delle placche che compongono il guscio rigido esterno della Terra. A stretto rigore la definizione di bacini sedimentari si applica solamente a quelle aree subsidenti che non siano state coinvolte successivamente dalla deformazione. La ricerca del petrolio, in queste situazioni relativamente semplici è tecnicamente facilitata ed aumentano di conseguenza le probabilità di trovare dei giacimenti. Non va dimenticato peraltro che, anche dove le successioni sedimentarie deposte originariamente nei bacini siano state successivamente deformate e siano entrate a far parte delle grandi fasce montuose situate al confine di due placche convergenti tra loro, è ancora possibile, anche se certamente meno facile, trovare del petrolio in giacimenti anche di notevoli dimensioni.

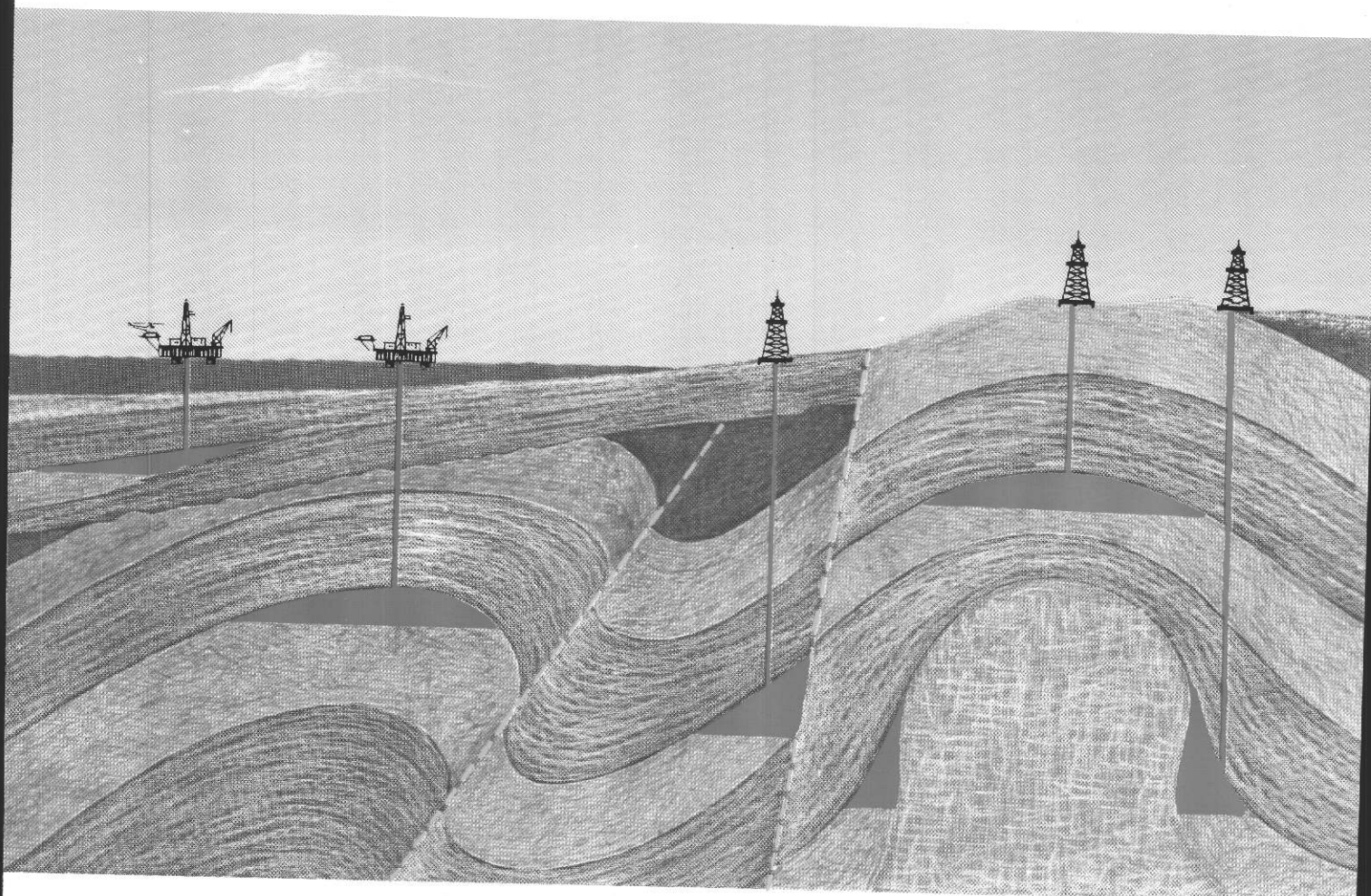
Va anzi ricordato al proposito che la ricerca di petrolio (in Europa, nell'Estremo Oriente, negli Stati Uniti), è storicamente iniziata proprio nelle zone di grande deformazione e di struttura complessa, dove più abbondanti sono le manifestazioni petrolifere naturali, conseguenza di una intensa fratturazione che permette la fuoriuscita dell'olio e del gas accumulati in profondità. Più tardi si è com-

preso il vantaggio di esplorare i bacini sedimentari con situazioni strutturali meno complesse. Oggi, man mano che le possibilità residue delle zone dove l'esplorazione è relativamente facile vanno riducendosi, l'attenzione delle Compagnie petrolifere si è nuovamente spostata verso le catene montuose ed in questi ultimi anni si sono registrati notevoli successi, soprattutto lungo il fianco orientale delle Montagne Rocciose, in Canada e negli Stati Uniti.

#### **Riassunto e conclusioni**

*I sedimenti, e quindi la sostanza organica in essi contenuta, si depositano nei bacini sedimentari, ossia nelle aree dove la crosta terrestre si abbassa per il fenomeno della subsidenza. La posizione e la forma di questi bacini sono la conseguenza del continuo movimento delle placche nelle quali è scomposto il guscio rigido esterno della Terra. Alcuni di questi bacini, impostati nelle aree oceaniche o sui margini sommersi dei continenti nel corso degli ultimi 200 milioni di anni della storia geologica o, anche da tempi più antichi, nelle parti più interne dei continenti, conservano oggi la loro struttura originaria. Altri bacini invece sono stati compressi e deformati dai movimenti delle placche che hanno originato le grandi catene montuose.*

## MIGRAZIONE ED ACCUMULO DEL PETROLIO



Il petrolio si genera nell'interno di rocce ricche di sostanza organica, che sono di norma a grana fine e poco permeabili. Il petrolio che si trova accumulato nei giacimenti impregna invece rocce porose e permeabili, la cui matrice è praticamente priva di sostanza organica.

È evidente quindi che il petrolio deve muoversi dal luogo di origine a quello di accumulo, talvolta anche per distanze considerevoli; a questo movimento si dà il nome di **migrazione** (Fig. 14).

Vengono distinte due fasi successive: la **migrazione primaria**, durante la quale il petrolio si muove dall'interno della roccia madre fino alla superficie di contatto con un'altra roccia permeabile e la **migrazione secondaria**, durante la quale il petrolio si sposta dentro un sistema di comunicazione formato da rocce permeabili (eventualmente integrato da fratture), fino a raggiungere il giacimento, ossia un luogo del sottosuolo dove le condizioni sono tali da ostacolare il movimento del petrolio e quindi da causare il suo accumulo.

Una volta nel giacimento il petrolio può rimanervi anche per tempi molto lunghi, come può darsi invece che, variando qualcuno dei fattori che hanno determinato l'accumulo, il petrolio sfugga e riprenda il suo cammino verso altri giacimenti o addirittura verso la superficie.

Migrazione ed accumulo, possono essere processi rapidi, se misurati col metro dei tempi geologici, ma lentissimi se rapportati ai tempi storici umani. Agli effetti pratici i giacimenti, sia come numero che come quantità del petrolio in essi contenuta, possono quindi essere considerati costanti ed il loro progressivo esaurimento è dovuto esclusivamente a cause artificiali, ossia allo sfruttamento che ne viene fatto ad opera dell'uomo.

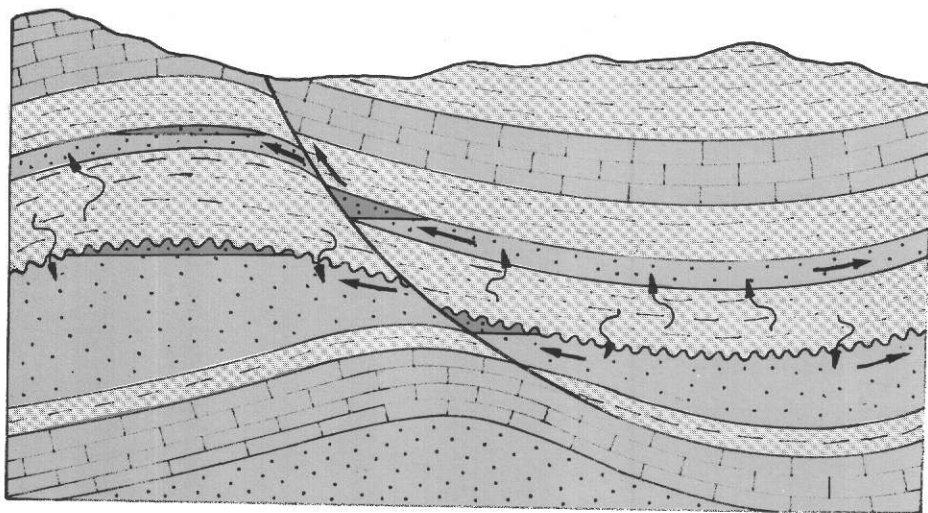
### **La migrazione primaria**

Il metano biogenico, che si forma per la fermentazione della sostanza organica, i pochi idrocarburi liquidi già presenti nella sostanza organica (i cosiddetti "fossili geochimici") e, nel caso di gradienti geotermici eccezionalmente elevati, anche il petrolio formatosi per trasformazione del kerogene, possono iniziare il loro movimento all'interno dei sedimenti ed essere espulsi precocemente anche a profondità moderate, inferiori ai 1.000-1.500 metri. La parte più importante della migrazione primaria avviene però a profondità maggiori, quando i sedimenti sono già compattati e disidratati e quando si sono raggiunte le temperature necessarie perché dal kerogene venga generata una certa quantità di petrolio. Non è molto chiaro come l'olio possa muoversi entro rocce che sono assai poco permeabili, ma si pensa che la migrazione primaria sia facilitata da una rete di microfratture determinate dalla pressione elevata.

### **La migrazione secondaria**

Espulso dalla roccia madre il petrolio, già concentrato in piccole gocce o bollicine, si trova in un mezzo permeabile, impregnato di acqua salata. La densità dell'olio si aggira sui  $0,7 - 1 \text{ gr/cm}^3$ , quella del gas è minore di un milligrammo/cm<sup>3</sup>. Ambedue i fluidi tendono quindi a salire nell'acqua per la loro spinta di galleggiamento; inoltre, se l'acqua contenuta nella roccia è in movimento, vengono trascinati da essa nella direzione del flusso.

Il movimento del petrolio determinato da queste due forze è però ostacolato dal fatto che le gocce d'olio e le bolle di gas devono insinuarsi ed attraversare i minuscoli canalicoli che si trovano tra i granuli minerali che costituiscono la roccia. Più questi canalicoli sono piccoli, maggiore è lo sforzo richiesto ed il petrolio può muoversi solamente se la sua **pressione di iniezione** (determinata dalla spinta di galleggiamento e dall'eventuale flusso idrodinamico) è sufficiente a vincere la **pressione capillare**. Se i pori della roccia sono molto piccoli questa pressione è molto alta ed il movimento del petrolio si arresta; una roccia di questo tipo costituisce quindi una barriera impermeabile o, come si



Dall'interno della roccia madre il petrolio migra nelle rocce permeabili adiacenti e da queste fino ai luoghi di accumulo (i giacimenti) o, in alcuni casi, fino alla superficie.

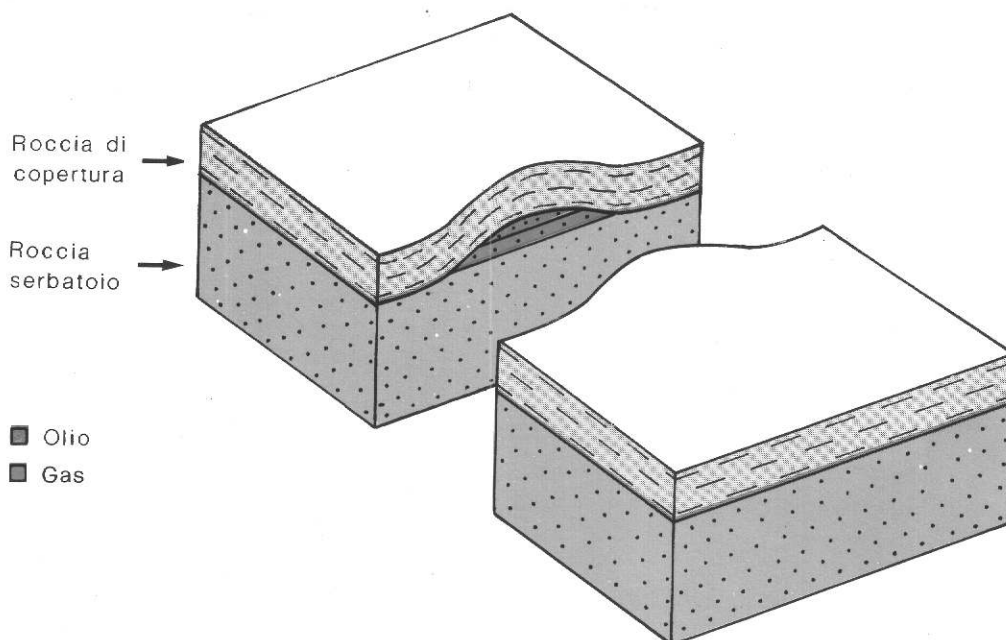


Fig. 15 — In una trappola la superficie che separa la roccia serbatoio (in basso), dalla roccia di copertura (in alto), ha forma convessa verso il basso.



dice in gergo petrolifero, una **copertura**.

La spinta di galleggiamento, che normalmente è il fattore principale che causa il movimento del petrolio, non dipende solamente dalla differenza di densità tra il petrolio stesso e l'acqua che impregna la roccia, ma anche dall'altezza della colonna di petrolio, ossia dallo spessore verticale della massa di olio o di gas che esercita la spinta. Quindi una roccia che non lascia passare una certa quantità di petrolio può invece farsene attraversare se la quantità del petrolio accumulata è più grande e perciò capace di esercitare una spinta maggiore.

La migrazione secondaria prosegue quindi attraverso la rete di comunicazione costituita dalle rocce permeabili fino a che non trova un ostacolo al suo movimento; in determinate condizioni questo arresto può portare ad un accumulo, ossia alla formazione di un giacimento.

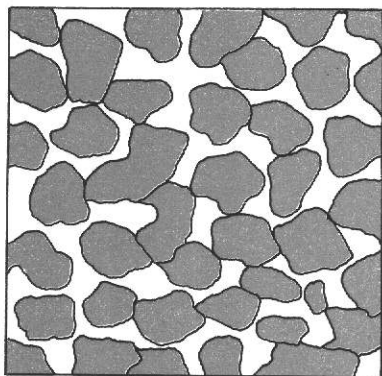
### La trappola

La roccia impermeabile di copertura blocca il movimento del petrolio, ancora in gocce o bolle, ma perchè si possa avere un accumulo è necessario che la superficie che separa la copertura (in alto) dalla roccia permeabile nella quale si muove il petrolio (in basso), abbia una forma **convessa verso l'alto**. Quando si verifica questa condizione si ha una **trappola** (Fig. 15). Una trappola può quindi essere paragonata ad un recipiente rovesciato, con una superficie interna impermeabile (la copertura) e una forma che può essere molto diversa da caso a caso; a differenza di un comune recipiente la cavità nella quale viene trattenuto il fluido (in questo caso l'olio o il gas), non è vuota, ma contiene un mezzo permeabile (la roccia serbatoio o **reservoir**).

Le rocce di copertura più efficienti sono le evaporiti, ossia depositi salini, cristallizzati, assolutamente impermeabili; nelle condizioni di pressione e temperatura del sottosuolo le evaporiti hanno un comportamento plastico e le eventuali fratture, che ne potrebbero compromettere l'impermeabilità, vengono rapidamente sigillate. Altre rocce che forniscono una copertura efficiente sono le argille, le marne e i calcari compatti a grana fine, purchè non fratturati.

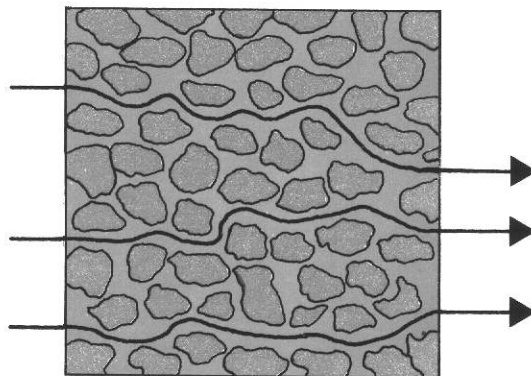
Le rocce serbatoio non solamente devono poter contenere dei fluidi ma devono anche permettere il movimento di essi; è questo un requisito essenziale perchè il petrolio possa esservi penetrato durante la migrazione secondaria e perchè successivamente ne possa essere estratto, quando il giacimento viene messo in produzione.

Per rispondere a questi requisiti la roccia deve essere **porosa**, ossia contenere degli spazi vuoti, come quelli che stanno tra i granuli di una sabbia e di una arenaria o quelli che si creano in corrispondenza di fratture; in una buona roccia serbatoio la percentuale del volume dei vuoti rispetto al volume totale della roccia può essere dell'ordine del 5-25%. Perchè i fluidi possano muoversi bisogna però



**Porosità =**

$$\frac{\text{volume degli spazi vuoti}}{\text{volume della roccia}} \times 100$$



**Permeabilità =**

proprietà che permette il passaggio dei fluidi (si misura in millidarcy)

Fig. 16 — Schema di una roccia, molto ingrandita; gli spazi vuoti tra i granuli costituiscono la sua porosità; se i pori sono intercomunicanti la roccia può lasciarsi attraversare dai fluidi, ossia è permeabile.

che la roccia sia anche **permeabile** (Fig. 16), occorre cioè che questi spazi vuoti siano anche intercomunicanti; l'unità di misura della permeabilità è il **darcy**<sup>4)</sup>.

È importante ricordare che la permeabilità di una roccia può variare a seconda della direzione nella quale viene misurata; così ad esempio nelle rocce formate dall'accumulo di detriti, che si depongono normalmente sul fondo di un bacino in strati sovrapposti, la permeabilità orizzontale, ossia in senso parallelo alla stratificazione, è di regola maggiore di quella verticale.

La quantità di fluido che può passare attraverso una roccia permeabile dipende, oltre che dalla permeabilità della roccia stessa, dalla viscosità del fluido e dalla pressione esercitata. In un giacimento petrolifero la roccia di norma contiene più di un fluido: è sempre presente dell'**acqua interstiziale**, aderente alle pareti dei pori come residuo dell'acqua connata che riempiva tutta la porosità prima che avvenisse la migrazione del petrolio; inoltre il petrolio può essere in fase gassosa (ma contenere eventualmente dei vapori di idrocarburi superiori che possono condensare in determinate condizioni), o in fase liquida (nel qual caso contiene normalmente del gas disciolto).

La presenza contemporanea di fluidi che hanno caratteristiche di densità e viscosità diverse rende più complesso il loro comportamento nel passaggio attraverso la roccia. Così, ad esempio, la presenza di gas libero ostacola il movimento dell'olio e può giungere a bloccarlo quando superi la percentuale del 35-40%.

4) Un mezzo poroso ha la permeabilità di un **darcy** quando l'acqua (alla temperatura di 20°C) vi fluisce al ritmo di un centimetro per secondo per centimetro quadrato di sezione, sotto un gradiente idraulico di una atmosfera per centimetro. Il darcy è una unità piuttosto grande; per la misura della permeabilità delle rocce si usa il **millidarcy (md)**.

## Tipi di trappola (Fig. 17)

In tutte le trappole si trova sempre un reservoir, o roccia serbatoio (nella maggior parte dei casi sabbia, arenaria, calcare o dolomia), e una roccia di copertura; il terzo elemento indispensabile, ossia la forma geometrica della superficie che separa il reservoir dalla copertura, può essere determinato da fattori di tipo diverso. In alcuni casi (**trappole stratigrafiche**), dal meccanismo sedimentario che ha formato il reservoir (ad esempio un corpo sabbioso lenticolare, o una massa di calcare poroso derivato dall'accumulo degli scheletri di coralli, molluschi ed altri organismi che proliferano nell'ambiente marino di scogliera); in altri casi, più frequenti (**trappole strutturali**), gli strati di roccia che originariamente avevano assetto orizzontale sono stati deformati durante o successivamente alla sedimentazione; in altri casi ancora (**trappole miste**) la forma della trappola è dovuta ad una combinazione dei due fattori.

## Il giacimento

Se la trappola funziona, se cioè si trova lungo la via della migrazione secondaria del petrolio e ne blocca il flusso, permettendone l'accumulo, si ha un giacimento. Vi sono giacimenti in cui il petrolio è contenuto in un unico serbatoio e quindi in un'unica trappola; in altri casi invece un unico fenomeno geologico (di tipo stratigrafico o strutturale) ha originato diversi serbatoi, e quindi diverse trappole, entro un intorno ristretto. Nel primo caso si dice che il giacimento ha un solo **pool**, nel secondo che ne ha diversi; il pool è quindi un accumulo singolo, che può essere caratterizzato da un suo tipo di petrolio e da un suo regime di pressione, indipendente da quello degli altri pools.

Un dato di grande interesse economico è la quantità delle riserve, ossia del petrolio che si potrà estrarre da un giacimento; il **calcolo volumetrico delle riserve** si basa su alcuni parametri che è necessario conoscere con sufficiente approssimazione. Essi sono: il **volume della roccia impregnata dal petrolio**, la **porosità della roccia**, la **percentuale di acqua interstiziale** che occupa in parte questa porosità, il **fattore di volume** (ossia la variazione del volume del petrolio quando esso passi dalla pressione alla quale si trova nel giacimento a quella atmosferica) e il **fattore di recupero**, ossia la percentuale di petrolio esistente nel giacimento che ne potrà essere effettivamente estratta.

Si comincia col calcolo del **petrolio in posto**, ossia del volume che il petrolio contenuto nel giacimento avrebbe se fosse portato in superficie, secondo la formula:

$$\text{Petrolio in posto} = \frac{\text{Volume della roccia impregnata} \times \text{porosità} \times (1 - \text{saturazione in acqua})}{\text{Fattore di volume}}$$

o, in simboli:

$$\frac{BV \cdot \varnothing \cdot (1 - S_w)}{FV}$$

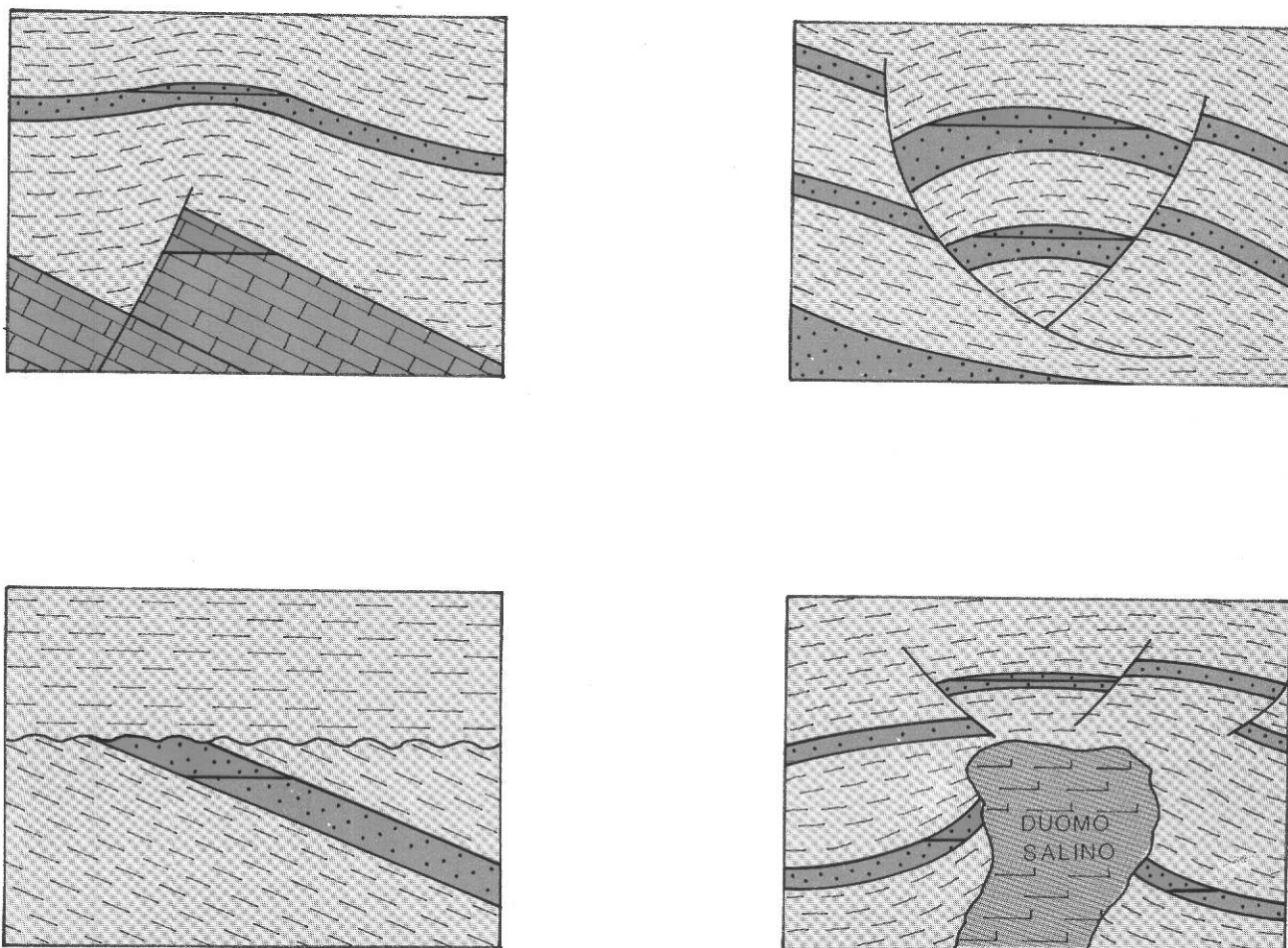


Fig. 17 — Alcuni tra i diversi tipi di trappole petrolifere.

in questa frazione, al numeratore si ha il volume della porosità effettivamente riempita di petrolio; al denominatore si ha un numero che, nel caso che il giacimento contenga olio con gas disciolto, è maggiore di 1 e può arrivare fino a 2; giunto in superficie e portato a pressione atmosferica l'olio infatti libera il gas e si riduce il volume. Nel caso di un giacimento che contenga gas il fattore di volume è invece approssimativamente eguale a  $1/x$ , dove  $x$  è il valore, in atmosfere, della pressione del giacimento; in altre parole il gas, compresso a pressione di  $x$  atmosfere nel giacimento, giunto alla superficie si espande di  $x$  volte.

Il valore del petrolio in posto così calcolato deve essere corretto col **fattore di recupero**, molto variabile da caso a caso. È intuitivo che il recupero sarà maggiore per il gas (più mobile e leggero), e minore per l'olio (più denso e viscoso); esso varierà peraltro anche in funzione della permeabilità della roccia e del tipo di energia naturale che alimenta la spinta che porta il petrolio alla superficie. In pratica, mentre per il gas il recupero si avvicina al 90%, per l'olio, in media, si aggira su valori del 20-35%.

## Condizioni del petrolio nel giacimento ed energia naturale del giacimento

Per comprendere il comportamento del petrolio durante la fase della sua estrazione dal giacimento ed i problemi che ne possono derivare è necessario conoscere qualcosa delle condizioni fisiche alle quali il petrolio stesso è sottoposto nel reservoir e di come queste condizioni possono variare quando il loro equilibrio sia turbato dall'estrazione dei fluidi dal giacimento.

Il petrolio è contenuto nei reservoir a valori relativamente elevati di temperatura e di pressione, valori che durante e dopo la sua estrazione variano fino a raggiungere quelli di superficie<sup>5)</sup>; contemporaneamente, nel giacimento, diminuisce la pressione e può di conseguenza variare il rapporto tra le fasi (liquida e gassosa) del petrolio in esso contenuto.

Va quindi ricordato che una sostanza pura (quale potrebbe essere un determinato idrocarburo), può trovarsi allo stato liquido o a quello gassoso a seconda della pressione e della temperatura alle quali è sottoposto; si può così costruire un diagramma del tipo di quello della figura 18, dove la cosiddetta **curva della tensione di vapore** separa il campo delle combinazioni di temperatura e pressione dove le forze che tendono ad avvicinare le molecole sono maggiori di quelle che tendono invece ad allontanarle (e la sostanza è in fase liquida), dal campo dove avviene l'inverso e la sostanza è in fase gassosa. Al di sopra di una certa temperatura critica (corrispondente al **punto critico**) la sostanza può esistere solo in fase gassosa, qualsiasi sia la pressione esercitata.

Nel reservoir di un giacimento la situazione è più complessa; non si ha una sostanza pura (in questo caso un idrocarburo) ma piuttosto una miscela di idrocarburi con peso molecolare e struttura diversi nonché, in proporzione minore, di altri composti di carbonio, idrogeno ed altri elementi. Il semplice diagramma della figura 18 diventa più complicato, ed è costituito da due curve (Fig. 19): la **curva del punto di bolla**, al di sopra della quale la miscela è in fase liquida e la **curva di punta di rugiada**, al di sotto della quale la miscela è in fase gassosa; tra le due curve, che si uniscono nel **punto critico**, fase liquida e fase gassosa coesistono in diverse percentuali.

La costruzione e la lettura di questo diagramma (che in pratica è diverso per ogni tipo di petrolio e quindi per ogni giacimento), è utile per comprendere ciò che accade nel reservoir quando avviene l'estrazione. Si supponga di avere un pool d'olio che contenga in soluzione del gas (un caso molto comune) alla combinazione di pressione e temperatura del punto A; l'estrazione di quest'olio provocherà un calo di pressione nel reservoir e, quando sia raggiunto il valore corrispondente all'incrocio con la curva di bolla, comincerà a svilupparsi il primo gas in fase separata; calando ulteriormente la pressione la percentuale del gas aumenterà gradualmente. Questo fenomeno fa sì che ad una erogazione

<sup>5)</sup> Le condizioni di temperatura e pressione di superficie, convenzionalmente fissate a 15°C e 1 atmosfera vengono indicate come "Standard Temperature and Pressure" (STP).

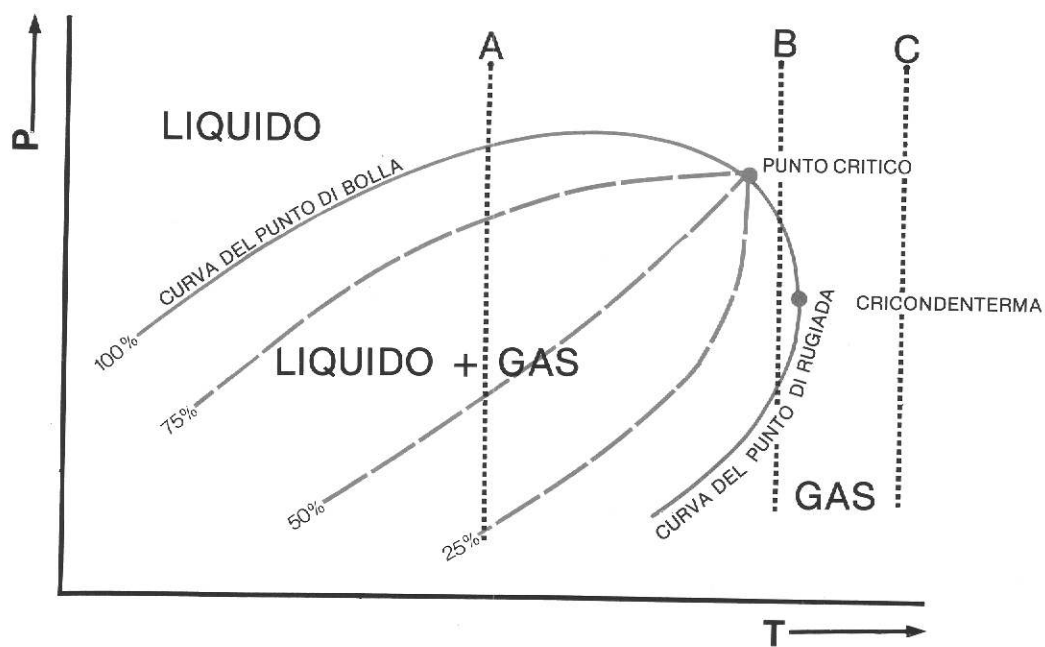
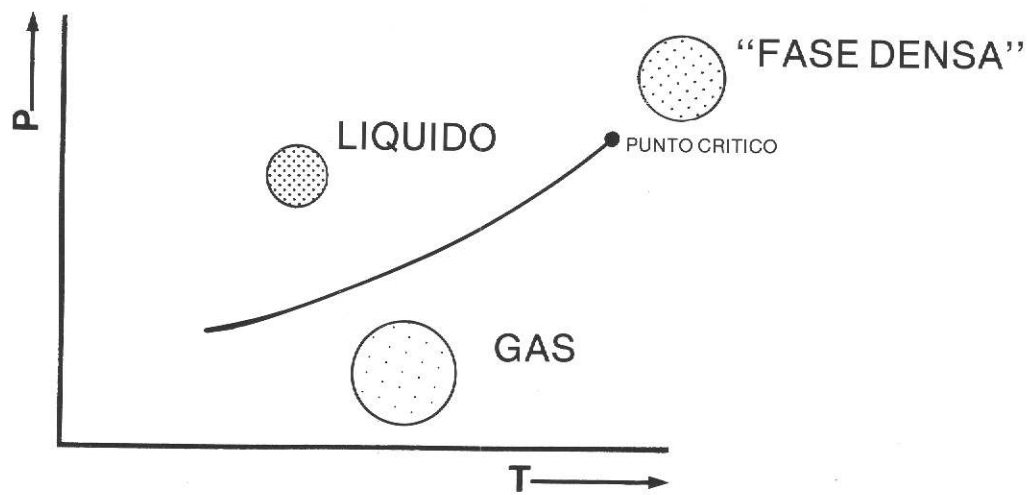


Fig. 19 — Diagramma di fase di una miscela di idrocarburi.

iniziale di solo olio segua, colla diminuzione della pressione nel reservoir, una erogazione di olio e gas, con una proporzione sempre crescente di quest'ultimo; ad un certo punto però la percentuale di gas nel reservoir sarà tanto alta da impedire il flusso dell'olio ancora presente ed il pozzo potrà produrre solamente gas. Se invece si suppone il caso di un reservoir nelle condizioni di temperatura e pressione del punto B, con temperatura più alta di quella corrispondente al punto critico, il reservoir conterrà all'inizio solo del gas molto denso, che col calare della pressione e una volta che questa sia giunta al valore corrispondente all'incrocio con la curva del punto di rugiada, comincerà a separare dell'olio liquido. Questo fenomeno della comparsa della fase liquida in conseguenza di un calo di pressione è detto **condensazione retrograda** ed è importante dal punto di vista pratico perchè l'olio che così si condensa nel reservoir e che aderisce alle pareti dei pori della roccia viene immobilizzato e non può essere recuperato. In conclusione, nel caso di miscele di idrocarburi liquidi e gassosi, il calo della pressione del reservoir è sempre un fattore negativo, in quanto diminuisce il fattore di recupero dell'olio, che è il prodotto più pregiato.

Le condizioni del petrolio nel giacimento possono essere riprodotte artificialmente in laboratorio, facendo uso di speciali apparecchiature dette **PVT** (Pressione, Volume, Temperatura). Si introducono in esse dei campioni di fluidi contenuti nel reservoir (prelevati in pozzo con speciali attrezzature) che vengono sottoposte alle condizioni di pressione e temperatura esistenti nel sottosuolo e si studia il comportamento dei fluidi stessi in seguito alle variazioni di queste condizioni.

Quando il reservoir del giacimento viene messo in comunicazione con la superficie attraverso un pozzo, il petrolio normalmente risale e fluisce spontaneamente oppure, in altri casi, risale solamente fino ad una certa quota ed è necessario ricorrere al pompaggio per completare la risalita. Questa risalita spontanea richiede che si compia un lavoro e questo lavoro richiede a sua volta l'esistenza di una energia, quella contenuta nel giacimento sotto forma di **pressione**.

La pressione del giacimento viene fornita da diverse fonti ed attraverso diversi meccanismi che possono agire in combinazione tra loro (Fig. 20). È proprio dalla natura di questi meccanismi che dipende essenzialmente il fattore di recupero del petrolio.

La pressione idrostatica (ossia il peso della colonna d'acqua di altezza pari alla differenza tra la quota del reservoir e quella alla quale l'acquifero sotterraneo viene rifornito) o, in altri casi, una pressione maggiore dovuta a cause di diverso tipo, comprimono il petrolio, l'acqua interstiziale e la roccia del reservoir, riducendone il volume; la diminuzione di pressione che si ha quando il reservoir è messo in comunicazione con la superficie causa l'espansione di tutti questi materiali, con un aumento di valore capace di far risalire i fluidi nel pozzo. I liquidi (acqua ed olio) sono scarsamente comprimibili, ma, avendo a che fare con volumi molto grandi, l'effetto della loro pur limitata espansione

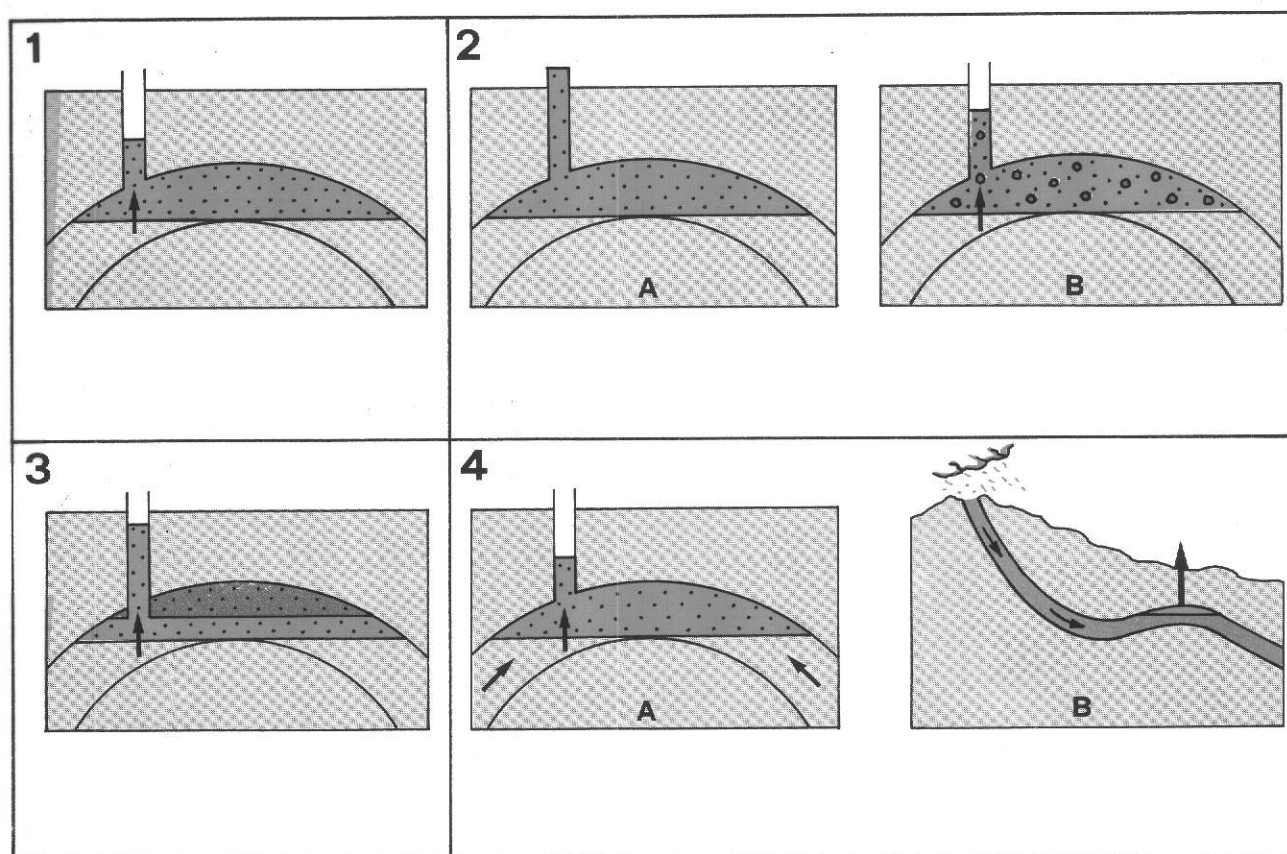


Fig. 20 — Meccanismi naturali di spinta del petrolio di un giacimento: 1) espansione semplice; 2) spinta del gas disciolto; 3) spinta del gas cap; 4) spinta per espansione dell'acquifero e per pressione artésiana.

può essere sensibile; nel caso del gas, molto comprimibile, l'espansione invece è molto grande. Il meccanismo di **espansione semplice** può quindi far risalire meno del 5-6% dell'olio e più del 90% del gas del giacimento.

Si è visto come l'olio contenuto nel giacimento contenga molto spesso del **gas disciolto** e come questo gas, quando la pressione cala al di sotto del valore della pressione di saturazione, si liberi con un aumento di volume; l'olio viene così spazzato e fluisce nei pozzi, ma l'aumento della fase gassosa ne ostacola progressivamente il movimento. Il fattore di recupero di questo meccanismo è quindi piuttosto basso, dell'ordine del 5-30%.

Quando la percentuale degli idrocarburi gassosi è molto elevata, superiore a quella che può essere disciolta nell'olio alle condizioni di pressione e temperatura del giacimento, una parte del gas va a formare una calotta (**gas cap**) che impregna il reservoir al di sopra dell'accumulo dell'olio. Questa calotta a pressione diviene una fonte di energia, capace di spazzare l'olio sottostante e di farlo fluire; il calo di pressione conseguente alla produzione di olio libera anche parte del gas disciolto



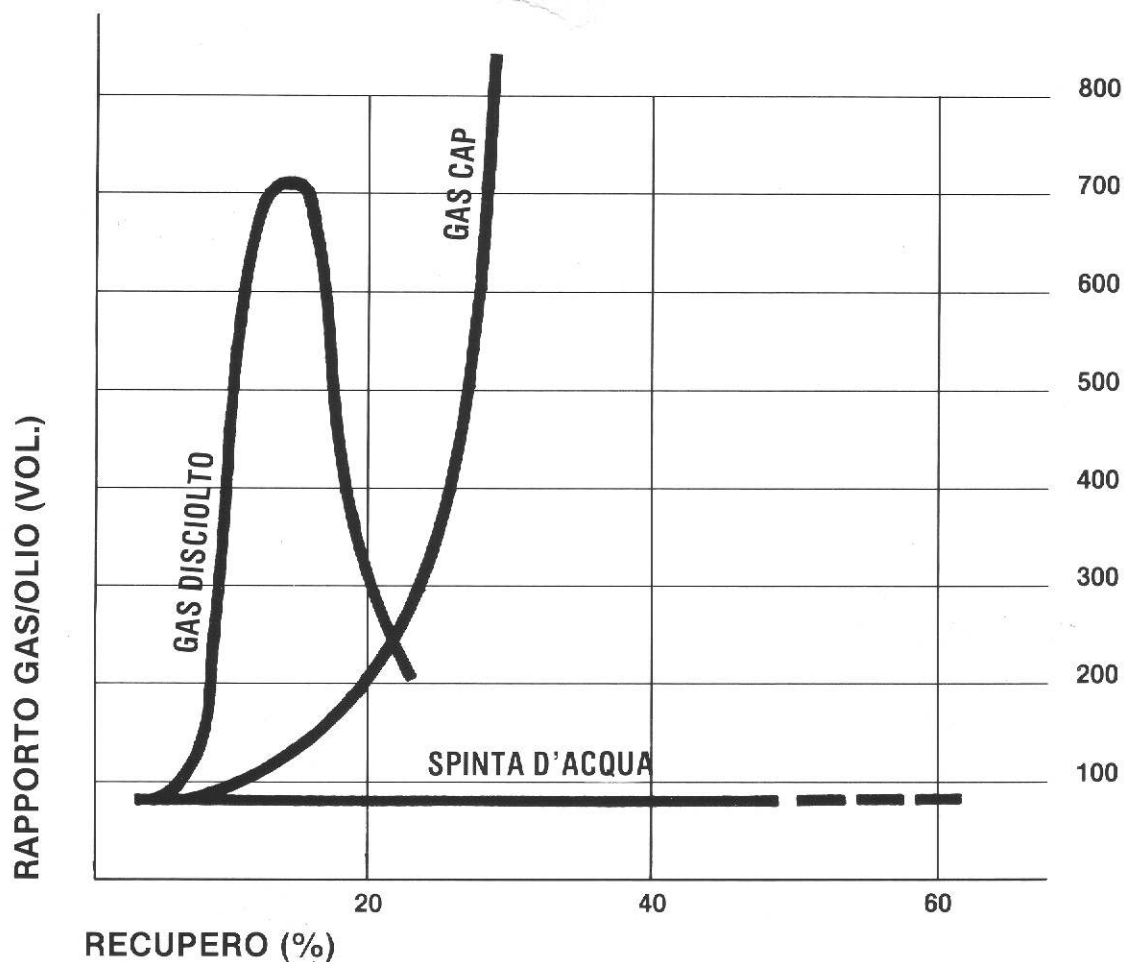


Fig. 21 — I diversi meccanismi naturali di spinta permettono un diverso recupero dell'olio e sono anche caratterizzati da differente andamento del rapporto volumetrico tra gas ed olio prodotto.

nell'olio stesso e quindi il meccanismo di spinta da gas cap è normalmente abbinato a quello di spinta del gas disciolto ma, nel caso di un gas cap di grande volume, la diminuzione di pressione può essere relativamente modesta; il fattore di recupero dell'olio si aggira sul 20-40%.

In molti giacimenti il petrolio è accumulato in una piccola parte di uno strato di roccia porosa che si estende molto al di là dei limiti della trappola, talvolta sull'intera area del bacino di sedimentazione. La maggior parte di questa roccia è occupata da acqua in pressione che, quando il petrolio viene estratto, lo sostituisce invadendo il reservoir. La fonte di energia, in questo caso, è data dalla decompressione e conseguente espansione dell'acquifero, o dalla pressione idrostatica se l'acquifero comunica con la superficie e viene ricaricato dalle acque meteoriche; in quest'ultimo caso, se la permeabilità della roccia è elevata e se il ritmo di estrazione non è troppo rapido, la pressione nel reservoir può rimanere costante. Il meccanismo di **spinta d'acqua (water drive)** è quindi particolarmente efficiente ed il fattore di recupero per l'olio può essere dell'ordine del 35-75%.

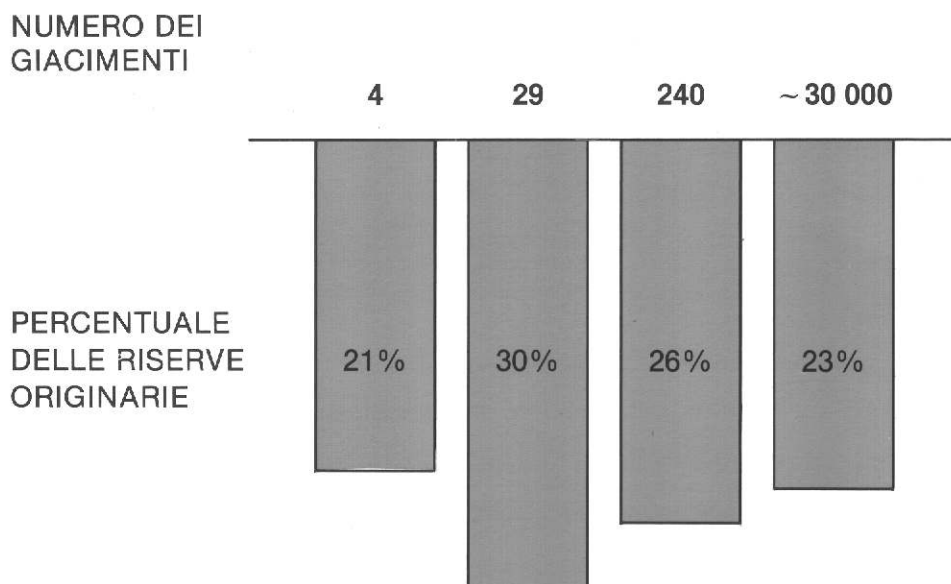


Fig. 22 — Le riserve di petrolio sono concentrate in un numero molto limitato di giacimenti; nel caso delle riserve d'olio, il 21% delle riserve si trova nei quattro giacimenti più grandi del mondo ed un altro 30% in soli altri 29 giacimenti. Complessivamente più di tre quarti delle riserve sono concentrate in meno dell'1% del numero totale dei giacimenti finora scoperti.

qualche centinaio di tonnellate, quello che basta perchè il loro sfruttamento, in determinate condizioni tecniche ed economiche, possa dare un margine di profitto accettabile.

La tabella mostra la classificazione, internazionalmente adottata, dei giacimenti di olio e di gas in base alla dimensione delle loro riserve originarie.

### Classificazione dei giacimenti petroliferi

#### GIACIMENTO SUPERGIGANTE

contiene più di 5 miliardi di barili d'olio di riserve originarie (ossia più di 800 milioni di metri cubi, pari a circa 700 milioni di tonnellate), oppure più di 850 miliardi di metri cubi di gas.

#### GIACIMENTO GIGANTE

contiene da 500 milioni a 5 miliardi di barili d'olio di riserve originarie (ossia da 80 a 800 milioni di metri cubi, pari a 70 - 700 milioni di tonnellate), oppure da 85 a 850 miliardi di metri cubi di gas.

#### GIACIMENTO MAJOR

contiene da 100 a 500 milioni di barili d'olio di riserve originarie (ossia da 16 a 80 milioni di metri cubi, pari a 14 - 70 milioni di tonnellate), oppure da 17 a 85 miliardi di metri cubi di gas.

#### GIACIMENTO DI CLASSE "A"

contiene da 50 a 100 milioni di barili d'olio di riserve originarie (ossia da 8 a 16 milioni di metri cubi, pari a 7 - 14 milioni di tonnellate) oppure da 8,5 a 17 miliardi di metri cubi di gas.

Seguono le altre categorie di giacimenti, con riserve originarie via via minori.

In pratica, quasi tutti i meccanismi naturali di spinta dei giacimenti sono una combinazione di quelli descritti; è frequente, per esempio, il caso di giacimenti d'olio che producono per una combinazione di spinta d'acqua e di gas cap.

La figura 21 schematizza gli effetti dei tre meccanismi di spinta più diffusi (gas disciolto, gas cap, spinta d'acqua); in ordinata è indicato il rapporto volumetrico gas/olio (**Gas/Oil ratio** o GOR) del petrolio prodotto, in ascissa il fattore di recupero.

È comunque evidente da quanto sopra esposto che, mentre per il gas si ha sempre un recupero molto soddisfacente, per quanto riguarda l'olio, in moltissimi casi, l'energia naturale del giacimento permette di recuperare solo una frazione, tanto minore, quanto minore è la permeabilità della roccia e quanto è maggiore è la viscosità dell'olio. Un altro elemento importante per assicurare il massimo recupero possibile è la posizione e la spaziatura dei pozzi, che devono essere ubicati secondo un piano che assicuri il massimo drenaggio possibile del reservoir.

#### **Recuperi migliorati e recuperi assistiti**

Il **recupero primario**, ossia quello ottenibile con i meccanismi naturali di spinta, può essere incrementato mediante processi detti di **recupero migliorato (improved recovery)**, con i quali si mantiene alta la pressione nel reservoir iniettandovi acqua o gas (in quest'ultimo caso si usa normalmente il gas associato all'olio prodotto). Un ulteriore incremento del recupero può essere ottenuto impiegando i metodi di **recupero assistito (enhanced recovery)** molti dei quali devono peraltro considerarsi ancora allo stato sperimentale; l'olio residuo nel reservoir può essere spiazzato da fluidi miscibili (gas, GPL, emulsioni di acqua ed olio), o da acqua con aggiunta di tensioattivi o di alcali; può essere impiegata anche l'iniezione di vapore, che aggiunge alla azione di spiazzamento quella fluidificante della temperatura; infine, con la combustione parziale **in situ** (che per essere mantenuta richiede l'iniezione di aria nel reservoir), l'olio viene fluidificato e subisce anche un cracking (ossia gli idrocarburi pesanti vengono trasformati in idrocarburi più leggeri) ed una distillazione.

I recuperi migliorati e, soprattutto, quelli assistiti comportano costi e difficoltà che ne limitano l'uso; ciononostante la loro importanza è già oggi notevole ed è destinata ad aumentare in futuro, in conseguenza del declino delle riserve e dell'incremento dei costi che dovranno essere sostenuti per reintegrarle con nuove scoperte.

#### **Dimensione dei giacimenti e distribuzione delle riserve**

La "dimensione" di un giacimento petrolifero viene di norma misurata in base alla quantità delle sue riserve originarie. La gamma di queste dimensioni è vastissima: il più grande giacimento d'olio conosciuto, quello di Ghawar, nell'Arabia Saudita, conteneva 11,4 miliardi di tonnellate d'olio di riserve originarie; i giacimenti più piccoli possono contenere anche solo poche migliaia o addirittura

È molto interessante vedere quale sia la effettiva ripartizione dei giacimenti in queste classi di grandezza e come, di conseguenza, siano distribuite nella realtà le riserve petrolifere mondiali (Fig. 22). Si stimava, nel 1975, che fossero stati scoperti nel mondo circa 30.000 giacimenti di olio con riserve originarie totali complessive di circa 140 miliardi di tonnellate; in meno di 300 di questi giacimenti (ossia meno dell'1% del loro numero totale), erano concentrati più dei tre quarti delle riserve globali; in particolare, in soli 33 giacimenti della categoria dei supergiganti si trovava più della metà dell'olio scoperto a quella data e, infine, i quattro più grandi giacimenti d'olio del mondo (Ghawar, in Arabia Saudita; Burgan, nel Kuwait; Bolivar, in Venezuela; Safanya, ancora in Arabia Saudita) contenevano da soli un quinto delle riserve originarie totali.

Le grandi provincie petrolifere, ossia quelle aree geografiche nelle quali è concentrata la maggior parte delle riserve mondiali, non sono quindi tali perchè contengano un gran numero di giacimenti, ma piuttosto perchè in esse sono localizzati uno o più giacimenti appartenenti alle categorie più alte; così, ad esempio, nel Medio Oriente si trovano ben 25 dei 33 "supergiganti".

La possibilità di incrementare, in modo rapido e sostanziale, le riserve petrolifere mondiali è quindi legata soprattutto alla scoperta di nuovi giacimenti giganti o supergiganti. Scoperte di questo tipo sono ancora possibili, ma poco probabili, nelle aree dove l'esplorazione è condotta ormai da anni; i giacimenti più grandi sono anche, di norma, quelli che son più facilmente identificabili e che vengono quindi trovati per primi. È invece più probabile che le grandi scoperte future possano essere fatte nelle aree "nuove", ancora poco esplorate o addirittura inesplorate; queste aree vanno però riducendosi sempre più di numero e, in ogni caso, presentano sempre notevoli difficoltà per la ricerca. In effetti, nonostante che l'attività esplorativa sia stata condotta con notevole intensità, la quantità media annuale del nuovo petrolio scoperto nel mondo è andata declinando durante l'ultimo ventennio e questo declino è sostanzialmente dovuto al fatto che sono stati rinvenuti relativamente pochi giacimenti delle categorie più alte.

### RIASSUNTO E CONCLUSIONI

*Il petrolio generato nelle rocce madri ne viene espulso (migrazione primaria) e una volta penetrato in rocce permeabili si muove per effetto della spinta di galleggiamento e del flusso idrodinamico (migrazione secondaria). Questo movimento prosegue fin quando non si incontra una barriera di permeabilità, ossia una roccia i cui pori siano troppo piccoli per essere attraversati dal petrolio. Rocce di questo tipo sono dette rocce di copertura.*

*Perchè si possa avere un accumulo di petrolio è quindi necessaria una roccia permeabile (roccia serbatoio o **reservoir**), nella quale il petrolio possa muoversi e, sopra di essa, una roccia di copertura; inoltre la superficie che separa i due tipi di roccia deve essere convessa verso l'alto: si ha allora una*

**trappola, capace di bloccare e contenere il petrolio, ossia di diventare un giacimento.**

*Il volume del petrolio contenuto in un dato volume di roccia serbatoio (calcolato alle condizioni ambientali di pressione e temperatura), dipende dalla porosità della roccia stessa, dalla quantità di acqua interstiziale presente insieme al petrolio e dalla variazione volumetrica che il petrolio subisce quando arriva alla superficie. Non tutto il **petrolio in posto** può essere però estratto dal giacimento ed il **fattore di recupero** dipende dal tipo di reservoir, dal tipo di petrolio e da come avviene la sua estrazione.*

*La diminuzione di pressione nel reservoir durante l'estrazione del petrolio può determinare una variazione della proporzione tra le fasi (liquida e gassosa), con conseguenze importanti sul fattore di recupero finale.*

*La risalita in superficie dei fluidi del reservoir è dovuta alla energia contenuta nel giacimento, che può essere causata dalla **espansione** dei fluidi stessi per effetto del calo di pressione, dalla liberazione ed espansione del **gas disciolto** nell'olio, dalla pressione esercitata da una calotta di gas (**gas cap**) e dalla **spinta d'acqua** dell'acquifero sottostante il giacimento; questi diversi meccanismi di spinta, che in pratica sono spesso combinati tra loro, sono caratterizzati da fattori di recupero diversi.*

*Il recupero dell'olio può essere **migliorato** mantenendo alta la pressione del reservoir (con iniezioni di acqua o di gas). Nei sistemi di **recupero assistito** vengono iniettati fluidi che "lavano" la roccia, oppure si fluidifica l'olio elevandone la temperatura con iniezioni di vapore, o bruciandone una parte **in situ**.*

*La maggior parte del petrolio finora scoperto nel mondo è localizzato in pochi giacimenti molto grandi; anche in futuro le speranze di scoprire ancora quantitativi ingenti di olio e di gas sono legate alla possibilità di scoprire ancora "giacimenti giganti", ciò che può avvenire con maggiore probabilità in aree inesplorate o poco esplorate.*