

Situazione internazionale dell'energia e ruolo dell'Agip nell'industria petrolifera mondiale

Guglielmo Moscato *

Le fonti di energia sono alla base di tutti i principali servizi che condizionano lo sviluppo economico e la qualità della vita. I chilowattore, le calorie, che alimentano macchine, trasporti, illuminazione, riscaldamento, e molti altri bisogni vitali della società derivano dalle *fonti primarie di energia*. Le più utilizzate di queste sono di natura geologica fossile e sono *esauribili*: carbone, petrolio, gas, uranio.

Molte altre, di derivazione diretta o indiretta dal sole o di altre origini, (radiazioni, venti, acque, biomasse, geotermia ecc.) hanno natura *inesauribile o rinnovabile*.

Il consumo mondiale di energia

Nel mondo si consuma oggi in un anno energia equivalente a quella generata da circa 8 miliardi di tonnellate di petrolio, e il consumo medio procapite equivale a ca. 1,6 tonn. di petrolio. Ma quest'ultimo è un indice risultante da enormi disparità: in Italia si consuma quasi

due volte tanto, negli Stati Uniti 5 volte di più, in molti paesi sottosviluppati 10 volte di meno.

Il consumo mondiale di energia è da moltissimi anni in crescita continua (Fig. 1), rallentato solo da alcune brevi pause in congiunture avverse.

Periodi di stallo si sono verificati a cavallo del 1980 in concomitanza con una forte crescita dei prezzi degli idrocarburi e si stanno manifestando negli anni più recenti per la stagnazione economica nei paesi industrializzati OCSE ma soprattutto per



(*) Presidente AGIP SpA

Ing. Guglielmo Moscato - Presidente dell'AGIP SpA

il crollo della domanda che sta investendo l'area dell'ex Unione Sovietica nella difficile fase di transizione da economia pianificata ad economia di mercato.

Se si osserva la crescita del consumo energetico mondiale prescindendo dalle onde congiunturali di breve periodo si rivela che negli ultimi 20 anni il tasso medio annuo è stato del 2,4%, e negli ultimi 10 anni del 2% soltanto.

La struttura per fonti del consumo energetico mondiale

La struttura del consumo energetico mondiale suddivisa nelle diverse fonti primarie nel 1993 è ancora dominata dal petrolio, che infatti ne copre la maggior parte:

<i>petrolio</i>	38%
<i>comb. solidi (carbone)</i>	29%
<i>gas naturale</i>	20%
<i>energia idraulica</i>	6%
<i>energia nucleare</i>	6%
<i>altre fonti</i>	1%
	<hr/>
	100%

Il quadro attuale ed evolutivo della produzione mondiale di fonti primarie di energia, suddiviso per grandi aree generatrici, evidenzia che:

– il *petrolio* è alimentato ovviamente dai paesi Opec *ma in misura ancora maggiore* da altri grandi produttori non facenti parte dell'Opec (UK, Norvegia, Oman, Yemen, Egitto, Congo, Angola, Argentina, Colombia, Ecuador, paesi ex Urss e tanti altri).

– il *gas naturale* dai paesi ex Urss, Mare del Nord, Olanda, Nord Africa, M. Oriente, Indonesia, Malesia, Canada, Usa ed altri.

– il *carbone* dai paesi ex Urss, Australia, S. Africa, Usa, Colombia, Cina, India ed altri.

Si può asserire con ragionevole certezza che la *domanda complessiva mondiale di energia crescerà* ancora nei prossimi decenni a tassi molto vicini a quelli storici. Su questo punto sono concordi i principali studiosi, anche alla luce di diversi scenari che tengono conto dei condizionamenti ambientali e dei miglioramenti di efficienza d'uso. I fattori di fondo che giustificano questo convincimento sono basati principalmente su:

• crescita ulteriore della popolazione mondiale, soprattutto

nei paesi in via di sviluppo (anche se l'esplosione demografica dell'ultimo secolo manifesta segni di attenuazione nei paesi più industrializzati, *continua esponenzialmente* nei paesi in via di sviluppo e sottosviluppati).

• notevoli spazi di aumento del consumo energetico procapite (per processi di industrializzazione, urbanizzazione e trasporto) proprio laddove più crescerà la popolazione.

• ripresa economica generale ed in particolare riassetto nei paesi dell'est europeo e delle repubbliche ex Urss, sviluppo accelerato nei paesi emergenti dell'Asia. Crescita industriale in Sud America, Africa, M. Oriente. Più dell'80% della futura domanda incrementale di energia avverrà in queste aree extra Ocse.

Il ruolo futuro degli idrocarburi

Se vi sono poche incertezze nel fatto che la futura domanda energetica continuerà a crescere, restano invece molti dubbi su come si evolverà natura e peso delle diverse fonti primarie. La loro incidenza è condizionata da moltissime variabili: *l'evoluzione tecnologica, la protezione ambientale, le politiche e normative dei paesi produttori e di quelli consumatori, la disponibilità fisica di riserve, la concorrenza tra fonti diverse, la comparsa e penetrazione di nuove fonti a potenziali sconfinati (fusione nucleare o fonti rinnovabili), l'evoluzione della domanda, i costi di produzione, i prezzi relativi alla fonte e all'uso finale ed altro ancora.*

Tenuto conto di tutte queste

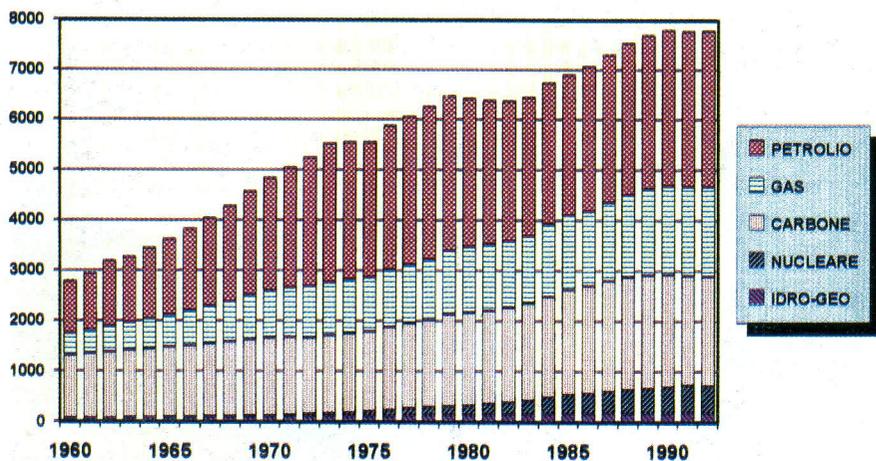


Fig. 1. - Consumi di energia nel mondo (Milioni di Tep)

condizioni al contorno, diventa impresa ardua, anche per i più avanzati modelli di simulazione, poter prefigurare con sufficiente grado di certezza, la composizione della struttura energetica per fonti sul lunghissimo termine.

Ci si può cimentare con maggiore affidabilità su previsioni per i prossimi 10 o 20 anni perché sarà ancora sensibile l'incidenza del trend inerziale vigente.

Vediamo qual'è il trend (Fig. 2):

– Gli ordini per nuove centrali elettronucleari si sono assottigliati, l'apporto idroelettrico non può crescere più di tanto, le fonti rinnovabili, costrette a confrontarsi con problemi economici, manterranno a lungo incidenza modesta. Quindi nei decenni più prossimi toccherà ancora ai *combustibili fossili* sod-

disfare alla maggior parte del fabbisogno energetico.

Essi sono ancora abbondanti come riserve: a livello dei consumi attuali restano 250 anni di riserve di carbone, 60 anni per il gas, 40 anni per il petrolio.

– Il gas naturale sarà la componente a crescita più dinamica per le sue riserve ingenti e il suo carattere di fonte «pulita» spinta dai cicli combinati nella generazione elettrica e dalla flessibilità d'uso nei settori civili.

Ben difficilmente l'ascesa del gas potrà trovare interruzioni che non siano legate a imprevisti politici ovvero a discontinuità di realizzazioni infrastrutturali. Il tutto comunque dovrà fare i conti con i prezzi concorrenziali del carbone e dei derivati petroliferi.

Finora i prezzi del gas hanno seguito quelli del petrolio e ne

hanno subito il condizionamento ma si rafforzano i motivi di indipendenza. In Usa vi sono già chiari segnali. Non è da escludere che in un domani non troppo lontano proprio il gas naturale diventi fonte pilota per i prezzi energetici, come lo è ora il petrolio e lo fu, a suo tempo, il carbone.

In ogni caso il petrolio sarà, ancora fino ad oltre il 2000, la fonte energetica più utilizzata; il suo consumo crescerà in valore assoluto anche se dovrà lasciare punti percentuali di mercato alla concorrenza del gas naturale. Le previsioni più ricorrenti indicano, nell'arco dei prossimi 15 anni, una crescita della domanda di petrolio fino ad un tetto di 80 milioni b/g dagli attuali 67. (Un tasso medio annuo dell'1%, più che modesto rispetto al passato).

I settori inattaccabili, quelli dove il petrolio resterà a lungo fonte dominante, saranno i trasporti e la chimica di base.

Si profila una notevole disparità regionale nella spinta della futura domanda petrolifera; se da un lato tenderà ad appiattirsi nei paesi industrializzati Ocse, già altamente saturi, dall'altro lato crescerà a tassi elevati in tutta l'area asiatica (si pensi ai grandi mercati dell'India e della Cina: 1/4 della popolazione mondiale in fase di rapido sviluppo) e nei paesi emergenti dell'America Latina, del Medio Oriente e dell'Africa.

Vi sarà poi la rivitalizzazione economica nei paesi dell'est europeo e dell'ex Unione Sovietica. Questo rilancio, immancabile anche se non ben localizzabile nel tempo, non mancherà di portare ad una marcata ripresa della domanda petrolifera.

È ben noto che il petrolio, in questo momento, sta fronteg-

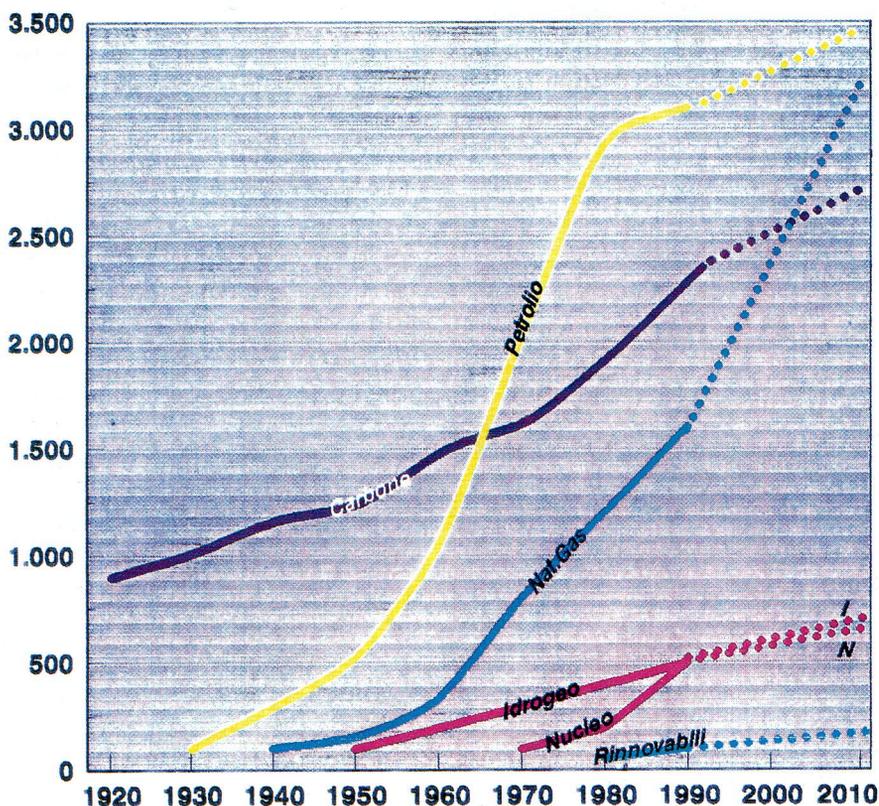


Fig. 2. - Profilo di crescita del consumo mondiale di energia in fonti primarie (Mln Tep)

Tab. 1 - Produzione nazionale di fonti primarie di energia e ruolo AGIP 1993 (stime)

	Domanda Energ. Nazion. in Fonti Primarie (M. tep.)	Produzione Nazionale di Fonti Primarie (M. tep.)	Produzione Nazionale e AGIP di Fonti Primarie (M. tep.) (% su Prod. Naz.)	
Comb. solidi	10,5	1,3	-	-
Gas nat.	42,1	16,1	14,7	91%
Petrolio	92,8	5,0	3,8	76%
Eletr. Prim.	18,5	10,5	-	-
(idrogeno + Import)	0,3	0,3	0,1 (st.)	33% (st)
Rinnovabili	164,2	33,2	18,6	56%

giando una congiuntura di domanda debole e di offerta eccedentaria con prezzi depressi. Ciò non deve illudere, e fuorviare le valutazioni strategiche;

anche in passato si sono alternati periodi di abbondanza con prezzi cedenti a periodi di penuria con tensioni sul mercato. Ben difficilmente il futuro potrà

evitare ancora queste oscillazioni legate a congiunture internazionali, ad eventi imprevisi che il caso può proporre, a irrigidimenti delle politiche di cartello, a esplosioni della domanda nelle aree sopraindicate ed infine, fatalmente, al declino naturale di fonti fossili esauribili.

E tutto ciò induce a mantenere costante attenzione al tema dell'approvvigionamento petrolifero e ci rimanda, di obbligo, ai problemi di politica energetica nazionale.

Italia - Consumo e produzione energetica

E veniamo all'Italia (Fig. 3); la domanda energetica del nostro paese, in linea con il contesto internazionale, ha registrato una continua crescita nel tempo, con alcune battute di arresto nel biennio 80-82 e nel 1993 appena trascorso (si stima una flessione del 2,5% rispetto al '92 a testimonianza dell'andamento critico delle attività economiche).

Il consumo energetico totale è aumentato da 146 milioni Tep del 1980 a 164 milioni Tep del 1993 con un tasso medio annuo intorno all'1%.

La struttura del fabbisogno in fonti primarie è dominata dagli idrocarburi (nel 1993 hanno coperto l'82% di cui 56% i derivati petroliferi e 26% il gas naturale). In chiave evolutiva il gas naturale risulta, anche in Italia, la fonte a più vivace penetrazione (nel 1970 copriva solo il 10% del bilancio energetico nazionale).

Risulta invece in erosione la quota percentuale del petrolio (nel 1970 copriva il 73% del totale) e dei combustibili solidi.

A fronte della cospicua entità del proprio fabbisogno, la produ-

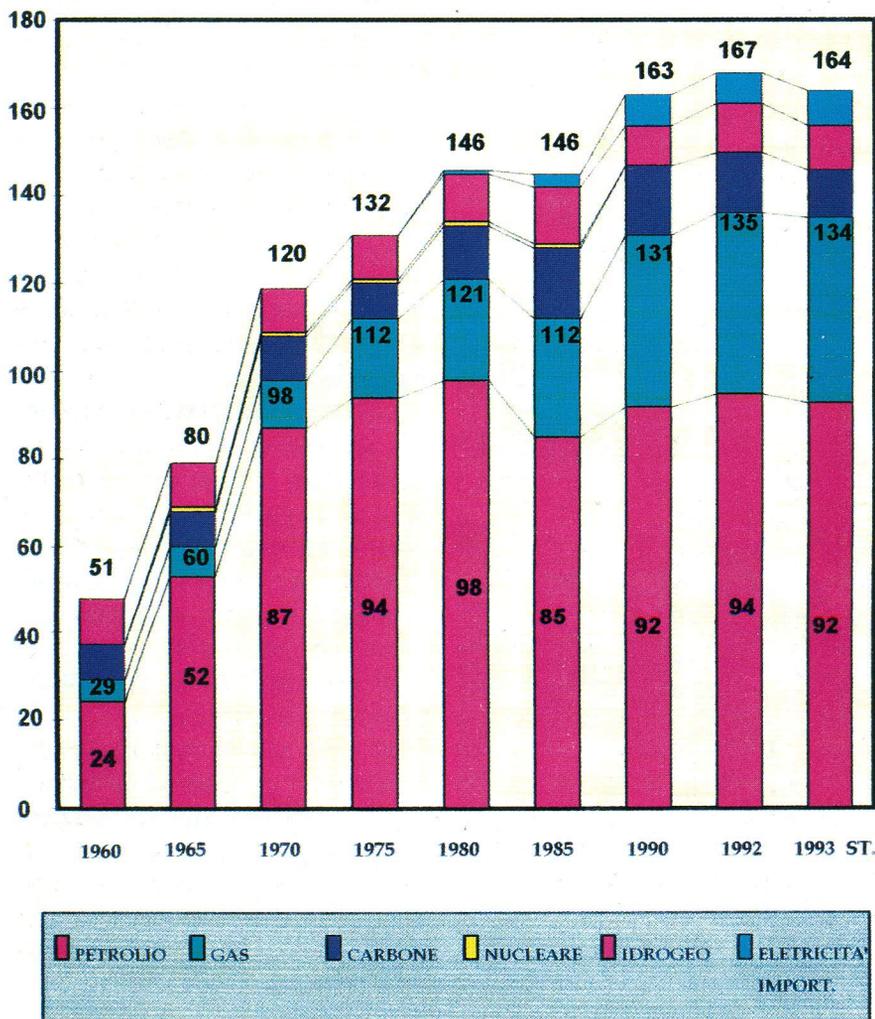


Fig. 3. - Italia. Andamento storico del consumo energetico per fonti primarie (Milioni di Tep).

zione nazionale di fonti energetiche primarie è assai modesta. Nel 1993 è stimabile intorno a 33 milioni di Tep., pari a circa un quinto del consumo totale, rapporto che è rimasto sostanzialmente immutato negli ultimi 20 anni.

Circa il 60% della produzione nazionale di fonti primarie di energia è resa disponibile dall'Agip.

Resta comunque altissimo il livello di necessità di importazioni, cioè la dipendenza energetica dall'estero; riguarda circa l'80% del consumo totale, è molto al di sopra della media Cee (45%) ed è tra i più elevati nell'insieme dei paesi industrializzati Ocse. Questa carenza pesa fortemente sulla bilancia commerciale italiana, nel 1993 è valutabile in ca. 23.000 miliardi di lire (+7% sul '92) di cui ca. 15.800 per il solo petrolio.

Il futuro di medio e lungo termine non lascia prevedere delle novità rilevanti nella struttura e nelle tendenze del bilancio energetico italiano. L'aggiornamento del Piano Energetico Nazionale elaborato nel '91 e più recenti analisi dei nostri Uffici Studi prevedono per il 2000 una domanda energetica interna intorno a 180 milioni Tep., con preponderante incidenza delle importazioni. I dati richiamati pongono in chiaro risalto l'interesse pubblico ad una maggiore produzione domestica di fonti energetiche primarie e quindi l'importanza strategica da annettere all'attività di ricerca e produzione di idrocarburi in territorio nazionale.

Sicilia – Consumo e produzione energetica

Se focalizziamo ora l'attenzione

sul consumo energetico della Regione Sicilia, notiamo una situazione qualitativamente simile a quella nazionale ma ancor più esasperata in termini di soggiacenza agli idrocarburi. E ciò per una carenza di apporti significativi da combustibili solidi, idrogeoelettricità e da fonti rinnovabili.

Il consumo energetico in fonti primarie della Regione si può stimare intorno ai 9,4 milioni di Tep. Se si eccettuano ca. 100.000 Tep corrispondenti ad apporti idroelettrici ed altre risorse, tutto il restante fabbisogno, cioè il 98%, risulta sostanzialmente soddisfatto da derivati petroliferi e gas naturale, utilizzati direttamente o previa loro trasformazione elettrica, dai settori industriali, civili, agricoli e dei trasporti.

Il raffronto tra domanda energetica e produzione interna sulla base di dati in parte stimati ma validi negli ordini di grandezza, evidenzia una situazione di forte deficit.

Non deve trarre in inganno la situazione di eccedenza nell'Isola tra l'energia elettrica generata e quella richiesta dalla rete; le fonti primarie necessarie per produrre tale elettricità (ca. 3 milioni Tep) sono largamente superiori a quelle di produzione regionale.

L'Isola infatti produce, includendo l'antistante off-shore, un totale di ca. 1,8 milioni Tep., meno di un quinto dell'energia che consuma.

Le fonti energetiche prodotte nella Regione sono ancora, per lo più, quelle messe in luce e valorizzate negli anni '50e '60: Gela, Gagliano, Ragusa. Nomi storici di giacimenti che si stanno inesorabilmente avviando al naturale esaurimento, tenuti an-

cora in vita da grandi sforzi tecnologici e finanziari.

L'Agip può legittimamente citarsi come protagonista nel contesto energetico dell'Isola, poiché fornisce quasi il 90% della produzione siciliana di fonti primarie, malgrado ciò non può dichiararsi soddisfatta perché intuisce che si può fare di più e aspira a farlo, ma richiede, come diremo più avanti, condizioni necessarie a questo salto di qualità e intensità.

Il posizionamento AGIP a scala internazionale e nazionale

Cercheremo ora di presentare il ruolo dell'Agip nel panorama energetico che è stato delineato, dal piano internazionale fino a quello nazionale e regionale.

L'Agip è nata molti anni or sono per essere strumento di una strategia attiva, volta, mediante ricerche minerarie in Italia e all'estero, a ridurre la strutturale vulnerabilità energetica del nostro paese.

Questa impostazione, se pure ha assunto nel tempo connotati evolutivi in direzione più imprenditoriale e gestionale (alla luce dei grandi cambiamenti di mercato e di relazioni geopolitiche) ha rispettato comunque la sua concezione di base.

Attraverso una difficile marcia, non priva di pause e di tentativi anche sfortunati, l'Agip ha potuto espandere le aree di attività, accrescere riserve e produzioni di proprio diritto, sviluppare forme di collaborazione con Stati esportatori e altre qualificate società; tutto ciò in una progressione industriale che l'ha portata a diventare non solo la prima società petrolifera in Italia ma

anche una delle prime società a scala mondiale nel settore cosiddetto «upstream».

Se prescindiamo dagli Enti Petroliferi di paesi grandi esportatori di petrolio, e ci riferiamo al novero delle società petrolifere attive sul mercato globale, l'Agip oggi può essere collocata nel gruppo delle prime dieci, entrando a far parte di questa «elite» solo da pochi anni.

I connotati di posizionamento competitivo dell'Agip possono essere sintetizzati da pochi significativi indicatori (Fig. 4):

- Campo di azione distribuito in 24 diversi paesi, in 11 dei quali è già in esercizio produttivo. Diffusione ampia nei paesi dell'Africa, dove l'Agip è oggi la prima società internazionale per produzione di olio greggio.

- Produzione complessiva di idrocarburi in crescita irregolare ma costante da molti anni. Raggiungimento nel 1993 di un livello produttivo globale, intorno a 880000 boe/g che dovrebbe arrivare ad 1 milione di boe/g nei prossimi anni. Di cui 60% olio e 40% gas; 60% all'estero e 40% in Italia.

Questa Società è riuscita con i suoi sforzi ed il lavoro dei suoi uomini a dotarsi di una produzione propria che è nell'ordine di uno dei tanti paesi Opec del Golfo.

- Riserve restanti di idrocarburi per 780 milioni ton. (fine 1992) di cui 70% certe – 30% probabili; 60% olio e 40% gas.

- Investimenti annui sull'ordine di oltre 3000 miliardi di lire di cui 60% all'estero e 40% in Italia.

Un organismo quindi, fortemente internazionalizzato, con la mente ed il cuore in Italia ma con le braccia operative sul mercato globale.

Il posizionamento competitivo nei confronti di altre grandi società concorrenti, riferito ad alcuni fondamentali indicatori industriali, mostra una situazione che certamente riempirebbe di orgoglio Enrico Mattei.

- La produzione disponibile di petrolio greggio dell'Agip nel 1994, sarà intorno a 30 milioni t/a (di cui circa l'85% all'estero). Questa dimensione corrisponde a circa un terzo della domanda petrolifera del nostro paese: si tratta di un riferimento virtuale,

perché l'Agip commercializza il proprio greggio ottimizzando a scala mondiale, solo la metà circa della nostra produzione è infatti assorbita dal mercato italiano.

Ovviamente, di fronte a condizioni di emergenza, tutta la nostra disponibilità potrebbe diventare strumento attivo di migliore sicurezza dei rifornimenti domestici.

- La produzione disponibile di gas naturale Agip nel 1994 sarà prossima ai 19 milioni di Tep/a (ca. l'80% della quota di produzione italiana, e rappresenta anch'essa un'arma importante di difesa della sicurezza energetica). Fra l'altro l'Agip supporta i rifornimenti con un importante sistema di stoccaggi strategici in grado di quintuplicare, per diversi mesi di fronte a condizioni di emergenza, la nostra capacità di erogazione di gas nazionale.

Come abbiamo già indicato, di fronte ad una situazione energetica mondiale oggi contraddistinta da abbondanza di offerta a bassi prezzi, sarebbe grave errore cullarsi nell'illusione che tutto ciò possa durare all'infinito e che siano irripetibili turbolenze di mercato simili a quelle del passato.

Di fronte a questo programma l'Agip ha davanti a sé delle vie obbligate:

- Mantenere solidità economica e finanziaria riducendo al massimo le voci che incidono sui costi per restare competitiva a scala mondiale.

- Migliorare la propria competenza tecnologica ed efficienza tecnica e cogliere le opzioni che ne discendono sul piano operativo.

- Consolidare e corroborare attività e posizioni detenute nelle

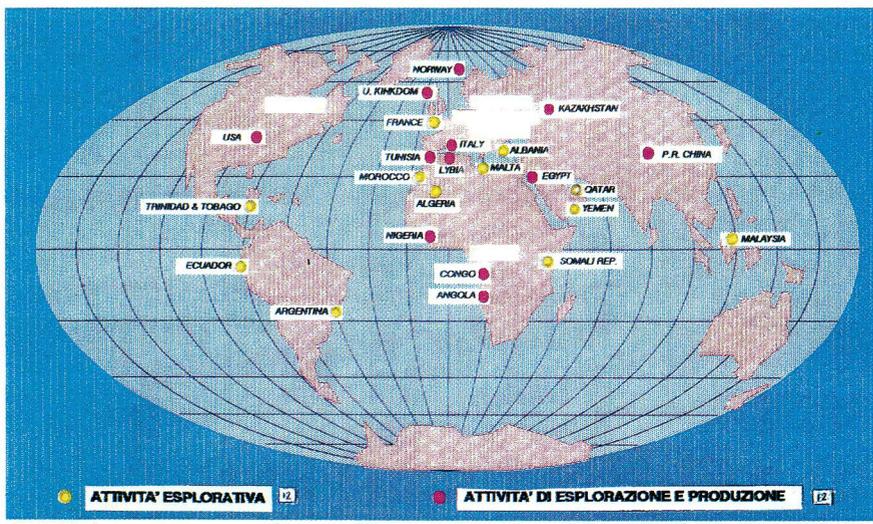


Fig. 4. - Attività internazionale dell'Agip

aree che sono già punti di forza del nostro sistema, e fra queste ovviamente l'Italia ed i paesi esteri dove la nostra presenza è già affermata (Africa e Nord Europa).

- Spostare il baricentro operativo e di investimenti verso progetti di produzione di gas naturale in sintonia con l'evoluzione del bilancio energetico nazionale e internazionale.

- Affrontare le sfide aperte dagli ultimi grandi bacini geopetroliferi che si aprono alla ricerca nei paesi di nuova indipendenza e altrove, ovvero resi accessibili dagli avanzamenti tecnologici (offshore profondi).

In linea con questi indirizzi, l'Agip darà corso ad alcuni grandi progetti strategici tra cui:

Rafforzamento produttivo in Italia. Gli assi produttivi saranno:

- *Progetto «Nord Adriatico»* destinato a rendere produttivi molteplici campi gassiferi al largo del delta del Po.

- *Progetto «Val D'Agri»* nell'Appennino Lucano dove ricerche in corso da diversi anni hanno messo in luce un interessante bacino già produttivo ma dalle potenzialità ancora inesprese.

- *Progetto «Aquila-Basso Adriatico»* che vedrà interventi di coltivazione e di ulteriore accertamento in strutture promettenti per olio e gas naturale situate sotto fondali marini di grande profondità.

- Nuove attività di esplorazione nei bacini sopraddetti ma anche nella fascia pedemontana, nel bacino di Pescara, in Adriatico, Mar Jonio e in Sicilia.

Valorizzazione di risorse marginali di gas e oli pesanti in Italia. Per non lasciare nulla

di intentato che riguardi la messa in valore di risorse domestiche, Agip verificherà e promuoverà la fattibilità di progetti di cogenerazione destinati all'utilizzo proficuo di gas associato (Trecate, Monte Alpi, T. Tona) di campi gassiferi semiesauriti (Spilamberto), di giacimenti marginali (Muzza, Bagnolo, ecc.). Perseguirà altresì ricerche e sperimentazioni industriali per l'utilizzo di oli pesanti tramite emulsioni e gassificazioni. Anche il greggio Gela sarà oggetto di queste sperimentazioni.

Rafforzamento produttivo di petrolio all'estero. L'Agip metterà in produzione nuovi giacimenti petroliferi.

Di particolare rilievo il prossimo ingresso dell'Algeria, con il campo in sviluppo Bir Rebaa Nord, nel novero dei paesi con produzioni di spettanza Agip.

Altri progetti importanti di sviluppo produttivo prenderanno corpo in Libia (Bouri 2ª fase), in Cina (HZ32), in Norvegia (riassetamento Ekofisk, Tommeliten), in Angola (diversi giacimenti), in Congo (Kitina) e altrove. In tutti questi paesi ed in altri verrà portato avanti ulteriore attività di esplorazione.

Sviluppo produttivo gas naturale all'estero. La crescente attenzione sul versante del gas naturale troverà riscontro in diversi grandi interventi:

- In Libia lo sviluppo di riserve di gas scoperte nell'offshore tripolino nel blocco NC41. Si tratta di vaste riserve che, previo trattamento, potrebbero essere convogliate in Italia tramite gasdotto verso la Sicilia.

- In Egitto la promozione di riserve scoperte in anni recenti

nel delta del Nilo e nell'antistante offshore (El Qara, Pt. Fouad, Wakar, Temsah, Baltim).

Queste risorse, ed altre potenziali da sviluppare, potranno essere messe in valore oltre che sul mercato locale anche nel quadro di rilevanti progetti di esportazione in altri paesi del Mediterraneo.

- In Nigeria, dove l'Agip partecipa al 10% in un progetto di esportazione di GNL destinato all'Europa e, per lo più, all'Italia. L'impianto di liquefazione sarà in parte alimentato da gas proveniente da giacimenti della nostra consociata locale.

- Altri nuovi cospicui progetti di produzione di gas naturale saranno realizzati negli Stati Uniti (Grand Isle 102) ed in Gran Bretagna (Blocco «J», Alison, Janice, e altri).

Nuova iniziativa di sviluppo campo Karachaganak in Kazakistan. Si tratta di una impresa di grande rilevanza in quanto interessa un giacimento gigante a liquidi e gas. L'Agip in cooperazione con terzi, ne curerà l'aumento di capacità produttiva, attraverso un contratto di «production sharing» che potrebbe assicurarci, nei prossimi anni, ca. 2,5 mln t/a di liquidi e 2,5 mld mc/a di gas, con possibili futuri incrementi.

Nuove iniziative di esplorazione in grandi bacini aperti da poco alla ricerca. Interventi di rilievo in questo quadro sono stati avviati nel Mar Caspio settentrionale, in Russia e in Cina (Bacino del Tarim, bacino East China Sea).

Azione generale di razionalizzazione del portafoglio di titoli minerali. Dopo anni di con-

tinua e irruente crescita del proprio pacchetto di assets esplorativi e produttivi, è venuto il momento per l'Agip di procedere ad una azione di ottimizzazione e razionalizzazione dell'insieme.

Questo progetto, mirato a concentrare l'impegno «sugli assets di core» punterà anche a ridurre costi generali, migliorare posizioni competitive, ed ottenere benefici economici e finanziari.

L'Agip e la Sicilia

Vorrei esporre, in chiusura, alcune specifiche osservazioni sull'impegno e le prospettive della ricerca e produzione di idrocarburi in Sicilia con particolare riferimento all'Agip.

L'Isola è stata in passato una delle culle principali della nostra azione in Italia nel campo degli idrocarburi e noi riteniamo che potrà rivestire grande importanza strategica anche nel futuro.

La nostra società, come già indicato, sta compiendo tutto il possibile per mantenere in vita economica produzioni storiche. Ma queste declinano inesorabilmente ed è giunto il momento (forse siamo già in ritardo) di operare un ringiovanimento e un rinnovamento generale, attraverso un rilancio di attività esplorative su tutto il restante potenziale minerario. Il successo di questa azione potrà aprire le porte a nuovi centri produttivi con i benefici del caso.

Perché tutto ciò possa realizzarsi, occorre però un quadro chiaro di certezza di diritto in un contesto normativo capace di stimolare e rendere economica l'azione dell'industria mineraria petrolifera; non solo dell'Agip

beninteso, ma anche di altre qualificate compagnie nazionali e internazionali. La presenza di altri operatori è da noi ben vista perché non temiamo la competizione e perché offrirebbero occasioni di collaborazione, certamente utili ai fini della promozione operativa.

Per meglio chiarire vincoli e opportunità oggi esistenti, ricostruirò brevemente le vicende storiche che hanno condotto alla situazione odierna.

Le ricerche minerarie dell'Agip e di altre società sono iniziate negli anni '50 nel quadro di una coeva legge petrolifera regionale. Negli anni successivi si arrivò alla scoperta dei giacimenti di Gela, Ponte Dirillo, Gagliano, Bronte e di altri minori da parte Agip, nonché di Ragusa da parte della Gulf Oil.

I positivi risultati raggiunti in quel periodo hanno contribuito a diffondere la convinzione che la Sicilia fosse destinata ad essere una sorte di Texas italiano e che le compagnie petrolifere presenti traessero eccessivi vantaggi dalle loro attività. Tutto ciò condusse all'approvazione della legge del 1963, con l'eliminazione degli incentivi fino ad allora esistenti e l'introduzione di vincoli tali da rendere non più attraenti gli investimenti petroliferi in Sicilia.

Da allora l'attività di ricerca e sviluppo ha subito un progressivo cedimento, che si è andato accentuando nell'ultimo decennio quando le difficoltà del mercato petrolifero mondiale hanno portato molte compagnie ad orientare i propri investimenti verso aree con migliori condizioni contrattuali.

Ciononostante l'Agip ha continuato la sua attività in Sicilia che

ha portato alla scoperta di ulteriori, anche se marginali, quantitativi di olio pesante e di gas nella Concessione Gela. L'Agip intende proseguire il suo impegno volto a scoprire nuove disponibilità di idrocarburi nell'Isola ed a valorizzare quelle già rinvenute, ma è necessario che vengano create rapidamente condizioni normative in grado di sostenere adeguatamente lo sforzo da compiere.

Una caratteristica negativa dell'attuale legislazione petrolifera siciliana risiede nel fatto che non viene in pratica ammessa la contitolarità nei permessi e nelle concessioni.

Ciò significa che in Sicilia sono escluse le forme più comuni di ripartizioni del rischio della ricerca mineraria, le joint-ventures, che invece da tempo costituiscono ovunque prassi comune dell'attività mineraria petrolifera.

Altri miglioramenti del quadro legislativo potrebbero riguardare:

- l'annullamento delle royalties in condizioni di mercato difficili (in linea con quanto è già in essere per il resto del paese): oggi in Sicilia le royalties sono più elevate di quelle nazionali e di quelle degli altri Stati europei;

- la realizzazione di interventi della Regione volti ad incoraggiare la creazione di industrie e impianti di utilizzo in prossimità dei luoghi di ritrovamento dei giacimenti ad olio ed a gas, soprattutto per quegli accumuli non abbastanza grandi da giustificare ulteriori investimenti per il trasporto. In questo ambito andrebbero viste norme atte a facilitare la cogenerazione di elettricità e calore;

- Lo snellimento delle prati-

che burocratiche, soprattutto di quelle connesse al rilascio dei permessi di concessione e di sviluppo, pur nel pieno rispetto delle leggi per la protezione dell'ambiente.

Come abbiamo già detto le ricerche di idrocarburi in Sicilia sono da tempo sostanzialmente congelate. È certamente difficile riuscire a prevedere le reali possibilità di trovare altre riserve di idrocarburi nell'isola, ma alcune valutazioni geominerarie possono essere avanzate.

I nostri tecnici sono già in grado di indicare aree degne di ulteriore interesse (Fig. 5):

Per la ricerca di olio:

- Sicilia occidentale a sud ovest di Palermo (area A): l'area è quasi inesplorata, ma presenta nuovi temi promettenti e l'olio in posto potrebbe superare 1 miliardo di barili (equivalenti a circa 160 milioni di tonnellate) ad una profondità di circa 5.000 metri.

- Sicilia sud-orientale, zone di

Ragusa e Noto (area B): qui il tema è rappresentato dalle rocce carbonatiche e, benché si tratti di un'area decisamente più matura della precedente, essa offre ancora notevoli possibilità di reperimento di nuovi serbatoi, a profondità maggiori di quelli tradizionali, coevi di quelli di Villafortuna e Trecate in Valle Padana. Il potenziale in posto potrebbe essere dell'ordine dei 2 miliardi di barili di olio leggero in quanto più profondo e maturo.

Per la ricerca di gas

- Sicilia orientale a nord-ovest di Catania (area C): in quest'area il tema è costituito dal cosiddetto flysch numidico ad una profondità non superiore ai 3.500 metri. La quantità di gas in posto potrebbe essere di 100 miliardi di metri cubi, quasi 4-5 volte in più di quella scoperta finora (1).

Aperte queste speranze, devono comunque far presente che le

quantificazioni hanno un carattere puramente indicativo e potenziale, citate al solo scopo di dimostrare che in Sicilia esistono ancora possibilità di importanti ritrovamenti, e di sottolineare come sia contraddittorio assistere al cedimento delle attività minerarie nell'Isola ed alla inattività delle maggiori compagnie petrolifere estere e nazionali.

L'unica compagnia ad essere presente e attiva è l'Agip che, anche attraverso Sarcis, ha sempre perseguito lo scopo della valorizzazione delle risorse della Sicilia, in coerenza con la politica di reperimento e sviluppo di tutte le risorse energetiche del Paese.

Si tratta di un impegno che la società intende perseguire e promuovere ma ovviamente potrà farlo solamente in un quadro economico e normativo capace di tutelare inderogabili requisiti di fattibilità imprenditoriale.

Contiamo sui giovani siciliani che con impegno ed intelligenza potranno far molto per quest'isola. Bisogna saper rischiare e volgere lo sguardo verso Sud, anziché al Nord, Valorizzare i rapporti con i paesi del bacino del Mediterraneo, dove ci sarà nel prossimo futuro una grossa spinta verso la crescita e quindi bisogno di tecnologia e finanziamenti.

(1): È bene chiarire che le stime si riferiscono ai volumi esistenti nei pori delle rocce mineralizzate. Altra cosa è il volume effettivamente recuperabile che può essere cioè portato in superficie e venduto/utilizzato. Le percentuali di recupero primario sono molto basse nelle formazioni carbonatiche: in particolare, infatti, non si va oltre il 10/15% dei volumi in posto.

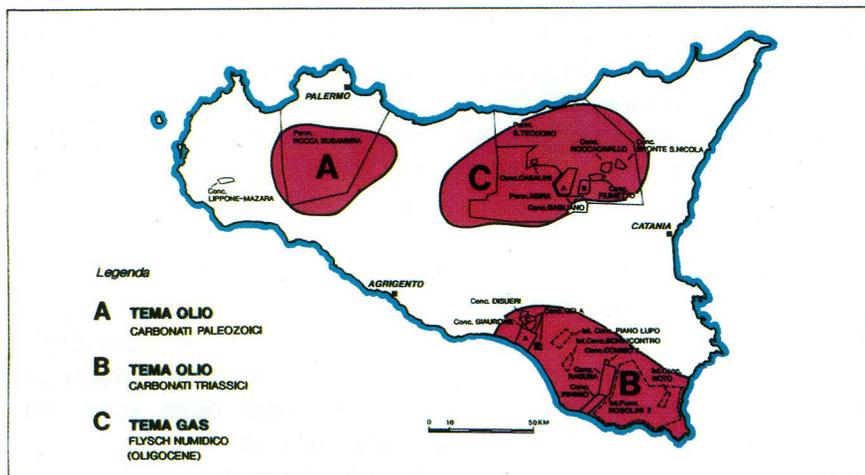


Fig. 5. - Zone di interesse per un' ulteriore esplorazione (Sicilia onshore)

Il Mediterraneo: dalla competizione alla collaborazione

Si è già accennato a come le vicende storiche abbiano contribuito a generare ed accentuare

(*) Intervento del Presidente dell'AGIP S.p.A., ing. Guglielmo Moscato all'Oil Mediterranean Conference, Ravenna, 15 marzo 1995.

le diversità nei modelli politici, culturali, religiosi ed economici del contesto Mediterraneo, in particolare lungo l'asse Nord-Sud.

A Nord, in prevalenza, paesi cristiani, economicamente sviluppati, facenti parte della UE, dell'OCSE, della NATO, appar-

tenenti al club dei paesi industrializzati, per lo più importatori e trasformatori di materie prime e di fonti energetiche primarie; di declinante tasso demografico, soggetti a pressione migratoria.

A Sud, in prevalenza, paesi islamici, dotati di risorse di base, in particolare di idrocarburi; ricchi di vitalità e di elevata dinamica demografica e migratoria; con sviluppo economico ancora in evoluzione, reso difficile da molteplici fattori tra cui il contrasto tra il richiamo all'economia moderna e all'industrializzazione e l'esaltazione di valori tradizionali.



Lo stand dell'Associazione Mineraria all'Offshore Mediterranean Conference (OMC 95)

Questa differenza di fondo pone in una luce delicata i rapporti Nord-Sud e, finora, ha forse impedito il formarsi di una solidarietà mediterranea e di una sua dimensione politica. Si deve quindi agire affinché vengano rimosse le barriere erette dalle differenze dei modelli e dallo squilibrio economico.

Oggi più che mai, è necessario operare assiduamente affinché, nel pieno rispetto delle identità nazionali e sovranazionali, si generi una organica maggior coesione mediterranea attraverso azioni e strumenti di cooperazione sempre più incisivi.

L'energia è una formidabile «driving force» di sviluppo per i paesi industrializzati ed in via di industrializzazione. E pertanto ad essa può essere legata la capacità di tradurre in azioni concrete quello che forse è il più grande potenziale di integrazione delle economie del bacino Mediterraneo. Occorre trasformare in complementarietà le diversità tra paesi vicini e dare valore alla contiguità.

I bilanci energetici dei paesi che si affacciano sul Mediterraneo, pongono in evidenza, salvo alcune eccezioni, una singolare specularità tra i paesi delle sponde Nord e delle sponde Sud; gli uni essenzialmente importatori netti, gli altri per lo più esportatori netti. E fra l'altro i paesi che più consumano sono quelli che meno producono, e viceversa.

La concomitanza nello stesso bacino di paesi industrializzati eminentemente importatori di fonti primarie di energie e paesi in via di industrializzazione dotati di ampie riserve e capacità di esportazione rappresenta un caso scolastico di presupposti

strutturali di integrazione e di interdipendenza.

Questa condizione di fondo ha indotto l'industria petrolifera italiana a sviluppare importanti rapporti di collaborazione con tutti i paesi dell'Africa Mediterranea.

L'aveva intuito e impostato, già 40 anni orsono, L'ENI di Mattei quando costituì società miste su base paritetica con gli Enti Petroliferi locali in Libia, Egitto, Tunisia e Marocco. Società di cui ancora rimangono importanti eredità.

Da allora è stato un crescendo di ricerche e di scoperte, di importanti investimenti di coltivazione e produzione, di trasferimenti tecnologici, di formazioni, di scambi, di collaborazione manageriale.

Frutti importanti sono stati già raccolti, e ancora si intravedono ulteriori potenzialità. Non è un caso che, tra le grandi compagnie internazionali, l'AGIP oggi sia la prima per produzione di petrolio in Africa: questo primato dipende fortemente dalle attività nei paesi del Sud Mediterraneo. Importanti attività produttive di olio greggio da parte delle iniziative congiunte con gli Enti locali sono in essere da tempo in Egitto, in Libia ed in Tunisia e fra qualche mese, speriamo, anche in Algeria. Meno fortunati sono stati i risultati tecnici in Marocco.

Importanti sono i legami di fertilizzazione industriale, economica e finanziaria che discendono dai progetti dell'upstream idrocarburi. Sia nei paesi produttori che nei paesi importatori hanno portato alla creazione di installazioni industriali, strutture ed impianti ad hoc, filiere particolari di raffinazione e di petrolchi-

mica, terminali, depositi, tecnologie, formazione di tecnici specialisti e di dirigenza industriale.

Altra incisiva occasione di sviluppo reciprocamente vantaggiosa risiede nei progetti infrastrutturali: veri punti di interazione; legami polivalenti che, quanto più sono numerosi e solidi, tanto più forte e stretto rendono l'abbraccio economico tra i paesi che ne sono interessati. Ad esempio le grandi linee e installazioni per il convogliamento di acqua, di elettricità, di petrolio e di gas naturale.

Molto si è già detto e scritto sul grande gasdotto transmediterraneo che collega Algeria, Tunisia e Italia e sul suo raddoppio in corso. O della più recente nuova dorsale Maghreb-Europa via Gibilterra. O degli impianti di liquefazione gas a Skidda e Arzew in Algeria e dei centri di rigassificazione realizzati in Francia, Italia, Spagna e di quelli progettati o in corso di realizzazione in Grecia e Turchia.

È anche grazie a queste grandi imprese finanziarie e tecniche che il gas metano ha avuto ed ha tuttora la possibilità di modificare positivamente e profondamente i bilanci energetici ed economici dei paesi collegati.

L'industria italiana è particolarmente interessata e coinvolta all'ulteriore diffondersi delle reti infrastrutturali transmediterranee; al riguardo la nostra penisola, grazie alla sua conformazione geografica protesa nel bacino, gode indubbiamente di competitivi vantaggi di posizione.

Sotto questo profilo noi auspichiamo che anche Libia ed Egitto diventino presto importanti produttori ed esportatori di ri-

sorse gassifere, favorendo così la realizzazione di un vasto circuito mediterraneo, dalle componenti concentriche e radiali, in un contesto di partnership e di concordia.

E auspichiamo anche che il diramarsi di queste infrastrutture favorisca un maggiore impiego del gas naturale negli stessi paesi produttori e di transito, con molteplici vantaggi di vario ordine: commerciale, industriale, ambientale, tecnologico e occupazionale.

In definitiva se vogliamo fare il possibile affinché il Mediterraneo diventi una fucina di cooperazione e di reciproco benessere, occorre perseverare nel promuovere nuovi progetti di interesse multilaterale ed in particolare quelli energetici. Quindi espandere e rafforzare quanto in sostanza è già stato messo in moto. Ancora esplorazione negli offshore con potenzialità residue, ancora progetti di sviluppo, ancora investimenti in campo gassifero, in campo petrolifero e in campo elettrico.

Non potrà essere però una avanzata facile, una rigogliosa crescita spontanea. Per procedere oltre in questa direzione occorrerà affrontare molti ostacoli e in particolare superare una sfida imponente: quella della delicata realtà del Mediterraneo come sistema ecologico da salvaguardare.

È un problema che interessa l'intera comunità dei paesi costieri. Si tratta forse del capitolo più innovativo e importante nella storia di questo mare. E su questo tema critico occorre soffermarsi a riflettere, in particolare per ciò che concerne gli idrocarburi.

L'ecosistema Mediterraneo e gli idrocarburi

Non tutti sono perfettamente consapevoli dell'accelerato fervore e del crescente addensamento nel Mediterraneo delle molteplici attività nelle fasi del ciclo petrolifero e gassifero.

Stanno proliferando mezzi ed operazioni che toccano l'habitat marino, oppure i suoi fondi e sottofondi. C'è una tendenza alla intensificazione, che è benefica sotto il profilo dello sviluppo economico, ma crea affollamento di mezzi mobili e fissi con evidenti rischi di impatto ambientale e conseguenti esigenze di tutela.

Il quadro che emerge, se consideriamo che tutte le varie fasi si svolgono contemporaneamente, fornisce una chiara idea dell'assemblamento delle operazioni e dei mezzi. Si deve poi tener conto che al di là del campo degli idrocarburi, c'è una moltitudine ed un brulicare di attività di altra natura: navi mercantili, da pesca, militari, oceanografiche, da diporto, linee aeree, cavi, reti informatiche, installazioni portuali, terminali, cantieri, ecc.

Se si considera il previsto aumento della domanda petrolifera e del «trade» conseguente, il traffico globale di greggio, prodotti e semilavorati nel Mediterraneo, (movimentati nel bacino da terminali interni di esportazione, oltre che da oleodotti e petroliere di provenienza esterna), secondo stime dei nostri tecnici, dovrebbe superare 1 milione di ton/giorno, pari ad oltre 400 mln di ton/anno. Una quota significativa dell'intero trade petrolifero mondiale si concentra quindi nel Mediterraneo e di

questa entità circa un quinto è movimentato da o verso porti italiani.

Pochi spazi marini al mondo presentano una tale ingente carica di rischio.

Il Mediterraneo è infatti mare «semichiuso», ha ricambio d'acqua limitato e lenti processi di biodegradazione.

Molti osservatori si sono pronunciati in termini altamente pessimistici, alcuni evocando immagini di ecocatastrofi nel senso di una graduale trasformazione del Mediterraneo in una palude oleosa depauperata di vita vegetale e animale.

Ovviamente non possiamo assecondare tali profezie che certamente non tengono conto delle evolutive armi della sensibilità e del progresso in termini di capacità di prevenzione e di protezione, di norme e regolamenti, di avanzamenti tecnologici.

La tecnologia in particolare ha un ruolo chiave da giocare ed il suo avanzamento rappresenterà la determinante fondamentale per proseguire le operazioni. Un altro importante fattore è poi il graduale e costante aumento dell'utilizzo di gas naturale al posto di prodotti derivanti da olio greggio e olio combustibile. Il trasporto del gas via pipeline o in forma liquida via navi, non presenta certamente significativi problemi di impatto ambientale.

La nostra visione quindi può essere ottimistica, ma nello stesso tempo non adagiata sul proprio ottimismo ma tesa a renderlo fondato con fatti ed adempimenti concreti.

La tendenza al degradamento delle acque e delle coste mediterranee deve essere assolutamente fermata e invertita con ar-

mi che l'uomo può e deve adottare: la scienza e il progresso tecnologico; la concordia e l'unità di intenti; le necessarie risorse finanziarie.

Il primo e fondamentale passo da compiere è quello di coordinare e amalgamare l'azione di tutti gli Stati Mediterranei di fronte all'obiettivo di stabile *salvaguardia ambientale* e di fronte a *situazioni di emergenza*. Non intendo entrare nel merito politico, mi limiterò a ribadire che il problema ambientale del Mediterraneo non è solo una questione di singoli Stati ma riguarda l'intera collettività del bacino.

Ed osserverò in proposito che oggi, a fianco di Stati che già dispongono di leggi e disposizioni di prevenzione e di tutela, altri Stati non dispongono ancora di un sistema adeguato di norme, di piani di azione, di mezzi appropriati.

Ecco quindi l'esigenza di una azione concertata, che si rende sempre più acuta, da parte di organismi nazionali e sovranazionali.

Questa azione dovrà esprimersi in molte forme: norme, risorse, autorità ad hoc, reti di osservazione, sistemi di controllo, disponibilità di mezzi di prevenzione e di rimedio, addestramento del personale e quant'altro utile allo scopo.

Il tema ambiente deve diventare una priorità per tutti i paesi del Mediterraneo ed ogni soggetto politico ed economico dovrà dare pieno sostegno a quelle iniziative nazionali o multinazionali consacrate alla salvaguardia di questo mare.

Sotto questo aspetto ritengo che l'industria debba adottare atti e procedure di qualità e di sicurezza capaci di anticipare

la stessa normativa e di togliere ogni ragione d'essere alla conflittualità tra imprese minerarie e ambientalisti.

La recente promulgazione del V protocollo della Convenzione di Barcellona «Protection of the Mediterranean Sea against pollution resulting from E&P of the Continental Shelf and Seabed and its Subsoil», firmato a Barcellona nell'ottobre scorso dai plenipotenziari di quasi tutti i paesi del Mediterraneo, non ha trovato impreparata l'industria mineraria.

Già da alcuni anni infatti gli operatori si sono dotati di vere e proprie politiche al riguardo e dei corrispondenti strumenti di prevenzione a livelli operativi e d'impiantistica così da ridurre il rischio di incidenti.

La visione complessiva del problema non ha esentato gli operatori dall'affrontare decisamente anche le situazioni di emergenza.

Il «SINGER» (Sistema Informativo Gestione Emergenze Rilevanti) messo a punto in ambito Assomineraria, l'associazione italiana degli operatori e delle compagnie di servizio, ne è un primo esempio.

Il Sistema, che si aggiunge all'accordo di assistenza fra gli operatori dell'up-stream, consentirà agli utenti di conoscere in tempo reale la disponibilità di materiali e mezzi esistenti presso le compagnie operatrici e di servizio e, attraverso i referenti, di poterne richiedere l'uso.

Altro significativo campione di interventi di tipo preventivo e gestionale è il modello «NRDAM» (Natural Resources Damage Assessment Model).

Si tratta di un modello previsionale utilizzato da AGIP e implementato per Egitto (Mar Ros-

so), Libia, Canale di Sicilia e Adriatico, che permette, in caso di sversamento accidentale di greggio in mare, di prevedere le modalità di comportamento della macchia (spostamento, evaporazione, solubilità, etc.), di suggerire una strategia di intervento e infine di valutare il danno sulle risorse costiere nel caso di trascinarsi sulle coste.

Ovviamente molti altri strumenti ed azioni vengono adottati dall'AGIP: progetti multidisciplinari per l'analisi di impatto ambientale delle attività E&P offshore, studi di geodinamica su strutture offshore mediante misure satellitari, azioni di minimizzazione delle potenzialità inquinanti, purificazione delle acque di strato, ingegneria di smantellamento di piattaforme su campi esauriti e ripristino ambientale.

Al primo posto della scala di rischi da inquinamento da greggio nel Mediterraneo restano comunque i possibili incidenti nel campo del traffico marittimo, in particolare da petroliere. Anche in questo settore la tecnologia sta apportando crescente ausilio.

L'utilizzo del doppio scafo nelle flotte cisterniere dovrebbe abbattere notevolmente il rischio di sversamenti di greggio. Il recente varo nel 1994 delle ECOEUROPA e ECOAFRICA, ultime navi-cisterna della flotta SNAM, ciascuna da 150.000 ton dw, si inserisce nel panorama di questa nuova generazione di petroliere.

Conclusioni

Desidero concludere ribadendo e riassumendo i pochi con-

cetti che più mi preme aver chiaramente esposto.

1. È obiettivo di fondo il perseguimento di una sempre più ampia, stretta e pacifica cooperazione economica e politica tra i paesi circummediterranei.

2. Una delle vie strategiche per conseguire concretamente questo obiettivo è quella di sviluppare sempre più iniziative e progetti congiunti, particolarmente nel campo del gas naturale, capaci di simbiosi industriali, economiche e sociali tra nazioni diverse.

Poiché l'energia è cuore dell'economia, una importante componente di questa strategia è as-

segnabile al comparto energetico ed in particolare alle varie fasi del ciclo degli idrocarburi, dalla ricerca e produzione fino alle grandi infrastrutture di trasporto, via tubo o via nave e per quanto riguarda il gas naturale agli impianti di liquefazione e rigasificazione.

3. Per poter espandere e potenziare questa attività in un ecosistema così delicato e sensibile come quello Mediterraneo, ormai giunto ad alto grado di tolleranza, occorre preliminarmente e inderogabilmente affrontare un grande disegno di prevenzione e di protezione ambientale, affinché tutte le auspiccate

nuove iniziative progettuali possano verificarsi in un contesto di «sviluppo sostenibile», cioè compatibile con una saggia gestione dell'ecosistema.

4. Questa grande azione di salvaguardia ambientale del Mediterraneo può essere messa in atto solo attraverso un pieno, illuminato, unitario impegno di tutti gli Stati rivieraschi in totale comunione di intenti e cooperazione di atti.

È per questa via di collaborazione e di superamento delle vigenti tensioni che il Mediterraneo del futuro potrà diventare sempre più grande zona di scambio e centro di autentica solidarietà.

L'analisi della situazione petrolifera e mineraria italiana nel discorso di Guglielmo Moscato all'Assemblea Generale dell'Associazione Mineraria

La riunione annuale dell'Assemblea Generale dell'Associazione Mineraria Italiana è un'occasione per fare il punto della situazione dell'industria dell'upstream degli idrocarburi e di quella mineraria. Quest'anno la riunione che si è tenuta il 22 settembre a Roma nella sede della Confindustria, ha visto prima l'elezione del Presidente e del Consiglio Direttivo. È stato confermato Presidente per un altro biennio l'ing. Guglielmo Moscato, mentre Vice Presidenti sono stati confermati: l'ing. Eugenio Laviosa (Miniere), il dott. Gianni Bonati (Idrocarburi e Geotermia), l'ing. Gianfranco Magnani (Servizi).

Successivamente l'ing. Moscato ha tenuto la sua relazione, alla presenza delle Autorità di Tutela. Erano presenti il Presidente del Comitato Idrocarburi e Geotermia, avv. Giovanni Gentile, i due Direttori Generali del Ministero dell'Industria dott. Ettore Rossoni (Energia) e dott. Umberto La Monica (Miniere) e l'ing. Piranio (Direttore dell'UNMIG).

Il Presidente dell'AMI si è anzitutto congratulato con il dott. Rossoni per aver assunto da poco il settore dell'Energia, dopo aver guidato per molti anni quello delle

Miniere. E con il dott. La Monica che è salito da poco ai vertici della Direzione delle Miniere. L'ing. Moscato ha sottolineato come la profonda collaborazione fra il Ministero dell'Industria e le Autorità

di Tutela hanno dato e stanno dando ottimi frutti, con l'obiettivo di ottenere la massima valorizzazione del patrimonio nazionale.

L'ing. Moscato è entrato quindi nel vivo della sua relazione di cui diamo il testo completo.

L'azione dell'AMI nel 1994 e nel primo semestre 1995

Nel corso del 1994, l'Associazione Mineraria Italiana ha intensificato la propria azione per richiamare l'attenzione dell'opinione pubblica e degli organismi statali e regionali competenti sulla necessità di dare adeguata soluzione ai numerosi problemi che investono l'attività delle categorie industriali rappresentate.



L'Ing. Guglielmo Moscato, Presidente dell'AGIP SpA, all'Assemblea generale dell'Associazione Mineraria Italiana

In questo contesto si colloca l'organizzazione di alcuni importanti convegni e seminari che hanno permesso significativi momenti di confronto tra quanti hanno modo, a diverso titolo, di influire sulla situazione e le prospettive dei Settori presenti nell'Associazione.

Ricordo, anzitutto, l'Offshore Mediterranean Conference (OMC '95), organizzata a Ravenna insieme alla locale Camera di Commercio ed all'Associazione ravennate dei contrattisti offshore. Tale conferenza ha costituito un importante appuntamento tra un migliaio di delegati di 25 paesi, dedicato ad un'approfondita ricognizione sullo stato delle tecnologie petrolifere a livello internazionale; un tema, dunque, di rilevante attualità quando si considerino, in particolare, le implicazioni che potrebbero derivare da uno Scenario di prezzi petroliferi intorno ai livelli attuali sui costi sostenibili dall'industria degli idrocarburi.

In occasione della Conferenza, che è servita anche a fare il punto sugli investimenti nell'upstream petrolifero del nostro paese, è stata illustrata l'intenzione del Governo italiano di recepire la disposizione dell'Unione Europea per la completa liberalizzazione delle concessioni per la ricerca e la produzione di idrocarburi sull'intero territorio nazionale a partire dal 1° gennaio 1997, di cui dirò più avanti.

Altri appuntamenti di rilievo sono stati: il Convegno annuale del Settore idrocarburi e geotermia, tenutosi a Torre Canne il 30 settembre 1994, nel quale sono stati illustrati alcuni rilevanti risultati positivi come l'importante scoperta in Val d'Agri e il seminario del maggio '94 a Roma, durante il quale sono state discusse le

esperienze e le prospettive nelle Repubbliche dell'ex-Unione Sovietica degli operatori italiani del settore minerario, petrolifero e dei servizi.

* * *

I Settori che fanno capo all'Associazione hanno operato nel 1994 e nei primi mesi del '95 in un contesto economico nazionale contrassegnato da una discreta fase di ripresa, con un Prodotto Interno Lordo in aumento, trainato dalla crescita della produzione industriale e dall'espansione delle esportazioni di beni e servizi favorita dal deprezzamento della nostra moneta.

Incoraggianti sono stati anche nel 1994 i risultati raggiunti dall'azione di risanamento dei conti pubblici.

Segnali critici sono venuti invece dalla situazione occupazionale, che ha registrato nel 1994 una ulteriore contrazione (-1,6%) e dall'andamento dell'inflazione i cui dati denunciano una pericolosa ripresa nella prima parte del '95 (+5,8% a giugno).

Il Mercato Petrolifero Internazionale

Spostando l'attenzione sugli andamenti settoriali, c'è da considerare, anzitutto, la dinamica del mercato petrolifero internazionale durante il 1994.

Nel 1994 la produzione mondiale di petrolio è giunta a circa 67 milioni di barili/giorno (67,9 milioni di barili/giorno nella prima parte del '95).

Le aree con i maggiori sviluppi produttivi sono state il Mare del Nord, l'America Latina e l'Africa; in flessione la produzione Nord Ame-

ricana, critica la flessione dei paesi ex URSS (-7,7%).

In questo contesto sia nel 1994, sia nei primi mesi del 1995, i prezzi del greggio hanno presentato andamenti molto oscillanti, confermando una situazione di volatilità del mercato pur su livelli alquanto contenuti (intorno a 16\$/bbl nel mese di luglio).

La domanda mondiale di gas naturale ha raggiunto oltre 2.170 miliardi di mc nel 1994 espressa per quasi la metà dai paesi OCSE. Alla sua copertura hanno concorso principalmente l'area OCSE e l'ex URSS.

Il Mercato Petrolifero Italiano

Per quanto riguarda l'Italia, vanno sottolineati i significativi aumenti della produzione nazionale di idrocarburi grazie soprattutto al contributo del gas naturale che ha raggiunto gli oltre 20,6 miliardi di mc (+6%) con una forte accelerazione delle produzioni offshore (+9,6%).

Nel 1994 la produzione nazionale di idrocarburi liquidi e gassosi ha assicurato il 15,6% dei consumi complessivi interni.

Le nuove scoperte fatte attraverso l'attività esplorativa e le rivalutazioni dei giacimenti esistenti hanno permesso di mantenere sostanzialmente invariate le riserve residue nazionali al 31/12/1994.

Per i consumi di gas naturale si è avuta una forte espansione degli impieghi industriali (+4%) concomitante ad una contrazione di quelli civili (-6,5%) dovuta soprattutto alle miti condizioni climatiche.

Quanto alla dipendenza del nostro paese dalle importazioni di greggio, esse sono state pari a

88,4 milioni di tep (importazioni nette), per un valore superiore ai 13.600 miliardi di lire.

Gli acquisti di gas naturale dall'estero sono stati pari a 30 miliardi di mc. (-7,4%).

Nei primi mesi del 1995 la fattura petrolifera è in peggioramento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente per 3 motivi: aumento delle quantità importate, rincaro dei prezzi e deprezzamento della lira.

Sul fronte degli investimenti, i rilevanti impegni a sostegno delle capacità produttive di gas naturale e di greggio nazionali sono stati caratterizzati da un'attenta selezione degli interventi con una ulteriore intensificazione delle iniziative di esplorazione per ricostituire e sostenere i livelli produttivi raggiunti. (I permessi di ricerca in vigore al 31 dicembre 1994 erano complessivamente 148 mentre le concessioni ammontavano a 180).

Il problema dell'Alto Adriatico

Una nota critica riguarda la situazione che si è creata di recente per l'attività nell'offshore dell'Alto Adriatico, dove erano in corso le operazioni per lo sviluppo dei giacimenti scoperti in quell'area.

Un provvedimento legislativo approvato dal Parlamento connesso a supposti pericoli di subsidenza nelle aree sottomarine al largo della laguna veneta interessate alla produzione di gas, ha stabilito un blocco di 12 mesi per ogni tipo di attività in attesa di ulteriori approfondimenti sul tema.

* * *

Nel 1994 gli aspetti attinenti all'ambiente hanno avuto ancora un ruolo di primo piano nello svi-

luppo del Settore Idrocarburi e Geotermia.

Il raggiungimento degli obiettivi di tutela e preservazione dell'ambiente costituisce senza dubbio un impegno al quale le imprese devono continuare a dedicare crescente e concreta attenzione; ma è necessario, allo stesso tempo, che esse possano contare su un quadro normativo ed autorizzativo certo e chiaro, e non già, come accade ora, frammentario e farraginoso, dove sussistono ampi margini di incertezza nell'interpretazione e applicazione delle norme, con effetti negativi sullo stesso sviluppo delle attività industriali.

Al riguardo è apparso particolarmente incisivo l'intervento del Ministro dell'Industria Clò all'ultima Assemblea annuale di Confindustria.

Egli ha ricordato che «...gli investimenti soffrono nel nostro Paese di una vera e propria asfissia burocratica. Gli imprenditori girano dentro un labirinto normativo e autorizzativo che spesso produce un unico effetto: frenare gli investimenti o localizzarli all'estero.

A tale effetto concorrono anche diffusi sintomi di cultura anti-industriale... In Italia persino gli impianti con finalità ecologiche, pur invocati a gran voce dagli ambientalisti a livello centrale, vengono poi bloccati da pretese istanze ambientaliste a livello locale. Non è più possibile accettare un potere di veto generalizzato, per cui tutti possono impedire agli altri di fare, senza che nessuno possa realmente fare. Senza che si abbia conto degli effetti che ne derivano; senza che nessuno sia poi chiamato a risponderne».

Colgo l'occasione per ricordare anche le considerazioni svolte

dallo stesso Ministro Clò nell'Assemblea dell'Unione Petrolifera del 6 giugno u.s., a proposito dell'altissimo prelievo fiscale esistente in Italia in materia energetica. Anticipando che nel 1995 lo Stato italiano dovrebbe incassare dai consumi energetici complessivi circa 80 mila miliardi di lire a titolo di imposte, il Ministro ha notato che tale importo, raddoppiato negli ultimi 5 anni, è giunto ad un valore sensibilmente superiore agli introiti petroliferi totali dell'Arabia Saudita che esporta ogni anno quantitativi di greggio pari a circa 3,5/4 volte il nostro consumo petrolifero.

Rimanendo in tema di ambiente va valutato positivamente il DPR 526/1994 relativo al regolamento per disciplinare la valutazione dell'impatto ambiente della prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi. Esso ha infatti consentito l'emanazione di circa 60 permessi, in terra e in mare, per i quali era stata conclusa l'istruttoria con parere favorevole da parte del Comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermia. Si ritiene inoltre che, una volta perfezionati gli accordi tra i Ministeri dell'Industria, Ambiente e Beni culturali, altri permessi, di fatto già istruiti, saranno conferiti.

Da parte sua il Ministero dell'Industria ha promosso l'emanazione del DPR 484/1994, entrato in vigore l'8 febbraio '95, che disciplina i procedimenti per il conferimento dei permessi di prospezione o ricerca e le concessioni per la coltivazione di idrocarburi.

L'azione del Settore Idrocarburi e Geotermia

Sul piano giuridico-amministrativo il Settore Idrocarburi e Geo-

termia dell'Associazione si è adoperato su alcuni importanti obiettivi.

Ricordiamo in particolare la partecipazione del Settore, per la parte di propria competenza, alla stesura di un testo predisposto dai Ministri dell'Industria e del Lavoro per recepire la Direttiva 92/91/UE in materia di miglioramento della sicurezza e della salute degli addetti alle attività estrattive.

Sempre in materia di Direttive UE va richiamata quella emanata il 30 maggio 1994 (94/22/UE) per l'abolizione, a partire dal 1° gennaio 1997, del diritto di un unico soggetto ad ottenere in via esclusiva autorizzazioni in un'area geografica specifica compresa nel territorio di uno Stato membro.

Ciò comporta in Italia l'abolizione della «zona di esclusiva» ENI e l'apertura della stessa ad altre compagnie petrolifere che abbiano requisiti per poter operare nel territorio della Repubblica e nel suo offshore. Ci si sta adoperando perché tale Direttiva venga recepita nella nostra legislazione.

Tra i fatti più significativi va segnalato l'accordo per il trasporto del gas tra produttori e SNAM, firmato il 22/12/1994 dal Presidente della SNAM e dai Presidenti dell'Assomineraria e dell'Unione Petrolifera, con modifiche particolarmente innovative, quali la tariffa non più unica ma che tiene conto del parametro della distanza di trasporto tra punto di consegna e punto di riconsegna.

Il Settore Idrocarburi e Geotermia dell'Associazione ha costituito un Gruppo di lavoro per affrontare il tema delle dismissioni delle piattaforme site nei mari italiani, tema di grande attualità alla lu-

ce della recentissima vicenda che ha investito attrezzature Shell nel Mare del Nord.

Il Settore ha inoltre presentato alla Regione Siciliana una proposta di legislazione che consenta di rilanciare la ricerca mineraria nell'Isola, dove esistono temi geologici meritevoli di essere investigati.

Per concludere ricordo, tra gli obiettivi che il Settore Idrocarburi e Geotermia ritiene di dover perseguire nel breve termine, la questione delle Royalties: il gruppo costituito «ad hoc» si è adoperato per una puntuale applicazione delle leggi che le regolano ed ha conseguito chiarimenti applicativi che hanno snellito l'iter burocratico.

Il Consiglio Direttivo di Settore, infine, ha istituito un gruppo di lavoro per produrre indicazioni sull'opportunità o meno di sfruttare campi di idrocarburi ritenuti marginali alla luce della situazione giuridico-economica attuale.

Il Settore Minerario

Passando ora al Settore Minerario, vorrei brevemente segnalare in sintesi i principali dati commerciali ed operativi, rimandando alla relazione di quest'anno per i dati più specifici.

Sul piano internazionale i mercati delle materie prima minerarie, dopo una crisi di due anni, hanno evidenziato un buon andamento, dovuto alla ripresa dell'economia mondiale.

Sul piano interno la produzione mineraria (esclusi i combustibili liquidi e gassosi) ha evidenziato una crescita nel 1994 del 4,8%, in linea con quella della produzione industriale.

Tale risultato è da imputare integralmente all'estrazione dei mi-

nerali non energetici (+5,8%), mentre quelli energetici, confermando il trend discendente, hanno registrato una forte contrazione (-52,7%).

Nell'ambito dei minerali non energetici, quelli metalliferi hanno recuperato solo in parte le perdite dell'anno precedente, nonostante il consistente incremento del 1994, mentre quelli non metalliferi hanno registrato una crescita media annua del 4,7%, dando un apporto positivo ai livelli dell'attività estrattiva.

Sul piano degli scambi con l'estero la ripresa economica ha comportato un peggioramento della bilancia commerciale del settore pari a 308 miliardi di lire.

Una nota negativa è data dall'occupazione, che, nonostante la ripresa della produzione, continua ad essere caratterizzata da una forte contrazione.

Passando alle politiche di sviluppo settoriale, va sottolineata, in primo luogo, la necessità, improrogabile, di individuare nuove formule di intervento che, in un quadro di compatibilità con i vincoli posti dalla normativa Comunitaria e con la politica di risanamento dei conti pubblici, vadano incontro alle attese ed alle esigenze degli operatori. Ci sembra di poter ipotizzare due tipi di intervento: il primo, sul piano finanziario, concerne i finanziamenti a tasso agevolato; il secondo, sul piano fiscale, riguarda la detassazione degli utili reinvestiti per la ricerca di nuovi giacimenti, per lo sviluppo delle attività produttive e per la tutela ambientale.

Ovviamente lo sviluppo del Settore non è legato soltanto a misure finanziarie o fiscali. È altrettanto importante disporre di un quadro giuridico di riferimento il più chiaro possibile.

Ciò significa adozione di norme precise e coerenti, in particolare in materia ambientale: abrogazione delle disposizioni non più attuali; applicazione di principi esistenti spesso trascurati; previsioni di nuove disposizioni che considerano le profonde innovazioni intervenute nel settore.

Gli obiettivi dell'AMI nel settore minerario

Occorrerà soprattutto garantire immediata operatività ai titoli minerari.

Non dovrebbe essere consentito che permissionari e concessionari siano da un lato impegnati, in virtù del titolo minerario, alla realizzazione del programma di lavoro presentato ed ai relativi investimenti e, contestualmente, si trovino nell'impossibilità di operare nell'attesa di ulteriori nulla osta o di prescrizioni aggiuntive disposte da altre autorità statali, regionali e comunali.

La legge 24/1993 recante «interventi correttivi di finanza pubblica» sembrava avesse aperto nuove prospettive per la soluzione di questo importante problema. Lo strumento messo a disposizione era costituito dai regolamenti delegati per la semplificazione di procedimenti amministrativi per il rilascio di autorizzazioni e concessioni, fra cui quelle relative al settore minerario.

Le proposte formulate al riguardo dall'Associazione, malgrado fossero condivise dall'Am-

ministrazione Mineraria, non hanno avuto finora seguito positivo. Ancora una volta va sottolineato come le norme adottate per l'attività mineraria presentino il difetto di basarsi su principi non più attuali.

La distinzione, ancora in vigore, fra minerali di interesse nazionale, attribuiti alla competenza del Ministero dell'Industria, e minerali di interesse locale, riferiti ai Distretti minerari, non ha ancora trovato un'appropriata soluzione.

Tale distinzione appare del resto anacronistica alla luce del fatto che attualmente l'industria mineraria nel nostro Paese è costituita al novanta e più per cento dall'estrazione di minerali non metalliferi e che, mentre alcuni materiali considerati poveri quaranta anni fa sono ora alla base di importanti produzioni, altri minerali, fra cui i metalliferi, hanno perduto valore e non sono più considerati strategici.

A questo proposito l'Associazione aveva intrapreso le opportune azioni perché la questione venisse riconsiderata, ma fino a tutt'oggi, purtroppo, a quanto ci risulta nessuna iniziativa al riguardo è stata avviata dalle autorità competenti.

Altro obiettivo che l'Associazione intende perseguire è quello di un più stretto coordinamento tra l'Amministrazione mineraria e le Regioni. Solo in tal modo il Ministero dell'Industria potrà attuare un'organica politica di approvvigionamenti e di razionale utilizzo delle materie prime.

Occorrerà anche che le leggi

tengano conto delle nuove opportunità di sviluppo e le disciplinino. L'attività mineraria oggi non consiste unicamente nell'utilizzo dei minerali, bensì anche nell'impiego dei vuoti, determinati dall'attività estrattiva, per lo stoccaggio di materiali. Tutto ciò non è di poco conto se si considera che un complessivo utilizzo del sottosuolo consentirebbe di rendere produttiva la coltivazione di giacimenti marginali che altrimenti verrebbero abbandonati.

Per concludere, in materia di interventi a sostegno del settore minerario va sottolineata l'esigenza di superare le concezioni localistiche che talora tali interventi assumono. È il caso del decreto legge 121/1993 che aveva proposto interventi a sostegno unicamente del settore minerario in Sardegna. In tale occasione l'Associazione non mancò di manifestare viva preoccupazione per gli effetti negativi che un tale provvedimento avrebbe sortito. Essendo infatti indubbia la necessità di fronteggiare le conseguenze della crisi mineraria, c'era da tener conto che essa purtroppo non era circoscritta alla sola Sardegna ma riguardava molte altre aree minerarie del territorio nazionale. L'Associazione, pertanto, espresse il fermo auspicio affinché il Governo superasse questa concezione localistica degli interventi, che l'esperienza ha dimostrato unicamente propedeutica a politiche di tipo assistenziale, adoperandosi altresì a che analoga posizione venisse assunta in sede parlamentare.

Cooperazione euromediterranea in campo energetico*

Questa conferenza OMC '97, che ha il pregio di presentare il quadro più aggiornato su progressi e prospettive dell'industria degli idrocarburi nel mare Mediterraneo, darebbe scarsi frutti se ad essa non ci accostassimo tutti con lo spirito di considerare questo mare non come frontiera naturale ma come fattore di legame e di coesione tra le nazioni costiere.

Credo che la presenza a questo Convegno di numerose e illustri personalità di governo, della scienza e dell'industria di tutti i principali paesi circummediterranei sia la prova migliore di questa solidale attenzione ad un bacino geopolitico che, lo si voglia o no, rende comuni i problemi che lo riguardano.

Forse gli intenti di solidarietà non si stanno concretizzando con la rapidità e l'intensità che auspichiamo, ma innegabilmente passi positivi sono stati compiuti, si tratta di renderli più diffusi e determinati. Di compiere

altri più decisivi sforzi in questa direzione.

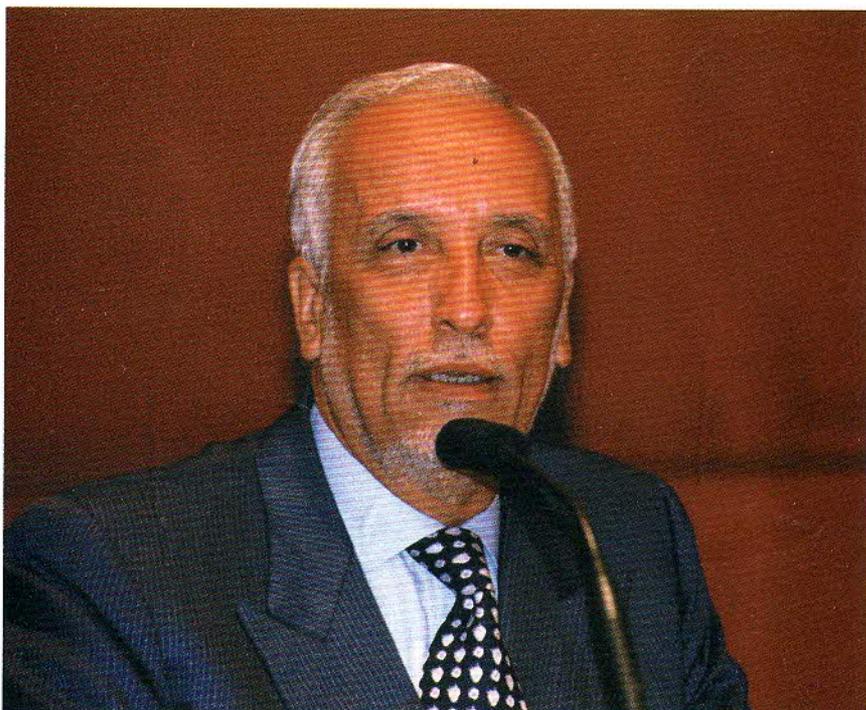
Dall'Unione Europea soffia verso Sud un vento nuovo di maggiore interesse, ci si è resi conto della delicatezza e importanza di quest'area in vista del terzo millennio; sono state assunte importanti iniziative politiche di Partenariato Euromediterraneo nella conferenza di Barcellona, avallate in altri im-

portanti summits a Casablanca, ad Amman; al Cairo, mass-media ed organi di informazione sono sempre più attenti al problema; molti altri eminenti Convegni tecnici collaterali, come questi che periodicamente si celebrano qui a Ravenna, si muovono nella stessa direzione.

È ben noto che l'energia rappresenta un grande potenziale per l'integrazione delle economie del bacino mediterraneo.

L'area Mediterranea dominata dagli idrocarburi

Il bilancio energetico dei paesi che contornano l'area Mediterranea è oggi dominato dagli idrocarburi. Da essi dipende, per



L'Ing. Guglielmo Moscato

* Intervento dell'Ing. G. Moscato all'Offshore Mediterranean Conference, Ravenna 19-21 marzo 1997

** Presidente Eni SpA e Agip SpA

oltre il 60%, la copertura della domanda energetica nei paesi delle sponde nord: l'Italia, 88%, è al primo posto, seguita da Portogallo 75%, Grecia 65%, Spagna 62%, in coda Turchia 53% e Francia 52%, grazie all'apporto, rispettivamente, di combustibili solidi e di nucleare. (V. figura 1).

Ancor più dipendenti dagli idrocarburi (mediamente 93%, per il resto minori quote di combustibili solidi e di idroelettricità) sono i paesi delle sponde sud. (Tra essi Libia 99%, Algeria 96%, Tunisia 96%, Egitto 91%, Marocco 82%). (V. figura 2).

Altro aspetto peculiare del bilancio energetico dell'area Medi-

terranea è dato dal fatto che quasi tutti i paesi delle sponde nord sono forti consumatori e scarsi produttori di idrocarburi, cioè sono importatori netti, mentre la maggioranza dei paesi delle sponde sud sono modesti consumatori e forti produttori, cioè esportatori netti.

Siamo quindi di fronte ad un caso naturale di complementarità e di reciproca propensione all'interscambio di idrocarburi. Interscambio che è oggi dominato dal petrolio. Si muovono nel Mediterraneo, trasportati via nave, oltre 400 milioni di ton/anno di greggio; per contro il trade gassifero globale, via tubo o via metaniere, è invece ancora meno di un decimo di quello petrolifero.

Cosa implichi questo predominio del petrolio nell'ecosistema mediterraneo è stato oggetto dell'analisi da noi compiuta nel Convegno OMC del 1995: fitta rete di operazioni e di movimenti petroliferi nell'offshore, proliferazione di raffinerie, depositi e terminali costieri.

Sono in molti a ritenere che per un buon numero di anni, l'utilizzo massiccio del petrolio e dei suoi derivati avrà carattere di ineluttabilità, soprattutto trascinato da retaggi impiantistici storici e dalla domanda del settore trasporti.

Ma la via maestra per l'avvenire è quella del gas naturale. È certo che la strategia energetica della maggior parte dei paesi, non solo circummediterranei, e di molti importanti gruppi industriali (e l'ENI tra i primi) tende a puntare sempre più sul gas naturale ed a riorientare in questo senso i propri comportamenti.

Questa scelta è supportata da ben noti molteplici vantaggi

Structure in energy demand of some North Mediterranean countries (% of total energy consumption - ref year 1993)

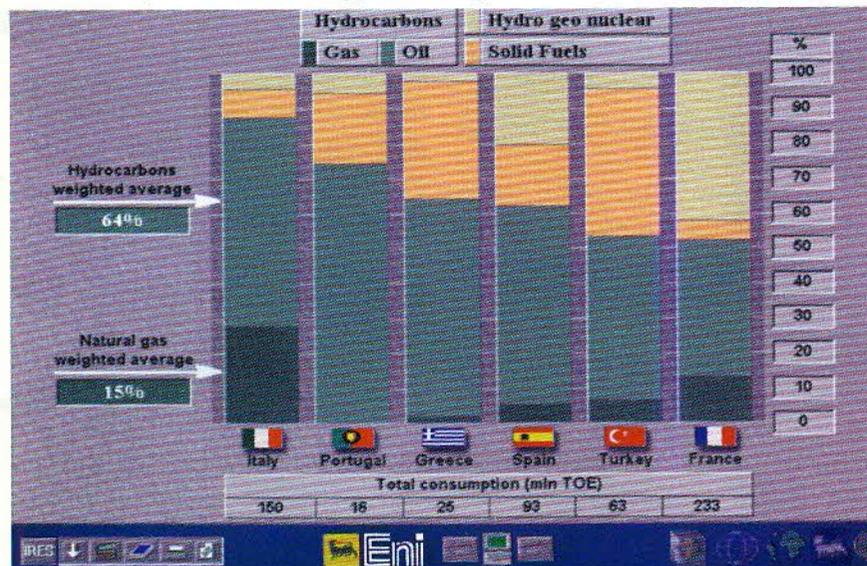


Fig. 1

Structure in energy demand of some South Mediterranean countries (% of total energy consumption - ref year 1993)

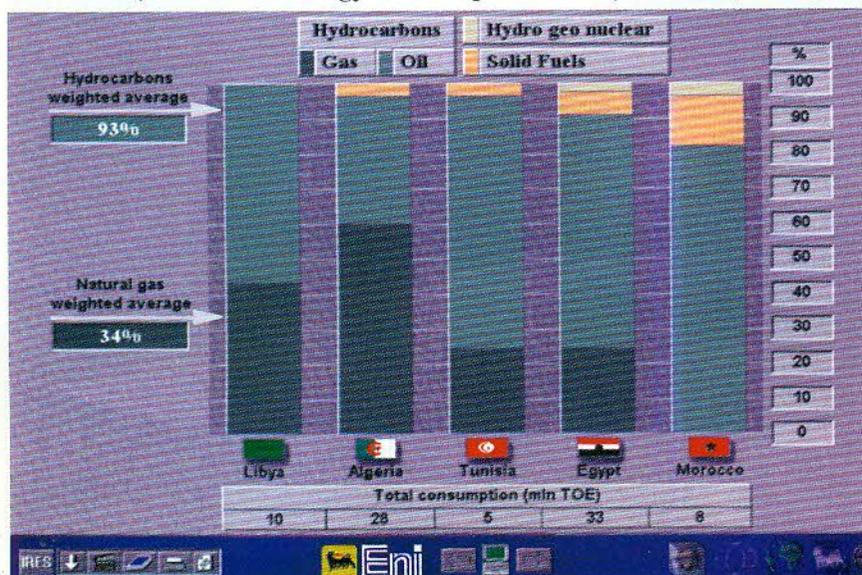


Fig. 2

competitivi del gas naturale, fra cui la sua migliore rispondenza alla crescente severità della regolamentazione ambientale, ed i suoi requisiti di buon rendimento energetico specialmente negli usi elettrici con turbine a gas a cicli combinati.

Algeria-Libia-Egitto protagonisti dell'interscambio gassifero

Il quadro dei progetti di interscambio gassifero nel Mediterraneo, quelli già in essere e quelli impostati, vede oggi come protagonista assoluto l'Algeria. Questo paese, che esporterà al 2000 circa 60 mld di mc/anno di gas, sta proseguendo una strategia fortemente determinata a rafforzare la propria capacità produttiva di gas e si è così affermato come uno dei maggiori protagonisti nell'export mondiale.

Ma un altro protagonista sta per entrare in gioco ed avere effetti innovativi e importanti nel «gas trade» mediterraneo. Si tratta della Libia, che dispone di un importante patrimonio di riserve, sia in terraferma che in off-shore, finora non adeguatamente valorizzato. Un passo importante per l'avvio della produzione di queste riserve è rappresentato dall'accordo dell'anno scorso tra la NOC e l'AGIP per il progetto di sviluppo congiunto dei campi di Wafa e NC 41. Il gas dalle due provenienze sarà raccolto e trattato alla costa libica nord-occidentale, a Sabrata. Di qui il dry gas, per circa 8 mld mc/anno, a far tempo dall'anno 2000 dovrebbe essere convogliato via tubo verso l'Italia. Una ulteriore quota per ca. 2 mld mc/anno restare a disposizione della domanda interna nelle aree est del Paese.

Un terzo grande attore si sta profilando all'orizzonte, è l'Egitto. Questo paese ha l'opportunità di diventare non solo un importante produttore e utilizzatore di gas, quale è già attualmente, ma anche significativo esportatore. Il Governo Egiziano ha sempre dimostrato un approccio molto illuminato, ha adottato da tempo appropriate misure tese a favorire E&P per gas naturale ed implementato, tra i primi in Nord Africa, politiche tese a promuovere l'impiego, soprattutto a fini elettrici.

Noi crediamo che, in relazione al gas, l'Egitto disponga di una forte posizione strategica perché possiede nell'area del Delta del Nilo e nel Western Desert in terra ed in mare, importanti riserve, già note e potenziali, e gode inoltre di una invidiabile posizione geografica che gli consente di operare come interfaccia verso l'Europa per flussi di gas provenienti dal Medio Oriente.

Di fronte al potenziale di esportazione dell'Egitto si aprono molteplici possibili opzioni di diramazione; o via gasdotti, verso est (costieri, marini o parzialmente marini) capaci di rifornire Palestina, Giordania, Israele, Libano e più oltre fino alla Turchia. In alternativa può puntare su un progetto del tipo LNG, capace di rifornire molteplici possibili centri di rigassificazione in Turchia, Grecia ed altrove nel Mediterraneo.

Enti ed autorità egiziane stanno cooperando con ENI ed AMOCO per la definizione del progetto ottimale.

ENI e le Autorità Governative egiziane non trascureranno inoltre altre opzioni che prevedano collegamenti della rete Egiziana

del gas con altri paesi produttori ed esportatori sia ad est che ad ovest verso la Libia da dove come detto prima è già previsto un collegamento via sealine con l'Italia.

L'evoluzione del «trade» gassifero

Nell'insieme, il quadro storico e di prospettiva del «trade» gassifero intramediterraneo presenta una tendenza di sensibile crescita. Infatti dovrebbe passare dai ca. 30 mld mc/anno del 1990 ai 66 mld mc/anno del 2000 fino agli 86 mld mc/anno del 2010. Con una prevalenza delle quantità trasportate via tubo.

Questo scenario sarà ulteriormente potenziato da altri progetti quali la concessione Italia-Croazia per giacimenti in mare Adriatico, o da nuovi sviluppi in Algeria (In Jahal). Inoltre dagli arrivi di rifornimenti «non Mediterranei» quali l'NGL dalla Nigeria e prodotti provenienti da paesi lontani quali Russia e repubbliche Centro Asiatiche.

Malgrado la indubbia crescita registrata dall'interscambio gassifero, crediamo di poter dire che si sarebbe potuto fare e impostare di più., molto di più se si tiene conto della mole di riserve note. Come si è già detto, il trade del petrolio nel Mediterraneo è ancora molte volte superiore a quello del gas.

Laddove non vi siano particolari condizioni geografiche che lo impongano, ad esempio il protendersi dell'Italia o la contiguità della penisola iberica verso l'Africa, il mercato del gas basato sul trasporto via condotta presenta un difetto di fondo

rispetto al trade petrolifero. È più rigido, meno multiforme, poco diffuso e diversificato nei suoi centri di emissione e ricezione.

Se il mercato del gas nel Mediterraneo vorrà assumere maggior slancio e dinamica, dovrà quindi far evolvere la vigente configurazione, ed integrare le grandi dorsali sottomarine già in essere e programmate con nuovi progetti LNG. Si potrà in questo modo collegare ogni nuovo paese esportatore con una mol-

teplicità di paesi importatori e di centri di sbarco, disporre di mercati alternativi in tempi reali, rendere più mobile, articolato e dotato anche della componente spot il mercato del gas, così come è per il mercato petrolifero.

Il progetto di un terminale galleggiante per la rigassificazione

Restando nell'ambito mediterraneo, non pochi ostacoli si con-

trappongono a questa linea di sviluppo. Vi è anzitutto alle vigenti tecnologie, un problema di costo comparativo, per cui progetti LNG assumono convenienza rispetto a gasdotti in mare solo per distanze superiori a 1500-2000 km e per quantità massicce. Inoltre si sono irrigiditi i problemi di accettazione ambientale da parte del territorio destinato alle ricezioni, cioè ai terminali di rigassificazione. In Italia abbiamo vissuto, in tempi recenti, i due casi istruttivi di Moltalto di Castro e di Monfalcone.

Io credo che non ci si debba rassegnare alla rinuncia, occorre pensare positivo, puntare sulle capacità vincenti del progresso tecnologico e dell'evoluzione delle concessioni progettuali. La tecnologia progredisce velocemente e, col tempo, consente di superare barriere operative, economiche e ambientali in precedenza ritenute insormontabili.

A questo riguardo, ritengo utile presentare brevemente in questa sede un progetto che l'AGIP ha studiato fin dal 1992: questo progetto, con la collaborazione della Tecnomare, società all'avanguardia nella ingegneria offshore, riguarda terminali galleggianti di arrivo, in particolare di rigassificazione di LNG, ubicabili in mare anche molto lontano dalla costa, dotati di autonomi sistemi di stoccaggio e collegabili a reti preesistenti.

Lo schema progettuale presenta questi connotati (V. figure 3, 4, 5, 6):

- Filiere di rigassificazione ubicate in apposito mezzo navale ancorato al largo; possibilmente non lontano da giacimenti o gasdotti preesistenti.

LNG regasification floating terminal

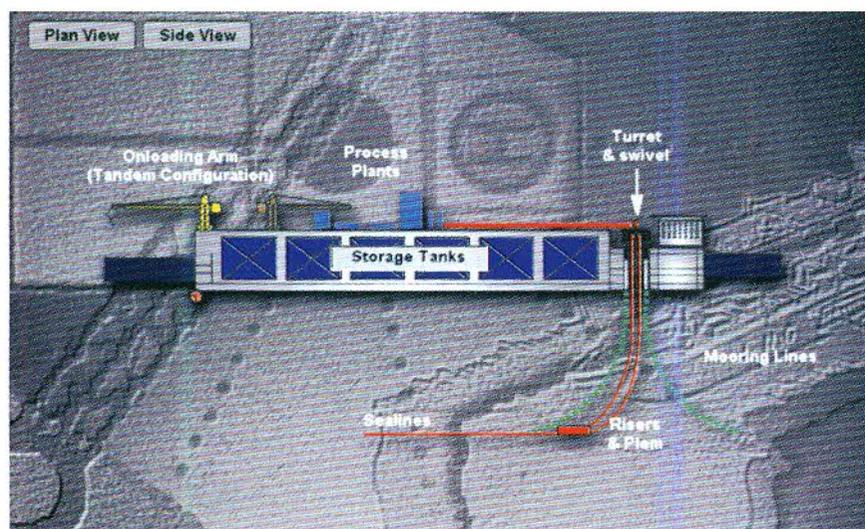


Fig. 3

LNG regasification floating terminal

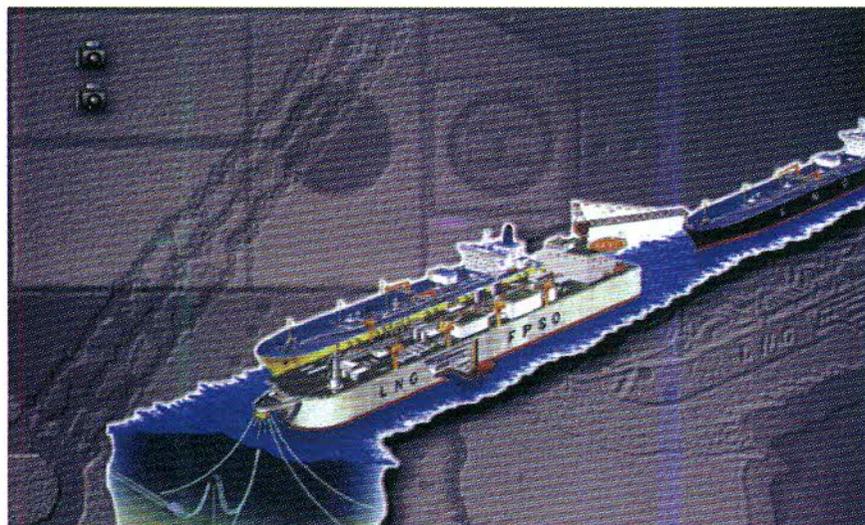


Fig. 4

- Possibilità di stoccaggio del gas sull'impianto flottante.
- Gas proveniente dalla rigassificazione o dagli stoccaggi inseribile in gasdotti limitrofi, flowline o altre condotte dedicate.
- Questa innovativa concezione ingegneristica presenta alcuni vantaggi di fondo rispetto ai sistemi tradizionali.
- Ubicazione in mare lontana da centri abitati e quindi con problemi ambientali attenuati.
- Collocazione eventualmente spostabile.
- Dimensioni modulari; flessibilità.
- Possibilità di realizzazione di molteplici centri, di dimensioni regolabili, alimentabili in successione da grandi metaniere di ogni dimensione.

- Innesto diretto su reti gassifere preesistenti.
- Utilizzo evaporiti ad acqua di mare a basso costo di esercizio.

La mobilitazione e applicazione mirata di tutte le competenze scientifiche e ingegneristiche di cui il nostro Gruppo è capace, unite a quelle di chi vorrà allearsi con noi per affrontare questa sfida, ci danno grande fiducia di poter conseguire la fattibilità di questo progetto sul piano tecnico e sul piano economico.

Assistiamo spesso, e con sofferenza, agli attacchi che critici integralisti muovono all'industria degli idrocarburi che opera in mare: le piattaforme di perforazione e produzione ed altre strutture, mobili o fisse, viste come mostri ecologici, fonti irrecuperabili di scarichi, di inquinamento, di incidenti, di subsidenza.

Questo assalto, talora istintivo, è riuscito a portare perfino a delle nocive sospensioni di attività. Ne abbiamo un esempio sotto i nostri occhi con il prolungato blocco per le operazioni di coltivazione di giacimenti a gas dell'Alto Adriatico.

Voglio anzitutto affermare in proposito che siamo pienamente e responsabilmente consapevoli che l'industria degli idrocarburi, in qualsiasi fase del suo ciclo operativo, *non può e non deve operare in mare se non rispetta il mare.*

Troviamo giusto che si debba disporre della soluzione ai problemi prima di affrontare sfide rilevanti che toccano l'ambiente. Troviamo invece non ammissibile, non coerente con la missione stessa dell'uomo e della scienza, il fermarsi, il rinunciare alla innovazione, al

LNG regasification floating terminal

DETAIL GLOBAL COSTS	
CAPEX	
	(Bln Lire)
Basic engineering & Survey	3
Floating unit	597
Flowlines	25
Onshore Base	10
Transport & Installation	19
Commissioning & Start - up	20
Engineering & Project mngt	13
Insurance & Certification	20
TOTAL	707
OPEX	
	(Bln Lire/year)
Offshore unit	26
Onshore Base	1
TOTAL	27

Fig. 5

Floating regasification LNG terminal selected locations in the Adriatic Sea

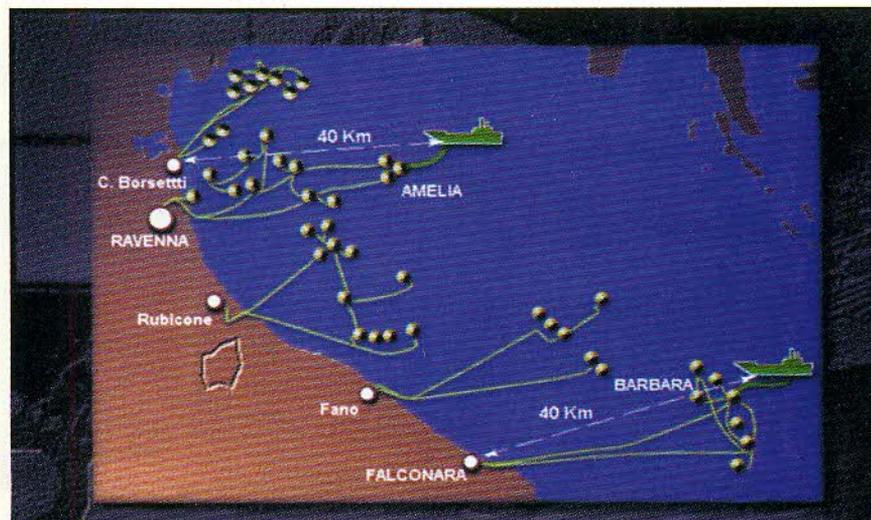


Fig. 6

progresso. In altre parole ad avanzare con coraggio ma senza temerarietà.

Il problema delle sanzioni alla Libia

Desidero concludere, tornando al bacino Mediterraneo, col richiamare un altro problema che fortemente ostacola una equilibrata espansione economica a scala regionale: l'imposizione di misure discriminatorie su nazioni che costituiscono parti vitali e integranti dell'intero organismo regionale di cooperazione energetica.

A questo riguardo non possiamo che sostenere la posizio-

ne assunta dal Governo Italiano in favore della integrazione della Libia nella Partnership Mediterranea lanciata a Barcellona.

Quanto al regime delle sanzioni, noi vogliamo inchinarci ed allinearci alle deliberazioni dell'ONU. Non possiamo invece essere ben disposti, come italiani e come europei, verso atti sanzionatori unilaterali che assumano forme di imposizioni e ingerenze di singoli stati nei confronti di nostre industrie e compagnie che compiono legittimi business e investimenti all'estero.

Siamo quindi in piena sintonia con l'Unione Europea che ha contestato l'applicazione di sanzioni unilaterali di boicottaggio secondario emanate dal Con-

gresso USA ed ha collegialmente ribadito obiezioni di principio all'applicazione di disposizioni sanzionatorie che non siano emanate da preposti organismi internazionali.

La regione mediterranea ha un'occasione unica nella sua storia, costruire attraverso le opportunità offerte da progetti energetici, una coesione pacifica e sinergica tra paesi molto diversi, alcuni dei quali per lungo tempo ostili fra loro. Se sapremo, tutti assieme, superare questo passaggio, il difficile traguardo di una vera cooperazione regionale sarà finalmente in vista e potrà assumere grande importanza strategica anche per l'Unione Europea.

Il Mediterraneo: una risorsa da gestire *

Il mare Mediterraneo è sempre stato fattore di sviluppo per i paesi rivieraschi. In passato, in quanto via commerciale e di scambi culturali che hanno permesso la crescita delle civiltà mediterranee, oggi, perché può costituire una risorsa economica che se gestita correttamente, favorirà lo sviluppo dei paesi che ad esso si affacciano.

Fra le tante caratteristiche di questo mare, c'è anche quella che è sede di importanti accumuli di olio e gas.

Vediamo innanzitutto quali sono le prospettive petrolifere nell'area del Mediterraneo.

Vi sono diversi bacini sedimentari favorevoli all'accumulo di idrocarburi. In genere essi non sono stati soggetti ad una intensa attività esplorativa, con l'eccezione di alcune aree come l'alto Adriatico e la Costa Spagnola. I principali sono localizzati nel Mediterraneo centro-orientale

(Tunisia-Libia-Egitto) nel Canale di Sicilia (Italia - Ex Jugoslavia - Albania) e nello Ionio.

Esistono bacini minori nel Mar Egeo (Grecia, Turchia) e Mediterraneo Occidentale lungo la Costa Spagnola.

In termini quantitativi, sia pure sulla base di una analisi di massima, possiamo valutare le scoperte sin qui fatte nel Mediterraneo in 8.600 milioni di BOE (Barrel Oil Equivalent) a cui corrispondono riserve provate (cioè oggi economicamente producibili), pari a 5.250 milioni di barili equivalenti, di cui 1.800 milioni è la quota sin qui prodotta dal 1956, data di inizio della produzione offshore in questa area geografica.

Gli studi geologici di bacino portano a valutare in 7.400 milioni di barili equivalenti il potenziale residuo ancora da scoprire nel Mediterraneo (di questi un 3 miliardi di BOE dovrebbero essere recuperabili in modo economico).

Quanto alla distribuzione regionale di tali riserve, i bacini con potenziali più elevati risultano essere localizzati nella fascia Centro Orientale che va dalla Tunisia all'Egitto e nell'Adriatico.

L'attività di ricerca e di produzione di olio e gas nel Mediterraneo, in questi ultimi 40 anni, ha richiesto all'industria petrolifera investimenti nell'ordine di 15 miliardi di dollari a valori 1992.

Assumendo, per gli idrocarburi che restano ancora da individuare, un costo di scoperta e di messa in produzione in linea con il trend degli ultimi anni, ne deriva che nei prossimi anni rendere disponibile per lo sviluppo economico dell'area mediterranea queste risorse costerà all'industria uno sforzo economico non indifferente dell'ordine di 15-20 miliardi di dollari (sempre in lire 1992).

Naturalmente il mercato gioca un ruolo fondamentale nella nostra pianificazione degli investimenti, infatti se i nostri costi di E & P (Exploration and Production) dovessero non essere congruenti col mercato, chi non è del mestiere ci direbbe subito di andare a comperare questi idrocarburi anche lontano da qui, laddove esistono enormi riserve a basso costo.

A nostro avviso, sulla base dell'esperienza fatta finora nel "nostro mare" è possibile rendere producibili riserve anche superiori a quelle indicate prima ad un costo competitivo che tenga anche conto di azioni migliorative riguardo l'ambiente Mediterraneo al quale siamo tanto affezionati. Alle seguenti condizioni però:

a) impiego della tecnologia più avanzata, con ricorso a nuova R & S (Ricerca e Sviluppo);

* Questo articolo riassume l'intervento dell'ing. Moscato, che ha aperto il convegno «Offshore Mediterranean Conference», tenutosi a Ravenna dall'11 al 13 marzo 1993.

** Presidente dell'Assomineraria e Amministratore Delegato dell'Agip SpA

b) interventi governativi sulle infrastrutture, sulla fiscalità, sulle norme contrattuali che incentivino tutta l'attività;

c) contenimento dei costi unitari relativamente alle forniture di beni e servizi.

Quindi ognuno deve fare la sua parte. Le società petrolifere dedicare più fondi e risorse umane nella ricerca tecnologica e nella conquista di una sempre maggiore efficienza operativa-gestionale.

Le autorità governative e le varie istituzioni nell'incoraggiare questa attività attraverso strumenti legislativi/contrattuali appropriati, non trascurando gli enormi vantaggi diretti e indiretti che il proprio paese, produttore o consumatore che sia, viene ad acquisire dalla valorizzazione e ottimizzazione delle proprie risorse, sia energetiche che tecnologiche e di know how che generano in ultima analisi lavoro e quindi ricchezza.

Infine, le società di servizio che attraverso una pianificazione a lungo termine traggano obiettivi di massima efficienza insieme a risultati economici soddisfacenti se pur non altamente remunerativi.

Vorrei adesso spostare questo mio esame su un piano più pragmatico e operativo, per fare un'analisi molto preliminare di due progetti, attualmente in fase di conceptual design ma che a mio avviso possono costituire un fattore propulsivo e di sostegno allo sviluppo dell'attività offshore.

Il primo riguarda il gas naturale e gli aspetti connessi con un suo impiego sempre più su larga scala, il secondo riguarda i giaci-

menti che sottostanno agli alti fondali.

Il gas naturale è la risorsa di gran lunga più importante nel Mediterraneo; di quel potenziale residuo di cui abbiamo parlato, costituisce almeno il 70%. Il gas naturale, è noto, costituisce la risorsa energetica cui l'orientamento generale dei paesi consumatori accredita maggiori consensi per le sue peculiarità, certamente meno penalizzanti, dal punto di vista ambientale, rispetto a qualsiasi altra fonte industrialmente ed economicamente oggi sfruttabile.

Il gas naturale però non è come l'olio greggio che può essere trasportato dovunque più o meno allo stesso costo. Per le grandi distanze, soprattutto in mare, il pipeline può non essere a volte la soluzione più economica, o, per problemi tecnici, non essere una soluzione percorribile.

Non rimane in questi casi che il trasporto in fase liquida, ma questo sistema non ha solo da investire molto nella liquefazione e nel trasporto con navi speciali dedicate esclusivamente a quel progetto e a quel campo specifico, ma anche quello del porto d'arrivo che deve avere impianti di rigassificazione, di stoccaggio ed una o più utenze o una rete di distribuzione esistente nelle immediate vicinanze.

Allora penso che le società petrolifere devono, con la loro esperienza nell'upstream, contribuire a risolvere questi problemi.

Piattaforme e strutture offshore esistenti possono ad esempio essere utilizzate per accogliere le facilities di gassificazione; i giacimenti offshore esistenti e magari in via di esaurimento po-

trebbero servire per lo stoccaggio, e tutto ciò a costi molto contenuti, con enormi vantaggi anche in termini di sicurezza e protezione ambientale.

Sempre per quanto riguarda il gas naturale offshore, un altro contributo a favore della economicità dei campi esistenti considerati marginali, (perché piccoli, troppo distanti dalla costa o in acque profonde, o perché contengono impurità nel gas che ne rendono difficile e costoso il trattamento), può venire dalla installazione in offshore degli impianti che generano energia elettrica unitamente, se necessario per altri scopi industriali, (magari piscicoltura) al calore. Il trasporto dell'elettricità via cavo sottomarino, come noto, non è un grosso problema.

Cogenerazione quindi o comunque generazione di energia sul luogo di produzione del combustibile da utilizzare tale quale: e questo concetto è applicabile anche ai campi ad olio offshore, soprattutto se trattasi di olio pesante, troppo viscoso, che se emulsionato ad acqua può costituire un ottimo combustibile come è noto dall'esperienza Venezuelana e di altri operatori (anche Europei).

Con un ulteriore vantaggio in questo caso, che i fumi di scarico dei turbogeneratori possono costituire spesso un ottimo mezzo di enhanced recovery, se iniettati nel giacimento, eliminandoli così completamente dall'atmosfera.

E per finire passiamo al problema degli alti fondali (verso i mille metri d'acqua cioè) dove esistono giacimenti certamente ancora numerosi da scoprire. Lo sviluppo di tali campi è intrinse-

camente costoso, per cui la ricerca sistematica e la produzione possono essere affrontati solo se le riserve sono abbastanza consistenti, e ancora più importante, se la produttività dei pozzi è molto elevata.

L'esperienza dell'industria nel Mediterraneo non incoraggia purtroppo eccessivi ottimismo, perché non pensiamo esistano dei giants o super giants; e allora? Non bisogna demordere, bisogna ricorrere a due importanti espedienti:

– la tecnologia che può fornire i mezzi per ridurre il rischio geologico, e i costi di sviluppo e produzione.

– Il miglioramento delle performances operative e del modus operandi.

Questo secondo aspetto va enfatizzato: bisogna cominciare

a pensare alle partnerships con le società di servizio, perché ritengo che queste società è tempo che comincino ad assumersi una parte di rischi, almeno nella fase di produzione. A titolo di esempio: il ricorso ai sistemi galleggianti che possono essere impiegati con grande flessibilità in più di un campo petrolifero, in successione da più operatori, possono essere forniti dalle società di servizio, attraverso strumenti contrattuali appropriati.

In linea con questo concetto qualcosa del resto si sta verificando nel Nord Europa, ma auspichiamo che nel Mediterraneo avvenga qualcosa di più interessante e conveniente per entrambe le parti.

Anche se interventi governativi per l'attività in acque profonde sono già previsti, in particolare

fuori dall'Italia, rimangono ancora degli spazi in ambito fiscale che incentiverebbero ulteriormente questa pionieristica attività.

Possiamo quindi concludere che lo sviluppo della «Risorsa Mediterraneo» richiede uno sforzo congiunto, da ben coordinare, da parte di governi e dell'industria, tramite strategie comuni e fra paesi consumatori e paesi produttori, agevolando e promuovendo la nascita di partnerships fra compagnie petrolifere e società di servizi.

La rinuncia anche parziale allo sviluppo di questa risorsa ci lascerebbe con l'unica alternativa di appesantire ulteriormente in futuro la dipendenza da produttori esterni al bacino del Mediterraneo a scapito di una crescita più rapida e autonoma dei paesi rivieraschi.

Le esperienze e le prospettive nelle Repubbliche dell'ex Unione Sovietica

L'Associazione Mineraria ha organizzato a Roma il 12 maggio scorso un incontro-dibattito sulle esperienze e prospettive dell'ex Unione Sovietica.

La relazione di base è stata tenuta dall'ing. Guglielmo Moscato di cui diamo ampi stralci, dato l'interesse e l'attualità dell'argomento.

Le nuove aree dell'Est Europeo che si sono aperte all'industria occidentale già da qualche anno non hanno ancora, malgrado l'interesse manifestatosi subito in tutta Europa, visto l'Industria Italiana sufficientemente coinvolta.

La ripresa di cui tanto si parla ha bisogno di sfruttare al massimo tutte le nuove componenti dello scenario del lavoro nel nostro paese come nel resto del continente europeo ed, in particolare in alcuni paesi dell'Est che stanno tentando di ammodernare la loro industria, le loro infrastrutture civili ed industriali allineandole a quelle del resto dell'Europa.

Questi paesi che facevano parte della ex Urss, avevano ben chiara una cosa al momen-

to della caduta dell'Urss, che le loro risorse interne erano a volte consistenti e che soprattutto il potenziale energetico era stato solo marginalmente sfruttato e portato verso la commercializzazione.

In campo petrolifero l'ex Urss aveva dato precedenza allo sfruttamento dei grossi bacini petroliferi della Siberia nord occidentale e del sud ovest della Russia, (zone di Oremburg e del Caspio occidentale, dei campi petroliferi dell'area di Baku già famosi all'inizio di questo secolo).

Dedicheremo particolare attenzione alle Repubbliche Centro asiatiche.

È necessario però, prima di descrivere alcune esperienze già fatte in questi paesi, fare un breve quadro, molto sintetico, del contesto generale internazionale venutosi a creare in queste aree al momento del dissolvimento dell'Urss.

Due fattori importanti:

1. la comparsa di nuovi soggetti politici con una grande volontà di autonomia e di conquista di leadership;

2. la ricerca di un nuovo equilibrio nei rapporti di dipendenza politico-economica con la Russia e con gli altri paesi vicini quali la Turchia, l'Iran e la Cina.

La Turchia molto influente nell'area per la comune radice etnica, l'Iran più che altro temuto per la componente religiosa ed essendo inoltre ritenuto il paese ispiratore delle opposizioni radicali.

La terza, cioè la Cina, da considerare come un grande poten-



ziale mercato in grado di far sviluppare rapporti economici già facilitati dalla stessa commistione di razze e religioni esistenti soprattutto nella grande regione dello Xinjiang (Turkestan orientale).

Per quanto riguarda l'atteggiamento dell'occidente nei confronti di queste Repubbliche si è constatata una forte inerzia nell'assumere una linea politica ben definita e impegni di carattere finanziario e creditizio.

Anche la Russia non ha avuto un comportamento chiaro e determinato a causa forse dei grossi problemi politici ed economici interni. Non è riuscita a mantenere ad esempio stabile l'area del Rublo né è stata in grado di gestire un controllo al suo interno, a causa delle forze centrifughe generatesi nelle province periferiche quale reazione alla notevole dipendenza dal centro su cui il vecchio sistema basava la sua strategia.

All'interno delle varie repubbliche i nuovi leader, per realizzare il processo di decentralizzazione ed adottare le regole del mercato internazionale, stanno affrontando con grave difficoltà il problema generalizzato di un radicalismo islamico, insieme all'emergere di opposizioni più o meno organizzate e frastagliate, ed al tentativo di recupero dei valori tradizionali.

Non è difficile immaginare che la situazione è tale che a causa della mobilità storica delle varie etnie esistenti all'interno delle popolazioni, si avranno modifiche territoriali in qualche repubblica i cui confini sono tuttora da considerare solo teorici.

La situazione è aggravata dall'esistenza di gruppi armati difficilmente gestibili per la variabi-

lità delle alleanze e l'intreccio di traffici anche illeciti di armi e droga che coinvolgono più paesi confinanti.

La conflittualità più accentuata sembra attualmente essere quella Tadzhiko-uzbeka.

I contatti dell'AGIP per un suo ingresso nell'ex Urss

L'AGIP ha incominciato a negoziare a Mosca con l'Urss, invitata a studiare possibilità di collaborazione nel campo petrolifero già da prima dello sgretolamento del sistema sovietico e della separazione delle varie repubbliche. I Russi ci chiesero allora, parlo del 1987, collaborazione su base di «assistenza tecnica, contratti di servizio, studi specialistici di giacimento e di recupero assistito». A noi interessavano informazioni sui loro bacini minerari e sul livello di tecnologia raggiunto.

Alla fine del '91 nasce la C.S.I., ma sono solo gli stati slavi inizialmente (Bielo ruscia, Russia, Ucraina) ad aderirvi. Solo a fine '91, inizio '92, per iniziativa del Presidente Kazakho Nazerbaiev aderiscono alla nascente federazione altre repubbliche, fra le quali quelle caucasiche e centro-asiatiche.

Almaty dichiara la propria indipendenza e sovranità sia territoriale che in materia di risorse energetiche.

I dettagli sul Kazakhstan

Il patto confederativo firmato ad Almaty prevede fra l'altro la garanzia per tutti i cittadini del rispetto dei diritti costituzionali dei Paesi firmatari, dell'identità

delle minoranze e del libero movimento di persone, merci e capitali.

Contemporaneamente queste repubbliche, soprattutto quelle con potenziale minerario più elevato, affidandosi a consulenti occidentali ricercano gli strumenti legislativi più idonei ed incentivanti per attirare nelle loro Regioni i capitali stranieri.

Sono fra i primi i Kazakhi ad adottare in campo petrolifero il Production Sharing e incominciano a firmare i primi accordi assegnando permessi di ricerca e concessioni.

Si possono ricordare le molteplici misure di carattere legislativo che riguardano quasi tutte le Repubbliche dell'area e che sono volte a favorire il processo di privatizzazione delle strutture economiche. In alcuni casi si registrano ritardi o limitazioni (privatizzazioni escluse per alcuni settori e verso gli stranieri), ma il processo sembra avviato in modo irreversibile e costituisce una condizione indispensabile per rendere agibili accordi tra soggetti economici locali e partners esteri.

Altre disposizioni normative per agevolare e proteggere gli investimenti esteri ed il rimpatrio dei profitti vengono emesse in vari paesi. Da menzionare inoltre la istituzione di una Banca (Banca di investimento e sviluppo) per agevolare i finanziamenti agli stati dell'Asia Centrale e l'Azerbaijan.

Va da sé che, di fronte ai grandi problemi di finanziamento per lo sviluppo di queste aree geografiche, un maggiore e più adeguato ruolo devono averlo le istituzioni internazionali attraverso un loro coinvolgimento in progetti industriali e commerciali

promossi da quei paesi con partners esterni.

Qui si tratta di creare, come in alcuni casi si sta già facendo, una rete di sostegno (finanziamenti, assicurazione crediti, etc.) ad iniziative economicamente valide e che vedano la partecipazione di partners affidabili.

La Banca Mondiale è presente nell'area da oltre due anni, con interventi riguardanti stanziamenti di importo piuttosto elevato.

I prestiti in programma per gli anni fiscali 1994-97 prevedono, per l'area caucasica e dell'Asia Centrale, impegni complessivi supportati dalla Banca per 3 miliardi di dollari (oltre il 40% è destinato al Kazakhstan) di cui circa 370 milioni di dollari per il settore energia.

Anche i programmi della BERS (Banca Europea per la Ricostruzione e lo Sviluppo) finora definiti sono orientati a finanziamenti in settori strategici. All'inizio dell'anno i progetti BERS ammontavano ad un valore di circa 200 milioni di ECU più 2 progetti, in fase di preparazione, riguardanti le infrastrutture di trasporto in Kazakhstan per un importo stimato in 162 milioni di ECU.

Per concludere, bisogna muoversi con la necessaria attenzione a quei cambiamenti (normativi, organizzativi e di supporto tecnico-finanziario) che siano in grado di agevolare la definizione e la gestione di accordi imprenditorialmente validi. Ma anche con l'idea che in tale direzione non potrà non muoversi una componente di grande peso delle relazioni economiche internazionali. È importante, dunque, essere partecipi di un processo di cooperazione che possa accomuna-

re esperienze ed aspirazioni diverse, naturalmente a condizioni di reciproco vantaggio.

Ha detto un poeta kazakho:

Non c'è Oriente

e nemmeno Occidente.

Il cielo è infinito.

Non c'è Oriente,

e nemmeno Occidente

due figli di un unico padre.

Quel padre è l'età della nostra civiltà che ci sta davanti e che dobbiamo e possiamo costruire insieme.

L'ing. Moscato ha dato ampie chiarimenti su quanto ha fatto l'AGIP in Kazakhstan, dove è interessata a due progetti: Mar Caspio e Karachaganak.

Mar Caspio

L'AGIP è in un consorzio di 6 grandi società petrolifere internazionali per la ricerca di idrocarburi nella parte kazaka di questo mare, oltre 100.000 kmq.

Il lavoro dovrebbe iniziare quanto prima, appena sarà chiarito il problema dei confini, sollevato dalla Russia. Si partirà quindi subito con la sismica offshore e, fra i primi problemi da affrontare, ci sono studi che riguardano l'impatto ambientale e studi che riguardano anche la struttura organizzativa. L'operatore sarà una organizzazione mista fra il Kazakhstan e le società del consorzio.

Progetto Karachaganak

Qui l'AGIP è associata con la British Gas. Sono stati già definiti tutti gli accordi, ma resta da chiarire il problema del trasporto dei liquidi e del gas, che è fondamentale. In quanto non si

possono fare gli investimenti di base, se prima non è garantito l'arrivo ai mercati del liquido (olio e condensati) e del gas prodotti.

Così occorre attendere non solo per gli investimenti legati allo sviluppo degli idrocarburi come la perforazione di pozzi, gli impianti di trattamento, la costruzione della raffineria e dell'impianto petrolchimico, per citare solo i maggiori. Ma anche per gli altri, chiamati «investimenti sociali», valutati in 600 milioni di dollari in 10 anni, che interessano le comunità della zona a cominciare dal trattamento delle acque, ai progetti agricoli, al rifornimento idrico della città di Aksai, progetti che dovranno essere definiti di volta in volta con il governo.

Sono in corso studi e contatti per sbloccare la situazione, e fra gli altri progetti volti a trovare una soluzione, c'è la costruzione di un pipeline che colleghi il Caspio al Mar Nero.

Le possibilità di lavoro per imprese italiane

Dopo questo inquadramento generale, l'ing. Moscato ha poi spiegato che ci sono ampie possibilità di lavoro per piccole e medie imprese italiane, non solo nel settore strettamente petrolifero, ma anche in quello più ampio che ricade nei cosiddetti «investimenti sociali», che richiedono l'opera di compagnie altamente specializzate.

Questo settore riguarda una ampia gamma di lavori, come già detto, dalla costruzione degli aeroporti, agli ospedali, all'agricoltura, all'impianto di fertilizzanti. L'AGIP - ha assicurato il suo presidente - farà di tutto per sollecitare al massimo l'industria italiana, come del resto

l'altro partner, la British Gas, farà altrettanto per l'industria britannica.

Occorre pertanto che le società di servizio interessate si organizzino in modo da essere pronte. Perché quando sarà il momento di fare gli investimenti, è necessario che le presenze siano consolidate sul posto.

Così la Saipem, che prevede in Kazakhstan un'attività petrolifera di notevole ampiezza ha già

costituito una branch, in collegamento con organizzazioni locali.

L'ing. Moscato ha sottolineato che naturalmente ci sono i rischi che permangono sempre nell'upstream petrolifero e che le società sono comunque abituate a superare. È opportuno che il problema venga visto anche dalle società più piccole, abituate a muoversi solo quando hanno un contratto in mano. Però qualche cosa si può fare fin da

adesso in questi paesi, vista la loro grande potenzialità, soprattutto in Russia.

Sarebbe il caso di cercare subito il collegamento con privati, in modo da essere pronti quando verrà il momento, perché ci sarà molto da fare. «Questa – ha concluso il presidente dell'AGIP – è la nuova area che riteniamo si apra per l'industria petrolifera, in alternativa al Golfo Arabico».



KAZAKHSTAN LOCATION MAP OF PETROLEUM ACTIVITY



Arch. KAZAKHSTAN KARACHAGANAK by S. Colvetti