VERY IMPORTANT

PARREGGIAMO

GIAC
117
1979

Agip

RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

aspetti tecnici economici e normativi

PRODUZIONE - Piattaforma dalla quale vengono eseguiti i pozzi di produzione. Si noti la torre di perforazione in posizione inclinata che permette di eseguire pozzi fortemente deviati. (Agip Recherches Congo Brazzaville, giacimento di Loango).

SOMMARIO

PREMESSA 5

1. Aspetti tecnici ed economici 7
2. Aspetti normativi e fiscali 37
3. Partecipazione dello Stato 67

GLOSSARIO 75

INDICE 79

PREMESSA

Ci si propone, con questi appunti, di fornire al lettore un insieme correlato di dati e di notizie riguardanti la ricerca e la produzione di idrocarburi.

Non esiste infatti, e sarebbe difficilmente realizzabile, un testo di riferimento che tratti tutti i dati di questa attività così vasta e complessa e sono rare le pubblicazioni dove vengano discusse in modo esauriente le relazioni e i vincoli reciproci che esistono tra i diversi suoi aspetti; d'altra parte, è proprio il condizionamento reciproco delle sue varie componenti (geologia, tecnica, economia, finanza, politica), che determina la direzione e il ritmo dell'attività petrolifera nel suo insieme.

Questa constatazione è particolarmente importante quando si intenda affrontare criticamente il problema della normativa che regola la ricerca e la produzione, ossia l'insieme di leggi, regolamenti disciplinari e altri provvedimenti mediante i quali lo Stato si propone di indirizzare queste attività verso determinati obiettivi. Premesso che tali obiettivi devono essere realistici, cioè commisurati con quelle che sono le possibilità petrolifere del territorio al quale si applicano, le norme, per raggiungere l'effetto voluto, devono essere adeguate alla realtà tecnica ed economica del momento, ed è quindi necessario che tale realtà sia conosciuta nei suoi vari aspetti e con tutte le sue implicazioni.

Nelle pagine che seguono si è cercato di chiarire diversi punti di carattere tecnico ed economico, prendendone in considerazione soprattutto gli aspetti che maggiormente possono condizionare la normativa di Stato. Sono quindi trattate le caratteristiche generali della attività di ricerca e produzione nel mondo e la situazione della normativa europea.

Si è voluto infine corredare questi appunti con un glossario che permetta una più immediata comprensione di termini connessi con l'attività mineraria degli idrocarburi. Tanto più che molti di questi termini stanno uscendo dal campo dell'uso strettamente tecnico per invadere con prepotenza, ma non sempre con eguale accuratezza, i canali dell'informazione di massa.

1. ASPETTI TECNICI ED ECONOMICI

1.1 Premesse e principi geologici generali della ricerca di idrocarburi

Gli idrocarburi naturali sono il risultato di un processo svoltosi all'interno dei sedimenti depositi sul fondo di antichi mari durante i passati tempi geologici.

Nel corso di questo processo la sostanza organica, derivata prevalentemente dagli organismi marini, si è trasformata in petrolio e in gas, mentre contemporaneamente i sedimenti inorganici divenivano rocce; gli idrocarburi, fluidi e leggeri, si sono successivamente mossi all'interno delle rocce che li hanno generati, in parte si sono dispersi, ossidandosi al contatto con l'atmosfera, e in parte si sono concentrati in quelli che sono i *giacimenti*.

Un giacimento di idrocarburi è quindi la conseguenza, non accidentale ma relativamente rara, di un processo geologico che ha richiesto molto tempo, un tempo di ordine certamente molte volte superiore a quello di tutta la storia umana; le risorse di idrocarburi, devono di conseguenza considerarsi *non rinnovabili*, perché il ritmo della loro genesi è infinitamente più lento di quello del loro attuale sfruttamento.

Seconda importante conclusione pratica di quanto sopra sinteticamente accennato, è che i giacimenti di idrocarburi possono trovarsi esclusivamente associati alle rocce derivate dalla trasformazione di antichi sedimenti, ossia alle *rocce sedimentarie*.

La maggior parte dei nove miliardi di chilometri cubi di rocce che formano la crosta terrestre è costituita da *rocce ignee*, ossia dal prodotto del raffreddamento del magma fluido che si trova all'interno della terra, o da *rocce metamorfiche* che, qualsiasi sia stata la loro origine, sono state poi trasformate profondamente dalla pressione e dalla temperatura.

Solo una parte della crosta terrestre è quindi costituita da rocce sedimentarie, e precisamente la parte più superficiale, limitatamente alle aree che, oggi o nel passato, sono state coperte dalle acque degli oceani, dei mari, dei laghi.

Nel planisfero della fig. 1 è indicata l'estensione di questi bacini sedimentari. Essi occupano nell'insieme 150-160 milioni di chilometri quadrati, cioè circa il 30% della superficie del globo, distribuito in parti eguali tra continenti e oceani. Ciò equivale a dire che le premesse per la ricerca di idrocarburi esistono in meno di un terzo della superficie terrestre.

Questa però è solamente una prima e molto grossolana approssimazione per quanto riguarda la stima del reale potenziale petrolifero di una regione; la presenza di rocce sedimentarie è infatti solo una delle condizioni necessarie per l'esistenza di giacimenti; ne esistono altre, generali e particolari, che restringono enormemente il campo della ricerca.

Occorre infatti che le rocce sedimentarie abbiano uno spessore sufficiente; che parte di esse sia abbastanza *porosa e permeabile*, per poter essere impregnata di fluidi; che un'altra parte sia *impermeabile*, per aver impedito e impedire la fuga di questi fluidi, bisogna che l'assetto geometrico di questi diversi tipi di rocce sia tale da determinare l'esistenza di « *trappole* », ossia di situazioni locali nelle quali gli idrocarburi possono essersi accumulati e conservati; occorre infine che il processo della *naftogenesi* (ossia della trasformazione della sostanza organica in idrocarburi) si sia potuto sviluppare adeguatamente e che le trappole possano essersi effettivamente riempite di petrolio e di gas.

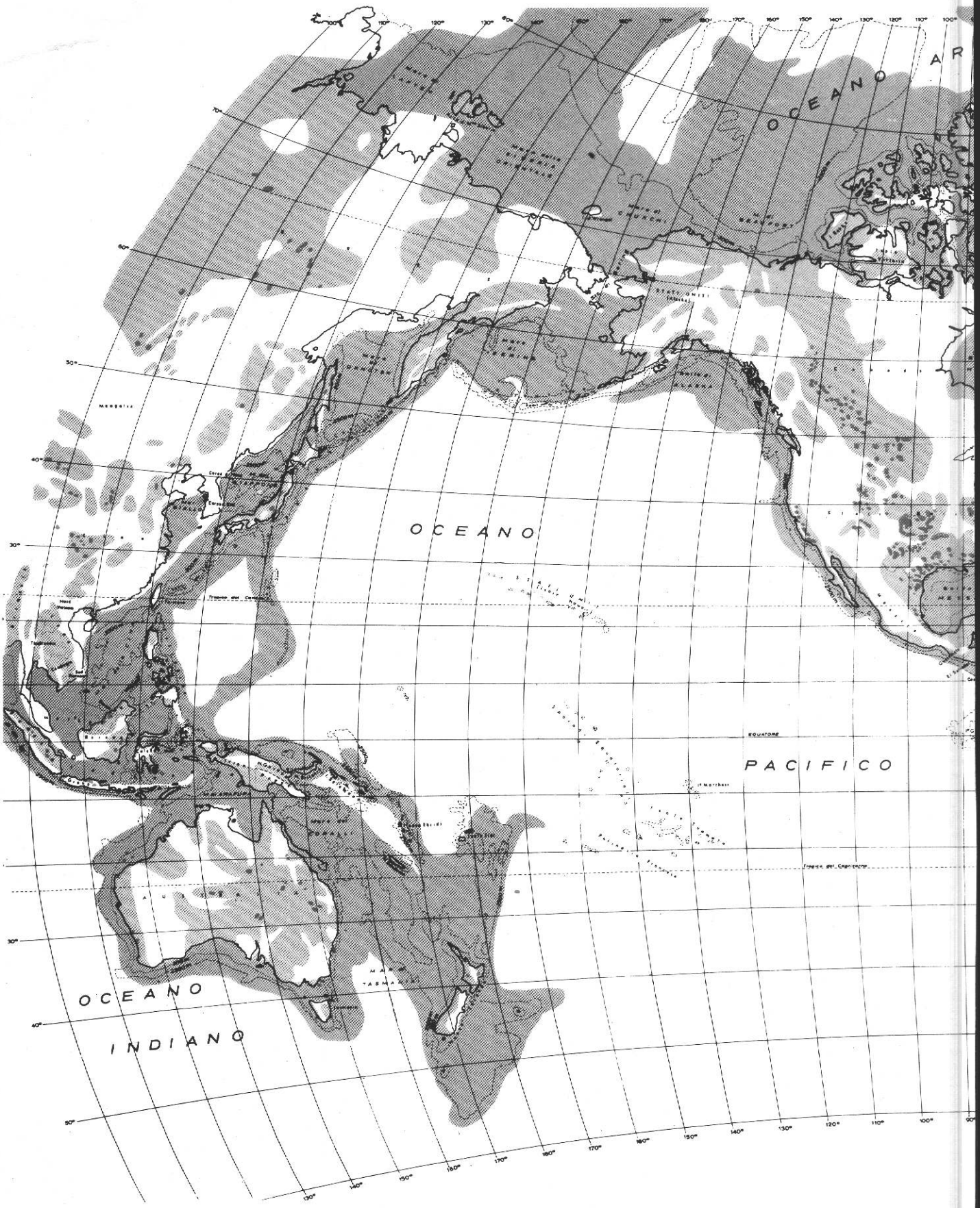
La combinazione di tutte le condizioni necessarie si verifica solo in una parte dei bacini sedimentari, ossia nei veri e propri *bacini petroliferi*.

La ricerca di idrocarburi consiste in effetti nelle operazioni necessarie per l'accertamento dell'esistenza di queste condizioni, dalla prima delimitazione dei bacini sedimentari, alla identificazione delle trappole, alla perforazione dei pozzi esplorativi, che diranno se veramente esiste il giacimento.

Alcune di queste operazioni sono relativamente facili: è nota, in base agli studi geologici regionali condotti su scala mondiale, la distribuzione dei bacini sedimentari, e della maggior parte di essi sono anche note le caratteristiche geologiche generali fondamentali.

Più difficile, più lungo e più costoso è acquisire gli altri elementi necessari per la valutazione completa del potenziale petrolifero di una regione. Si devono superare difficoltà ambientali e logistiche (basti pensare ai problemi della ricerca in mare e nei climi artici) e difficoltà meno

Fig. 1 - BACINI SEDIMENTARI E GIACIMENTI PETROLIFERI


OCEANO
OCEANO
PACIFICO
OCEANO
INDIANO
EQUATORE
Tropico del Cancro
Tropico del Capricorno
STATI UNITI
Mongolia
Corea
Cina
Giappone
Taiwan
Hong Kong
Thailandia
Malesia
Indonesia
Papua
Australia
Tasmania
Nuova Zelanda
Nuova Caledonia
Fiji
Tonga
Samoa
Hawaii
Messico
Cuba
Venezuela
Colombia
Ecuador
Perù
Brasile
Bolivia
Paraguay
Cile
Argentina
Uruguay
Guyana
Suriname
Guatemala
Honduras
Nicaragua
Costa Rica
Panama
Haiti
Giamaica
Portogallo
Spagna
Francia
Italia
Grecia
Turchia
Iran
Iraq
Siria
Libia
Algeria
Tunisia
Marocco
Mauritania
Sudan
Etiopia
Somalia
Kenya
Tanzania
Madagascar
Mozambico
Angola
Namibia
Sudafrica
Zaire
Nigeria
Ghana
Costa d'Avorio
Senegal
Gambia
Guinea
Sierra Leone
Liberia
Mali
Niger
Ciad
Camerun
Gabon
Congo
Zambia
Malawi
Botswana
Lesotho
Swaziland
Madagascar
Isole Baleari
Isole Canarie
Isole Azzorre
Isole Madeira
Isole Capo Verde
Isole Comore
Isole Mauritius
Isole Seychelles
Isole Sao Tome e Principe
Isole Fernando Po
Isole Sao Paulo
Isole Tristan da Cunha
Isole Kerguelen
Isole Marchesi
Isole Tuamotu
Isole Samoa
Isole Fiji
Isole Tonga
Isole Hawaii
Isole Aleutine
Isole Kurili
Isole Giapponesi
Isole Filippine
Isole Indonesiane
Isole Malesiane
Isole Papuasiane
Isole Australiane
Isole Tasmania
Isole Nuova Zelanda
Isole Nuova Caledonia
Isole Fiji
Isole Tonga
Isole Samoa

OCEANO
ATLANTICO
OCEANO
INDIANO
Tropico del Cancro
Equatore
Tropico del Capricorno
Mar Mediterraneo
Mar Nero
Mar Rosso
Golfo Persico
Mar Caspio
Mar Arabico
Mar Baltico
Mar Nero
Mar Rosso
Golfo Persico
Mar Caspio
Mar Arabico
Mar Baltico
Mar Mediterraneo

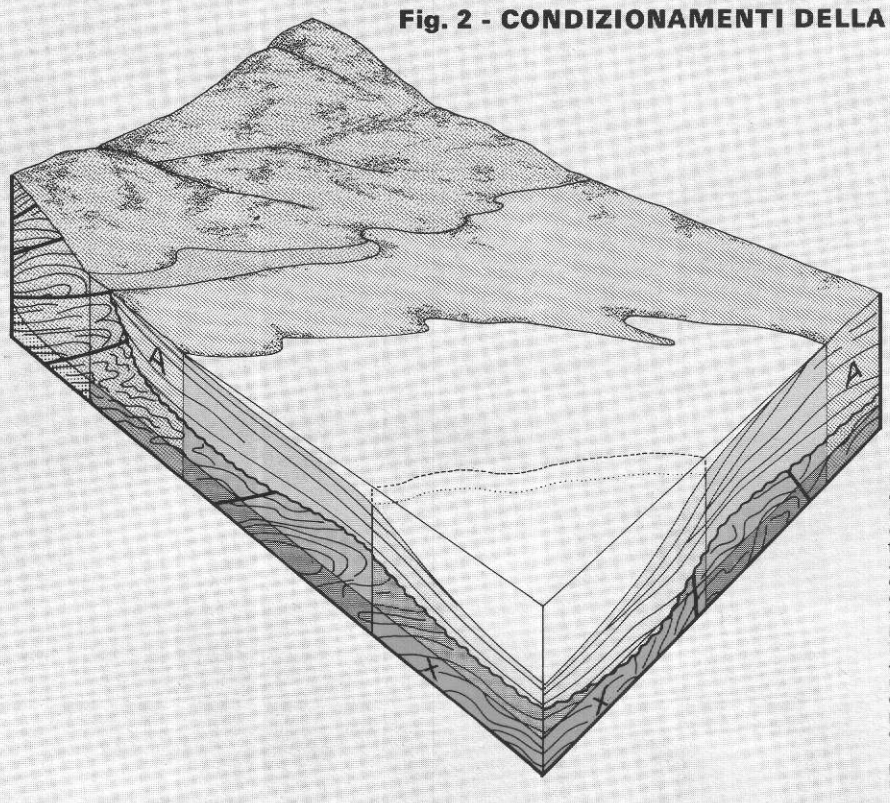
evidenti, ma altrettanto cruciali, che derivano dalla natura e dall'assetto delle rocce che costituiscono il sottosuolo. Si spiega così come, dopo un secolo di ricerca industriale, la ricerca di idrocarburi continui ancora e non solo nelle regioni « nuove », ma anche in quelle dove storicamente era iniziata. I nuovi cicli di ricerca corrispondono in sostanza al superamento, o meglio allo spostamento, di un limite tecnologico precedentemente invalicabile; solamente dove questi limiti sono stati portati a coincidere col limite del volume di sottosuolo costituito da rocce sedimentarie, la ricerca può dirsi veramente esaurita.
La fig. 2 mostra schematicamente come nell'ambito della stessa regione il sottosuolo potenzialmente « utile », ossia il volume totale delle rocce sedimentarie che stanno al disopra del basamento costituito da rocce ignee e metamorfiche, possa essere scomposto in unità diverse per costituzione e struttura, ognuna con le sue proprie difficoltà, che possono essere insuperabili in un certo momento storico, caratterizzato da una data combinazione di disponibilità tecnologiche e di convenienza economica, ma che divengono superabili quando la tecnica fornisca nuovi mezzi e l'economia sia disposta o costretta a sopportarne i costi.

1.2 Riserve di idrocarburi e loro stima

Nonostante la limitazione di conoscenze sul reale potenziale petrolifero di molte regioni, è tuttavia possibile una stima globale di quello che si può ritenere sia il potenziale ultimo del nostro pianeta; è cioè possibile fare per varie vie delle ipotesi sulla quantità totale degli idrocarburi contenuti nel sottosuolo della terra e ancora non prodotti. Si vedrà come tali stime, per quanto necessariamente approssimate, siano abbastanza vicine tra di loro; esse possono quindi ritenersi valide per lo scopo per il quale sono state eseguite, che non è tanto quello di valutare una singola regione, ma di avere una cifra globale che, rapportata a delle ipotesi di consumi, permetta di operare delle previsioni sulle date alle quali le riserve di idrocarburi declineranno e si esauriranno. E' però opportuno chiarire il significato del termine « riserve » che, se usato impropriamente, può prestarsi ad equivoci e confusioni.

Un giacimento di idrocarburi è costituito da un certo volume di roccia porosa e permeabile impregnato di fluidi tra i quali sono presenti, oltre all'acqua, anche il petrolio e/o degli idrocarburi gassosi in una percentuale rilevante. Il volume

Fig. 2 - CONDIZIONAMENTI DELLA RICERCA PETROLIFERA



La possibilità di esplorare il sottosuolo è condizionata da diversi fattori obiettivi: la costituzione geologica (tipo e assetto delle rocce); la situazione logistica (in terra: topografia facile o difficile; in mare; acque più o meno profonde): la profondità da raggiungere. Le combinazioni di questi fattori determinano il grado di difficoltà della ricerca e quindi la sua realizzabilità e il suo costo.
Nel diagramma i diversi colori indicano i « volumi » di sottosuolo caratterizzati da una diversa combinazione di fattori: da quella più facile (A), con geologia semplice senza difficoltà logistiche particolari e profondità media, a quella più difficile (X), con geologia complessa e grande profondità al di sotto di una zona di mare profondo.

di questi idrocarburi (o per meglio dire il volume che questi idrocarburi avrebbero se fossero portati alla pressione e alla temperatura normale atmosferica) costituisce il cosiddetto olio in posto (OOIP = *original oil in place*) o gas in posto (OGIP = *original gas in place*).

Non tutti questi idrocarburi possono essere estratti dal giacimento. La percentuale recuperabile con mezzi normali (ossia dalla erogazione spontanea dovuta all'energia del giacimento, eventualmente aiutata dal pompaggio) varia a seconda del tipo di idrocarburi e del tipo di roccia nella quale sono contenuti. Orientativamente le *riserve recuperabili* sono il 10-50% del OOIP e il 40-90% del OGIP. E' tecnicamente possibile (ma non sempre economicamente conveniente) aumentare il recupero, immettendo dell'energia nel giacimento ossia ripressurizzandolo (*recupero secondario*), o ricorrendo a mezzi ancora più costosi, come l'immissione di solventi, di vapore, o la combustione di parte degli idrocarburi del giacimento per fluidificarne e mobilizzarne il resto (*recupero terziario*); recupero secondario e terziario possono essere impiegati solamente se ne esistono le premesse tecniche e se si realizza la convenienza economica.

Quando si parla di riserve recuperabili si intendono gli idrocarburi estraibili col recupero primario e coi recuperi secondari e terziari *quando questi siano applicabili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti.*

Nella stima di un giacimento del quale siano noti tutti i parametri fisici, le riserve recuperabili sono *accertate* (a meno dell'inevitabile margine di errore dovuto alle difficoltà di misurare con assoluta precisione i parametri necessari). Quando però il giacimento non sia completamente noto, nelle riserve accertate si possono includere anche quelle recuperabili dalle parti del giacimento ancora imperfettamente conosciute; è questo ad esempio il criterio seguito dall'American Petroleum Institute nelle sue statistiche per gli Stati Uniti. Anche nella stima delle riserve accertate può quindi esistere un certo margine di incertezza, soprattutto nel caso di giacimenti scoperti da poco tempo nei quali alcuni dei parametri necessari non possono essere ancora misurati, ma solo stimati sulla base di analogie con casi noti.

Le tabelle di riserve che vengono annualmente pubblicate da diverse fonti per i diversi paesi, sono basate sulla stima delle riserve accertate alla data della pubblicazione; tali riserve sono quindi quelle localizzate in giacimenti già scoperti e le loro variazioni annuali rappresentano la somma algebrica tra quanto è stato prodotto e quanto è stato scoperto nel corso dell'anno.

Normalmente quando si parla di riserve, si intende ciò che ancora non è stato consumato ad una certa data, dato che le stime vengono normalmente fatte per operare delle previsioni. Se però interessa ricostruire l'andamento storico delle scoperte è necessario considerare le cifre relative alle *riserve originarie*, aggiungendo alle riserve ancora esistenti la produzione cumulata passata.

La stima delle *riserve finali* (« *ultimate reserves* »), ossia di *tutte* le riserve (scoperte e ancora da scoprire) che possono esistere ed essere recuperate in un certo paese o in tutto il mondo, comprende invece la somma delle riserve originarie più le riserve possibili, intendendo con questo termine (o con altri più o meno equivalenti (1) le riserve recuperabili che *possono* essere contenute in trappole delle quali è accertata o comunque presumibile l'esistenza (ma per le quali mancano gli elementi per una stima « accertata »), le riserve recuperabili che *possono* essere contenute in bacini sedimentari o parti di bacini sedimentari ancora inesplorati ed eventualmente anche le riserve ottenibili dal recupero secondario e terziario (2).

E' chiaro che in questo caso il grado di attendibilità della stima è minore, essendo essa basata su pochi dati oggettivi manipolati in base a criteri analogici; si può però contare su una certa compensazione degli errori operati nelle stime parziali e di conseguenza ritenere sufficientemente valide le cifre relative alla valutazione delle riserve finali mondiali. E' invece da sottolineare il fatto che *in queste valutazioni finali si tende a non tener conto del tempo necessario per scoprire quello che ancora non è scoperto e del costo che dovrà essere sostenuto per scoprire e sviluppare le riserve future.* Il diagramma della fig. 3 illustra le definizioni finora date e pone in evidenza le forti differenze quantitative che possono esistere nell'ambito di un giacimento o di una regione tra i diversi tipi di riserve.

1.3 Situazione attuale delle riserve accertate: entità, localizzazione, rapporto tra riserve e produzione

La tab. 1 riporta i valori delle riserve accertate di idrocarburi nel mondo al 31.12.76: 88 miliardi

(1) L'U.S. Geological Survey e l'U.S. Bureau of Mines usano il termine « riserve » (reserves) per le riserve recuperabili accertate, e il termine « risorse » (resources) per gli idrocarburi non ancora scoperti più quelli non recuperabili nella attuale situazione tecnica ed economica, che potrebbero però essere recuperati se tali condizioni mutassero.
(2) Il termine « ultimate reserves » viene talora usato per indicare la somma delle riserve accertate e delle riserve possibili (escludendo quindi quanto già è stato prodotto); in questo caso è evidente che il loro valore diminuisce col tempo in relazione al ritmo di produzione, anche se non variano i criteri ed i risultati della stima originaria.

Tabella 1

RISERVE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI NEL MONDO

Paese	Riserve al 31-12-1976		Produzione 1976
	Olio $t \times 10^6$	Gas $m^3 \times 10^9$	Olio $t \times 10^3$
Australasia			
AFGHANISTAN	12	79	8
AUSTRALIA	190	924	20.346
BANGLADESH	—	229	—
BRUNEI	222	240	11.080
BURMA	9	4	980
GIAPPONE	4	60	600
INDIA	411	100	8.610
INDONESIA	1.438	686	74.848
MALAYSIA	333	429	5.460
N. ZELANDA	26	177	500
PAKISTAN	10	452	300
TAIWAN	2	23	210
THAILANDIA	*	29	15
Totale Australasia	**2.657 = 3%**	**3.432 = 5%**	**122.957 = 4%**
Europa			
AUSTRIA	22	20	1.950
DANIMARCA	41	20	180
FRANCIA	7	143	1.060
GERMANIA FED.	46	214	5.570
GRAN BRETAGNA	2.302	858	10.580
GRECIA	5	229	—
IRLANDA	—	29	—
ITALIA	48	203	1.060
NORVEGIA	775	529	9.832
OLANDA	13	1.770	1.500
SPAGNA	60	14	1.960
YUGOSLAVIA	48	43	3.710
Totale Europa	**3.367 = 4%**	**4.072 = 6%**	**37.402 = 1%**
Medio Oriente			
ABU DHABI	3.973	572	76.737
BAHRAIN	40	86	2.840
DUBAI	205	43	15.752
IRAN	8.631	9.438	293.906
IRAQ	4.658	772	104.378
ISRAELE	*	*	35
KUWAIT	9.234	907	108.029
NEUTRAL ZONE	863	143	22.500
OMAN	795	57	18.087
QATAR	781	787	22.912
SAUDI ARABIA	20.740	2.457	428.659
SHARJAH	96	29	1.848
SIRIA	301	34	9.760
TURCHIA	53	15	2.760
Totale Medio Oriente	**50.370 = 57%**	**15.340 = 23%**	**1.108.203 = 39%**

(segue) **Tabella 1**

RISERVE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI NEL MONDO

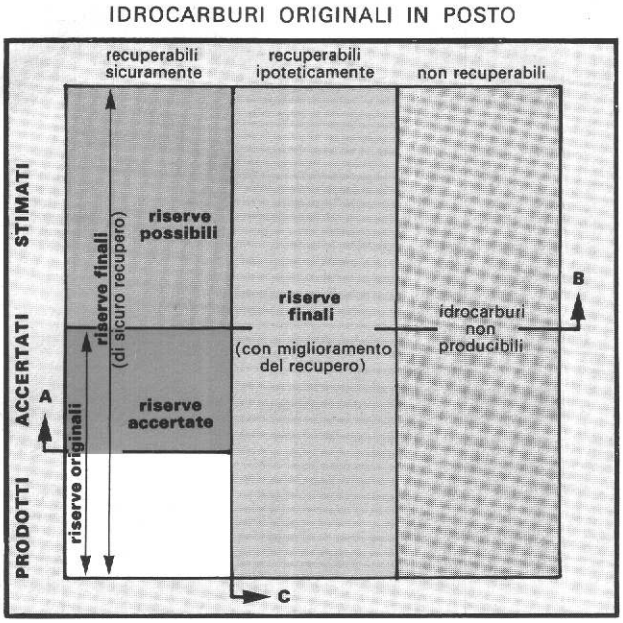
Paese	Riserve al 31-12-1976		Produzione 1976
	Olio $t \times 10^6$	Gas $m^3 \times 10^9$	Olio $t \times 10^3$
Africa			
ALGERIA	932	3.598	46.450
ANGOLA-CABINDA	166	43	5.800
CONGO	39	*	2.010
EGITTO	267	80	16.060
GABON	291	72	11.251
LIBIA	3.493	738	92.052
MAROCCO	*	*	—
NIGERIA	2.672	1.258	101.417
TUNISIA	370	189	3.990
ZAIRE	68	1	460
Totale Africa	**8.298 = 9%**	**5.979 = 9%**	**279.490 = 10%**
Americhe			
ARGENTINA	315	194	19.704
BARBADOS	*	9	—
BOLIVIA	33	143	1.990
BRASILE	110	26	8.710
CILE	25	57	1.080
COLOMBIA	113	143	7.680
ECUADOR	233	343	9.070
GUATEMALA	3	—	—
MESSICO	959	343	45.690
PERÙ	102	63	3.700
TRINIDAD-TOBAGO	71	98	11.570
VENEZUELA	2.092	1.164	118.249
USA	4.288	6.292	403.041
CANADA	850	1.602	62.981
Totale Americhe	**9.194 = 11%**	**10.477 = 16%**	**693.465 = 24%**
Paesi Socialisti			
URSS	10.700	26.255	521.000
CINA	2.740	715	84.700
altri (compreso Cuba)	411	286	19.900
Totale Paesi Socialisti	**13.851 = 16%**	**27.256 = 41%**	**625.600 = 22%**
Totale Mondo	**87.737 = 100%**	**66.556 = 100%**	**2.867.117 = 100%**

N.B. – I valori nella tabella originale sono espressi in barili per l'olio e piedi cubi per il gas Essi sono stati trasformati rispettivamente in tonnellate e metri cubi usando questi fattori di conversione:

per l'olio 1 t = 7,3 bbl per il gas 1 m^3 = 35 cuf
1 bbl = 0,137 t 1 cuf = 0,0286 m^3

*valori inferiori a 1
Valori elaborati da: The Oil and Gas Journal 27-12-1976 e 14-2-1977 (riserve) (per l'Italia informazioni dirette).
Petroleum Economist – Gennaio 1977, integrato (produzione) con Oil and Gas Journal.

Fig. 3 - RAPPORTO TRA IDROCARBURI IN POSTO, RISERVE ACCERTATE, RISERVE ORIGINALI, RISERVE FINALI



le linee A, B, C, sono mobili nel tempo, in funzione del consumo (A), del progresso dell'attività esplorativa (B) e della variabilità dei fattori tecnici ed economici che condizionano il recupero secondario (C).

riserve accertate	(alla data x)	= riserve accertate e non ancora prodotte
riserve originali	(alla data x)	= riserve prodotte+riserve accertate non prodotte
riserve finali	(alla data x)	= riserve prodotte+riserve accertate+riserve possibili ancora da scoprire (stimate) + eventualmente, riserve da miglioramento di recupero

di tonnellate di petrolio e 66.000 miliardi di metri cubi di gas (equivalenti, dal punto di vista energetico, a più di 55 miliardi di tonnellate di petrolio (3).

E' essenziale notare come questi valori derivino dalla somma di riserve localizzate in modo estremamente ineguale nelle diverse zone geografiche: per quanto riguarda il petrolio, il 57% nel Medio Oriente, il 16% nei Paesi socialisti, il 10% nelle Americhe, il 10% in Africa e solo il 4% e il 3% rispettivamente in Europa e in Asia.

Nella stessa tabella sono anche riportate le cifre relative alla produzione; ciò permette di identificare due grosse « anomalie » di ritmo produttivo: quella americana (24% della produzione mondiale col solo 11% delle riserve) e quella del Medio Oriente (39% della produzione mondiale col 57% delle riserve). In altre parole, al ritmo attuale di produzione, le riserve medio orientali si esaurirebbero in una cinquantina di anni, quelle americane in 12-13 anni (4).

Il ritmo di produzione dei diversi Paesi è d'altra parte condizionato non solo dalla quantità delle riserve esistenti, ossia da un parametro tecnico, ma anche dai fabbisogni e dalla politica petrolifera dei Paesi stessi, che sono una conseguenza della situazione di mercato.

Fabbisogni e capacità produttive sono fortemente sbilanciati, sia al livello di singolo Paese che di grande area geografica. Il confronto tra le figg. 4 e 5 rende evidente in termini visivi la situazione mondiale: salvo pochissime eccezioni, tutti i Paesi sono affetti da grossi deficit congeniti, o da altrettanto congeniti surplus di produzione. E' proprio la compensazione di questi squilibri, in termini che possano ritenersi soddisfacenti o quanto meno accettabili per le parti interessate, che costituisce uno dei grossi nodi della politica economica mondiale.

Per quanto riguarda il gas, lo squilibrio delle riserve, sebbene meno accentuato, permane a favore dei Paesi socialisti (41%, di cui 39% nell'URSS) e del Medio Oriente (23%); l'Europa con il 6% si trova in una posizione relativamente migliore rispetto a quella delle riserve di petrolio. Si deve però tenere presente che il mercato del gas è ancora fortemente condizionato dal problema del trasporto. Manca ancora una rete mondiale integrata paragonabile a quella esistente per gli idrocarburi liquidi e la sua realizzazione comporta la soluzione di notevoli problemi tecnici e di finanziamento. Ciò ha rallentato in molti casi la ricerca nelle zone gassifere e lo sviluppo dei giacimenti già scoperti, limitando di conseguenza l'utilizzazione sui mercati più lontani dalla produzione (5).

1.4 Previsioni di scoperte e fabbisogni futuri

Nel diagramma della fig. 6 sono riportati, per il petrolio, i valori corrispondenti alla produzione

---

(3) Applicando come fattore di equivalenza termica il rapporto: 1 miliardo di m^3 di gas = 0,84 milioni di t di petrolio (fattore adottato negli studi economici dell'OCSE).

(4) Anche l'Europa rappresenta un'anomalia (1% della produzione col 4% delle riserve), destinata peraltro a sparire nel volgere di pochi anni, quando i giacimenti recentemente scoperti nel Mare del Nord saranno attrezzati per una produzione a ritmo normale.

(5) Il consumo dei circa 1.300 miliardi di m^3 di gas prodotti nel '75 risultava così distribuito (Pétrole '75):

America settentrionale	50,3%
URSS e Europa orientale	25,7
Europa occidentale	13
America latina	4
Medio Oriente	2,9
Estremo Oriente	2,3
Africa	1,4
Oceania	0,4

Nel '74 solo il 9,4% del gas prodotto veniva esportato dal Paese di origine, contro il 57% del petrolio greggio.

Fig. 4 - RISERVE PROVATE DI PETROLIO NEL MONDO AL 31-12-1976

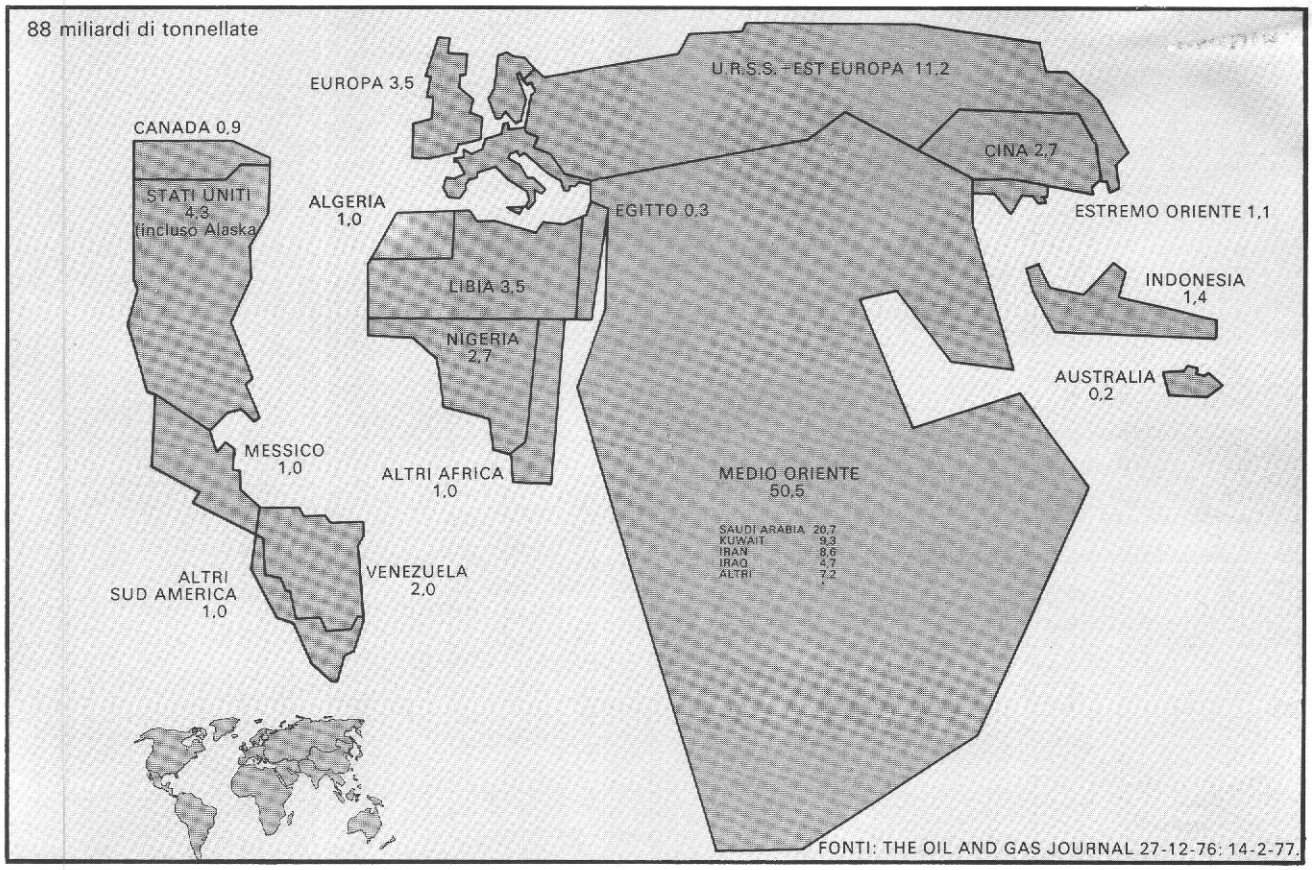


Fig. 5 - CONSUMI DI PETROLIO NEL MONDO NEL 1976

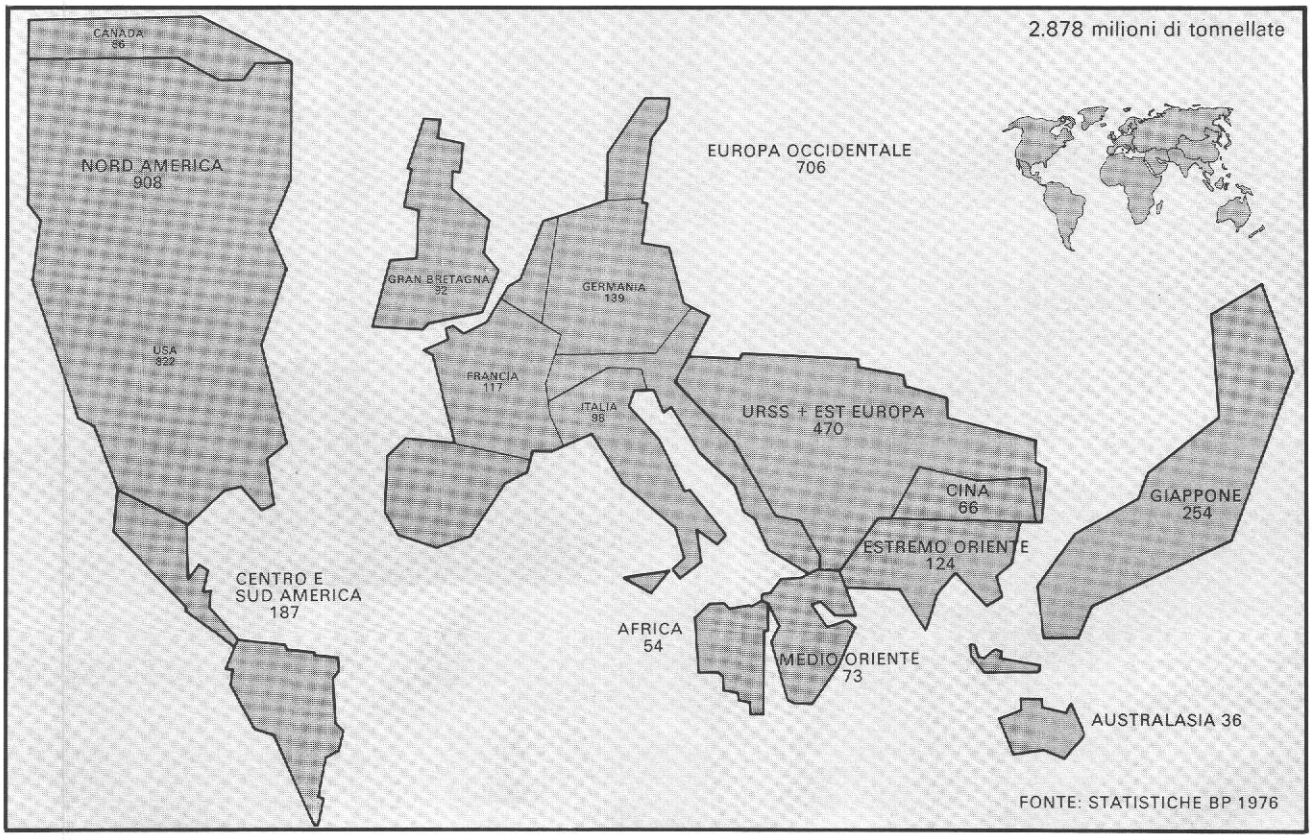
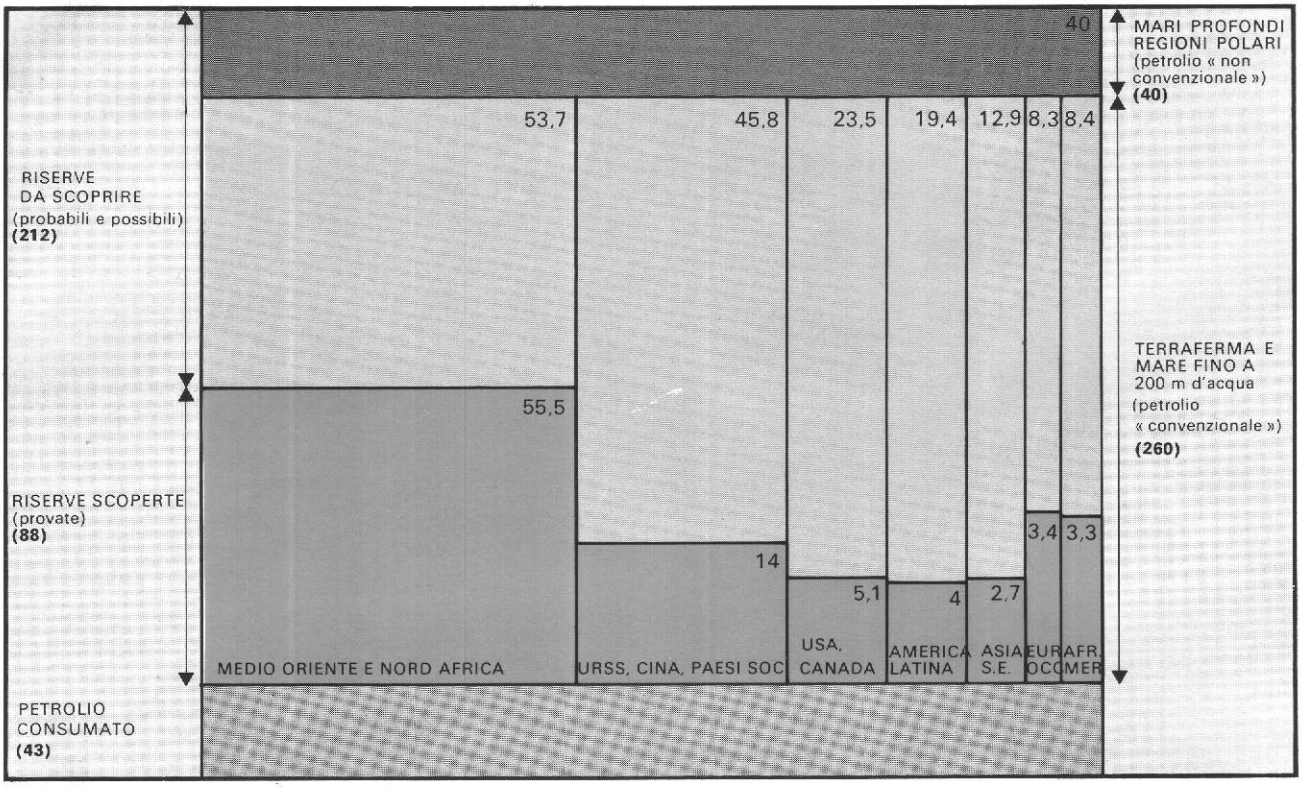


Fig. 4 e 5 - Se la superficie dei paesi fosse proporzionale alle loro riserve di petrolio o ai loro consumi le carte del mondo risulterebbero deformate come in questi disegni.

Fig. 5 - RISORSE PETROLIFERE NEL MONDO (1-1-1977 - 300 Gt)
(1 Gt = 1.10^9 tonnellate)

Dati da: P. Desprairies. I.F.P. 1977; risultati del sondaggio da 29 fonti qualificate.



NOTA: è stato supposto che, entro l'anno 2000: 1) il fattore di recupero salga dal 25% al 40%; 2) il costo salga fino a 20 $ (1976)/bbl. Si prevede che il petrolio non convenzionale possa essere prodotto verso la fine del secolo.

cumulativa, alle riserve accertate e a quelle ancora da scoprire, queste ultime secondo la stima più recente e autorevole, il rapporto « Limiti della disponibilità mondiale di Petrolio » preparato per la Decima Conferenza Mondiale dell'Energia » (Istanbul, 1977) (6).

Si ritiene che la quantità di petrolio recuperabile, sia dai giacimenti noti che da quelli non ancora identificati, in terraferma e in mare fino a 200 metri di profondità, nonché quello recuperabile dalle regioni polari e dai mari profondi, sia dell'ordine di 300 miliardi di tonnellate, dei quali all'incirca 90 già accertati e 210 ancora da scoprire. Va notato peraltro che questa stima si basa sull'ipotesi della producibilità a condizioni economiche fino ad un costo di 20 $ (7) /barile e sull'aumento del fattore di recupero medio da 25% a 40%.

In altre parole si prevede (entro la fine del secolo) un aumento del prezzo reale del petrolio dell'ordine del 40%, tale da giustificare costi di scoperta e di sviluppo maggiori di quelli attuali. Buona parte delle riserve « ancora da scoprire » sono quindi costituite in realtà dal migliore recupero di giacimenti già identificati.

A questo quantitativo si deve aggiungere il petrolio che si stima possa essere prodotto con il trattamento delle sabbie e degli scisti bituminosi e quello ottenibile per sintesi dal carbone. Questo petrolio « non convenzionale », sebbene potenzialmente costituisca riserve notevoli, non è attualmente producibile a costi competitivi e le

(6) Questo rapporto, compilato dall'Istituto Francese del Petrolio, elabora e media i risultati di una inchiesta alla quale hanno collaborato 29 esperti di tutto il mondo (compagnie petrolifere, autorità pubbliche, esperti individuali). Le stime sono risultate notevolmente concordanti ed i valori riportati nel diagramma ne rappresentano le medie ponderali.

tecnologie necessarie devono essere ancora messe a punto. Si ritiene quindi che non possa essere disponibile su larga scala prima del prossimo secolo e, anche allora, solamente per utilizzazioni privilegiate specifiche (trasporti, petrolchimica).

La stima attendibile delle riserve mondiali di petrolio costituisce la base per la previsione dell'andamento del ritmo di produzione e della data del loro esaurimento o, quanto meno, della data alla quale *l'uso energetico* del petrolio sarà limitato dalla sua effettiva disponibilità fisica.

Bisogna a questo scopo tener conto di diverse variabili: prima di tutto la *capacità produttiva* che, in ogni momento, è condizionata dalle riserve dei giacimenti già sviluppati e dal rapporto riserve/produzione annuale tecnicamente ed economicamente accettabile; in secondo luogo dalla *richiesta di energia*, che dipende dall'andamento dello sviluppo industriale; in terzo luogo dal *prezzo* del petrolio (influenzato largamente da fattori politici e di mercato, oltre che dal costo reale), che può incentivare o frenare i consumi e lo sviluppo di altre fonti energetiche; in quarto luogo infine dalle possibilità e dai tempi di sviluppo di *fonti energetiche integrative e alternative* a prezzi competitivi.

Limitandosi a considerare il primo fattore, quello della capacità produttiva, sempre secondo il rapporto citato (fig. 7) (8), essa potrà salire al valore massimo di 4-5 miliardi di tonnellate/anno attorno al 1990, per poi declinare rapidamente e raggiungere nel 2010-2020 i 3 miliardi di tonnellate/anno, ossia un valore dell'ordine di quello della produzione effettiva attuale. Valore questo che certamente, a quella data, sarà largamente insufficiente a coprire i fabbisogni energetici se il petrolio dovesse, anche allora, fornirne la quota attuale.

Per quanto riguarda il gas naturale, la stessa inchiesta fornisce una stima delle riserve dell'ordine dei 200-250.000 miliardi di metri cubi (63.000 dei quali già scoperti), pari all'incirca, in termini di equivalenza termica, all'83% delle riserve di petrolio; occorre però ripetere che lo sviluppo e l'utilizzazione di buona parte delle riserve accertate e di quelle ancora da scoprire è condizionato anche dallo sviluppo di una rete di trasporto adeguata.

Si è ritenuto utile riferire gli elementi essenziali della situazione mondiale delle riserve e dei consumi di idrocarburi perché essi formano il quadro nel quale deve collocarsi qualsiasi ragionamento che richieda delle valutazioni a medio e lungo termine. In particolare è in questo quadro previsionale che debbono essere viste le decisioni relative alla politica e alle strategie della ricerca degli idrocarburi perché, come si vedrà al prossimo paragrafo, i tempi tecnici delle operazioni di ricerca e di sviluppo proiettano nei prossimi 3-4 decenni gli effetti delle iniziative prese (o non prese) oggi.

1.5 La successione delle operazioni di ricerca e sviluppo

La successione ideale delle operazioni che possono portare alla scoperta di giacimenti di idrocarburi nell'ambito di un'area determinata può essere così schematizzata:

Acquisizione del titolo minerario

Comprende le operazioni necessarie per garantirsi il diritto esclusivo di ricercare gli idrocarburi in un'area precisamente delimitata e di sfruttare i giacimenti che vengano eventualmente scoperti.

Queste operazioni comportano normalmente l'accettazione di precisi impegni di lavoro e di spesa da adempiere entro determinati tempi; il pagamento di somme variabili a titolo di canone e/o bonus a fondo perduto; l'impegno, in caso di scoperta, a corrispondere royalties e ad assoggettarsi a un determinato regime fiscale, ed eventualmente la compartecipazione dello Stato che rilascia il titolo.

L'acquisizione del titolo minerario può essere sostituita in alcuni Paesi da «contratti di servizio», nei quali l'operatore assume il compito di esplorare l'area per conto dello Stato (che è il vero titolare del permesso di ricerca), accollandosi tutti i rischi relativi, e viene compensato, in caso di successo, dalla garanzia della disponibilità di una quota degli idrocarburi scoperti a un prezzo scontato, o addirittura gratuitamente (production sharing).

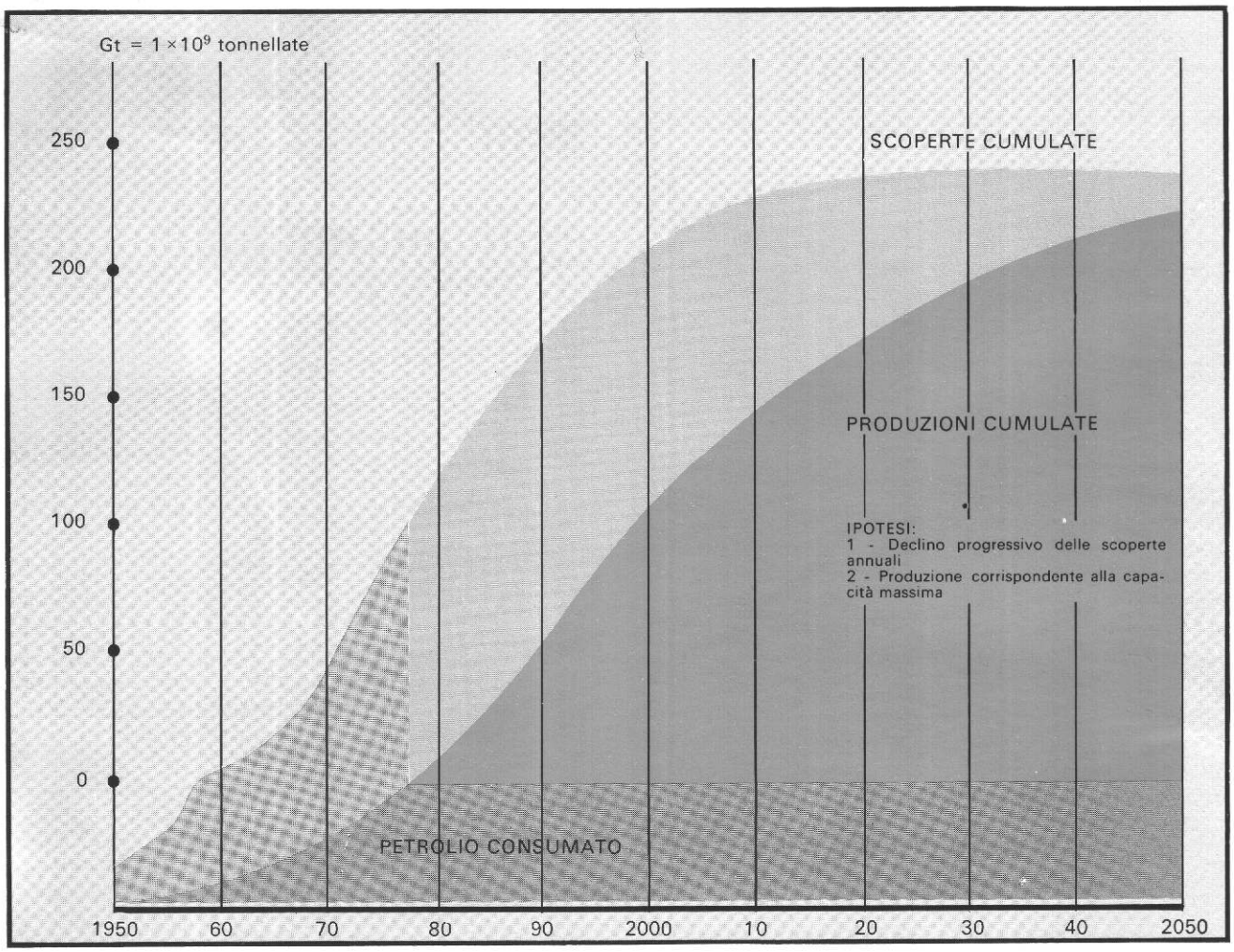
La normativa petrolifera ha appunto la funzione di prefissare più o meno rigidamente i diritti e doveri dello Stato e dell'operatore in modo che essi siano adeguati e coerenti alla situazione di fatto ed a determinati princìpi e politiche.

L'acquisizione del titolo minerario è comunque preceduta da una fase di studi geologici generali.

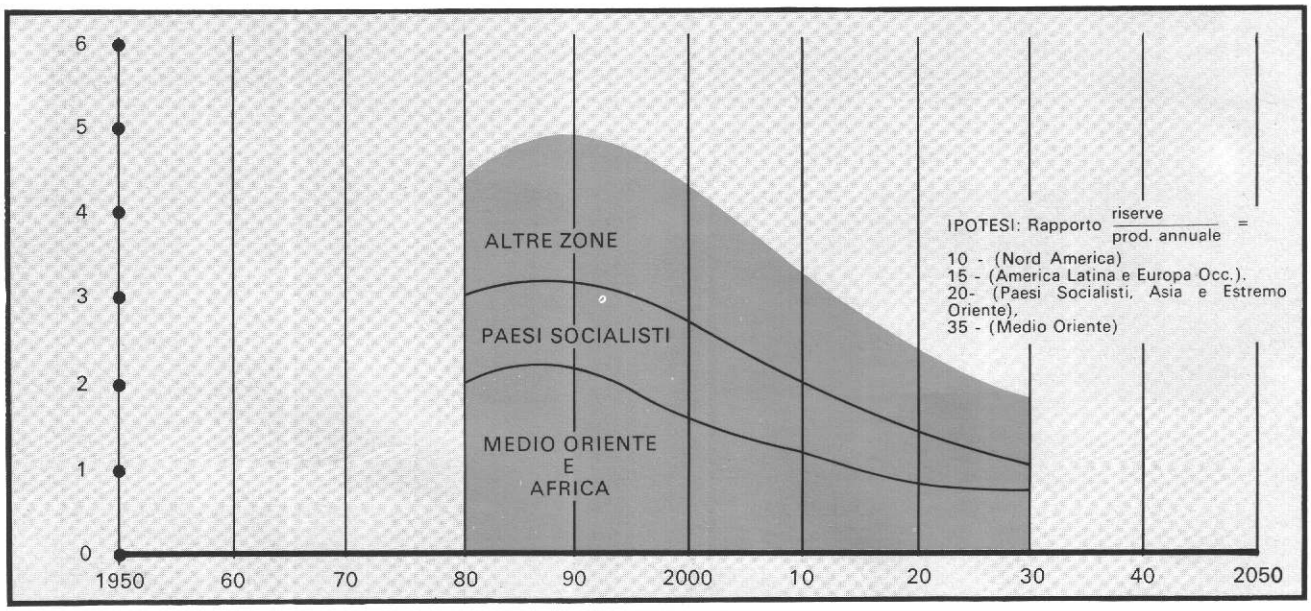
---

(7) In dollari attuali, senza quindi tener conto del tasso di inflazione.
(8) Si noti che i diagrammi di questa figura, ripresi dal rapporto, si basano su un valore della stima delle riserve di 240 miliardi di tonnellate, inferiore ai 300 miliardi precedentemente citati. Ciò, perché, in questo caso, è stato assunto prudenzialmente il valore medio della maggioranza (2/3) delle stime raccolte anziché la loro media ponderale.

Fig. 7 - SCOPERTE E PRODUZIONI CUMULATE NEL MONDO



CAPACITA' MASSIMA ANNUALE DI PRODUZIONE



Dati da: P. Desprairies, I.F.P. 1977; risultati del sondaggio da 29 fonti qualificate.

Prospezione geologica e geofisica

Comprende le operazioni necessarie per accertare la presenza di « trappole » nel sottosuolo dell'area esplorata; comporta l'esecuzione di rilievi geologici, di rilievi geofisici (magnetometrici, gravimetrici, sismici, etc.), la loro interpretazione e in generale l'acquisizione di tutti gli elementi necessari per l'identificazione delle « trappole petrolifere » e per una loro prima valutazione.

A seconda dell'ampiezza dell'area esplorata e delle difficoltà tecniche e operative, il completamento di questa fase richiede da un minimo di un anno a 3-4 anni.

Esecuzione di pozzi esplorativi

La verifica delle trappole identificate nella fase precedente comporta l'esecuzione di pozzi esplorativi (i cosiddetti *new field wildcats*); quando uno di essi dimostra la presenza di idrocarburi, è di norma necessaria l'esecuzione di altri pozzi esplorativi sulle stesse trappole (i cosiddetti *appraisal wells* e *outpost wells*) per giungere a una valutazione quantitativa sufficientemente approssimata del giacimento. I pozzi esplorativi devono essere eseguiti in successione, poiché dai risultati dell'uno dipende il programma o, al limite, la necessità dei successivi.

Il completamento di questa fase dipende evidentemente dal numero e dalla profondità dei pozzi; l'esecuzione di un pozzo della profondità di 3000-6000 metri richiede da 3 a 9 mesi, e tutta la fase può durare da un minimo di un anno a cinque o più anni.

Programmazione e realizzazione dello sviluppo dei giacimenti

Accertata l'esistenza e la consistenza di un giacimento, occorre studiarne e realizzarne lo sviluppo, cioè quel complesso di operazioni che sono necessarie per estrarre gli idrocarburi e portarli al punto da dove possono essere immessi nella rete di commercializzazione. E' necessario eseguire dei pozzi di sviluppo (o come talvolta si usa dire, di coltivazione) in numero variabile a seconda della grandezza del giacimento, delle sue caratteristiche tecniche e del regime di produzione che si intende ottenere, ed è necessario collegare questi pozzi con delle centrali di trattamento e di raccolta.

I problemi da affrontare sono molto diversi a seconda delle caratteristiche tecniche del giacimento; possono essere rilevanti quando vi siano difficoltà derivanti dalla profondità, dalle pressioni e temperature di erogazione, dalla composizione dei fluidi estratti e dalla sua ubicazione logistica, e di conseguenza molto diversi possono essere i costi da sostenere per la sua realizzazione. In terraferma i problemi logistici sono di solito (ma non sempre) superabili con relativa facilità ed hanno soluzioni ormai standardizzate, in mare invece i problemi logistici e ambientali assumono un peso particolare, soprattutto in relazione alla profondità delle acque. Quando la profondità d'acqua supera i 100 metri, le soluzioni che possono essere adottate cominciano ad avere un costo di ordine di grandezza già molto superiore che non per acque più basse; quando si debbano superare i 200 metri di profondità le difficoltà sono tali che devono essere affrontate con mezzi particolari, ancora allo stato sperimentale o di prototipo, da adattare caso per caso alla situazione e in ogni caso con costi elevatissimi, tali da rendere estremamente critica la valutazione dell'economicità del giacimento.

I tempi di realizzazione di questa fase sono quindi estremamente variabili. Orientativamente tra la scoperta e l'inizio della produzione commerciale intercorrono almeno 3 anni, che possono diventare molti di più nel caso che si debbano affrontare situazioni di eccezionale difficoltà tecnica, logistica o ambientale.

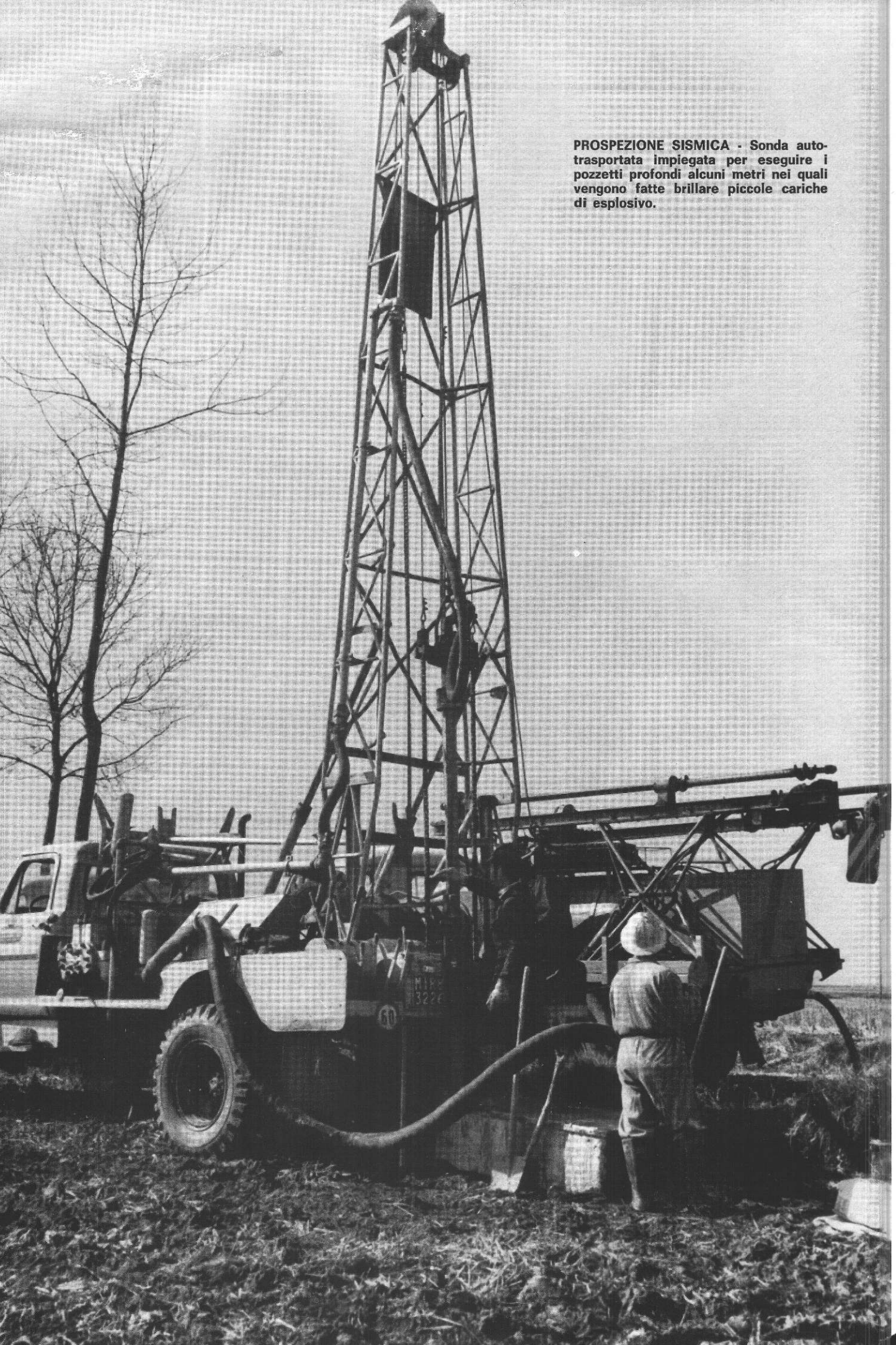
Produzione

Una volta che siano stati realizzati gli impianti di trattamento e raccolta ed eseguiti i primi pozzi di produzione, inizia la produzione commerciale.

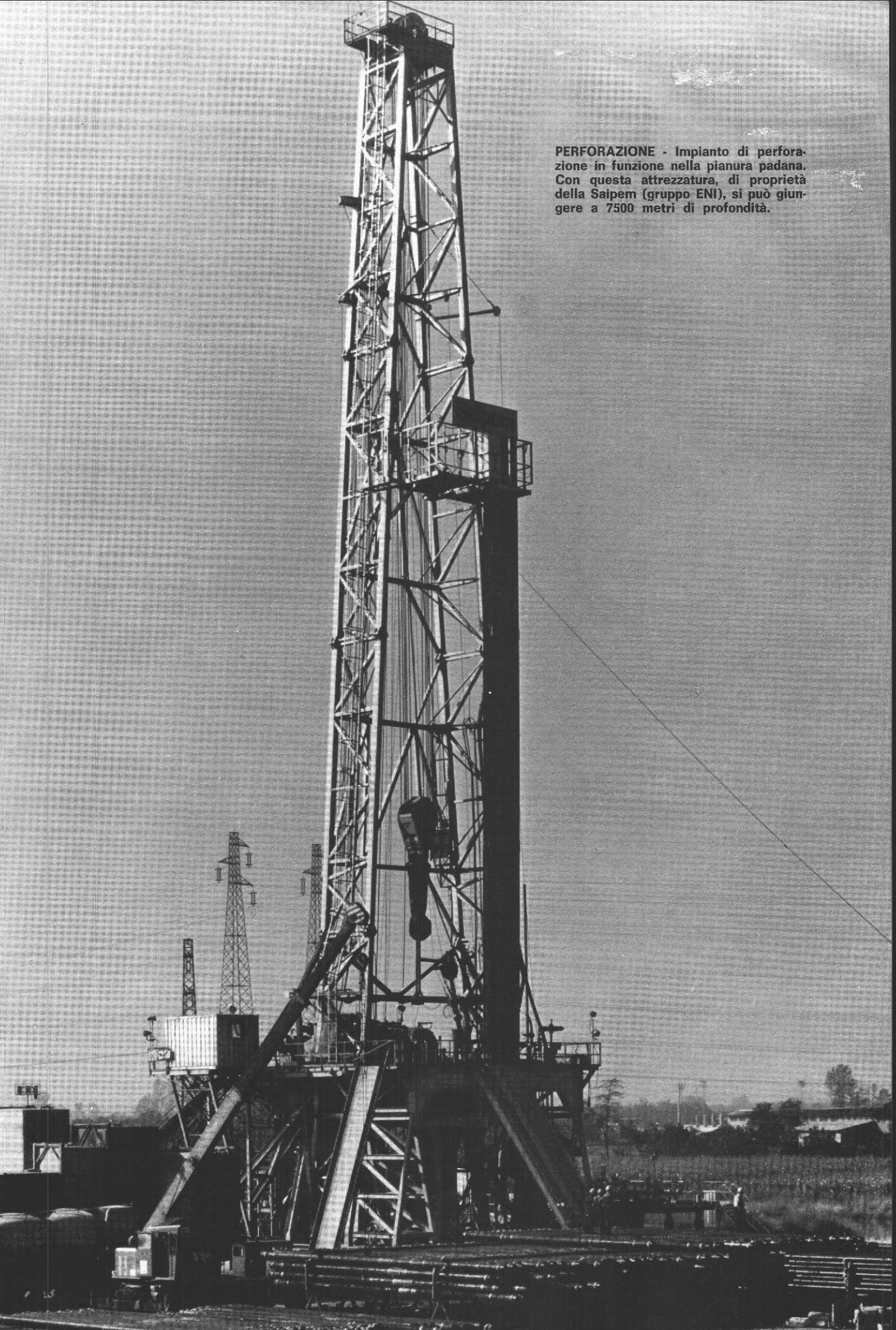
Il piano di sviluppo è tarato su un livello massimo di produzione (detto *massimo regime di produzione efficiente*) determinato soprattutto dalle caratteristiche tecniche del giacimento e da considerazioni economiche. Si cerca cioé di realizzare il massimo recupero possibile delle riserve entro tempi accettabili e al minor costo possibile.

La soluzione ottimale di questo problema deve tener conto di diversi fattori. Così ad esempio il livello di produzione, cioè la quantità di idrocarburi estratti giornalmente, può essere fatto salire aumentando il numero dei pozzi ed aumentando proporzionalmente la capacità delle centrali di trattamento e raccolta; aumentano però anche gli investimenti e di conseguenza il costo unitario del prodotto. Inoltre nella maggior parte dei casi, per ragioni tecniche legate alle caratteristiche fisiche del giacimento, diminuisce il recupero finale degli idrocarburi.

D'altra parte un livello di produzione basso, se



PROSPEZIONE SISMICA - Sonda autotrasportata impiegata per eseguire i pozzetti profondi alcuni metri nei quali vengono fatte brillare piccole cariche di esplosivo.



PERFORAZIONE - Impianto di perforazione in funzione nella pianura padana. Con questa attrezzatura, di proprietà della Saipem (gruppo ENI), si può giungere a 7500 metri di profondità.

pure permette di diminuire gli investimenti e non danneggia il giacimento, diluisce eccessivamente nel tempo i ricavi ed è antieconomico per l'operatore che deve recuperare nel più breve tempo possibile i capitali investiti ed ha bisogno di realizzare rapidamente degli utili per poter finanziare le sue attività correnti.

In pratica quindi la fase della produzione si prolunga per 20-30 anni. Nella prima metà di questo periodo il regime di produzione è al suo livello massimo; successivamente si ha un graduale declino fino al momento in cui il ricavo non è più sufficiente a coprire i costi di esercizio, e la produzione diviene antieconomica.

In conclusione, l'attività di ricerca, sviluppo e produzione di una determinata area si prolunga per un periodo dell'ordine di 30-40 anni, o anche più in alcuni casi.

All'atto della acquisizione del titolo minerario si dà inizio ad una serie di operazioni concatenate che possono essere sospese o abbandonate su base razionale solamente nel caso che i risultati delle fasi esplorative dimostrino l'impossibilità di raggiungere il successo. Qualsiasi altro motivo di interruzione comporta per l'operatore la perdita totale di investimenti che potrebbero essere produttivi, e per lo Stato un ritardo nello sviluppo delle risorse potenziali dell'area.

L'operatore è ben consapevole del forte sfasamento tra l'inizio della attività, il momento nel quale se ne può conoscere l'esito, e il periodo della produzione, e ne tiene il dovuto conto nelle sue decisioni. E' importante però che anche la normativa mineraria sia vista in prospettiva temporale adeguata, nella misura in cui tale normativa condiziona i tempi di lavoro degli operatori.

1.6 Cicli di ricerca e cicli di scoperta

Osservando le statistiche relative alla attività di ricerca, specialmente quando si consideri l'attività svolta in una area determinata, è facile accorgersi che essa ha un andamento ciclico.

I motivi di questo fenomeno sono soprattutto tecnici: come abbiamo già accennato, l'attività esplorativa si svolge nelle aree e entro le profondità che al momento sono accessibili con i mezzi disponibili al ricercatore. Quando il progresso tecnologico consente di esplorare in nuove aree o, nelle aree già esplorate in precedenza, consente di ricercare obiettivi diversi e/o a maggiore profondità, il campo di azione del ricercatore si allarga, viene intensificata la prospezione e di conseguenza si esegue un maggior numero di pozzi esplorativi. Poiché è proprio nei « nuovi » volumi di sottosuolo, quelli ancora vergini alla ricerca, che possono essere fatte le nuove scoperte più consistenti, ai nuovi cicli di ricerca corrispondono nuovi cicli di scoperte.

Un esempio classico del succedersi di diversi cicli « tecnici » è fornito dalla California (la cui superficie, 411.000 km^2, è maggiore di quella dell'Italia, 300.000 km^2). In questo Stato, la ricerca di idrocarburi è stata iniziata alla fine del secolo scorso e nel corso di mezzo secolo si sono succeduti tutti i sistemi di ricerca in una sequenza di cinque cicli (9):

1893-1905: ricerca con pozzi presso manifestazioni superficiali. Il massimo delle scoperte si è avuto verso il 1900; poi è seguito un rapido declino, essendosi esaurite le ubicazioni di pozzi consentite da questo criterio;

1905-1914: regola dell'anticlinale e ricerca di anticlinali, limitatamente però a quanto consentito dall'unica tecnica allora disponibile, cioè il rilevamento geologico. Nuove scoperte e successivo declino;

1914-1924: sviluppo della teoria, sfruttamento dei dati acquisiti con i pozzi precedenti e nuove scoperte, tra cui quella di 3 dei maggiori giacimenti;

1924-1931: introduzione di tecniche di perforazione per l'esecuzione rapida ed economica di pozzi più profondi. Si rifanno perciò pozzi esplorativi profondi nelle trappole già perforate prima. Nuove scoperte e nuovo declino;

1931-1940: perfezionamento della prospezione geofisica, applicazione industriale del metodo sismico a riflessione. Esecuzione di pozzi esplorativi in aree nuove e ripetizione di pozzi esplorativi in altre aree; nuovo periodo di scoperte e rapido declino;

1940 in avanti: ricerca di trappole più piccole o più complesse, miglioramento della tecnica di produzione (recupero secondario), ecc. Non vi sono però punte di grandi scoperte.

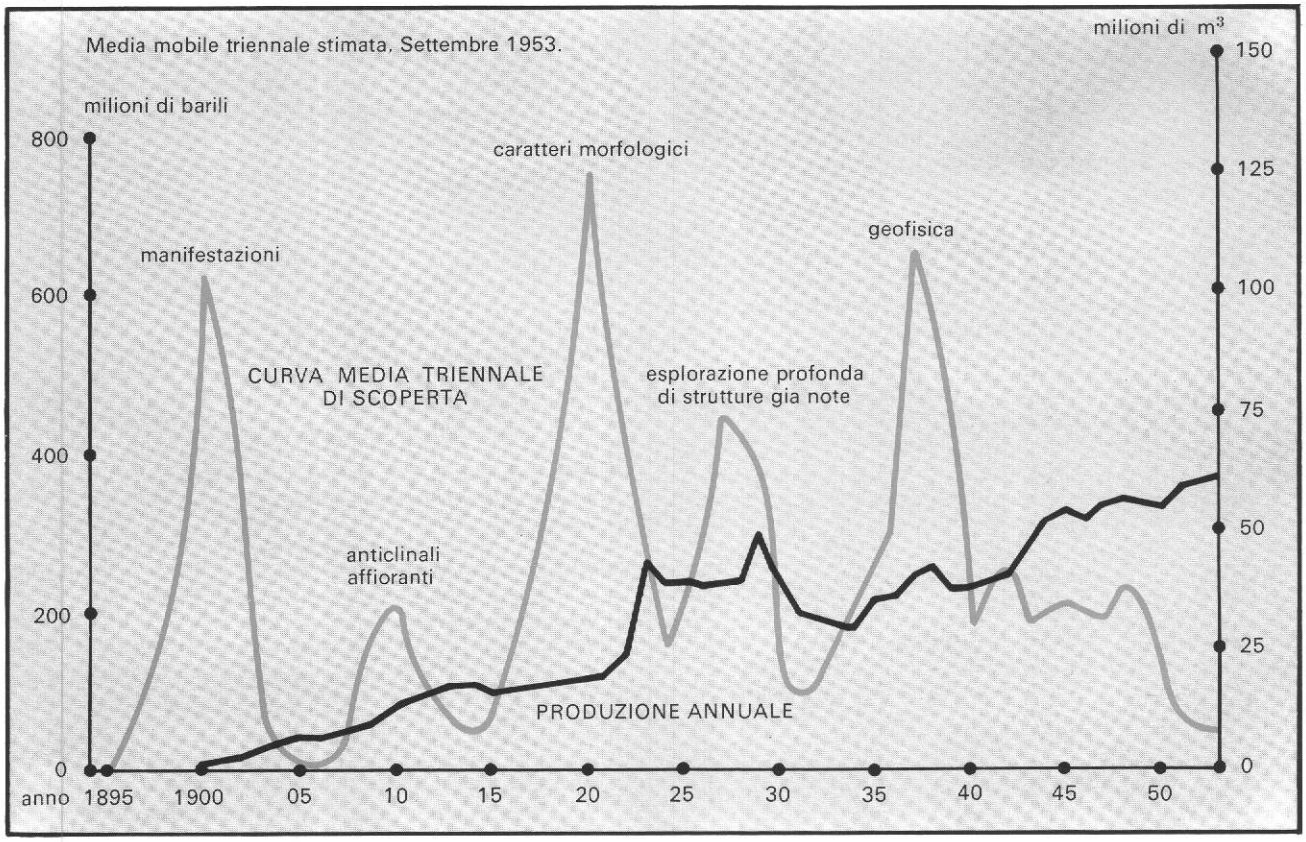
La successione dei cicli è espressa chiaramente nel diagramma della fig. 8 (dallo studio citato), che riporta la curva delle riserve scoperte annualmente (e quindi i « cicli di scoperta » corrispondenti ai vari cicli di ricerca).

E' evidente che, nelle aree la cui esplorazione è cominciata in epoca più recente, i cicli corrispondenti a tecnologie superate sono « saltati » e la ricerca viene condensata nel tempo, col vantaggio di ottenere gli stessi risultati a un costo minore.

---

9) G. B. Moody, Oil in California, A.A.P.G. Bullettin, 1954, pag. 1888).

Fig. 8 - PETROLIO GREGGIO SCOPERTO IN CALIFORNIA



Fonti: G. B. Moody, Oil in California, AAPG Bull, 1954, p. 1905.

Un altro esempio, riscontrabile in tutti i paesi che abbiano giurisdizione su aree marine, è quello del ciclo delle ricerche (e delle scoperte) in mare. I primi pozzi petroliferi nelle aree marine furono eseguiti quasi cinquant'anni fa in California, nel Golfo del Messico, e nella laguna di Maracaibo (Venezuela), con tecnologie « arrangiate » che permettevano un limitatissimo allontanamento dalla costa; lo sviluppo delle tecnologie per la prospezione e la perforazione in mare è avvenuto nel corso degli anni '50, ma è praticamente negli anni '60 che si è avuta l'applicazione in larga scala in tutto il mondo. E' quindi negli anni '60 che può iniziarsi e svilupparsi il ciclo delle ricerche in mare nei vari paesi, con sfasature di pochi anni dovute di solito non al fattore tecnologico ma piuttosto alla necessità di adeguamenti legislativi.

E' facile osservare come anche in Italia siano ben identificabili dei cicli di ricerca dovuti a cause tecniche, ma anche ad altri motivi cui accenniamo in seguito.

Un'altra causa principale del rilancio della ricerca è l'aumento della sua convenienza economica, cioè della differenza tra ricavi e costi. Ciò può evidentemente avvenire per una diminuzione dei costi o per aumento dei ricavi. Dato che i costi tecnici tendono inevitabilmente a salire, la diminuzione dei costi si ha in pratica solo attraverso un abbattimento dei carichi fiscali, (diritti fissi, canoni e, soprattutto, royalties), mentre l'aumento dei ricavi è direttamente legato all'aumento del prezzo degli idrocarburi.

Naturalmente la stessa causa agisce con eguale efficacia nel senso inverso: quando la convenienza economica diminuisce si ha una disincentivazione della ricerca.

E' da sottolineare come in questo caso l'aumento dei costi fiscali, che si prevede irreversibile, venga risentito più incisivamente che non il calo del prezzo degli idrocarburi (imputabile a oscillazioni temporanee del mercato).

Nuovi cicli di ricerca possono essere determinati anche dalla « apertura » di aree precedentemente interdette per motivi politici, ad esempio perché di sovranità contestate oppure perché lo Stato controlla lo sviluppo della ricerca attraverso un meccanismo che prevede la « apertura » graduale e periodica delle aree interessanti. E'

quest'ultimo il caso attuale del mare del Nord inglese e norvegese.

La durata di un ciclo di ricerca è generalmente dell'ordine di almeno una decina di anni, necessari per lo sviluppo razionale delle operazioni. Il ciclo delle scoperte è però sensibilmente più breve, o almeno più breve è il periodo durante il quale avvengono le scoperte più consistenti; infatti sono necessari alcuni anni per avere i primi risultati delle ricerche, e i giacimenti più importanti (che corrispondono alle « trappole » più grandi e quindi più evidenti) vengono di solito scoperti per primi; la ricerca prosegue poi, con risultati sempre più modesti fino al momento in cui viene ritenuta antieconomica.

1.7 Rischio minerario, probabilità di successo, indice di ritrovamento

L'attività di ricerca di idrocarburi può essere definita come il complesso delle operazioni che permettono di selezionare, nell'ambito del volume di sottosuolo esplorato, quelle parti di esso che costituiscono i giacimenti. Man mano che la ricerca prosegue, l'operazione di selezione diventa sempre più difficile e costosa e l'ultima fase richiede l'esecuzione di un pozzo esplorativo su ciascuna delle trappole esistenti nell'area.

Nei casi più fortunati solamente qualcuna delle trappole controllate dalla perforazione contiene un giacimento, mentre è frequente che nessuno dei pozzi esplorativi eseguiti in una certa area scopra degli idrocarburi o che li scopra in quantità industrialmente interessanti.

Analizzando il consuntivo dell'attività esplorativa che ogni anno viene svolta nel mondo, si potrebbe quindi concludere che la parte di gran lunga maggiore dello sforzo e della spesa viene sostenuta per identificare e perforare delle trappole sterili. Si tratta evidentemente di un paradosso: non essendo possibile determinare a priori l'esito di una ricerca, non ha senso alcuno distinguere nell'attività esplorativa una parte « sterile » da una parte « produttiva ». Le scoperte fatte, poche o molte che siano, sono la conseguenza di *tutta* l'attività svolta e non solamente di quella che (a posteriori) può essere riferita direttamente alle scoperte stesse; in termini economici ciò significa che tra le spese necessarie per la scoperta dei giacimenti devono essere comprese anche le spese relative alle ricerche che hanno avuto esito negativo, e che sono proprio queste ultime spese che costituiscono la parte di gran lunga maggiore dei costi di scoperta.

Dall'inevitabilità di intraprendere operazioni di ricerca che non porteranno, (almeno direttamente), alla scoperta di giacimenti il cui sfruttamento sia redditizio, deriva il « rischio » che l'operatore deve affrontare, rischio che costituisce quindi una componente peculiare dell'attività di ricerca di idrocarburi.

E' opportuno sottolineare questo punto, perché esiste una diffusa benché errata convinzione nell'opinione pubblica male informata, che l'esecuzione di un pozzo esplorativo o anche la semplice decisione di iniziare le ricerche in un determinato territorio siano fondate sulla « certezza » della successiva scoperta. Si giustificano così le più immotivate speranze seguite quasi inevitabilmente da altrettanto immotivate delusioni quando il successo ritarda o non è all'altezza di aspettative irreali.

Si ignora quindi, o si sottovaluta, l'elemento « rischio », che invece può e deve essere considerato in ogni operazione mineraria, non già perché sia possibile eliminarlo ma perché la sua valutazione è una delle componenti fondamentali sulle quali si basano le scelte strategiche ed i piani degli operatori.

Il *rischio minerario* o rischio *geologico* può essere teoricamente espresso in *probabilità di successo* ossia probabilità di rinvenire idrocarburi il cui valore sia pari o superiore ai costi di sviluppo e produzione del giacimento.

Questa definizione (10) ha il pregio di riferirsi ad un fatto obiettivo facilmente rilevabile: la reale messa in produzione del giacimento, che sottointende appunto l'economicità *del giacimento stesso.*

E' però evidente che l'economicità (e quindi il « successo ») dipende dal valore degli idrocarburi rinvenuti, ossia dal loro prezzo, variabile col tempo. Di conseguenza un « successo » conseguito in un periodo di prezzi alti può non essere più tale in seguito ad un ribasso e, viceversa, una scoperta non economica può trasformarsi in successo quando il valore degli idrocarburi aumenta.

In ogni caso, la definizione di « successo » *non tiene conto delle spese sostenute per l'esplorazione*; non è quindi possibile usare la probabilità di successo come indice di previsione della economicità di una particolare operazione di ricerca. Bisogna considerare, caso per caso, anche la probabilità di rinvenire giacimenti che non

---

(10) Ripresa da A. P. H. van Meurs, Petroleum Resources and Offshore Legislation, Amsterdam, 1971, p. 72.

PERFORAZIONE - La nave per perforazione SAIPEM DUE, munita di sistema di posizionamento dinamico che permette operazioni in acque profonde fino a seicento metri.

solo siano in grado di ripagare le spese di sviluppo e di coltivazione, ma che permettano un margine di utile tale da contribuire alle spese di esplorazione pregresse.

Determinare a priori la probabilità di successo di una operazione esplorativa è in pratica assai difficile, soprattutto nel caso di aree nuove. E' invece possibile calcolare la *percentuale di successo* dell'attività esplorativa già svolta; si usa normalmente a questo scopo il rapporto percentuale tra numero totale dei pozzi esplorativi eseguiti e numero delle scoperte effettuate. Per ottenere dei valori significativi e comparabili è però necessario aver cura di seguire per quanto possibile alcuni criteri:

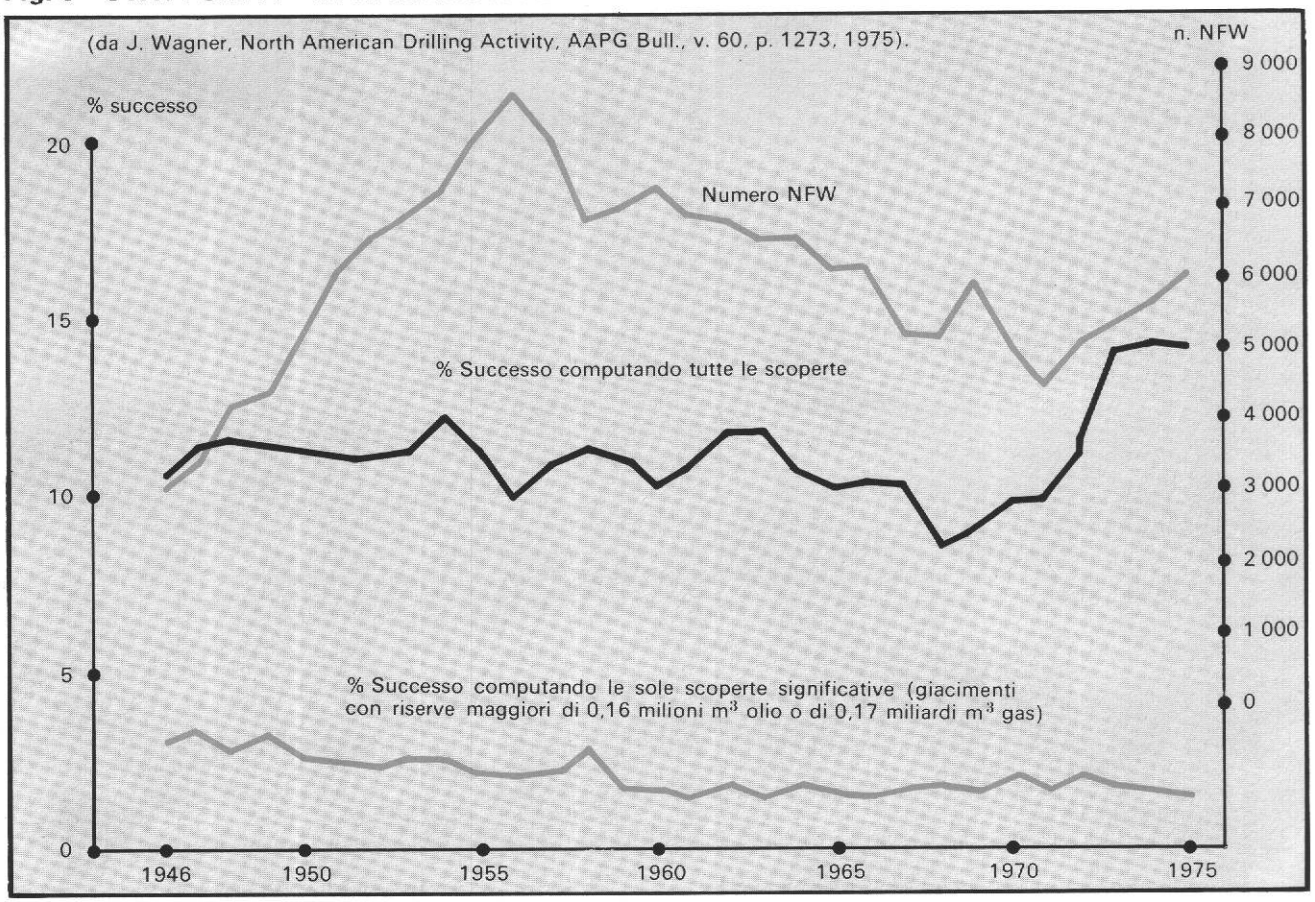
— tener conto del numero dei soli pozzi esplorativi della classe NFW (new field wildcats), cioè dei pozzi ubicati su trappole che non hanno precedentemente prodotto idrocarburi, escludendo quindi i pozzi esplorativi eseguiti per accertare l'estensione di giacimenti già noti; i pozzi NFW sono infatti quelli che comportano maggior rischio geologico ma che al tempo stesso hanno la maggior probabilità potenziale di scoprire riserve nuove e importanti;

— distinguere le scoperte commerciali da quelle che hanno portato alla identificazione di giacimenti non economici;

— considerare oltre alla percentuale di successo determinata come sopra detto, anche la quantità degli idrocarburi scoperti, calcolando l'indice di ritrovamento, ossia il rapporto tra le quantità di riserve accertate scoperte e il numero di NFW eseguiti;

— tener conto, nella stima delle riserve scoperte, delle valutazioni più aggiornate, eliminando per quanto possibile gli errori in difetto o in eccesso frequenti nelle stime eseguite all'atto della scoperta;

Fig. 9 - STATI UNITI - NFW ESEGUITI E PERCENTUALI DI SUCCESSO: 1946-1975



La percentuale di successo relativa alle scoperte « significative » (ma non necessariamente economiche), tende al declino, indipendentemente dalla percentuale relativa a tutte le scoperte e dal numero dei NFW eseguiti, una situazione che denuncia l'avanzata fase di maturità della ricerca.

— operare su un numero di dati sufficientemente grande, per ottenere risultati statisticamente attendibili.

L'American Association of Petroleum Geologists (AAPG), in collaborazione con l'American Petroleum Institute (API), ha elaborato le statistiche della attività esplorativa negli Stati Uniti a partire dal 1946, e gli indici che se ne possono ricavare sono estremamente interessanti, sia perché basati su un enorme numero di dati raccolti in modo rigorosamente uniforme, sia perché rispecchiano la situazione di un paese dove la ricerca è giunta a un grado di avanzata maturità, paragonabile o maggiore di quello dei paesi europei.

Nella fig. 9 è riportato l'andamento della percentuale di successo per i pozzi NFW degli Stati Uniti, stabilizzata sui valori compresi tra il 10 e il 12% dal 1946 al 1967, lievemente calata tra il 1968 e il 1971, risalita negli ultimi anni al 14%. Queste percentuali tengono però conto di tutte le scoperte, indipendentemente dalla loro entità ed economicità.

Se invece si considerano solamente le scoperte significative ossia i giacimenti con riserve maggiori di 159.000 m³ di olio o di 172 milioni di m³ di gas (11), la percentuale di successo si abbassa a valori che negli ultimi venticinque anni sono compresi tra l'1 e il 2%.

Ciò significa che l'80-90% delle « scoperte » è in realtà privo di consistenza e che solo un NFW su 59 ha trovato un giacimento meritevole di sviluppo.

(11) Soglia quantitativa adottata dall'A.A.P.G. Si noti che si tratta di valori molto bassi, tali da giustificare lo sviluppo dei giacimenti solo in casi particolarmente favorevoli e da permettere solo eccezionalmente il recupero delle spese di esplorazione. Un giacimento « significativo » è quindi spesso « non economico ».

Va inoltre ricordato, sempre a proposito degli Stati Uniti, come anche i giacimenti ritenuti « significativi » abbiano modeste riserve unitarie, come si può ricavare dal rapporto tra la stima della riserve totali scoperte (12) e il numero dei giacimenti. La tabella riassume i dati statistici principali del 1975, e riporta anche l'indice di ritrovamento, calcolato su tutti i NFW eseguiti:

Tabella 2

STATI UNITI - 1975

Pozzi esplorativi eseguiti - Riserve e giacimenti scoperti - Percentuali di successo - Indici di ritrovamento.

N. Pozzi esplorativi		9214	
N. New Field Wildcats		6104	
N. « scoperte »		876	
% successo su tutte le scoperte		14,35	
N. giacimenti « significativi »:	olio	31	
	gas	78	
% successo sui soli giacimenti significativi		1,8	
Totale riserve scoperte nell'anno (stimato)	olio	$92{,}2.10^6$	m^3
	gas	180.10^9	m^3
Indice di ritrovamento (riserve/NFW)	olio +	$15{,}1.10^3$	m^3
	gas	$29{,}5.10^6$	m^3
Media unitaria giacimenti:	olio	$2{,}97.10^6$	m^3
	gas	$2{,}3.10^9$	m^3

(Dati da AAPG Bull. n. 60, pag. 1153).

L'indice di ritrovamento può essere ricavato, oltre che dal rapporto: riserve scoperte/numero dei NFW eseguiti, anche dal rapporto: riserve scoperte/metri di perforazioni esplorative. E' questo il criterio seguito da King Hubbert nel 1971, con lo scopo di calcolare le riserve finali di petrolio degli Stati Uniti mediante l'estrapolazione della curva dell'indice di ritrovamento.

L'istogramma della fig. 10 indica il valore del rapporto: barili scoperti/piedi perforati (o metri cubi scoperti/metri perforati), calcolato sui primi 100 milioni di piedi perforati (= 30.500 km), per i secondi 100 milioni e così via, dall'origine al 1970. Le riserve sono riportate all'anno di scoperta ed è stato tenuto conto del loro probabile incremento a seguito di rivalutazioni future. Si può osservare come il 66% delle riserve scoperte (15 miliardi di metri cubi), sia stato trovato perforando 400 milioni di piedi (122 mila km) di pozzi esplorativi, mentre il restante 34% (7,8 miliardi di metri cubi) ha richiesto la perforazione di ulteriori 1.300 milioni di piedi (396 mila km). L'indice di ritrovamento medio, calcolato dalla curva interpolata è calato dai 100 m^3/m degli anni precedenti il 1920 ai 10 m^3/m degli anni '70.

Le statistiche degli Stati Uniti rispecchiano, come si è detto, la situazione di un paese petrolifero dove la ricerca di idrocarburi ha raggiunto da tempo lo stadio di maturità. E' interessante confrontare questi dati con quelli del Medio Oriente, ossia dell'area geografica con la massima concentrazione di riserve petrolifere originali e attuali, dove la ricerca è iniziata da circa mezzo secolo, e si è sviluppata soprattutto nel corso degli ultimi venticinque anni.

Il grafico della fig. 11 riporta per ogni anno, i valori medi del quinquennio precedente relativi al numero dei pozzi esplorativi (di tutte le classi) eseguiti ed alle riserve di olio scoperte.

Nei primi venticinque anni di attività, a fronte di una attività esplorativa misurabile in poche decine di pozzi esplorativi all'anno, si sono avute scoperte dell'ordine di miliardi di metri cubi all'anno, e di conseguenza indici di ritrovamento dell'ordine delle centinaia di milioni di metri cubi per singolo pozzo esplorativo eseguito.

Il diagramma non permette di ricavare le percentuali di successo, ma è evidente come col procedere dell'esplorazione sia diventato necessario eseguire un numero sempre maggiore di pozzi per scoprire quantitativi di petrolio relativamente sempre meno ingenti. Dal 1952 ad oggi l'indice di ritrovamento è calato infatti da 100 a 10 milioni di metri cubi circa per pozzo, dimostrando così come anche in un'area di enormi risorse potenziali (13), pochi decenni di ricerche condotte con mezzi moderni siano sufficienti per giungere alla fase delle scoperte « difficili ».

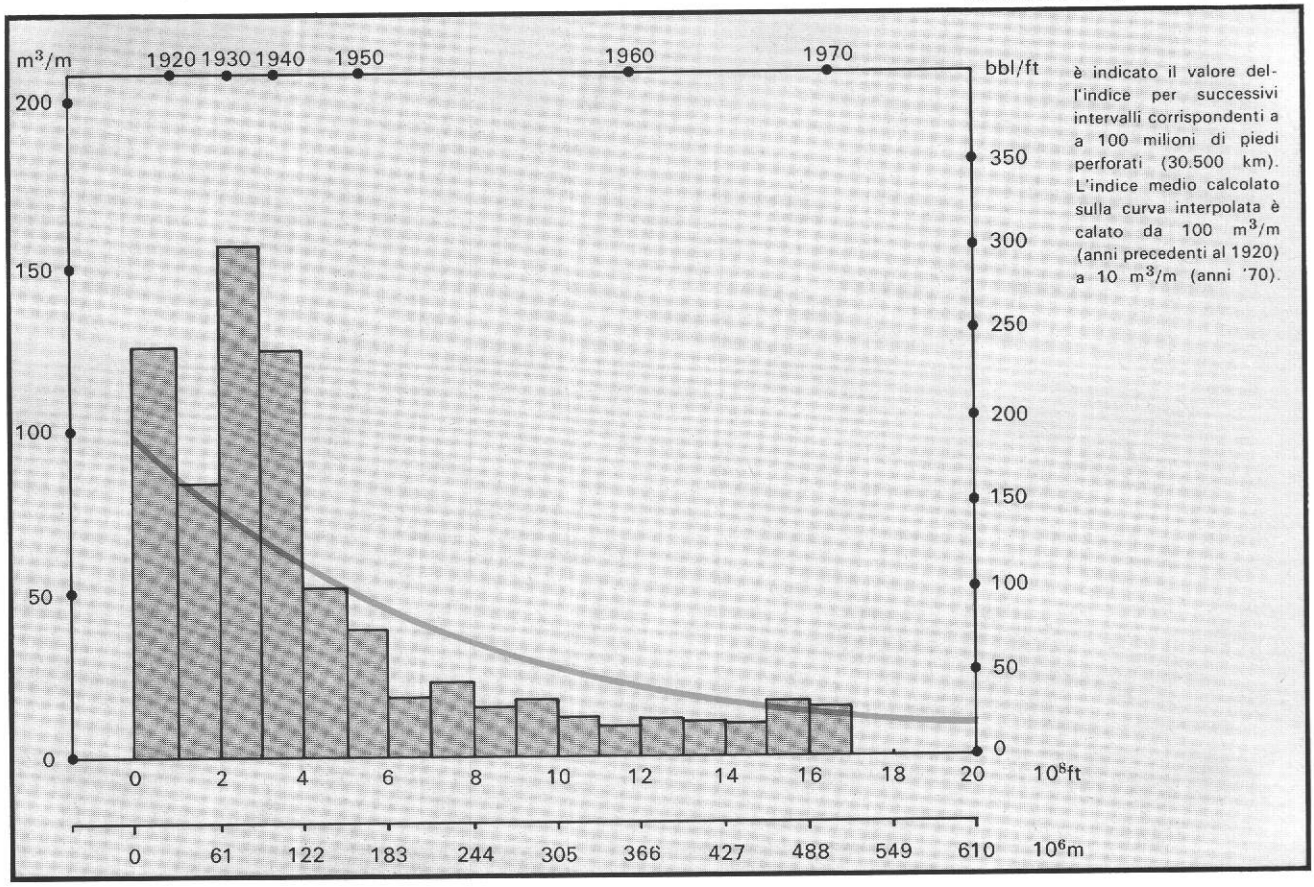
Tra i due valori limite degli USA e del Medio Oriente si pongono gli indici di ritrovamento di aree petrolifere di recente sviluppo, come la Libia e il Mare del Nord, e gli indici di paesi con potenziale petrolifero limitato, ma intensamente esplorati, come la Germania, la Francia e l'Italia. La tabella 3 riassume alcuni dati essenziali, che, sebbene non strettamente omogenei, permettono alcune comparazioni interessanti.

Si può concludere che, mentre è praticamente impossibile prevedere il rischio minerario per la ricerca in obiettivi « nuovi » (dove manca ancora qualsiasi elemento di stima), è invece possibi-

(12) Riserve totali dei soli *nuovi giacimenti*. Non si considerano le riserve scoperte da pozzi esplorativi ubicati su giacimenti già noti.
(13) Le riserve originali di greggio del Medio Oriente sono oggi stimate circa tre volte quelle dell'intera America del Nord.

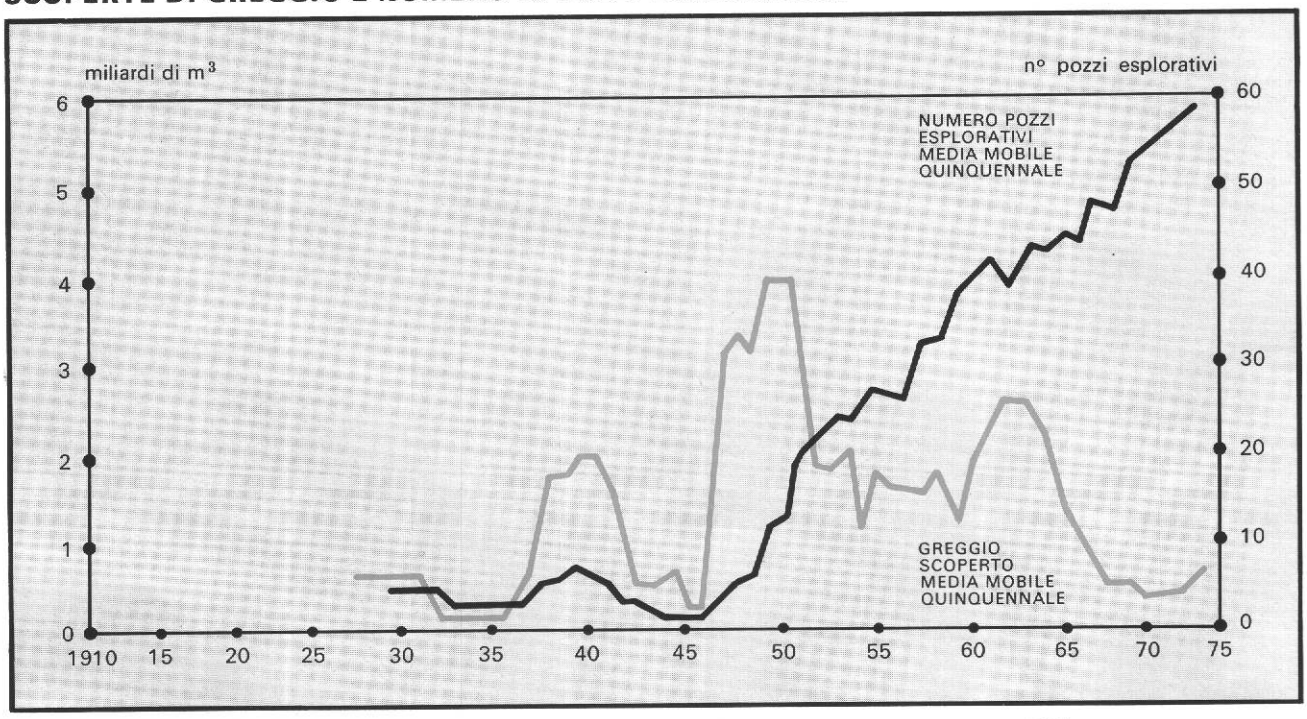
Fig. 10
STATI UNITI, DALLE ORIGINI AL 1970

evoluzione dell'indice di ritrovamento: $\frac{\text{riserve scoperte}}{\text{metri perforati (pozzi esplorativi)}}$



Fonti (elaborazione semplificata del grafico di King Hubbert riportato in M. Grenon, A propos des ressources mondiales da pètrole. Revue de l'énergia, n. 281, p. 165 marzo 1976).

Fig. 11 - MEDIO ORIENTE (ESCLUSI SIRIA, LIBANO, GIORDANIA, ISRAELE, TURCHIA)
SCOPERTE DI GREGGIO E NUMERO DI POZZI ESPLORATIVI



da: H. R. WARMAN - World energy prospects and North Sea Oil (in N.C.B. - Coal and energy, Quarterly n. 6 - Autumn 1975).

PRODUZIONE - Una « testa pozzo », detta anche « albero di Natale ». E' la sola installazione che rimane sopra la superficie dopo che il pozzo è stato attrezzato per la produzione (monti Zagros, Iran).

Tabella 3

Percentuale di successo e indice di ritrovamento

Percentuali ed indici calcolati sui valori cumulati dell'attività e delle scoperte del periodo considerato; per Germania e Francia valori in eccesso, calcolati sulle riserve originali comprendenti le scoperte anteriori al 1953.

AREA	Periodo	% di successo (soli NFW)	Indice di ritrovamento (10^6 tep)
MEDIO ORIENTE	1969-1974	?	9,10 (stim)
MARE DEL NORD	1963-1975	14 (25,4) (*)	6,36
LIBIA	1956-1971	16,7	4,30
GERMANIA FED.	1953-1974	?	0,48
FRANCIA	1953-1974	5,8	0,26
STATI UNITI	1974	1,7 (14,2) (**)	0,03
ITALIA (AGIP)	1943-1975	17,3	0,47

(*) Il primo indice si riferisce alle scoperte delle quali è in atto o in progetto lo sfruttamento commerciale, il secondo a tutte le scoperte.
(**) Il primo indice si riferisce alle scoperte « significative », il secondo a tutte le scoperte (cfr. Tab. 2).

le una previsione orientativa sulla probabilità di successo nei casi dove la ricerca sia condotta con buona intensità e da diversi anni in obiettivi di tipo già definito. Numero e, soprattutto, importanza quantitativa (e quindi economicità) dei giacimenti sono destinati a diminuire gradualmente ma inesorabilmente, mentre contemporaneamente aumentano i costi unitari di scoperta e di sviluppo.

1.8 Caratteristiche economiche della ricerca e produzione di idrocarburi

I costi e i tempi tecnici delle attività di ricerca, sviluppo e produzione degli idrocarburi determinano un andamento caratteristico degli investimenti e dei ricavi. Per semplificarne l'analisi si può considerare una singola operazione o un gruppo di operazioni che abbiano inizio in uno stesso ristretto periodo di tempo (fig. 12).

1) *Fase degli investimenti di rischio*

Corrisponde agli anni nei quali si svolge l'attività di ricerca vera e propria, dall'acquisizione del titolo minerario all'esecuzione dei pozzi esplorativi ritenuti necessari per una valutazione sufficientemente esatta del potenziale minerario dell'area esplorata. Gli investimenti eseguiti in questa fase saranno perduti se la ricerca non darà i risultati sperati.

2) *Fase degli investimenti industriali tradizionali*

Corrisponde agli anni nei quali vengono eseguite le operazioni di sviluppo del giacimento, dai pozzi di produzione alle centrali di raccolta e di trattamento, alle pipelines. Gli investimenti sono effettuati in base ad un preciso programma basato sulla conoscenza sufficiente (anche se spesso non completa) del giacimento scoperto. Il rischio minerario è ormai contenuto; sussiste ancora, ed è spesso rilevante, l'incertezza derivante da una stima non esatta dei costi da affrontare (difficoltà impreviste di realizzazione, lievitazione dei prezzi, ecc).

3) *Fase dei ricavi*

Corrisponde agli anni di vita produttiva del campo. Il valore dei ricavi è condizionato principalmente dai prezzi di mercato del prodotto.

Tabella 4

ITALIA, FRANCIA, GERMANIA FEDERALE

Pozzi esplorativi, riserve originali recuperabili scoperte, percentuale cumulativa di successo, rapporto cumulativo riserve/NFW.

	Riserve originali		NFW	Numero Giacimenti	% successo	Riserve/NFW	
	olio 10^6 m^3	gas 10^9 m^3				10^6 tep	10^9 m^3 gas eq.
ITALIA (AGIP) 1943-1975	69	387	811	140	17,3	0,47	0,56
FRANCIA 1953-1974	63	255	1195	69	5,8	0,22	0,26
GERMANIA FED. 1953-1974	219	447	1368	?	?	0,41	0,48

Fonti: - AAPG Bull (n° NFW). - Oil and Gas Journal (Riserve). - Service conservation gisements (n° giacimenti Francia).

Tabella 5

LIBIA

NFW eseguiti e percentuale di successo (1956-1971, da « Libyan Oil, Ministry of Petroleum, L.A.R. »)

	POZZI ESPLORATIVI PERFORATI (NFW)				Percentuale di successo	
	TOTALE		POZZI DI SCOPERTA			
ANNI	Anno	Progressivo	Anno	Progressivo	Anno	Progressivo
1956	1	—	—	—	0	0
1957	4	5	—	—	0	0
1958	26	31	4	4	15,38	12,90
1959	32	63	12	16	37,50	25,39
1960	71	134	8	24	11,26	17,90
1961	97	231	18	42	18,55	18,18
1962	109	340	26	68	23,85	20,00
1963	146	486	14	82	9,59	16,80
1964	135	621	24	106	17,78	17,06
1965	117	738	11	117	9,40	15,85
1966	57	795	9	126	15,78	15,85
1967	42	837	8	134	19,04	16,00
1968	105	942	26	160	24,76	16,90
1969	92	1034	17	177	18,48	17,11
1970	52	1086	5	182	11,90	16,75
1971	39	1125	6	188	15,38	16,71

Nota: Al 31-12-71 erano state scoperte riserve recuperabili pari a 4.171 milioni di tonnellate di olio e 778 miliardi di m^3 di gas, pari ad un indice quantitativo di ritrovamento = 3,7 milioni di tonnellate di olio e 0,7 miliardi di m^3 di gas (pari a $4{,}3.10^6$ tep) per pozzo esplorativo eseguito.

Tabella 6

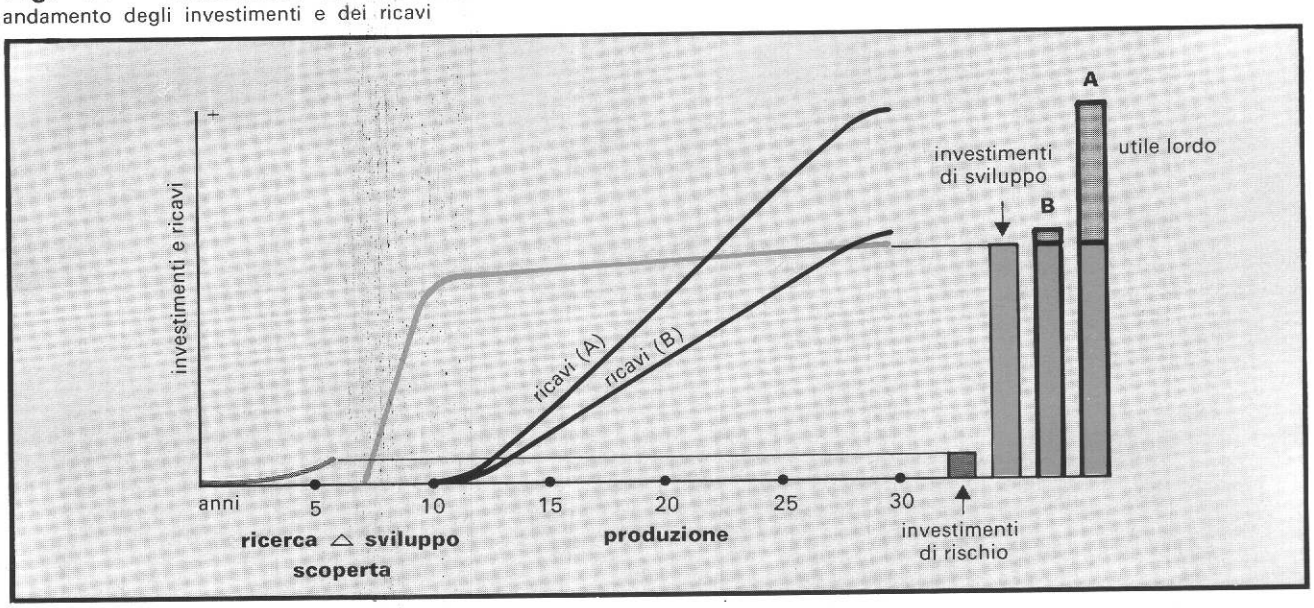
MARE DEL NORD

NFW eseguiti e percentuale di successo (1963-1975, dati Agip).

	POZZI ESPLORATIVI PERFORATI (NFW)				Percentuale di successo	
	TOTALE		POZZI DI SCOPERTA			
ANNI	Anno	Progressivo	Anno	Progressivo	Anno	Progressivo
1963	—	—	—	—	0	0
1964	1	1	—	—	0	0
1965	13	14	1	1	7,69	7,14
1966	27	41	5	6	18,52	14,63
1967	44	85	5	11	11,36	12,94
1968	61	146	7	18	11,47	12,32
1969	63	209	9	27	14,28	12,92
1970	55	264	12	39	21,82	14,77
1971	47	311	9	48	19,15	15,43
1972	54	365	17	65	31,48	17,80
1973	66	431	30	95	45,45	22,04
1974	83	514	31	126	37,35	24,51
1975	109	623	32	158	29,35	25,36

Nota: Dei 158 giacimenti scoperti, solo 87 sono ritenuti economicamente sfruttabili: Al 31-12-75 sono state scoperte riserve recuperabili accertate per 2.420 milioni di tonnellate di olio e 1.825 miliardi di m^3 di gas, pari ad un indice quantitativo di ritrovamento = 3,9 milioni di tonnellate di olio e 2,9 miliardi di m^3 di gas (pari a un totale di $6{,}36.10^6$ tep) per pozzo esplorativo eseguito.

Fig. 12 - RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI
andamento degli investimenti e dei ricavi



È riportato schematicamente l'andamento delle curve cumulative degli investimenti dei ricavi nelle varie fasi di una operazione di ricerca. Durante i primi anni vengono effettuati gli investimenti necessari per la prospezione e per l'esecuzione dei pozzi esplorativi; si tratta di « investimenti di rischio », destinati ad essere perduti in caso di insuccesso. Negli anni immediatamente successivi alla scoperta si aggiungono gli investimenti necessari per lo sviluppo del giacimento; a partire dalla data di inizio della produzione gli investimenti sono limitati alle necessità di esercizio.
I ricavi iniziano al termine del periodo di sviluppo, con un ritmo crescente che si stabilizza una volta raggiunto il massimo regime di produzione efficiente; negli utlimi anni declinano per il progressivo esaurimento delle riserve. La produzione economica si arresta quando i ricavi sono insufficienti a coprire i costi di esercizio. Nel diagramma figurano due ipotesi: nella A il totale dei ricavi è maggiore del totale degli investimenti di rischio e di quelli di sviluppo; nella B è minore pur mantenendosi superiore all'entità degli investimenti « non di rischio » (cioè di sviluppo e di esercizio). L'utile lordo della operazione si ricava dalla differenza tra i ricavi e gli investimenti « non di rischio », a prescindere dagli investimenti di rischio effettuati prima della scoperta. Una volta effettuata la scoperta infatti l'operatore ha la convenienza a svilupparla alla sola condizione che i ricavi siano sufficienti a rimunerare gli investimenti futuri; gli investimenti passati non hanno un valore di realizzo e devono quindi essere considerati perduti (sunk costs). È quindi legittimo considerare un utile anche nel caso B. Il recupero del capitale di rischio perduto, totalmente o parzialmente, nelle ricerche sterili ed in quelle di basso reddito, può avvenire solamente sull'insieme di tutte le operazioni, e nel caso che tra di esse ve ne siano del tipo A, ossia con alta redditività.

Si è già visto come l'operatore possa, ma solo in alcuni casi, tentare una stima del rischio che si propone di affrontare, non tanto per giungere ad una valutazione quantitativa assoluta del rischio stesso (cosa impossibile), quanto per stabilire una graduatoria relativa, sempre largamente discutibile, delle operazioni che si offrono alla sua scelta.

Una volta presa la decisione (e l'impegno) di esplorare, non v'è altra scelta che continuare fino al raggiungimento di un risultato, positivo o negativo che sia. Interrompere l'esplorazione senza validi motivi tecnici (se anche ciò fosse contrattualmente possibile), equivarrebbe infatti a gettare via il denaro fino a quel momento investito, rinunciando ai suoi possibili frutti. In questa situazione la sola possibilità di recupero degli investimenti consiste nella cessione dei propri interessi a un altro operatore disposto a subentrare rimborsando le spese pregresse, ma una transazione del genere presenta di solito grosse difficoltà, dovendo essere condotta in breve tempo e in posizione di debolezza contrattuale.
Questo spiega perché l'esplorazione venga di norma finanziata con « capitale di rischio », sul quale non vengono conteggiati interessi e del quale non è previsto il rimborso. Può trattarsi del capitale azionario o di un fondo di dotazione, ma più comunemente si tratta di capitale proveniente dall'autofinanziamento. L'entità di questo capitale di rischio è commisurato al valore e all'impegno delle operazioni che esso deve finanziare; una gran parte di esso viene inevitabilmente perduta nelle ricerche negative.

Nella fase di sviluppo dei giacimenti, gli investimenti necessari possono essere reperiti sul mercato finanziario, perché è previsto che il costo del denaro venga recuperato dai ricavi della produzione; se però gli investimenti devono essere effettuati in aree dove non sussistano condizioni di stabilità politica tali da garantire il rispetto dei contratti a medio e lungo termine, può essere necessario ricorrere, anche in questa fase, a capitale di rischio.

La fase dei ricavi è successiva a quella degli investimenti e si protrae per un tempo assai più lungo, i 20 o 30 anni di vita produttiva del giacimento. Il livello di produzione ottimale vie-

ne raggiunto rapidamente, nel tempo strettamente necessario per l'esecuzione dei pozzi di produzione e degli impianti di raccolta e trasporto, e può essere mantenuto per molti anni prima che sopravvenga il declino per il naturale esaurimento del giacimento, fino al punto in cui i ricavi divengono inferiori ai costi di esercizio e il giacimento è da considerarsi economicamente esaurito.

L'utile derivante dalla produzione, al netto dei costi di esercizio e della fiscalità, è destinato: alla reintegrazione del capitale di rischio, senza il quale non è possibile mantenere il ritmo delle attività esplorative; a un rimborso del capitale preso a prestito tale da mantenere l'indebitamento entro limiti accettabili; al pagamento degli interessi finanziari; alla rimunerazione del capitale azionario.

Una società di ricerche petrolifere è normalmente impegnata in decine o centinaia di operazioni di ricerca e produzione il cui inizio è scaglionato in diversi decenni. Al livello dell'impresa, e non più quindi a quello della singola operazione o gruppo di operazioni contemporanee, le diverse fasi si sovrappongono e si fondono.

Il « portafoglio minerario » della società, ossia l'insieme delle iniziative nelle quali essa è impegnata, deve essere sufficientemente vasto e differenziato, e comprendere un gruppo bilanciato di operazioni in diversi stadi di attuazione, tale da permettere, entro ragionevoli stime della probabilità di successo globale, la realizzazione di una capacità produttiva a medio e lungo termine adeguata a quelli che sono gli obiettivi aziendali.

Il capitale di rischio deve essere sempre tale da permettere il finanziamento delle attività esplorative in corso e in progetto, per evitare i danni irreversibili che potrebbero derivare dalla interruzione per mancanza di finanziamenti di operazioni non ancora giunte a termine.

Ne consegue logicamente che il calcolo di redditività delle operazioni della società risulta dall'esame comparato dell'andamento degli investimenti in un certo tempo e dalla somma dei risultati che si hanno a partire da un certo momento successivo, continuando tuttavia ad operare investimenti che garantiscano almeno la ricostituzione di un adeguato portafoglio minerario.

1.8.1. *Costi della ricerca e produzione di idrocarburi*

La maggior parte delle spese nella fase della ricerca e dello sviluppo è rappresentata dal costo degli investimenti tecnici necessari. L'ampiezza dell'area esplorata, le condizioni tecniche, logistiche ed ambientali nelle quali si svolgono le operazioni, le oscillazioni del mercato degli impianti, dei servizi e delle materie prime e, non ultimo, il ritmo dell'inflazione che ha caratterizzato questi ultimi anni, sono i fattori che determinano caso per caso i costi reali. E' peraltro possibile fornire dei valori orientativi per i casi più tipici, sottintendendo che essi devono essere intesi come ordini di grandezza più che come cifre assolute.

Prospezione geofisica

Il metodo di prospezione più largamente impiegato è quello sismico a riflessione. I costi, calcolati in km lineare di rilievo, sono dell'ordine di 4-5000 $/km in terraferma e di circa 300 $/km in mare (la differenza di costo è dovuta alla velocità di esecuzione molto maggiore del rilievo marino) (14).

Per un'area di circa 1000 km^2 ed una densità media di rilievo, il costo totale si aggira sull'ordine dei 200.000 $ in mare e dei 2.500.000 $ in terraferma.

Oltre al metodo sismico a riflessione vengono spesso impiegati anche il metodo gravimetrico e quello magnetometrico, che forniscono solamente elementi orientativi, insufficienti per la ubicazione di pozzi esplorativi, ma utili per una visione a grandi linee della geologia regionale, per indirizzare il rilievo sismico e per interpretarlo.

I costi della gravimetria e della aeromagnetometria, relativamente bassi (dell'ordine, rispettivamente, dei 300.000 e dei 10.000 $ per un'area di 1.000 km^2), devono quindi eventualmente sommarsi a quello del rilievo sismico.

Pozzi esplorativi

Il costo di un pozzo esplorativo è determinato essenzialmente da quattro fattori: localizzazione, ambiente, profondità, velocità di perforazione.

Dalla localizzazione del pozzo dipendono i costi di trasferimento dell'impianto, che possono raggiungere valori molto elevati nel caso di pozzi isolati ubicati a grande distanza dalle aree di normale attività (fino a 2.000.000 $ per il traversamento oceanico di un impianto marino o per il trasporto di impianti terrestri in zone prive di accessi normali).

L'ambiente (terraferma, mare, mare profondo), determina il tipo di impianto di perforazione: terrestre, su piattaforma autosollevante (jack-

(14) Qui come in seguito per $ si intende il dollaro degli Stati Uniti.

up), su piattaforma semisommergibile, su nave. L'impianto viene normalmente noleggiato da ditte contrattiste specializzate su tariffe giornaliere: aggiungendo al nolo le spese di materiale, ecc. si possono stimare da 5.000 a 12.000 $/giorno per un impianto terrestre, circa 35.000 $/giorno per una piattaforma autosollevante, circa 40.000 $/giorno per una piattaforma semisommergibile o nave ancorata, 130.000 $/giorno e oltre per navi a posizionamento dinamico (le sole in grado di operare in acque molto profonde).

La profondità e la velocità di perforazione determinano congiuntamente il tempo necessario per l'esecuzione del pozzo, che può variare da poche settimane, per un pozzo di 1.000-1.500 metri in terreni « facili », a un anno e più per un pozzo di 5-6.000 metri in terreni « difficili » (15). Orientativamente si può stimare che un pozzo esplorativo in terraferma possa costare da 150.000 $ (ad una profondità di 1.500 m), a 4.000.000 $ (ad una profondità di 5.000 m), ed uno in mare da 2.500.000 $ (ad una profondità di 3.000 m, in fondali inferiori a 200 m d'acqua), a oltre 10.000.000 $ (in fondali di 400 m d'acqua).

I costi della prospezione, quelli dei pozzi esplorativi (e gli eventuali bonus), vanno a costituire le spese esplorative, cioè gli investimenti di rischio.

Nell'ipotesi di una operazione di ricerca condotta su un'area di media grandezza (1.000 Km^2), che comporti l'esecuzione di 2 pozzi esplorativi, l'ordine delle spese esplorative è difficilmente inferiore ai 2-3 milioni di $ in terraferma, ai 5-10 milioni di $ in mare (con fondali inferiori ai 200 metri d'acqua), ma nella maggior parte dei casi questi valori vengono largamente superati. Per il mare profondo può raggiungere i 20-50 milioni di $.

Più complessa e variabile è la stima dei possibili costi di sviluppo di un giacimento. I fattori principali da considerare sono: la localizzazione e l'ambiente delle operazioni, il numero e la profondità dei pozzi di produzione necessari, le esigenze di trattamento degli idrocarburi erogati prima dell'immissione nella rete di commercializzazione, la necessità o meno di investimenti particolari per aumentare il recupero degli idrocarburi del giacimento (pozzi di iniezione per la pressurizzazione del giacimento, per la iniezione di solventi, ecc.).

Non è possibile addentrarsi in una analisi, anche sommaria, di questi fattori e della loro incidenza. E' utile peraltro ricordare come nei giacimenti in terraferma la parte maggiore delle spese di sviluppo sia costituita dal costo dei pozzi di produzione, il cui numero è funzione non solamente nella grandezza del giacimento, ma anche delle caratteristiche fisiche degli idrocarburi e delle rocce che li contengono. Così un giacimento costituito da rocce a bassa permeabilità impregnate di petrolio denso richiede, per un recupero efficiente, un numero di pozzi maggiore di un giacimento costituito da una roccia molto permeabile impregnata di petrolio leggero o di gas. Un giacimento di dimensioni medio-grandi richiede normalmente da una decina ad un centinaio di pozzi di produzione, mentre un giacimento « gigante » può giungere a qualche centinaio (il più grande giacimento di petrolio del mondo, Ghawar in Arabia Saudita, con 10 miliardi di tonnellate di riserve originali, viene coltivato con circa 400 pozzi) (16).

Nei giacimenti marini il costo dei pozzi di produzione si somma a quello, molto maggiore, della piattaforma di produzione e dei sealines. I pozzi vengono infatti perforati da un impianto situato su una piattaforma metallica (« piattaforma di produzione ») fissata sul fondale ed emergente al di sopra del livello delle onde e delle maree. Dalla stessa piattaforma vengono eseguiti 10-20 pozzi « direzionati » in modo tale che pur iniziando a pochi metri di distanza l'uno dall'altro, le parti terminali del foro, quelle che giungono nel giacimento, sono assai distanti tra loro, così da drenare un volume molto grande di roccia. Gli idrocarburi convogliati dai pozzi fino alla piattaforma e ivi « trattati » devono essere poi trasportati alla costa più vicina mediante oleodotti e gasdotti.

Questa soluzione, già notevolmente complessa e costosa, non è peraltro adatta allo sviluppo dei giacimenti in acque profonde, dove una piattaforma fissata al fondo marino dovrebbe raggiungere dimensioni praticamente irrealizzabili. Verranno quindi adottate soluzioni diverse (che al momento sono state realizzate solamente allo stato di prototipi sperimentali), con « teste di pozzo» » e apparecchiature di raccolta e con-

---

(15) La profondità media mondiale di tutti i pozzi petroliferi eseguiti nel 1974 è stata di 1.522 m; quella dei pozzi eseguiti dall'AGIP in Italia nel 1975 è stata di 3.355 m.
I pozzi esplorativi sono normalmente più profondi di quelli di produzione ed hanno raggiunto i 9.585 m di profondità (record mondiale, U.S.A. 1974); il record italiano è attualmente detenuto dal pozzo Chiari 1 (AGIP, Pianura Padana) che nel gennaio 1978 aveva superato i 6.700 m. di profondità.
(16) Esistono giacimenti, anche di modeste dimensioni, coltivati con centinaia o addirittura migliaia di pozzi; si tratta normalmente di giacimenti « storici », scoperti alla fine dell'800 o all'inizio di questo secolo, e il numero eccezionale dei sondaggi è dovuto alla loro modesta profondità (e quindi basso costo unitario), alle tecnologie primitive dell'epoca, che permettevano uno scarso recupero dal singolo pozzo e, in moltissimi casi, negli U.S.A. alla parcellizzazione della proprietà mineraria che ha dato luogo in passato ad uno sfruttamento concorrenziale e anarchico. L'immagine, ancora oggi diffusa, del « paesaggio petrolifero » caratterizzato da selve di tralicci, talvolta situati a poche decine di metri l'uno dall'altro, è oggi sostituita da quella, meno pittoresca ma certamente più razionale, di « teste di pozzo » di limitatissimo ingombro, distanziate tra loro di qualche centinaio di metri.

PRODUZIONE - Piattaforma installata su un fondale di 70 metri al largo di Crotone (Calabria); da questa piattaforma sono stati perforati dodici pozzi di produzione del giacimento gassifero di Luna.

trollo situate direttamente sul fondo marino e manovrate da telecomandi o da personale trasportato mediante batiscafi.

E' quindi evidente come i costi di sviluppo siano estremamente variabili da giacimento a giacimento: orientativamente si può stimare che il costo di sviluppo di un giacimento di medie dimensioni e a media profondità in terraferma sia difficilmente inferiore ai 10 milioni di $, mentre per un giacimento marino i costi salgono all'ordine delle decine o centinaia di milioni di $. Secondo stime recenti (Petroleum Intelligence Weekly, 24.5.76) lo sviluppo del giacimento « gigante » di Ekofisk, nel Mare del Nord norvegese, richiederà investimenti per 4,5 *miliardi* di $.

1.9 Valutazione economica e decisioni operative

Le scelte dell'operatore impegnato nella ricerca e produzione di idrocarburi sono sempre condizionate dalla economicità presunta delle operazioni in progetto. Vi sono peraltro due momenti particolari del ciclo delle operazioni nei quali la scelta è irreversibile e quindi particolarmente critica.

Il primo di questi momenti è quello nel quale si decide se impegnarsi o meno in una operazione di ricerca. In pratica si tratta di decidere l'acquisizione di un titolo minerario esclusivo che dà all'operatore il diritto di ricercare entro un'area determinata e per un determinato periodo di tempo, a fronte di precisi impegni contrattuali di lavoro e di spesa (si veda al proposito il paragrafo 2).

L'imprenditore deve valutare la redditività dell'operazione, *nel suo complesso,* ossia confrontare delle ipotesi di investimento e di ricavo, sulla base di pochi elementi obiettivi e di molte previsioni.

Essendo note l'ubicazione dell'area di ricerca, la sua estensione, le sue caratteristiche geologiche generali e le condizioni logistiche e ambientali, è possibile preventivare, in termini di lavori, di tempi e di spesa, sia gli investimenti necessari per l'esplorazione che quelli per il successivo sviluppo. Naturalmente si dovranno formulare più ipotesi, che potranno essere considerare in diverse combinazioni (ad es. ipotesi diverse sulla profondità del giacimento, sul numero dei pozzi esplorativi necessari, sulla profondità di acque nel caso di una ricerca nell'offshore, ecc.); sarà sempre possibile peraltro giungere ad un massimo e ad un minimo realistici.

La stima dei ricavi, nella maggior parte dei casi, viene effettuata indirettamente; si calcolano cioè (in termini di quantità e ritmo di produzione degli idrocarburi), i ricavi che sarebbero necessari per ottenere dagli investimenti previsti la redditività richiesta.

Resta ora da valutare se sia realisticamente *possibile* l'esistenza nell'area di un giacimento che abbia il volume e le caratteristiche necessarie per assicurare la redditività minima dell'operazione.

Questa *possibilità* è ricavabile dalle caratteristiche geologiche generali dell'area in esame, quelle che determinano la grandezza media della trappola, il tipo di roccia serbatoio, l'ordine di profondità degli obiettivi, ecc.

Va sottolineato peraltro come in questo processo di stima l'entità del « giacimento minimo redditivo » sia sostanzialmente determinata da fattori economici: la quota di idrocarburi scoperti e prodotti di cui l'imprenditore potrà effettivamente disporre; il prezzo al quale potrà venderli; il carico fiscale che graverà sulla produzione (sotto forma di royalties), sulla gestione e sull'utile (sotto forma di tasse di vario tipo).

Si noterà anche come in questa valutazione del singolo progetto sia divenuta secondaria la stima del rischio minerario, cioè della probabilità di successo, rispetto alla stima della possibilità che questo successo sia quantitativamente sufficiente ad assicurare un utile adeguato.

In altre parole, la valutazione del rischio minerario (dove e quando possibile, si veda al proposito il paragrafo 1.7), è utile per indirizzare la strategia regionale della ricerca (per scegliere cioè le regioni, i bacini, i temi minerari verso i quali concentrare la propria attenzione di ricercatore) e preventivare la dimensione globale della ricerca stessa, ma è di utilità relativa per la scelta alla scala del singolo progetto (17).

In alcuni casi particolari il calcolo della redditività dell'operazione può essere notevolmente semplificato dalla conoscenza di elementi obiettivi precisi sulla situazione. Ad esempio, nelle « aste » attraverso le quali sono stati attribuiti titoli minerari nel Golfo Persico, nelle acque federali statunitensi, nel Mare del Nord inglese, ecc. il richiedente aveva gli elementi per ricavare con precisione la localizzazione delle trappole e la loro dimensione nella parte inesplorata di una regione già provatamente petrolifera: il calcolo poteva così essere quasi esatto, anche se, naturalmente, rimaneva l'alea delle possibili trappole vuote (18).

---

(17) La situazione è paragonabile a quella del gioco d'azzardo, dove è possibile valutare la probabilità di successo di un certo tipo di gioco, ma non è possibile prevedere il risultato di una singola giocata.
(18) Si spiega così l'entità dei bonus pagati, talvolta dell'ordine delle decine di milioni di $, e anche come alcuni di essi siano stati pagati per trappole risultate poi sterili, vedi paragrafo 1.8.1.

PRODUZIONE - Progetto di un sistema di produzione da giacimenti in acque profonde. Dalle « teste di pozzo » sottomarine gli idrocarburi sono convogliati alla piattaforma per il trattamento e quindi ai serbatoi di stoccaggio sottomarino. Il cingolato speciale in primo piano, comandato da una nave appoggio, posa e interra le condotte che collegano pozzi, piattaforma, serbatoi e terminali a terra. I pozzi sul fondale sono controllati a distanza dal centro operativo posto sulla piattaforma.

Queste considerazioni sono importanti per comprendere il meccanismo e il valore di possibili *incentivi all'esplorazione.* Con questi incentivi lo Stato si propone di creare le condizioni perché gli operatori si impegnino maggiormente nella ricerca aumentando così la probabilità di nuove scoperte e nuove produzioni. Questa esigenza si verifica nei numerosi casi di Paesi lontani dall'autosufficienza nel campo degli idrocarburi, ma che al tempo stesso hanno qualche possibilità di rinvenire nuovi giacimenti nell'ambito del proprio territorio.

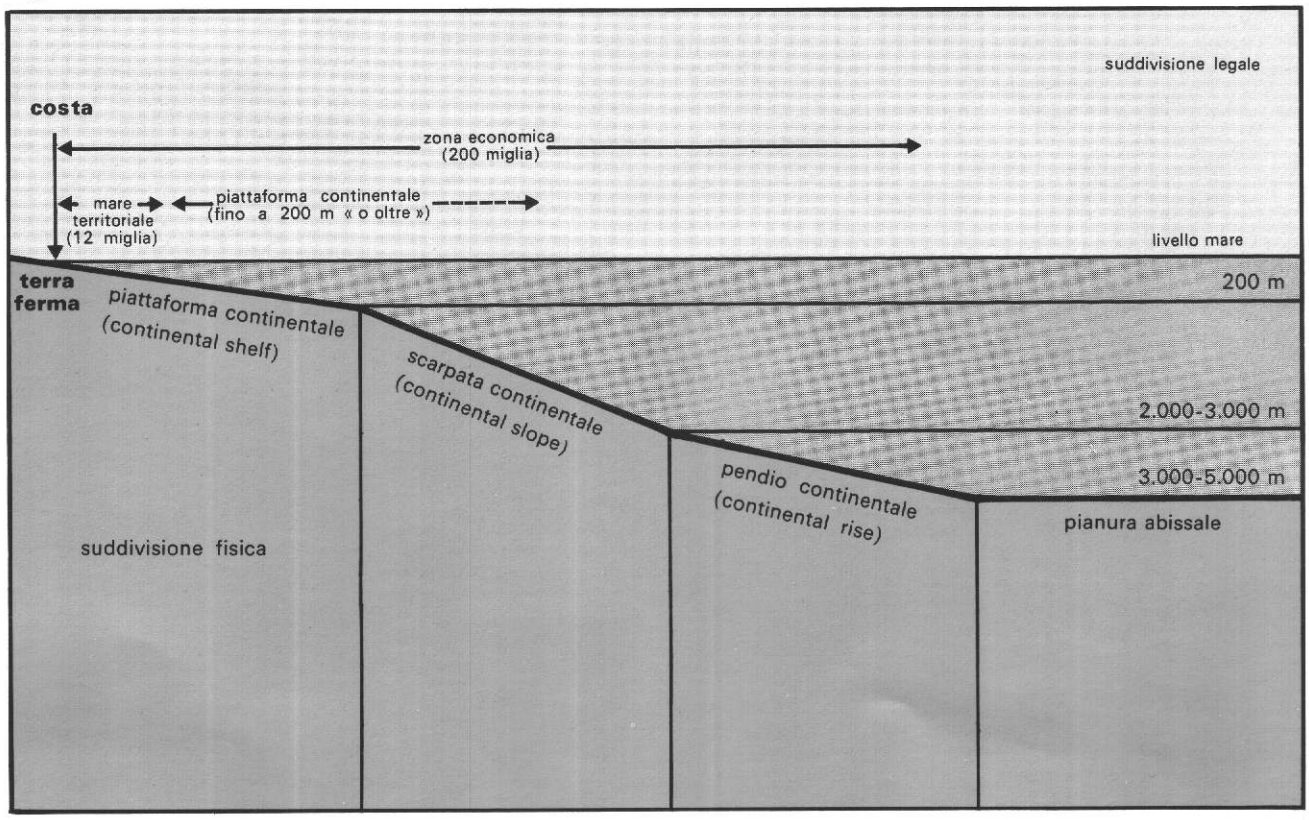
Si è visto come la decisione dell'imprenditore si basa su un calcolo di redditività, nel quale si confrontano i ricavi del periodo di produzione con gli investimenti necessari per tutto l'arco delle operazioni. Di questi investimenti peraltro la parte di gran lunga maggiore è costituita dagli investimenti di sviluppo (con un rapporto di norma non inferiore e spesso assai superiore a 10 : 1). La decisione dell'operatore può quindi essere influenzata da condizioni che attenuino l'entità di *questi* investimenti (finanziamenti agevolati o a fondo perduto per lo sviluppo) e soprattutto da un alleggerimento della fiscalità.

Scarso o nullo è invece l'effetto di incentivi finanziari per gli investimenti della fase di esplorazione vera e propria a causa della loro incidenza relativamente scarsa. Non è quindi un paradosso dire che *il miglior incentivo dell'esplorazione consiste in un incentivo della produzione o meglio della sua redditività.*

L'altro momento critico nel ciclo delle operazioni si ha immediatamente dopo la scoperta, quando si tratta di decidere se sviluppare o meno il giacimento. A differenza del precedente, dove numerose e importanti erano le incognite tecniche il cui valore doveva essere stimato sulla base di analogie più o meno precise, nel caso della decisione di sviluppare un giacimento le incognite tecniche devono ritenersi per la maggior parte risolte (19). Si tratta quindi di confrontare un preventivo di investimenti attendibile con dei ricavi condizionati da fattori puramente economico-fiscali. Si noti bene che in questa valutazione non vengono più considerati gli investimenti antecedenti alla scoperta. Non essendo infatti in alcun caso recuperabili, gli investimenti esplorativi son considerati a fondo perduto *(sunk costs)* e l'imprenditore ha la convenienza di sviluppare il giacimento alla sola condizione di ricavare un utile ragionevole dagli investimenti futuri. Lo Stato, se ha interesse ad incentivare la produzione delle risorse nazionali, può intervenire efficacemente in questa fase, assicurando all'impreditore un utile minimo, anche nel caso di giacimenti a redditività scarsa o nulla. Ciò può essere ottenuto con finanziamenti agevolati e con sgravi o esenzioni fiscali, nonché garantendo un livello minimo del prezzo del prodotto *(floor price).*

(19) Nel caso di giacimenti in condizioni di sfruttamento che rientrino nella norma. Nel caso di giacimenti in condizioni eccezionali (ad es. a grandissime profondità e pressioni, o in mare profondo) possono sussistere incognite sulla realizzabilità stessa di un progetto di sviluppo, incognite che possono essere chiarite solamente con sperimentazioni lunghe e molto costose.

Fig. 13 - SUDDIVISIONI FISICHE E LEGALI DEL FONDO E SOTTOFONDO MARINO



2.1 Proprietà degli idrocarburi

La proprietà degli idrocarburi nel sottosuolo nell'ambito del territorio nazionale dei vari Paesi, viene disciplinata dalla legislazione dei diversi Stati secondo tre criteri fondamentali (1):

a) la proprietà degli idrocarburi è del proprietario del suolo;

b) è dello Stato;

c) è di nessuno.

a) Il proprietario del suolo ha diritto alla proprietà del relativo sottosuolo e quindi delle risorse minerarie in esso contenute.

Questo sistema è oggi applicato praticamente solo negli Stati Uniti, nel territorio che non è demanio statale e federale. La proprietà del sottosuolo costituisce generalmente un diritto separato da quello del suolo, che come tale può essere ceduto, affittato o venduto a terzi (2).

b) La proprietà degli idrocarburi è dello Stato, che ne dispone nell'interesse pubblico.

Ne può derivare il monopolio statale della ricerca (Stati socialisti), o la concessione dei diritti minerari ad una persona o una Società secondo condizioni che sono volta per volta stabilite dall'Autorità pubblica (un contratto firmato dal Capo dello Stato è all'origine di molte concessioni ottenute negli Stati autoritari del Medio Oriente).

Attualmente, negli Stati dove non vige il monopolio, il diritto demaniale è di solito regolamentato da una legislazione specifica, che stabilisce le condizioni generali dell'attività di ricerca e produzione.

c) Gli idrocarburi, fino al momento della loro scoperta, non possono essere oggetto di proprietà; sono quindi dei beni senza padrone. I criteri per la loro attribuzione sono stabiliti dalla legge.

La proprietà può essere attribuita al primo richiedente (quando, in effetti, la presenza del giacimento è solo presunta), o allo scopritore (e in tal caso si deve dimostrare l'esistenza del giacimento per far valere i propri diritti), oppure ancora è lo Stato che dispone di pieno potere discrezionale nella scelta del titolare.

In pratica, oggi, nessun Stato riconosce un vero e proprio diritto di proprietà degli idrocarburi a un privato, anche se esso ne è lo scopritore, ma si limita ad attribuirgli un diritto di sfruttamento del giacimento, di solito per un periodo di tempo abbastanza lungo da permetterne l'esaurimento; vengono però distinte, non solo dal punto di vista tecnico, ma anche da quello giuridico, la fase della ricerca da quella dello sfruttamento, assoggettate a due regimi diversi, spesso corrispondenti a un diverso tipo di titolo minerario. La scoperta del giacimento e la dimostrazione della sua sfruttabilità segnano il passaggio dalla prima alla seconda fase.

In gran parte del mondo, e praticamente in tutti i Paesi europei, compresa l'Italia, la proprietà dei giacimenti di idrocarburi è oggi dello Stato, ed esiste una normativa che ne regola la ricerca e lo sfruttamento.

E' lo Stato, quando non esercita direttamente tali attività in regime di monopolio, che dispone del potere discrezionale di scelta dei titolari del diritto di ricerca e che, nel caso di ritrovamento, assicura ad essi un diritto di sfruttamento, mediante l'attribuzione di una concessione. In alcuni casi la legge ed i regolamenti fissano praticamente ogni dettaglio della condotta dell'attività e dei rapporti tra lo Stato e l'operatore, lasciando un ristrettissimo margine a un possibile negoziato tra l'Amministrazione e il futuro titolare; in altri casi invece esiste solamente una

---

(1) Cfr. R. Brasseur, Législation et fiscalité internationalés des hydrocarbures, Technip, Paris, 1975.

(2) Così ad esempio è frequente che il proprietario stipuli un vero e proprio contratto di affitto (*lease*) con un ricercatore che, per un periodo di tempo determinato, acquista il diritto di « lavorare » (*working interest*), ossia di svolgere operazioni di ricerca nell'area oggetto del contratto, in cambio di una somma iniziale (*cash bonus*), di un canone annuale (*rental*) e di una quota dell'eventuale prodotto (*royalty*). A sua volta il detentore del working interest può cederlo ad un terzo (con un contratto detto di *farm-out*), che si impegna ad eseguire o proseguire, in tutto o in parte, i lavori di ricerca a proprie spese, riservando in caso di successo una quota del prodotto (*overriding royalty*) al primo ricercatore.
Questi particolari tipi di contratto, ed altri ancora che sarebbe lungo elencare, nati dal sistema del « diritto di accesso », sono stati introdotti dagli operatori americani anche negli Stati dove la legislazione è ispirata ad un sistema diverso; si viene così ad equiparare in pratica il diritto di ricerca che lo Stato attribuisce ad un operatore al working interest derivante dall'affitto del diritto minerario.
In questi casi si può avere una vera e propria cessione del titolo minerario (soggetta all'autorizzazione dell'Autorità competente) o un accordo privato tra le parti, che non altera i diritti ed i doveri del titolare originario verso lo Stato.

legge-quadro nell'ambito della quale vengono negoziate convenzioni particolari per ogni titolare.

2.2 Giacimenti sottomarini

La possibilità tecnologica e la convenienza economica di sfruttare le risorse minerarie del fondo e sottofondo marino fino a pochi decenni fa sussistevano solamente in casi particolarissimi, localizzati nell'immediato fuoricosta delle aree petrolifere già note (California, Golfo del Messico, Venezuela).

La situazione è rapidamente evoluta, a cominciare dagli anni '50, e oggi (1976) si può ritenere che circa la metà dell'attività di ricerca venga svolta in mare, mentre circa il 20% della produzione di petrolio e il 14% di quella di gas proviene da giacimenti sottomarini.

Questa situazione di fatto ha posto immediatamente il problema dell'estensione della giurisdizione mineraria marina degli Stati rivieraschi. Va ricordato infatti che la piena sovranità degli Stati rivieraschi si estende, tradizionalmente, soltanto al *mare territoriale* immediatamente adiacente alla costa. Questo mare territoriale, istituito principalmente per motivi militari e doganali, ha però una limitata estensione, in generale fino a non più di 12 miglia (22 km ca.) di distanza dalla costa; fanno eccezione diversi Stati sud-americani e africani che rivendicano una estensione di ben 200 miglia (360 km ca.).

Nel 1958 la Conferenza delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare adottò una Convenzione specifica (entrata in vigore nel 1964, dopo l'adesione di un numero sufficiente di Stati) con la quale fu introdotto il concetto giuridico di *piattaforma continentale* definita come: « fondo e sottofondo delle aree marine adiacenti alla costa, ma esterne al mare territoriale, fino alla profondità di 200 metri o, oltre a questo limite, fino a dove la profondità delle acque sovrastanti consenta lo sfruttamento delle risorse naturali ». Nella stessa Convenzione fu affermato il diritto esclusivo dello Stato rivierasco a cercare e sfruttare le risorse naturali della piattaforma continentale di sua pertinenza.

La piattaforma continentale si identifica quindi, dal punto di vista giuridico, con il suolo e sottosuolo coperto dalle acque marine e adiacente al mare territoriale sul quale lo Stato rivierasco possiede diritti sovrani di ricerca e sfruttamento. Nella definizione della Convenzione del 1958, la piattaforma non ha un limite ben determinato verso l'alto mare; i 200 metri di profondità di acque devono essere intesi come limite minimo, mentre il limite massimo è condizionato dallo stato di evoluzione delle tecnologie marine, cioè ad un fattore variabile nel tempo.

Nel 1958, lo stato della tecnica delle operazioni marine permetteva lo sfruttamento delle risorse del fondo e sottofondo fino al limite di poche decine di metri, e i 200 metri di profondità sembravano un obiettivo molto lontano da raggiungere. Il problema della definizione rigorosa del limite esterno della piattaforma oltre i 200 metri si poneva quindi in termini più teorici che pratici. Oggi la situazione è radicalmente mutata: le tecniche e i mezzi a disposizione permettono di cercare e sfruttare le risorse delle aree con acque più profonde di 200 metri ed esiste la prospettiva di poter operare fino alle profondità oceaniche entro tempi forse non lontani. E' quindi necessario stabilire una delimitazione più precisa della giurisdizione degli Stati rivieraschi.

Dai lavori della terza Conferenza delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare, attualmente in corso, emerge una ben definita tendenza verso l'ampliamento dell'area di questa giurisdizione, area che è stata ridefinita come « *zona economica* » e che verrebbe delimitata in base ad un criterio obiettivo di distanza dalla costa (200 miglia marine, ossia circa 360 km). Entro questa zona economica lo Stato rivierasco godrebbe dei completi diritti di sfruttamento delle risorse economiche minerarie e biologiche del fondo, del sottofondo e delle acque sovrastanti. Nella maggioranza dei casi una zona economica di questa ampiezza verrebbe a comprendere, dal punto di vista geografico-geologico, sia la piattaforma continentale che la scarpata (fig. 13), spingendosi addirittura nelle piane abissali.

Nei mari interni, come il Mediterraneo, dove in nessun punto la distanza tra le coste opposte è maggiore di 400 miglia, tutta l'area marina sarebbe praticamente spartita fra le zone economiche degli Stati rivieraschi.

Diverso è il caso degli oceani, dove vastissime zone centrali sarebbero escluse dalla giurisdizione degli Stati; i diritti di esplorazione e sfruttamento delle risorse economiche di queste aree sarebbero riservati ad una « Autorità internazionale del fondo marino » costituita dagli Stati aderenti ad una Convenzione specifica.

Questi orientamenti emersi dai lavori della Conferenza dovranno essere concretati in una serie di Convenzioni, che sostituiranno le precedenti, se e quando saranno accettate da un numero sufficiente di Stati. Nel contempo però i singoli Stati rivieraschi procedono all'estensione e alla delimitazione della propria giurisdizione econo-

mica sul mare attraverso atti unilaterali o accordi bilaterali con gli Stati confinanti, creando così delle situazioni di fatto irreversibili (3).

2.3 **Normativa legale**

Lo sviluppo delle risorse minerarie nazionali è uno degli obiettivi prioritari della politica economica di tutti gli Stati; è compito degli organi legislativi emanare norme specifiche che permettano di raggiungere questo obiettivo.

Il Legislatore deve peraltro tenere conto sia degli orientamenti politici generali che della situazione tecnica di fatto; di conseguenza la normativa per la ricerca e la coltivazione degli idrocarburi è notevolmente diversa nei diversi Stati e, anche nello stesso Paese, essa viene periodicamente modificata per adeguarsi all'evoluzione dei fattori che la condizionano.

Nei Paesi dove esiste la pluralità e la concorrenza delle iniziative, la facoltà di ricercare e produrre idrocarburi viene attribuita ai singoli operatori mediante titoli minerari. I parametri che caratterizzano i titoli minerari sono diversi (superficie, durata, obblighi connessi, fiscalità), e diverse possono essere le modalità di applicazione della normativa connessa; il Legislatore deve operare delle scelte, dalle quali potranno derivare effetti diversi. E' quindi essenziale che le scelte stesse siano realistiche e coerenti con gli obiettivi che ci si propone di raggiungere.

Nei paragrafi che seguono si esamineranno le premesse tecniche ed economiche che condizionano la normativa dei titoli minerari e si riassumeranno e confronteranno le caratteristiche di tale normativa nei principali Paesi europei.

Per comodità di esposizione verranno considerati separatamente gli aspetti tecnici (superficie, durata, obblighi di lavoro) e quelli fiscali (tasse e diritti fissi, canoni, royalties, imposte sul reddito).

2.3.1 *Titoli minerari*

Si è visto come le operazioni per la ricerca e la produzione di idrocarburi siano raggruppabili in quattro fasi successive, caratterizzate da diversi obiettivi:

— prospezione geologica e geofisica	identificazione degli obiettivi minerari e della trappola;
— esecuzione di pozzi esplorativi	accertamento dell'esistenza del giacimento;
— programmazione e realizzazione dello sviluppo	realizzazione delle strutture necessarie per la produzione;
— produzione	estrazione e commercializzazione degli idrocarburi, fino all'esaurimento delle riserve.

L'esercizio delle operazioni relative alle varie fasi di attività viene consentito mediante l'attribuzione di titoli minerari, che possono essere di tipo diverso (v. tab. 7).

In diversi Paesi l'attività di prospezione (limitata quindi ai soli rilievi geologici e geofisici) è consentita anche mediante uno speciale titolo minerario specifico non esclusivo. Questo titolo, di norma, non costituisce motivo di diritto o preferenza per l'eventuale successiva attribuzione di titoli minerari esclusivi. In alcuni Paesi europei (Italia, Francia, Germania, Olanda, Groenlandia (4), Austria, Spagna, Grecia) l'attività esclusiva di ricerca e quella di produzione vengono regolamentate da titoli separati e successivi; in altri (Gran Bretagna, Norvegia, Svezia, Danimarca, Belgio, Portogallo, Grecia, Malta) un solo titolo minerario consente tutti i tipi di attività.

Anche in quest'ultimo caso però vengono stabilite delle scadenze precise per le varie fasi dell'attività; non vi è quindi differenza pratica tra il regime dei due titoli e quello del titolo unico; in entrambi i casi si ha la successione di due fasi ben distinte, che corrispondono ad obblighi e diritti diversi del permissionario, e quanto accade durante la prima fase condiziona la realizzazione o meno della seconda. Nell'analisi dei fattori tecnici e della loro influenza è quindi possibile e pratico trattare il permesso esclusivo di ricerca insieme alla prima fase del titolo unico, e la concessione esclusiva di coltivazione insieme alla seconda fase del titolo unico.

2.3.2 *Permesso non esclusivo di prospezione*

Con questo titolo minerario (che non tutte le legislazioni europee prevedono), viene regolamentata una possibile attività di prospezione preliminare che l'operatore intende svolgere senza assumere obblighi precisi verso lo Stato

(3) Dal 1° marzo 1977 è entrata in vigore negli Stati Uniti la legge che estende i diritti esclusivi di pesca di quel Paese a 200 miglia di distanza dalla costa. Questo atto unilaterale sancisce l'inizio dell'applicazione del principio della zona economica; è facile prevederne l'estensione dai diritti di pesca (più urgenti e attuali) a quelli minerari (non ancora direttamente minacciati) e l'esempio sarà certamente seguito da altri Paesi; tra i Paesi europei, la Francia ha già ufficialmente comunicato tale sua intenzione.
(4) La normativa vigente in Groenlandia differisce da quella applicata nel restante territorio di sovranità danese.

Tabella 7

Tipi di titolo minerario

Titolo	Attività permesse			NOTE
	Prospezione	Pozzi esplor.	Sviluppo e prod.	
1) *Permesso non esclusivo di prospezione.* (Francia, Grecia, Groenlandia, Gran Bretagna, Irlanda, Italia, Malta, Norvegia, Olanda, Spagna).	si	no	no	non costituisce motivo specifico di preferenza per l'attribuzione di successivi titoli esclusivi nella stessa area.
2) *Permesso esclusivo di prospezione.* (Gran Bretagna, solamente in terraferma).	si	no	no	costituisce, nella prassi, motivo di preferenza per la successiva attribuzione della concessione di ricerca e produzione.
3) *Permesso esclusivo di ricerca.* (Austria, Francia, Germania, Grecia, Groenlandia, Italia, Olanda e Spagna).	si	si	no	
4) *Concessione esclusiva di coltivazione* (Gli stessi Paesi di 3).	si	si	si	viene concesso di norma ai titolari di permessi esclusivi di ricerca *dopo* la scoperta di un giacimento.
5) *Permis d'exploitation H.* (Francia).	si	si	si	viene concesso per la coltivazione di giacimenti «non commerciali» o di economicità incerta.
6) *Concessione esclusiva di ricerca e produzione.* (Belgio, Danimarca, Grecia, Gran Bretagna, Malta, Norvegia, Portogallo, Svezia).	si	si	si	

(salvo quello di comunicare alle Autorità l'andamento ed i risultati dei lavori).

L'obiettivo della prospezione preliminare così condotta è di solito l'ottenimento di dati orientativi sulle caratteristiche geologiche e quindi sull'interesse minerario di un'area relativamente vasta (presenza e spessore dei bacini sedimentari, caratteristiche strutturali principali, ecc.), allo scopo di poter meglio decidere se e dove richiedere successivamente dei permessi di ricerca esclusivi.

Questo tipo di titolo minerario è anche utile al detentore di un permesso di ricerca esclusivo che voglia estendere la prospezione oltre i confini del permesso stesso per meglio inquadrarlo e correlarlo nel contesto geologico regionale.

Il permesso non esclusivo di prospezione non ha un limite di estensione, ma esso *non* può evidentemente coprire le aree dove il diritto della prospezione sia accordato in esclusiva ai titolari di permessi di ricerca.

La durata di questo titolo è di solito limitata (6 mesi in Olanda e Grecia; 1 anno in Italia; 2 anni in Francia e in Irlanda, per l'offshore; 3 anni in Gran Bretagna, Norvegia e Malta; 5 anni in Groenlandia), ma ne è consentito il rinnovo.

La prospezione preliminare viene talvolta condotta in vaste aree inesplorate (tipicamente nelle zone di offshore di nuova apertura), allo scopo di ottenere elementi di valutazione mineraria e di accelerare l'esplorazione. Talvolta tale esplorazione preliminare viene eseguita dallo Stato stesso, ed i dati vengono successivamente messi a disposizione dei ricercatori interessati, a pagamento (come nel caso di Malta) o gratuitamente (come nel caso dell'Italia).

2.3.3 *Permesso esclusivo di prospezione*

E' un tipo di titolo minerario che esiste solamente in Gran Bretagna, e limitatamente alla terraferma. Consente lo stesso tipo di attività del permesso non esclusivo e, nella prassi se non nel diritto, assicura la successiva attribuzione della concessione esclusiva di ricerca e produzione.

Può essere considerato quindi come una prima fase, non obbligatoria e non vincolante, della concessione stessa, che permette al titolare di usufruire di un periodo di tempo supplementare (tre anni con possibilità di rinnovo per altri tre anni) per lo svolgimento della prospezione.

2.3.4 *Permesso esclusivo di ricerca* (e prima fase della concessione esclusiva di ricerca e produzione)

Il permissionario acquista, per un certo periodo di tempo, il diritto-dovere esclusivo di esplorare una determinata area, con la possibilità di eseguire la prospezione geologica e geofisica e uno o più pozzi esplorativi. Gli è inoltre assicurato, in caso di ritrovamento commerciale, il diritto di ottenere una concessione esclusiva di coltivazione dei giacimenti rinvenuti, alle condizioni determinate dalle leggi minerarie o da specifici accordi.

Il permesso di ricerca ha quindi lo scopo di regolamentare la fase più critica dell'attività mineraria, quella nella quale l'operatore corre il massimo rischio e dalla quale dipende la possibilità della scoperta.

E' indispensabile che l'*estensione* del permesso di ricerca sia tale da assicurare la ragionevole probabilità dell'esistenza, nel suo ambito, di almeno una « trappola », ed è anche indispensabile che la *durata* del permesso sia tale da permettere di svolgere in modo razionale le operazioni necessarie per identificare questa trappola (ossia la prospezione) e per eseguire i pozzi esplorativi necessari per verificarne il contenuto. Sarebbe facile realizzare queste condizioni concedendo permessi di estensione e durata grandissime o addirittura illimitate, ma questo contrasterebbe con l'esigenza di evitare la monopolizzazione del territorio disponibile a favore di uno o pochi operatori, e con l'interesse che la ricerca venga svolta con la maggior rapidità compatibile con i tempi tecnici. L'estensione spaziale e temporale del permesso di ricerca esclusivo viene quindi normalmente limitata, ed i limiti massimi sia che vengano fissati dalla legge, sia che vengano determinati caso per caso dalla Autorità competente, vengono stabiliti tenendo conto delle condizioni tecniche obiettive.

I limiti di spazio e di tempo non sarebbero peraltro sufficienti a garantire allo Stato che la ricerca venga effettivamente svolta in modo sollecito ed efficiente; si richiede quindi al permissionario *l'impegno di svolgere un programma di lavoro* che prevede l'esecuzione di determinate operazioni entro tempi stabiliti.

L'effettivo svolgimento dei lavori previsti dal programma può essere facilmente verificato mediante il controllo delle spese relative; in questo caso il permissionario è tenuto ad assumersi degli *impegni minimi di spesa*, commisurati al programma dei lavori.

La dimensione areale del permesso, la sua durata, gli impegni di lavoro e di spesa sono caratteristiche del titolo minerario che possono essere considerate separatamente nel corso di una analisi; quando però si vogliano valutare i possibili effetti delle normative sulla condotta dell'esplorazione, è necessario tener conto congiuntamente di tutti questi elementi, legati tra loro da rapporti di tipo tecnico ed economico.

Dimensioni areali

Il ricercatore che chiede un permesso di ricerca in una determinata area non ha, né può avere, la certezza che nel sottosuolo di quell'area si trovi un giacimento; egli ritiene però probabile che nell'area possano esistere, ed essere identificabili, una o più situazioni di « trappola », esplorabili mediante dei pozzi che accerteranno l'esistenza o meno di accumuli di idrocarburi.

La dimensione areale del permesso deve quindi essere tale da poter comprendere una o più trappole, secondo una stima ragionevole basata sulla grandezza e frequenza delle trappole stesse. Tale stima peraltro non è facilmente effettuabile; grandezza e frequenza delle trappole variano da regione a regione e, anche nell'ambito di un bacino petrolifero, vi sono aree « ricche », con giacimenti grandi e frequenti, aree « povere », con giacimenti piccoli e sparsi, ed aree sterili, senza trappole o con trappole « vuote ».

In una zona ancora vergine alla ricerca la stima è quasi impossibile; si possono solamente tentare dei paragoni, per analogia con altre zone di caratteristiche geologiche ritenute simili; analogie necessariamente vaghe e aleatorie perché basate su elementi insufficienti (5).

La situazione cambia, e gli elementi di stima divengono più precisi, quando la ricerca è giunta ad un certo stadio di maturità e cominciano ad essere note le caratteristiche geologiche generali della zona; solamente quando la ricerca è quasi esaurita (almeno per quanto riguarda un determinato tema di ricerca in una determinata fase di progresso tecnologico), si hanno tutti i dati necessari per la valutazione statistica della frequenza e grandezza delle trappole.

---

(5) Queste similitudini contengono un largo margine di incertezza anche quando sono effettuate da veri competenti; divengono assolutamente inattendibili quando nascono dalla fertile inventiva di « esperti » di estrazione giornalistica. È in questi casi d'obbligo il paragone con il Texas, il Medio Oriente o il Mare del Nord, ossia con bacini petroliferi di dimensioni e ricchezza eccezionali. Sono stati così presentati all'opinione pubblica con l'etichetta di « Texas italiani » la Pianura Padana, la Sicilia, l'Abruzzo, ecc., ignorando in buona o mala fede, l'esistenza di termini di paragone meno prestigiosi ma certamente più numerosi e realistici come, in Europa, il bacino di Vienna, quello tedesco della Molassa subalpina, quello Pannonico in Jugoslavia e Ungheria, quello dell'Aquitania in Francia che, se non altro, come dimensioni e condizioni geologiche hanno maggiori somiglianze con le situazioni italiane.