

**PAESI DETENTORI DI RISERVE DI GREGGIO SUPERIORI A 1,5 MILIARDI
DI BARILI E LORO PRODUZIONE NEL 1996**

PAESI	RISERVE al 31.12.1996 (Miliardi di Bbl)	PRODUZIONE 1996 (Milioni di Bbl/g)
ARABIA SAUDITA (*)	258,703	8,094
IRAQ	100,000	0,600
EMIRATI ARABI UNITI	98,100	2,217
KUWAIT (*)	94,000	2,061
IRAN	88,200	3,668
VENEZUELA	64,477	2,958
C.I.S.	57,000	6,939
MEXICO	49,775	2,856
LIBIA	29,500	1,400
CINA	24,000	3,154
STATI UNITI	22,457	6,477
NIGERIA	20,828	2,072
ALGERIA	9,200	0,818
NORVEGIA	8,422	3,101
INDIA	5,814	0,656
ANGOLA	5,412	0,697
INDONESIA	5,167	1,378
OMAN	5,138	0,884
ZONA NEUTRA	5,000	—
CANADA	4,898	1,834
MALESIA	4,300	0,700
REGNO UNITO	4,293	2,621
BRASILE	4,200	0,790
YEMEN	4,000	0,355
EGITTO	3,879	0,925
QATAR	3,700	0,483
COLOMBIA	3,500	0,623
SIRIA	2,500	0,603
ARGENTINA	2,226	0,780
ECUADOR	2,115	0,385
ROMANIA	1,606	0,136
AUSTRALIA	1,560	0,537
CONGO	1,506	0,210

(*) Le produzioni di Arabia Saudita e Kuwait includono ciascuna il 50% della produzione della Zona Neutra.
Fonte: Oil & Gas Journal.

Il ruolo delle grandi società petrolifere e la nascita dell'OPEC

L'OPEC (Organization Petroleum Exporting Countries) che raccoglie 12 paesi esportatori di petrolio, è nata nel 1960.

Fino ad allora il dominio delle società petrolifere straniere era assoluto: dalla produzione, alla raffinazione alla distribuzione.

Il prezzo del greggio era fissato dal cartello delle grandi società petrolifere straniere (guidato dalle cosiddette Sette Sorelle).

I paesi produttori si ribellarono a questa situazione e costituirono l'OPEC che raccoglie i seguenti stati: Arabia Saudita, Emirati Arabi, Kuwait, Libia, Algeria, Gabon, Indonesia, Venezuela, Qatar, Nigeria, Iran, Iraq. L'Ecuador è uscito nel 1992 e anche il Gabon vorrebbe uscirne.

Fu subito guerra aperta fra l'OPEC e le società petrolifere. Nei loro rapporti possiamo distinguere tre fasi:

- una prima fase, negli anni sessanta, nei quali la prevalenza è ancora delle società petrolifere straniere. L'OPEC cerca di organizzarsi, ma stenta a partire.
- Una seconda fase, negli anni settanta, quando l'OPEC prende gradatamente il sopravvento sollecitata dai cosiddetti falchi, che sono quei paesi dove la rivoluzione ha portato alla ribalta regimi rivoluzionari: Algeria, Libia e Iraq. Anche gli altri paesi, cosiddetti moderati, si comportano da estremisti in tema di prezzi petroliferi, come la Nigeria e l'Iran dello Scià.
- Una terza fase, negli anni ottanta, nei quali si ha una ripresa delle società petrolifere: questo periodo è tutt'ora in corso e si dovrebbe arrivare a un nuovo equilibrio fra stati produttori e società petrolifere straniere.

Negli anni settanta avvengono le nazionalizzazioni che permettono agli stati produttori di acquisire almeno una parte dell'olio prodotto e di entrare quindi nel mercato delle vendite del greggio, fino ad allora riservato alle società petrolifere straniere.

Enrico Mattei aveva cercato, alla fine degli anni cinquanta, di prevenire il pericolo di una frattura fra stati produttori e società petrolifere. Propose una formula che associava lo stato alle operazioni di produzione, su un piede di parità con la società straniera.

Così nacquero i contratti dell'AGIP in Iran, in Egitto, in Tunisia, in Nigeria, in Libia. Ma restarono fatti isolati in uno scenario sempre dominato dalle grandi società anglo-americane che si opposero con tenacia alle aperture di Mattei.

E quando nel 1973, la guerra del Kippur, fra Israele e l'Egitto, portò alla chiusura del Canale di Suez con il conseguente choc petrolifero, l'OPEC era già abbastanza forte per dettar legge. Produceva allora oltre 30 milioni di b/g, la metà della produzione mondiale, il 70% del greggio esportato.

Dall'Ottobre al Dicembre di quell'anno il cartello impose aumenti che portarono il prezzo del greggio dai 2 \$/b ai 15 \$/b, mentre la Libia, dove quattro anni prima il colonnello Gheddafi aveva preso il potere, iniziava quel processo di nazionalizzazioni che si estendeva poi rapidamente agli altri paesi.

Occorre però notare che si trattava sempre di nazionalizzazioni parziali (a parte l'Algeria che aveva mandato via le società straniere nel 1971).

Lo stato prendeva generalmente almeno il 51% di partecipazione, lasciando alla società straniera il compito di operare l'associazione società-stato produttore.

E anche nei paesi più radicali, si trovò un *modus vivendi* che permetteva alle società petrolifere di lavorare, anche se non più con quella libertà assoluta che aveva contraddistinto il decennio precedente.

Da notare che il regime di Tripoli, quando nazionalizzò tutte le società petrolifere al 51%, usò un diverso approccio con l'AGIP, che già da alcuni anni aveva ceduto il 50%

allo stato libico secondo la formula Mattei. E ancora oggi, a distanza di oltre 20 anni, l'AGIP è l'unica società petrolifera in Libia che ha una posizione paritetica con l'ente petrolifero di stato nella concessione a terra di Bu Attifel (concessioni 100 e 82). Una conferma questa che se negli anni cinquanta le tesi di Mattei avessero avuto seguito, forse tanti choc petroliferi non si sarebbero verificati.

La nascita - nei paesi produttori - delle società petrolifere di stato

Con il sorgere dell'OPEC, incominciarono a nascere nei paesi produttori, le compagnie petrolifere di stato, che dovevano poi rivelarsi le grandi antagoniste delle società petrolifere straniere.

La NIOC in Iran era già nata negli anni cinquanta (conseguenza del "terremoto" Mossadeq) e la EGPC nell'Egitto di Nasser. Negli anni 60 sorsero la SONATRACH in Algeria, la PERTAMINA in Indonesia, la PETROMIN in Arabia Saudita, la INOC in Iraq, la NOC in Libia e poi all'inizio degli anni settanta la NNPC in Nigeria e via via negli altri paesi.

L'OPEC, procedendo negli anni settanta alle nazionalizzazioni al 51%, contava - proprio basandosi sulle compagnie di stato - di introdursi nelle operazioni petrolifere. Riusciva in effetti a scalzare molte posizioni tenute dalle società petrolifere, conquistando soprattutto l'accesso alla commercializzazione dell'olio. Però le ambizioni dell'OPEC andavano più lontano. Dopo infatti aver acquisito esperienza sperava, in un futuro non molto lontano, di sostituirsi completamente alle società petrolifere straniere, anche nel campo della ricerca e della produzione.

Erano gli anni nei quali il prezzo del greggio saliva in continuazione, toccando all'inizio del 1981 i 40 \$/barile. L'ultimo balzo era un effetto della rivoluzione iraniana che colpiva uno dei maggiori produttori dell'OPEC: nel 1979 l'Iran produceva infatti 6 milioni di b/g una cifra che si riduceva di colpo a un terzo anche per le conseguenze della guerra con l'Iraq.

I programmi ambiziosi dell'OPEC erano quindi basati sul consolidamento e l'espansione delle società petrolifere di stato, espansione che poi non si è realizzata. E la situazione attuale è quanto mai deludente a questo riguardo per i paesi produttori, che hanno ora compreso che il loro futuro esiste solo attraverso una collaborazione con le società petrolifere straniere.

La nascita dell'OAPEC

Sulla spinta dell'esempio dell'OPEC e per un più stretto coordinamento del mondo medio orientale, i paesi arabi esportatori di petrolio crearono nel 1974 l'OAPEC (Organization Arab Petroleum Exporting Countries): oltre ai paesi già OPEC come Algeria, Iraq, Arabia Saudita, Emirati, Libia, Kuwait, aderiscono gli altri paesi arabi produttori di Petrolio, anche se minori come Egitto, Oman, Qatar, Tunisia, Siria, Bahrain e recentemente lo Yemen. La Tunisia si è successivamente ritirata.

L'OAPEC si propose soprattutto il traguardo ambizioso di creare società di servizi nei diversi settori di attività petrolifera, tradizionalmente tenuti da grosse società contrattiste occidentali: perforazione, geofisica, interventi ai pozzi, assistenza geologica, ecc. Un programma che a distanza di anni è fallito completamente. Questo disegno faceva parte di uno più ampio di un'integrazione economica del mondo arabo.

L'OAPEC, come del resto l'OPEC, si sono sempre proposti di sostituirsi completamente alle società petrolifere straniere per l'esplorazione e produzione in modo poi da dominare il mercato.

Questo programma, iniziato alla fine degli anni settanta avrebbe dovuto svilupparsi negli anni ottanta. Ma è miseramente fallito. Alle difficoltà tecniche si sono aggiunte le forti rivalità esistenti all'interno del mondo arabo.

La crisi petrolifera, che ha fatto precipitare i prezzi a partire dal 1981, è stata poi decisiva, prosciugando le risorse finanziarie dei paesi produttori. Questo fallimento ha messo ancora di più drammaticamente a nudo i problemi del mondo petrolifero. In particolare si è constatato che i paesi produttori non possono fare a meno dell'opera delle grandi società petrolifere, che assicurano oltre tutto lo sviluppo tecnologico necessario, indispensabile per l'economicità di un settore che richiede l'impiego di mezzi sempre più efficienti e tecnologicamente avanzati.

Così vediamo che paesi come l'Algeria e la Libia, che negli anni settanta guidavano l'oltranzismo nei confronti delle società petrolifere straniere, stanno modificando il loro atteggiamento e favoriscono l'ingresso di tali compagnie nell'esplorazione e produzione nei

loro paesi. La Siria, un paese che si sta affacciando da pochi anni al mondo della produzione petrolifera, è in prima linea con tale atteggiamento accomodante, nonostante il suo noto oltranzismo in politica estera. Ed è proprio la Shell che con i suoi recenti successi sta rilanciando il futuro petrolifero della Siria.

La guerra del Golfo e il crescente peso dell'Arabia Saudita nella regione e nel mondo arabo

La guerra del Golfo alla fine degli anni 80, causata dall'invasione irakena del Kuwait, ha sconvolto gli equilibri all'interno del mondo arabo e di quello petrolifero.

Non è questa la sede per esaminare le origini e le motivazioni di quel conflitto.

Ci limitiamo però ad accennare a due conseguenze fondamentali:

- l'ingresso degli Stati Uniti, come forza militare nel Medio Oriente, da cui erano stati sempre esclusi;
- la crescente importanza dell'Arabia Saudita in quello scacchiere geografico, nel mondo arabo e nell'OPEC.

In seguito a questa nuova situazione, gli Stati Uniti stanno imponendo un loro modello politico che prevede la progressiva eliminazione dei poli estremisti nella regione, dopo la sconfitta dell'Irak.

L'Arabia Saudita ha rafforzato notevolmente le sue posizioni conservatrici, ma deve fare i conti con l'Iran, suo antagonista di sempre, che le contende il ruolo di potenza regionale.

La situazione è complicata dal fenomeno dell'integralismo islamico, spezzato a sua volta in correnti spesso strumentalizzate dai diversi gruppi politici che cercano di insidiare i regimi al potere nei diversi paesi arabi.

I contratti petroliferi e la loro evoluzione

1) I diritti minerari sono dello Stato

Dato che lo Stato è dovunque proprietario dei diritti minerari, per cercare e produrre petrolio è necessario che le società petrolifere arrivino ad accordi con i singoli Stati (solo negli Stati Uniti il cittadino proprietario del suolo è anche proprietario del sottosuolo).

Da qui nascono i contratti, la cui evoluzione è legata alla storia mondiale del petrolio.

2) La legislazione in mare

Lo Stato esercita la giurisdizione non solo sulla terra emersa, ma anche sul mare territoriale, che normalmente non si estende oltre 12 miglia marine (circa 22 chilometri) dalla costa. Al di là delle acque territoriali lo Stato può però ancora esercitare diritti sovrani di esplorazione e sfruttamento delle riserve naturali della "piattaforma continentale", cioè del suolo e sottosuolo di quelle zone adiacenti alla terra emersa e che ne costituiscono il naturale prolungamento sottomarino. Il limite esterno di queste zone, definito fino a tempi recenti (Convenzione 1958) come il limite di profondità entro il quale è possibile lo sfruttamento operativo delle risorse, è precisato più esattamente dalla Convenzione sul Diritto del Mare del 1982, che lo identifica con l'orlo del "margine continentale", ossia quell'area sottomarina che circonda i continenti e confina con le grandi piane abissali che costituiscono la parte più profonda degli oceani; l'ampiezza di questa zona non può peraltro superare le 350 miglia marine (circa 650 chilometri). Lo Stato rivierasco avrà però diritti esclusivi di sfruttamento delle risorse naturali dell'area marina che si estende fino a 200 miglia dalla costa (circa 370 chilometri), a prescindere dall'ampiezza del margine continentale, nel caso che adotti per la propria zona di mare costiero il principio della "Zona Economica Esclusiva".

Quando le coste di due Stati si fronteggiano a distanza inferiore a 400 miglia (circa 740 km) (come nel caso del Mediterraneo) oppure se due Stati hanno una "piattaforma continentale" comune, i limiti saranno stabiliti da trattati internazionali tra gli Stati interessati, che gli altri Stati sono tenuti a rispettare. E qui sono nate molte controversie che spesso sono andate all'Alta Corte di Giustizia dell'Aia. Ricordiamo quella fra Libia e Malta e l'altra fra Libia e Tunisia. Entrambe provocarono tensioni che sconfinarono quasi nel campo miliare.

3) In che cosa consiste un contratto petrolifero

Chi intende cercare e produrre del petrolio in una determinata area deve quindi ottenere dallo Stato il diritto di farlo. È necessario stipulare un contratto, nel quale vengano chiaramente stabiliti diversi punti: l'area cui il contratto si riferisce; la durata del contratto stesso; gli impegni minimi di lavoro e/o di spesa (ossia quanto l'operatore si impegna a fare e/o a spendere per esplorare l'area che gli viene affidata); la ripartizione della produzione, ossia quanto del petrolio prodotto spetterà alla Compagnia petrolifera e quanto allo Stato in caso di scoperta; la fiscalità, ossia le tasse che la Compagnia dovrà pagare allo Stato sui propri ricavi.

In diversi Paesi (ad esempio in Italia), i termini del contratto sono già rigidamente predeterminati da leggi petrolifere molto dettagliate e non esiste di conseguenza un vero e proprio negoziato tra l'operatore e lo Stato. In molti altri Paesi invece i singoli punti del contratto sono trattabili entro limiti più o meno ampi e la conclusione del contratto stesso è preceduta da un negoziato che spesso si protrae per diversi mesi.

La Compagnia si impegna nel periodo esplorativo che ha una durata limitata dai 3 ai 5 anni, per un certo numero di lavori (sismica e pozzi), per un valore definito, espresso generalmente in dollari.

La Compagnia petrolifera deve talvolta impegnarsi a versare allo Stato somme notevoli anche nel caso che la ricerca non abbia successo; è questo il caso del bonus di firma, somma che viene versata all'atto della firma del contratto e che può ammontare anche a qualche decina di milioni di dollari; in caso di concorrenza l'entità del bonus di firma può essere l'elemento determinante per vincere la gara. Così pure, quando la ricerca petrolifera si svolge in Paesi in via di sviluppo, è frequente che alla Compagnia venga richiesto di impegnarsi in programmi di sviluppo industriale, di istruzione o in aiuti di altro genere.

L'acquisizione dei diritti minerari comporta anche, di regola, il pagamento di canoni di affitto (rentals) proporzionati all'area nella quale si svolge l'esplorazione.

Nel caso che la ricerca abbia successo e che si giunga alla produzione di petrolio i benefici allo Stato diventano naturalmente assai più consistenti e possono assumere diverse forme. A volte c'è l'impegno a versare dei bonus di produzione, quando la produzione

raggiunga determinati livelli; questi bonus ammontano normalmente a diversi milioni di dollari. Le altre clausole sono poi diverse a seconda del tipo di contratto che poi vedremo.

4) *L'evoluzione dei contratti petroliferi*

Praticamente in questo campo, anche se l'evoluzione è stata continua, si possono classificare diverse fasi, che corrispondono a quelle verificatesi nella storia dei rapporti fra stati produttori e società petrolifere straniere.

a) *I primi contratti di concessione*

All'inizio del secolo, e fino alla fine degli anni quaranta, le Compagnie petrolifere statunitensi ed europee che si erano impegnate in attività minerarie al di fuori dei confini dei propri Paesi, avevano acquisito le prime "concessioni" in molte di quelle aree che dovevano poi dimostrarsi tra le più ricche di petrolio.

I contratti che regolavano queste concessioni erano caratterizzati da una durata molto lunga (60-70 anni), dalla grande estensione delle aree (centinaia di migliaia di chilometri quadrati, spesso l'intera superficie del Paese), dalla libertà delle Compagnie per quanto riguardava le attività da svolgere per esplorare l'area e per produrre il petrolio eventualmente rinvenuto, e da un limitato beneficio per lo Stato ospite, al quale venivano normalmente corrisposte le royalties (una tassa fissa sull'olio prodotto) e un'imposta sul reddito. In questa fase si è avuta una prevalenza completa delle società. In molti casi del resto si aveva a che fare con paesi dallo scarso (o nullo) peso politico, in genere legati strettamente a forti paesi colonizzatori. Citiamo il caso dell'Arabia Saudita, dove l'Aramco (costituita da quattro grandi società americane Exxon, Mobil, Chevron, Texaco) aveva il monopolio nel Paese da sempre molto legato politicamente agli USA. E l'altro dell'Iran, monopolio dell'Anglo-Iranian, formata dal consorzio anglo-olandese BP e Shell che dominava anche in Iraq e poi in Nigeria.

b) *Una prima evoluzione dei contratti di concessione*

Nella seconda metà degli anni cinquanta molti paesi produttori petroliferi del Terzo Mondo acquistano l'indipendenza e quelli che già l'avevano, ma erano sotto una "tutela indiretta" dei paesi occidentali, incominciano a dare segni di autonomia.

Trainante a questo proposito è l'esempio dell'Iran dove il colpo di stato di Mossadeq (1951) inizia a intorbidare le acque nel mercato petrolifero, anche se poi la meteora Mossadeq è destinata a cadere nel giro di due anni.

Gli Stati produttori agivano però in modo isolato: aumenta comunque il livello di tassazione, ma la situazione resta sempre saldamente in mano alle compagnie straniere.

c) *La nascita dell'OPEC*

Negli anni sessanta, con la nascita dell'OPEC, i contratti segnarono una continua evoluzione, con un inasprimento delle clausole e un aumento del livello di tassazione.

Ma le società petrolifere straniere mantengono sempre una posizione di preminenza.

Comunque il vecchio "regime delle concessioni", creato in una situazione storica assai diversa legata a regimi politici di protettorato, era destinato a finire con la decolonizzazione, la crescente indipendenza politica dei Paesi esportatori e l'aumento vertiginoso del consumo di petrolio. I Paesi esportatori aumentarono così i loro profitti, sia come conseguenza dei maggiori livelli di produzione sia soprattutto rinegoziando i vecchi contratti e ottenendone maggiori benefici; si arrivò alla formula del fifty/fifty, con la spartizione paritetica dei profitti tra Stato e Compagnia petrolifera.

d) *Divampa la lotta fra OPEC e società petrolifere*

È negli anni settanta che l'azione dell'OPEC prende sempre più piede. Nascono ovunque le compagnie nazionali di stato, aumentano i livelli di tassazione che toccano l'85% del profitto delle società, iniziano le nazionalizzazioni. Inoltre, ulteriore aggravio per le compagnie, i ricavi soggetti a tassazione vengono calcolati non sul prezzo del greggio venduto, ma su uno maggiore, chiamato posted price. E sul valore da dare a questo posted price si svolgono aspre lotte fra Stati e compagnie.

C'è un'ulteriore evoluzione dei contratti di concessione mentre imperversa l'ondata delle nazionalizzazioni.

Lo Stato, pur lasciando alle Compagnie petrolifere l'onere del rischio dell'esplorazione, si riserva di partecipare alla produzione con quote paritetiche o maggioritarie ed il margine di profitto delle Compagnie si è molto ridotto, mentre sono stati progressivamente inaspriti gli altri termini economici e le norme operative.

Gli Stati produttori, arrivando ad avere l'accesso all'olio, entrano nel mercato che in precedenza era stato praticamente in mano esclusivamente alle società petrolifere. I contratti sanciscono questa situazione.

È ormai guerra aperta fra Stati produttori e società. Gli Stati produttori si rendono

conto però che non possono fare a meno - almeno per il momento - dell'opera delle società petrolifere, che hanno la tecnologia e gli uomini necessari.

e) *I contratti di "production sharing"*

Nascono negli anni settanta i contratti di "ripartizione della produzione" (production sharing) e quelli cosiddetti di servizio. Nel primo caso la compagnia petrolifera straniera si comporta come un trattantista: fa l'esplorazione a suo rischio in un periodo, che è definito appunto esplorativo e che ha una durata limitata, in genere 3 o 5 anni, prolungabili di qualche anno a determinate condizioni. In tale periodo esplorativo la società è impegnata a eseguire determinati lavori a suo costo e rischio: sismica e pozzi. Se si trova petrolio il contratto passa nella fase di sviluppo e produzione, che permette appunto lo sviluppo dei giacimenti scoperti e la loro produzione. La durata di questa fase è di 15 o 20 anni eventualmente estendibile. La società recupera tutti i costi (sia esplorativi, sia di sviluppo, sia quelli successivi chiamati operativi, cioè necessari per la produzione) attraverso l'olio prodotto. Questa parte di olio che la società ritira si chiama cost oil. Poi c'è un'altra parte della produzione che va alla società straniera come profitto e compenso del rischio minerario (si chiama profit oil). Il resto della produzione va alla compagnia di Stato che figura come firmataria dell'accordo insieme alla società straniera.

f) *I contratti di servizio*

Nei contratti di "servizio", la posizione di trattantista della Compagnia operatrice è ancora più evidente; anche in questo caso i diritti minerari sono attribuiti alla Compagnia di Stato del Paese ed il rischio della esplorazione è a totale carico della Compagnia operatrice, che provvede anche allo sviluppo delle eventuali scoperte. La produzione non viene ripartita, ma è formalmente consegnata alla Compagnia di Stato. È peraltro previsto che la Compagnia operatrice possa essere remunerata in natura (cioè col petrolio prodotto) o che possa utilizzare la sua remunerazione in denaro per acquistare una quota del petrolio prodotto. Non vengono corrisposte royalties, ma è dovuta la tassa sul reddito.

Vi sono infine dei contratti di servizio "senza rischio", stipulati dopo la nazionalizzazione delle vecchie concessioni (ad es. nel Kuwait, nell'Arabia Saudita, nel Qatar) nei quali la Compagnia petrolifera ex titolare della concessione viene remunerata per prestare la sua assistenza alla Compagnia di Stato nelle operazioni di estrazione e commercializzazione; parallelamente vengono stipulati dei contratti di acquisto di petrolio a lungo termine (di solito con una Compagnia affiliata dalla ex titolare). La Compagnia conserva così in pratica (anche se a condizioni diverse) quella disponibilità di petrolio che in precedenza

aveva in virtù dei suoi diritti di Concessionaria.

Nei tipi di contratto cui si è accennato (e dei quali esistono numerose varianti), la effettiva ripartizione degli utili dipende dal valore di vari parametri che vengono fissati caso per caso; la tendenza storica della loro evoluzione è comunque quella della massimizzazione dei profitti dello Stato e della sua partecipazione e controllo diretto nella fase della produzione.

g) I vantaggi dei contratti di production sharing e di servizio

Con i contratti di production sharing o di servizio, le società straniere si mettono legalmente al riparo dalle nazionalizzazioni perché non hanno la proprietà legale dell'olio prodotto. Ma acquisiscono un diritto attraverso i servizi prestati.

Questo tipo di contratto dilaga e si può dire che oggi tutti i nuovi contratti con paesi del Terzo Mondo sono di production sharing, che hanno anche il merito di rendere le società straniere libere da tasse che sono sostituite da un prelievo della produzione da parte della compagnia di stato. È così possibile arrivare a stabilire l'economicità di un contratto, che è legata solo al prezzo dell'olio e non più all'atteggiamento degli stati produttori che attraverso le imposizioni fiscali limitavano (e a volte annullavano) il profitto delle società.

Restano ancora per alcuni paesi i vecchi contratti di concessione, preesistenti al 1973, anno in cui hanno incominciato a espandersi i production sharing.

In determinati casi, gli Stati - con l'accordo delle società - hanno preferito cambiare anche i vecchi contratti di concessione in production sharing: così in Egitto, dove nel 1976-1978 si è operata la trasformazione.

In Libia invece coesistono i due tipi di contratti. L'AGIP - per esempio - ha la produzione del giacimento di Bu Attifel (vicino all'oasi di Gialo) e di altri sempre a terra nella stessa area (concessioni 100 e 82), in regime di concessione, con un accordo che risale al 1960 e confermato nel 1972 (quello appunto che rispecchia la formula Mattei, con la partecipazione al 50% dell'ente petrolifero di Stato e che è passato indenne attraverso la bufera delle nazionalizzazioni del 1973). Ha poi il giacimento in mare di Buri (160 km a NW di Tripoli) in regime di production sharing firmato nel 1974.

Nei paesi europei e dell'America del Nord continuano a vigere invece gli antichi accordi di concessione.

h) Miglioramento dei contratti per le società petrolifere

Gli anni ottanta vengono caratterizzati dalla crisi petrolifera conseguente al crollo dei

prezzi del 1981. E quindi si assiste ad una graduale ripresa della forza delle società petrolifere straniere nei confronti di un OPEC sempre più in difficoltà.

Le Compagnie petrolifere mantengono del resto una rilevante forza contrattuale, basata sulle loro collaudate capacità organizzative, su un capitale di conoscenze e di know-how tecnico (dovuto a decenni di esperienza ed allo sviluppo, all'interno delle Compagnie stesse, di tecnologie di avanguardia), sul controllo dei mercati di distribuzione ed infine sulla disponibilità di capitali e sulla volontà di rischiarli.

Gradatamente i paesi produttori prendono conoscenza della indispensabilità delle società petrolifere straniere.

I contratti riflettono questo mutato atteggiamento dei paesi produttori e migliorano le clausole per attirare le società straniere.

Così si garantisce un più rapido recupero dei costi attraverso un'elevazione del cost oil, mentre gli stati produttori offrono più consistenti quote di profit oil.

Per quei contratti di concessione ancora rimasti, cade il concetto del posted price che tante lotte aveva originato negli anni 70 e nei primi anni 80. Dal 1985 il ricavo delle vendite è calcolato sul valore effettivo del greggio venduto.

Le associazioni (Joint Ventures)

Un'altra novità degli anni settanta è stata quella delle associazioni (Joint Ventures) fra società petrolifere straniere e Stati produttori (attraverso le loro compagnie nazionali). Novità però che non ha fatto che riprendere la formula Mattei degli anni cinquanta.

In genere i contratti di production sharing prevedono che durante la fase esplorativa, il lavoro è svolto interamente dalla società straniera, che ne sopporta i costi e il rischio (se non trova petrolio cioè tutto l'investimento esplorativo fatto è perduto). Trovato però il giacimento petrolifero, questo viene sviluppato e messo in produzione da un'associazione fra società straniera e compagnia di Stato.

Da citare il caso egiziano: dove l'AGIP svolge il lavoro esplorativo attraverso la sua controllata IEOC. Una volta trovato il petrolio nella concessione, si costituisce un'associazione: è nata così la Petrobel, fra IEOC e EGPC (Egyptian General Petroleum Corporation, l'ente petrolifero di Stato egiziano) che sviluppa e produce i campi del Sinai (Belayim) che producono annualmente oltre 200.000 barili al giorno di olio. La Petrobel ha preso il posto, nel 1978, della COPE società costituita dall'EGPC e IEOC nel 1958.

Spesso la società straniera non è sola a operare nell'ambito di un contratto. Ma si associa con altre società petrolifere straniere con un accordo di Joint Venture, da cui risulta che una del gruppo fa l'operatore, mentre le altre sono partner dell'associazione. Contribuiscono tutte alle spese in proporzione alla percentuale di associazione e ritirano l'olio sulla base della stessa percentuale.

Ormai in quasi tutti i paesi le società petrolifere straniere si presentano sempre in gruppi: per una divisione dei costi e anche per un rafforzamento tecnologico dell'associazione che beneficia così di esperienze di più società per una stessa avventura. E sono gli stessi stati produttori che favoriscono queste Joint Ventures fra società straniere.

Possiamo citare, per quanto riguarda l'AGIP, il caso della Cina dove dal 1984 opera nel mare di fronte a Canton una Joint Venture Agip-Chevron-Exxon, denominata appunto ACT dalle iniziali delle tre società, con 1/3 di partecipazione ciascuno. L'ACT che sta ancora svolgendo il lavoro d'esplorazione, ha già trovato diversi giacimenti petroliferi che sono in produzione dal 1990.

In uno stesso paese una società può essere presente in diverse Joint Venture.

Possiamo citare il caso dell'Angola, dove l'AGIP è presente in tre associazioni:

- Blocco 1 (production sharing):	AGIP	50%	(operatore)
	ELF	25%	(francese)
	PETROGAL	10%	(portoghese)
	INA NAFTAPLIN	7.5%	(jugoslavia)
	INA NAFTAGAS	7.5%	(jugoslavia)

Ha trovato il giacimento di Safuerio in produzione.

- Blocco 3 (production sharing):	ELF	50%	(operatore)
	MITSUBISHI	25%	(giapponese)
	AGIP	15%	
	INA NAFTAPLIN	5%	
	INA NAFTAGAS	5%	

Ha trovato diversi giacimenti, alcuni in produzione altri in via di sviluppo. La produzione complessiva della Joint Venture è di 180.000 b/g.

- Cabinda (contratto di concessione):	CHEVRON	39.2%	(americana-operatore)
	ELF	10.0%	
	AGIP	9.8%	
	SONANGOL	41%	(ente petrolifero di Stato angolano).

La produzione della Joint Venture è di 420.000 b/g.

La quota di olio di diritto Agip da tutte le Joint Ventures in Angola è di 60.000 barili al giorno ed è destinata ad aumentare man mano che entreranno in produzione giacimenti già scoperti e che sono in corso di sviluppo.

AGIP è anche nei blocchi ("acque profonde") 14 e 15 con il 20% ciascuno, ancora in fase esplorativa.

Il rischio minerario

È opportuno sottolineare il fatto che il rischio minerario, cioè l'eventualità che non trovando petrolio in un determinato accordo, tutte le spese esplorative sono perdute, è sempre a totale carico della società straniera.

Per questo motivo gli Stati produttori, anche nel pieno delle dispute più accese con le società petrolifere straniere, hanno sempre cercato di evitare atteggiamenti di rottura con loro.

La società straniera infatti, con i suoi investimenti a rischio e impiegando tecnologie sempre più sofisticate, trova i giacimenti petroliferi, cioè una ricchezza che per la maggior parte va a beneficio dello Stato che la ospita.

Soprattutto in questi ultimi anni, nei quali il mercato petrolifero in crisi ha spesso scoraggiato le società petrolifere a diminuire gli investimenti esplorativi, si è assistito al moltiplicarsi dei tentativi dei paesi del Terzo Mondo per incoraggiare l'esplorazione petrolifera, cercando di attirare le società straniere offrendo incentivi.

Citiamo il caso illuminante dell'Algeria, che nove anni dopo l'indipendenza, aveva nazionalizzato completamente tutte le società petrolifere presenti nel paese (1971). Da

quell'anno, sono state scarse le scoperte petrolifere, perché l'esplorazione si era molto ridotta, in mancanza di società straniere. Fu così che nel 1987 l'Algeria cambiò strategia con una nuova legge petrolifera. L'AGIP è stata la prima a tornare e ha fatto numerose scoperte petrolifere. L'Agip ha dato nuovo impulso alla sua attività con la firma di un nuovo accordo di production sharing, firmato il 15 Dicembre 1987, che ha sostituito un vecchio contratto di concessione che prevedeva clausole la cui applicazione non avrebbe permesso che la produzione fosse remunerativa per la società straniera (ed è stato il primo production sharing firmato dall'Algeria). L'Agip attualmente produce in Algeria, in associazione con la Sonatrach, 50.000 b/g di olio e i programmi sono per una rapida crescita.

Il rischio minerario è sempre elevato, ma è legato alla regione prescelta dove fare le ricerche. È logico che una regione in cui è già stato trovato olio ha meno rischio di un'altra dove non sono state fatte scoperte petrolifere.

Questo è il motivo per cui l'attenzione è maggiormente rivolta verso alcuni paesi anziché altri.

Infatti anche se sono assolate le condizioni perché ci sia il petrolio (presenza di rocce adatte a contenere il petrolio e la certezza che questo si sia generato, ed è quindi presente nell'area), è quanto mai difficile trovarlo, se prima non si arriva a definire la cosiddetta "chiave", cioè a conoscere il tipo di struttura che in quella regione può contenere petrolio. Una volta fatta una scoperta petrolifera in una regione fino ad allora sterile, si tratta di cercare con l'aiuto della sismica situazioni strutturali analoghe.

La storia della ricerca petrolifera è illuminante in proposito. Nel Mare del Nord, ad esempio, per molti anni la ricerca fu sterile, fin quando nella seconda metà degli anni sessanta il consorzio AGIP-PHILLIPS ha trovato il giacimento di Ekofisk nell'offshore norvegese. Dopo tale scoperta è stato un seguito di successi, ottenuti cercando situazioni analoghe a quella che aveva fatto registrare la prima scoperta.

Nell'Africa Occidentale, le notevoli scoperte degli ultimi anni in Angola hanno rilanciato l'intera regione che sta vedendo un notevole incremento di attività esplorativa (oltre che nell'ex colonia portoghese, nella Nigeria, nel Congo e nel Gabon).

Deludente invece finora la ricerca nell'Africa Centro-Orientale. Ma anche qui dopo decenni di insuccessi, qualcosa si sta muovendo, dopo le scoperte effettuate in

Sudan dalla Chevron all'inizio degli anni 80. Lo sviluppo di questi ritrovamenti è però bloccato dalla situazione politica per i contrasti etnici fra Nord e Sud del paese. Proprio in questi ultimi mesi si ha notizia che perfino in un paese politicamente difficile come il Chad, la forte Joint Venture costituita da Esso-Chevron-Shell sta registrando successi sulla cui estensione è prematuro esprimersi. Ed è in progetto un pipeline lungo oltre 1.000 km che porti l'olio dal Chad all'Atlantico attraverso il Camerun.

Va detto che dove il rischio minerario è elevato, le condizioni contrattuali offerte dallo Stato sono più favorevoli.

Per questo una società petrolifera diversifica le sue aree d'intervento. Anche se la maggior parte della ricerca finisce per svolgersi in regioni già riconosciute come petroliere.

La ricerca petrolifera e i paesi OPEC e non OPEC

La politica estremista dei paesi OPEC maturata negli anni 70, unita al rischio delle nazionalizzazioni, ha determinato un incremento dell'attività esplorativa nei paesi non OPEC che ha portato a notevoli successi. Basti pensare al Mare del Nord, che ha iniziato a produrre alla fine degli anni sessanta e ora ha una produzione complessiva di 3,7 milioni di barili di olio al giorno. Sicché con il progressivo rafforzamento fra i produttori di petrolio di paesi non OPEC come Norvegia, Gran Bretagna, Egitto, Cina, Messico (insieme a una diminuzione dei consumi in conseguenza a una politica di risparmi energetici), la quota OPEC sulla produzione mondiale è andata diminuendo: dai 30 milioni di barili al giorno che i paesi dell'OPEC producevano nei primi anni 80, ora si è passati ai 25 milioni di barili al giorno.

Le riserve di petrolio, però, come già rilevato sono per la maggior parte nei paesi OPEC (78%) e di queste ben il 66% nei paesi OPEC del Medio Oriente.

Il mondo occidentale ha cercato e sta cercando di ovviare a questo problema, favorendo la ricerca nei paesi non OPEC. Del resto la produzione non OPEC attualmente è elevata (70%), rispetto a quella OPEC (30%) e questo porta a un più rapido esaurimento delle riserve non OPEC. Sicché in un futuro più o meno lontano le previsioni sono per un ritorno delle produzioni OPEC a livelli e percentuali più consistenti.

Si parla sempre di un possibile nuovo shock petrolifero negli anni futuri, anche per la notevole diminuzione della produzione americana che passa da 8,7 milioni di b/g nel 1986 a 6,2 milioni di b/g nel 2000. Gli USA diventeranno quindi sempre più un paese importatore di petrolio. Nel 2000 importeranno il 50% di olio, contro il 30% nel 1986.

Su questo pesa indubbiamente il rallentamento dell'attività di ricerca (non ritenuta più remunerativa), soprattutto negli Stati Uniti, una tendenza che sta mettendo in crisi l'intera industria petrolifera.

Le grandi società petrolifere comunque continuano a essere fortemente impegnate nel campo esplorativo, proprio per perseguire questa diversificazione delle regioni dalle quali provengono i rifornimenti petroliferi. L'attuale corsa a prendere concessioni nelle repubbliche dell'ex URSS rientra in questa ottica per diminuire il peso dei rifornimenti petroliferi dal Medio Oriente, come vedremo poi più in dettaglio.

C'è da notare che i paesi OPEC - soprattutto quelli più radicali - hanno capito che occorre abbandonare l'intransigenza della fine anni settanta se vogliono consolidare la loro posizione di preminenza nelle quote mondiali di riserve petrolifere.

Anche perché all'interno dell'OPEC la posizione dell'Arabia Saudita è schiacciante per quanto riguarda le riserve: oltre il 60% delle riserve di olio OPEC le appartengono. E forse anche di più se è vero che le riserve ufficiali saudite sono sottostimate.

Così si spiegano le aperture segnalate proprio in questi ultimi tempi da Algeria e Libia per attirare società petrolifere straniere.

D'altro canto impressionanti e molto significativi sono alcuni dati statistici riguardanti la Libia. Esaminando il numero di impianti di perforazione in attività in quel paese (è un buon parametro per avere una misura dell'attività petrolifera), questo è passato da 80 impianti nel 1968 (un anno prima della rivoluzione di Gheddafi) a 40 nel 1979 e agli attuali 20.

Questa è una conferma del declino della ricerca, quando le condizioni politiche ed economiche non favoriscono il suo svolgimento da parte delle società petrolifere straniere.

La conseguenza è che le riserve petrolifere di un paese diminuiscono, se non vengono reintegrate quelle prodotte.

L'interesse delle società petrolifere internazionali alle repubbliche dell'ex URSS, e alla Cina

Una situazione nuova è intervenuta all'inizio degli anni 90 con il disfacimento dell'Unione Sovietica. Le repubbliche che ne facevano parte, divenute indipendenti, hanno aperto quei ricchi bacini petroliferi alle società occidentali per cercare, attraverso l'appoggio delle loro tecnologie e finanziamenti, di avere una valorizzazione delle notevoli risorse di olio e gas, trovando quel sostegno finanziario necessario per il loro sviluppo.

L'Unione Sovietica era il paese con la maggiore produzione petroliera del mondo. Negli anni 80 aveva toccato i 12 milioni di barili al giorno.

La grave crisi politica unita alla mancanza di tecnologie aggiornate, ha fatto crollare la produzione. E nel 1993 si aggira sui 7 milioni di barili al giorno.

Le società petrolifere internazionali hanno visto nella loro espansione in quei bacini, finora chiusi alla partecipazione straniera, la possibilità di rafforzare la produzione petrolifera al di fuori della zona calda del Medio Oriente.

Tutte le società petrolifere internazionali hanno cercato così in questi ultimi anni di entrare nelle repubbliche dell'ex URSS. E ancora una volta l'AGIP si è trovata in prima posizione nel tracciare una strada nuova nell'up stream petrolifero, entrando insieme alla British Gas nel Kazakhstan, per lo sviluppo del giacimento a gas e condensato di Karagiakana. Inoltre l'AGIP è nel Consorzio Internazionale per lo sviluppo della parte kazaka del Mar Caspio. Ed è presente nell'Azerbaijan per lo sviluppo - insieme ad altri partner - di due giacimenti nella parte azera del Caspio.

Interesse hanno manifestato le grandi compagnie petrolifere internazionali per il Xinjiang, la regione nord occidentale cinese aperta recentemente alla ricerca straniera da parte del regime di Pechino. L'Agip è presente in due blocchi, dove opera dal 1994 insieme ad altri partner.

IL GAS NATURALE

Dove si trova

È in giacimenti analoghi a quelli petroliferi. Si può trovare o associato con il petrolio e quindi è prodotto con questo (associated gas) o è da solo, eventualmente con alcuni liquidi in sospensione (condensati), che vengono separati prima che il gas sia trasportato a destinazione attraverso i pipeline.

Come si trova

I metodi d'indagine sono gli stessi che per il petrolio. Del resto prima di fare il pozzo che porterà alla eventuale scoperta del giacimento, non si può dire con sicurezza se questo è a olio o a gas.

Ci sono naturalmente regioni nelle quali è più facile trovare gas, altre invece che sono tendenzialmente a olio. Così nella Valle Padana e nell'Adriatico si ha maggiore probabilità di trovare gas che olio. Anche se in Valle Padana la ricerca più recente ha individuato giacimenti a olio a forti profondità (oltre 5.000 metri, vicino Milano).

Le riserve di gas e la produzione nel mondo

A fine 1994 le riserve stimate di gas nel mondo erano di 146.000 miliardi di metri cubi.

La produzione commercializzata di gas nel mondo è stata, sempre nel 1994, di oltre 2.100 miliardi di metri cubi.

Accanto a questo gas che viene venduto, se ne producono almeno altri 500 miliardi di metri cubi l'anno che viene bruciato o reiniettato nel giacimento. Occorre dire però che le statistiche al riguardo fornite dai paesi produttori (soprattutto OPEC) non sono veritiere, soprattutto per il gas bruciato, dato che queste quantità denunciano una inefficienza e un dispendio di energia.

Dei 2.100 miliardi di metri cubi commercializzati, solo 275 miliardi vengono esportati. Questo significa che la maggior parte del gas viene consumata vicino ai luoghi di produzione. Sono però in fase di sviluppo i grandi progetti che porteranno il gas dai più lontani luoghi di produzione a quelli di consumo. Fra questi citiamo quello dell'LNG nigeriano, nel quale è presente l'AGIP, che porterà il gas da Bonny, vicino Port Harcourt, fino in Europa.

Occorre aggiungere che molte delle riserve di gas sono state rinvenute quasi sempre senza fare una specifica ricerca a gas. Se si dovesse sviluppare la ricerca nei bacini più chiaramente gassiferi, le riserve aumenterebbero considerevolmente. Un esempio lo si è avuto in Egitto, dove grazie alla Clausola Gas, inserita nei contratti di concessione nei primi anni 80 su suggerimento dell'AGIP, le riserve di gas egiziane sono balzate ora al livello di 400 miliardi di metri cubi, sufficiente per sostenere progetti di esportazione. Occorre segnalare al riguardo le notevoli scoperte effettuate in questi ultimi anni dalla IEOC (AGIP) nel Mediterraneo, davanti alle coste egiziane, prospicienti il Delta del Nilo. La IEOC aveva fatto la prima scoperta di gas in Egitto nel 1967, trovando il giacimento di Abu Madi, nel Delta del Nilo.

PRINCIPALI PAESI DETENTORI DI RISERVE DI GAS NATURALE
(Miliardi di metri cubi)

PAESI	RISERVE al 31.12.1995	PRODUZIONE COMMERCIALIZZATA 1995	ESPORTAZIONI 1995	
			GASDOTTI	METANIERE
C.I.S.	58.500	704,21	117,40	—
IRAN	20.963	35,10	0,10	—
QATAR	7.070	13,60	—	—
EMIRATI ARABI UNITI (*)	5.831	30,13	4,60	6,78
ARABIA SAUDITA	5.341	40,34	—	—
STATI UNITI	4.653	529,94	2,50	1,65
VENEZUELA	4.012	26,29	—	—
ALGERIA	3.690	58,10	19,37	18,11
INDONESIA	3.520	63,10	—	33,11
NIGERIA	3.474	4,46	—	—
IRAQ	3.360	3,15	—	—
AUSTRALIA	3.176	27,61	—	9,81
NORVEGIA	3.000	30,44	27,81	—
MALESIA	2.407	29,79	1,50	12,94
CINA	2.060	17,03	—	—
MEXICO	1.916	26,59	0,17	—
OLANDA	1.815	78,35	40,85	—
CANADA	1.800	158,61	79,09	—
KUWAIT	1.494	5,97	—	—
LIBIA	1.313	6,34	—	1,49
REGNO UNITO	700	75,40	0,93	—
PAKISTAN	690	18,22	—	—
INDIA	686	18,62	—	—
EGITTO	645	12,43	—	—
ARGENTINA	532	25,09	—	—
YEMEN	481	—	—	—
COLOMBIA	443	5,10	—	—
PAPUA NUOVA GUINEA	428	0,05	—	—
ROMANIA	407	19,20	—	—
BRUNEI	400	9,35	—	8,43
PERÚ	340	0,93	—	—
BANGLADESH	329	7,35	—	—
TRINIDAD-TOBAGO	328	7,59	—	—
MYANMAR	326	1,75	—	—
ITALIA	305	20,38	—	—
OMAN	283	4,84	0,25	—
SIRIA	236	4,79	—	—
THAILANDIA	235	10,41	—	—
VIETNAM	229	1,34	—	—
GERMANIA	220	20,21	4,89	—

(*) Stato formato da sette Emirati. I valori di dettaglio degli Emirati produttori, espressi in miliardi di metri cubi, sono:

Abu Dhabi	5.380	20,47	—	6,78
Sbarjah	303	7,72	4,60	—
Dubai	117	1,90	—	—
Ras Al Khaimah	31	0,04	—	—

Fonte: Cedigaz "Natural gas in the world" 1996 survey.

L'importanza del gas nel quadro dei consumi energetici

Fino a subito dopo la seconda guerra mondiale, il gas naturale era scarsamente utilizzato. E questo soprattutto per una caratteristica legata alla sua commercializzazione: il gas infatti ha bisogno di essere trasportato con un sistema rigido, cioè con un pipeline fino al luogo di utilizzazione. Il petrolio invece, una volta portato al mare, può essere inviato facilmente ovunque con le petroliere. Per molti anni quindi il gas è stato trascurato e veniva utilizzato solo quando si trovava in regioni dove poteva essere utilizzato: come in Valle Padana, dove fu scoperto durante l'ultima fase della seconda guerra mondiale, e il suo utilizzo ha contribuito non poco all'industrializzazione dell'Italia.

Poi, alla fine degli anni 60, si è introdotto il sistema di liquefare il gas naturale (LNG = liquified natural gas). Questo viene portato dal luogo di produzione in un porto attraverso un pipeline. Liquefatto, viene trasportato con navi (chiamate metaniere) nel porto del paese di utilizzo. Qui viene nuovamente gassificato e introdotto nella rete di metanodotti di distribuzione.

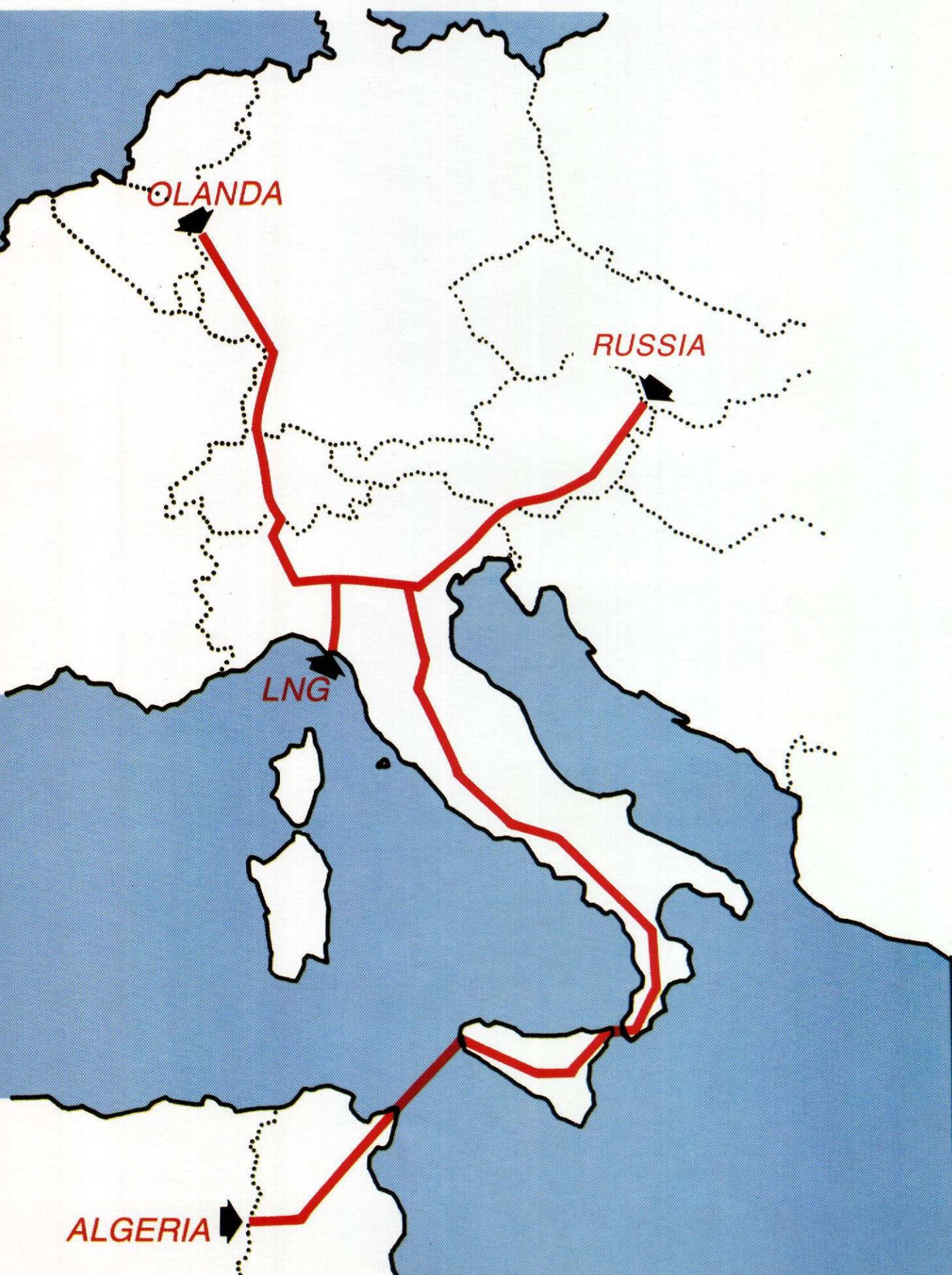
Sono stati anche realizzati grandi pipeline che permettono di portare il gas dal luogo di produzione al mercato di utilizzazione.

Così l'Italia oltre ad avere un gas naturale proprio (che viene principalmente dalla Valle Padana e dall'Adriatico) lo importa da tre sorgenti diverse: dall'Algeria, dall'Olanda e dall'Unione Sovietica.

I consumi di gas italiani sono stati nel 1995 di 55 miliardi di metri cubi l'anno. La provenienza di tale gas è stata:

— dalla produzione italiana AGIP:	18,6 miliardi di metri cubi
— dalla produzione italiana di altre società:	1,8 miliardi di metri cubi
— dall'Algeria:	17,4 miliardi di metri cubi
— dai Paesi Bassi:	3,6 miliardi di metri cubi
— dalla Russia:	13,8 miliardi di metri cubi
	<hr/>
	55,2 miliardi di metri cubi

IMPORTAZIONE DI METANO IN ITALIA



Particolarmente importante la realizzazione del pipeline (transmediterraneo) che ha collegato l'Algeria all'Italia. Questo infatti ha permesso un collegamento fra il gas algerino e l'Europa attraverso l'Italia, attraversando il Mediterraneo, con l'adozione delle tecnologie più avanzate.

Alcuni anni fa l'Italia importava anche circa 3 miliardi di metri cubi l'anno (come gas liquefatto) dalla Libia. Questo poi veniva rigassificato nell'impianto di Panigaglia, vicino La Spezia e immesso nella rete di metanodotti.

Da qualche anno però il contratto è stato interrotto per le richieste elevate di prezzo chieste dalla Libia. Sono stati ritirati solo carichi sporadici per periodi limitati.

Questo episodio è una conferma dei vantaggi della pluralità delle fonti di approvvigionamento. Il consumatore, nel caso specifico l'Italia, non è soggetto così alla volontà del singolo fornitore. Può chiudere una fornitura senza che il quadro generale di rifornimento energetico venga compromesso.

Gli errori del tentativo di radicalizzazione del mercato del gas da parte dei produttori

Il mercato del gas naturale è andato crescendo d'importanza a partire dagli anni settanta quando i paesi industrializzati hanno capito l'importanza di questo tipo di energia, per alcuni usi tecnicamente più vantaggiosa del petrolio e comunque molto più economica.

Alla fine degli anni settanta si è verificato però un fenomeno che ha pesato non poco sullo sviluppo dei consumi del gas. Uno dei maggiori produttori di gas naturale, l'Algeria (attualmente, nonostante la crisi del mercato ne produce 90 miliardi di metri cubi l'anno) ha cercato di legare in modo diretto il prezzo del gas a quello del petrolio che era in forte ascesa. Sicché mentre il prezzo dell'olio arrivava a 40\$ al barile, l'Algeria impostava un'azione per triplicare il prezzo del gas: questo era all'inizio del 1980 sui 2\$ per milione di BTU (è l'unità di misura basata sul potere calorifico: 1 milione di BTU è equivalente a circa 30 metri cubi). Chiedeva oltre 6\$ per milione di BTU.

Si verificava una vera e propria rivoluzione nel mercato del gas. La conseguenza fu un rallentamento nell'espansione dei consumi, mentre le vendite algerine entravano in crisi.

In particolare gli Stati Uniti, dove l'Algeria vendeva elevate quantità di gas liquefatto, disdettava i contratti e si aprivano lunghe contestazioni legali conclusesi solo recentemente.

La conseguenza è stata una grave crisi economica in Algeria provocata dalla forte riduzione delle entrate per la contrazione delle vendite.

Il regime algerino ha dovuto modificare tutta la sua politica economica. E ora, mentre il prezzo del gas è tornato molto vicino in valore assoluto a quello del 1980, l'Algeria si sta avvicinando sempre più al mondo occidentale che è il suo sbocco naturale per la produzione di olio e gas.

La Libia, che all'inizio degli anni ottanta, aveva seguito la stessa politica di prezzi alti, si è trovata praticamente fuori del mercato. Esportava negli anni 70 circa 5 miliardi di metri cubi di gas liquefatto all'anno. Ora ne esporta meno della metà.

I condensati (NGL = natural gas liquids)

Insieme al gas naturale, sono spesso prodotti idrocarburi liquidi (soprattutto propano e butano) che vengono separati in genere prima di immettere il gas nelle reti di trasporto (a volte, dopo trattamento, possono essere anche mescolati con l'olio).

Questi condensati possono aumentare particolarmente d'importanza dato che a volte il gas è molto ricco di liquidi che poi vengono utilizzati per la petrolchimica, per diverse lavorazioni nel down stream petrolifero, per usi domestici e autotrazione. Nel mondo, la produzione di condensati è di circa 2 milioni di barili al giorno e con l'aumento dei consumi (e quindi della produzione) di gas, è destinata a salire.

Va detto che il tetto di produzione stabilito dai paesi OPEC per l'olio non tiene conto dei condensati la cui produzione è pertanto libera.

Le prospettive per il gas: sono tutte per un forte incremento. Abbiamo visto che il decollo dei consumi di gas è avvenuto negli anni settanta (ma in Italia molto prima), quando si

SISTEMA DI TRASPORTO DEL GAS ITALIANO - 1960

lunghezza dei principali metanodotti 4 600 km

Quantita' del gas rifornito $6\,400 \times 10^6 \text{ m}^3$



SISTEMA DI TRASPORTO DEL GAS ITALIANO – 1995

Lunghezza dei principali metanodotti 27.000 km
Quantità del gas rifornito 54 miliardi m³/anno



è capito come questa fonte di energia poteva trovare ampio spazio, rimpiazzando per molti usi l'olio.

Occorreva però risolvere il problema tecnico del trasporto tra i luoghi di produzione e quelli di consumo.

Con gli impianti di liquefazione del gas si dava un notevole impulso alla commercializzazione, che comunque restava sempre, per la maggior parte, limitata alle zone di produzione.

Sotto la spinta dei paesi produttori sono stati realizzati lunghi pipeline che hanno il merito di essere più economici degli impianti di liquefazione.

Ma ancora resta molto da fare. Scorrendo l'elenco della dislocazione delle riserve di gas nel mondo, si vede che molti paesi, soprattutto del terzo mondo, hanno forti quantità non sfruttate. E guardano all'Europa come a un possibile futuro mercato, dove l'espansione dei consumi può favorire le importazioni di gas.

L'ex URSS, che è il paese con più grandi riserve di gas (41.000 miliardi di metri cubi contro 13.800 miliardi degli Stati Uniti) è un grande polo di esportazione. Alla fine degli anni 80 era il paese che esportava maggiori quantitativi di gas: 78 miliardi di metri cubi l'anno. Il suo dissolvimento e la creazione di repubbliche indipendenti accentueranno questa tendenza con l'inserimento delle società petrolifere internazionali.

L'Algeria, che è l'unico paese africano grande attuale produttore di gas, ne esporta circa 30 miliardi di metri cubi, avendo perduto il mercato americano e parte di quello europeo per la già citata sbagliata politica dei prezzi all'inizio degli anni 80.

La Nigeria è l'altro paese africano che è potenzialmente un notevole produttore di gas, che attualmente (quello associato) viene per la maggior parte bruciato. È in progetto un impianto di gas LNG che porterà gas in Europa e al quale partecipa l'AGIP.

Se la politica di commercializzazione da parte dei paesi produttori sarà intelligentemente modulata, il mercato del gas raggiungerà alla fine degli anni novanta traguardi sempre più ambiziosi.

L'espansione del gas in Europa

Il gas naturale viene considerato come il vero vincitore in Europa nel quadro delle sostituzioni di energia che hanno fatto seguito ai due shock petroliferi (1973 e 1979). La sua quota nei consumi energetici europei è passata infatti da poco più del 10% nel 1973 al 18% del 1995.

La progressione è dovuta - oltre a considerazioni di prezzo e di validità tecnica per alcuni tipi di consumi - anche al frutto dello sviluppo senza precedenti della rete europea di gasdotti per il trasporto e la distribuzione delle aree di stoccaggio sotterraneo.

In Italia la rete di metanodotti è passata da 8.000 km del 1970 a 27.000 km del 1995.

E sempre in Italia il gas è passato dall'8% dei consumi energetici italiani totali nel 1970, al 27% del 1995.

Questi stessi fattori favorevoli per il gas dovrebbero continuare nei prossimi decenni, per cui i consumi di gas in Europa che nel 1991 erano circa 264 milioni di Toe (tonnellate di olio equivalente), potrebbero anche raggiungere nel 2000 i 350 milioni di Toe. Una cifra destinata ad aumentare considerevolmente, se si tiene conto che il gas è il miglior sostituto del nucleare, uscito ormai dai piani energetici di molti paesi.

Conclusioni sulle prospettive future per olio e gas

Si è visto che in genere ogni anno si sono scoperte nel mondo all'incirca quantità di petrolio e gas pari a quelle consumate. La ricerca petrolifera si è spostata spesso in aree nuove, aprendo altre regioni che non erano state esplorate sufficientemente in passato.

Basti pensare a tutto l'offshore, alla calotta artica, alle immense distese della Cina

settentrionale, all'Africa centrale e orientale, per citare solo alcune aree che potrebbero riservare notevoli sorprese.

L'impiego poi di tecnologie sempre più avanzate permette un'indagine più efficace in regioni già esplorate dove sarà possibile trovare altri giacimenti.

Estrapolazioni fatte dalle maggiori società petrolifere dicono che alle riserve mondiali di olio già accertate di 1.000 miliardi di barili (sufficienti per un consumo di 35 anni) si possono aggiungere nei prossimi 50 anni almeno altri 1.400 miliardi di barili da scoprire.

Ancora maggiori le prospettive per il gas, che in effetti non è stato mai cercato con determinazione.

Occorre aggiungere che, l'impiego di metodologie di produzione più sofisticate permette un recupero maggiore di olio da giacimenti ritenuti esauriti. È questa la tecnica del cosiddetto "recupero assistito". Non si riesce infatti a produrre interamente tutto l'olio contenuto in un giacimento, ma solo una certa percentuale.

L'olio contenuto in un giacimento si chiama olio in posto; quello che si riesce a produrre olio recuperabile. La riserva recuperabile fino a qualche decennio fa era solo il 15-30% dell'olio in posto. Ora con tecnologie appropriate, che servono soprattutto a mantenere la pressione nel giacimento (attraverso iniezioni d'acqua, di gas) si riesce a portare tale percentuale al 50%. Un tale sistema si chiama recupero secondario.

Ci sono però anche recuperi più spinti (e più costosi) che arrivano a spingere tale percentuale a valori più alti (recupero terziario).

Naturalmente è tutto un problema economico. Occorre vedere se le spese addizionali per consentire un recupero più spinto sono giustificate dalle residue quantità di olio prodotte.

Va ricordato inoltre che le società petrolifere dagli anni settanta hanno incominciato a prediligere - come aree di ricerca - i paesi non OPEC. Per spezzare quel monopolio che - come abbiamo visto - rende sempre più dipendenti i paesi consumatori dai produttori OPEC.

I Paesi OPEC però hanno capito il pericolo e incentivano il ritorno delle grandi compagnie straniere, mettendosi quindi in concorrenza con i paesi non OPEC.

L'ago della bilancia sembra quindi tornato nelle mani delle società petrolifere che con il loro know-how si sono dimostrate indispensabili. E sono riuscite a riequilibrare una situazione che all'inizio degli anni ottanta sembrava pendere in modo definitivo dalla parte dell'OPEC.

La presenza AGIP nel mondo

Oltre che in Italia, l'AGIP è presente in altri 24 paesi in 5 continenti. Ha trovato olio, ha produzione e continua a cercarne oltre che in Italia, nel Mare del Nord (Norvegia e Gran Bretagna), Egitto, Libia, Tunisia, Algeria, Congo, Nigeria, Angola, USA, Cina. È attiva con l'esplorazione in molti altri paesi.

La sua quota di produzione di olio è attualmente di 600.000 b/g mentre quella di gas è di 21,6 miliardi di metri cubi l'anno. Complessivamente la sua produzione ha superato 1 milione di barili di olio equivalente al giorno. Le sue riserve ammontano a 6,5 miliardi di barili di olio equivalente.

Consumi energetici in Italia

Il petrolio e il gas hanno un peso determinante sui consumi energetici italiani. Nel 1995 l'olio ha pesato per 95,4 milioni di tonnellate, il gas per 44,8 su un complesso di consumi energetici che assommano a 171,5 milioni di Toe. Gli idrocarburi quindi pesano complessivamente per l'82% sul bilancio energetico italiano. Una percentuale che sarà difficile diminuire nell'immediato futuro.

Contributo AGIP alla domanda italiana di olio e di gas

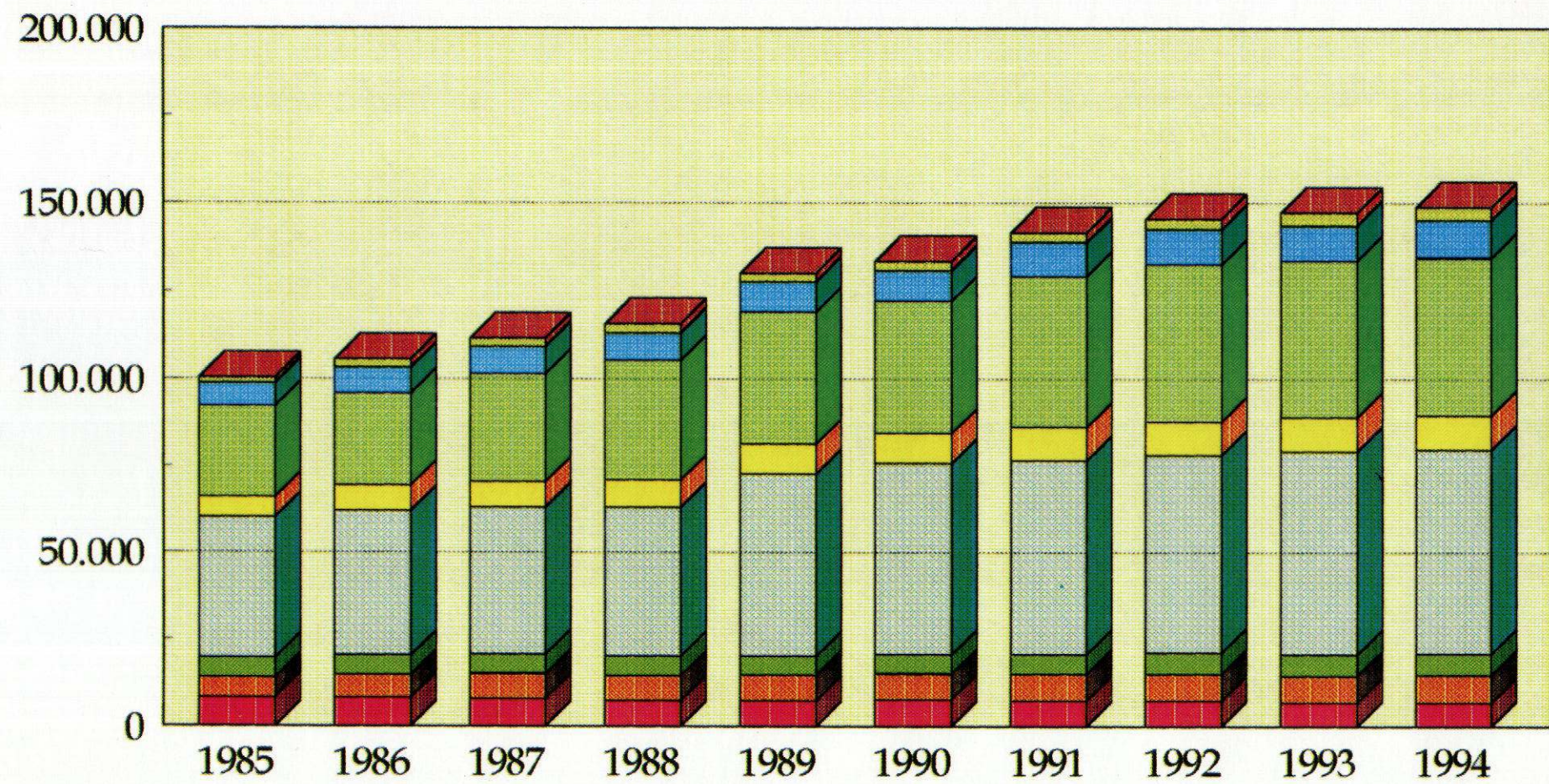
I 600.000 b/g che sono la quota (equity) di olio di spettanza AGIP nelle varie Joint Venture nel mondo, rappresenta poco meno della metà delle quantità di olio che l'AGIP fornisce al mercato italiano (l'altra metà è acquistata).

Rispetto ai consumi italiani, l'equity AGIP (Italia + estero) ha coperto nel 95 il 31,3% dei consumi di olio (29,9 milioni di Toe su 95,4 milioni).

Per il gas, la produzione equity Agip in Italia nel 1995 è stata di 18,4 miliardi di metri cubi pari a 15,4 milioni di tonnellate di olio equivalente. Rappresenta il 34,4% circa dei consumi totali di gas (15,4 milioni di Toe su 44,8). Il resto - come già detto - viene acquistato dalla SNAM che sovrintende alla distribuzione da Paesi Bassi, ex URSS, Algeria permettendo una diversificazione delle fonti di provenienza. Una certa quantità di gas in Italia poi è prodotta da altre società: circa 2 miliardi di metri cubi nel 1995.

RISERVE GAS NEL MONDO

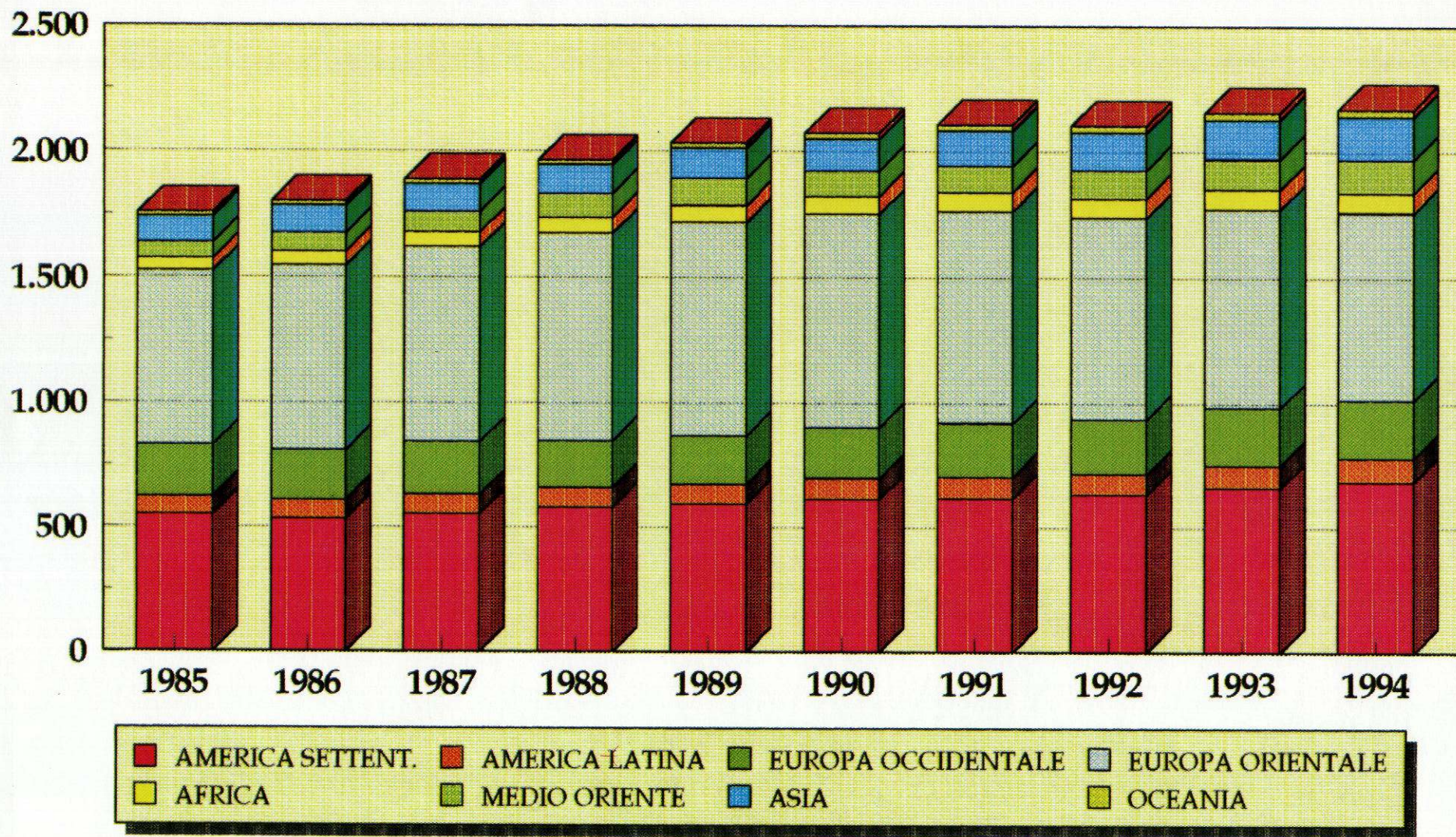
Miliardi di metri cubi
(Aree Geografiche)



- AMERICA SETTENT.
- AMERICA LATINA
- EUROPA OCCIDENTALE
- EUROPA ORIENTALE
- AFRICA
- MEDIO ORIENTE
- ASIA
- OCEANIA

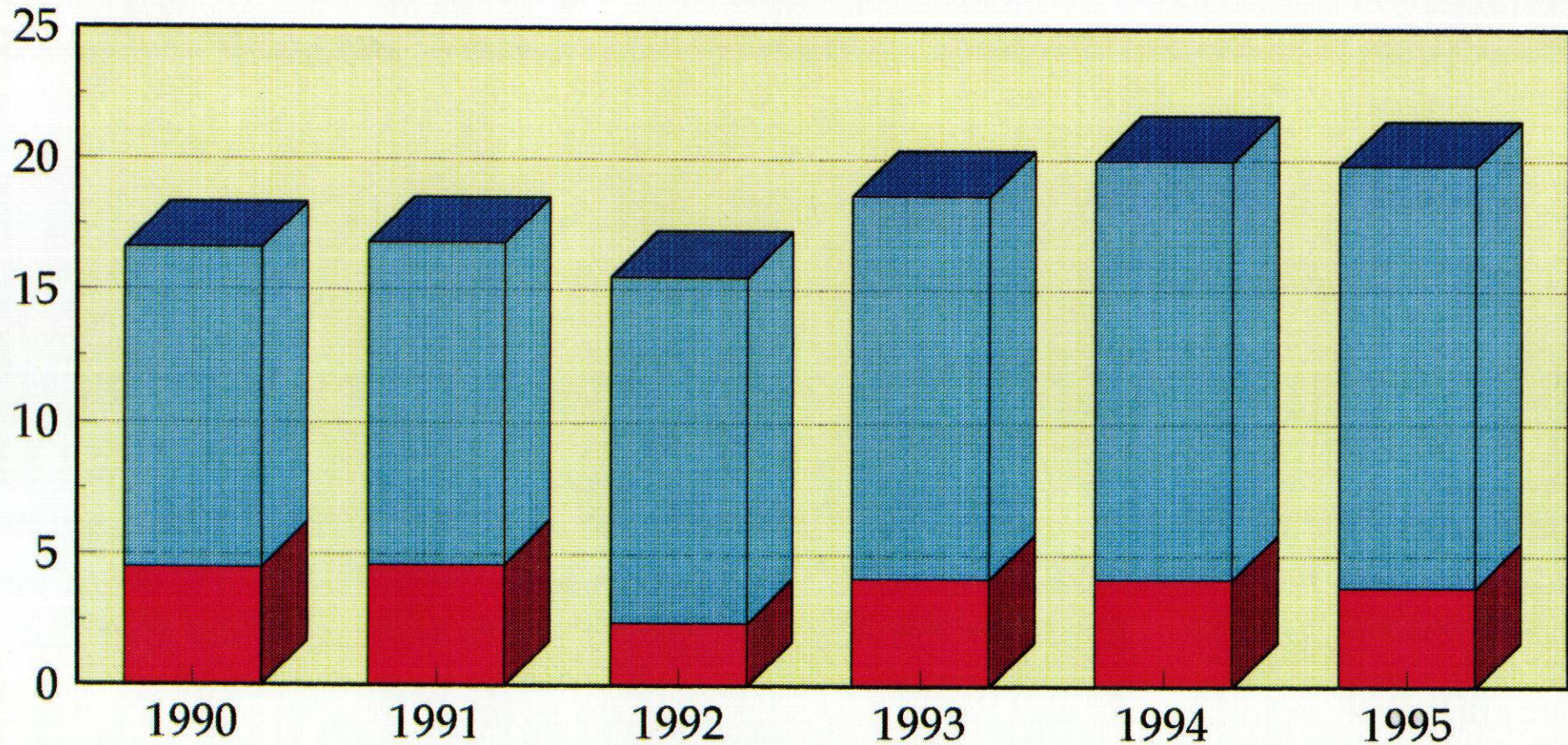
PRODUZIONE COMMERCIALIZZATA DI GAS NEL MONDO

Miliardi di metri cubi
(Aree Geografiche)



PRODUZIONE GAS COMMERCIALIZZATO IN ITALIA

Miliardi di metri cubi



■ ONSHORE ■ OFFSHORE