

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea ordinaria degli azionisti, tenutasi il 16 giugno 1998, ha deliberato:

- di approvare il bilancio di esercizio della Vostra Società al 31 dicembre 1997, che si chiude con l'utile di 4.022.048.786.515 lire;
- di accantonare alla "riserva legale" il 5% dell'utile, pari a 201.102.439.326 lire, ai sensi del disposto dell'art. 2430 del codice civile;
- di destinare l'utile residuo di 3.820.946.347.189 lire come segue:
 - . agli azionisti a titolo di dividendo in ragione di 280 lire per le n. 7.999.205.453 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire ciascuna rappresentanti il capitale sociale, e così per complessive 2.239.777.526.840 lire; all'intero dividendo compete un credito di imposta ordinario nella misura del 58,73%;
 - . alla "riserva per emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile" per 1.700.000.000 di lire;
 - . alla "riserva disponibile" per il residuo di 1.579.468.820.349 lire;
- di mettere in pagamento il dividendo a partire dal 22 giugno 1998.

PAGINA BIANCA

BILANCIO CONSUNTIVO

PAGINA BIANCA

Missione

L'ENI opera nei seguenti 77 paesi:

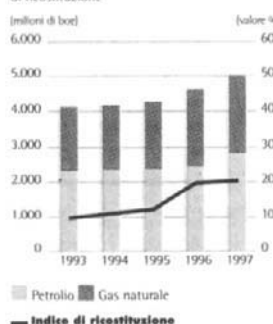
Europa: Albania Austria Belgio
Bulgaria Croazia Danimarca Francia
Germania Grecia Irlanda Italia Norvegia
Paesi Bassi Polonia Portogallo
Regno Unito Repubblica Ceca
Repubblica Slovacca Romania Slovenia
Spagna Svizzera Turchia Ungheria
Africa: Algeria Angola Congo
Costa d'Avorio Egitto Eritrea Etiopia
Gabon Kenya Libia Nigeria Repubblica
Democratica del Congo Somalia
Sud Africa Sudan Tanzania Tunisia
Uganda Zambia **Asia e Oceania:**
Australia Cina Giappone Hong Kong
India Indonesia Malaysia Myanmar
Pakistan Singapore Taiwan Thailandia
Vietnam **CSI:** Azerbaijan Kazakistan
Russia **Medio Oriente:** Arabia Saudita
Emirati Arabi Uniti Iran Kuwait
Oman Qatar Yemen **Americhe:**
Argentina Brasile Canada Colombia
Ecuador Falkland Messico Perù Stati
Uniti d'America Trinidad e Tobago
Venezuela

L'ENI è una società energetica integrata nelle attività del petrolio e gas naturale, della petrolchimica e dell'ingegneria e servizi, dove detiene competenze di eccellenza e forti posizioni di mercato a livello internazionale.

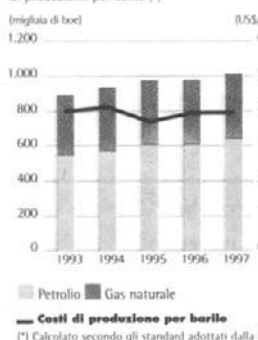
Obiettivo dell'ENI è creare valore per i propri azionisti attraverso il continuo miglioramento della posizione di costo e della qualità dei prodotti e servizi per i propri clienti.

Per conseguire questi obiettivi l'ENI punta sul grande patrimonio di competenze manageriali e tecniche delle proprie risorse umane e sulla loro continua valorizzazione attraverso un'organizzazione sempre più snella e imprenditoriale.

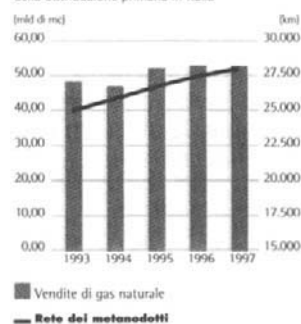
Riserve certe di idrocarburi e indice di ricostituzione



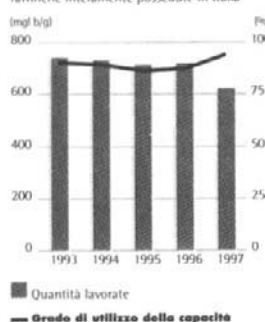
Produzione giornaliera di idrocarburi e costi di produzione per barile (*)



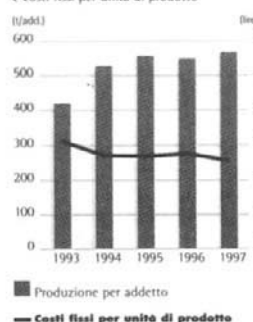
Vendite di gas naturale e rete dei metanodotti della distribuzione primaria in Italia



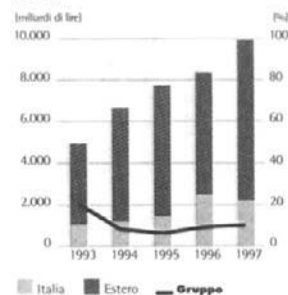
Lavorazioni e grado di utilizzo delle raffinerie interamente possedute in Italia



Petrochimica: produzioni per addetto e costi fissi per unità di prodotto



Portafoglio ordini residuo Ingegneria e Servizi



ASSEMBLEA ORDINARIA DEGLI AZIONISTI DEL 16 GIUGNO 1998

L'avviso di convocazione è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana parte II n. 98 del 29 aprile 1998, parte seconda, foglio delle inserzioni

Risultati dell'anno

- Dall'inizio delle contrattazioni in Borsa del novembre 1995 il titolo ENI si è apprezzato del 135%
- L'utile netto continua di anno in anno a registrare nuovi record raggiungendo i 5.118 miliardi di lire, con un incremento del 15% rispetto al 1996. Il ROACE (12,2%) aumenta di 0,8 punti percentuali
- L'ulteriore riduzione dell'indebitamento finanziario netto di 2.922 miliardi di lire e i risultati economici conseguiti hanno consentito di migliorare il rapporto tra indebitamento e patrimonio netto da 0,68 a 0,50
- Il superamento delle soglie di un milione di barili di petrolio equivalenti (boe) di produzione giornaliera e di 5 miliardi di boe di riserve di idrocarburi portano l'ENI a un nuovo livello dimensionale
- Gli accordi raggiunti nell'Esplorazione e Produzione con la Repubblica del Kazakistan, con le società di Stato SOCAR in Azerbaigian, INA in Croazia e CNPC in Cina e con la società russa RAO Gazprom costituiscono un passo importante nella strategia di crescita della presenza internazionale dell'ENI e contribuiranno ad aumentare il patrimonio di riserve e la produzione di idrocarburi
- È stata impressa una accelerazione al processo di razionalizzazione della rete di distribuzione dei carburanti per portarla ai migliori standard europei

(miliardi di lire)

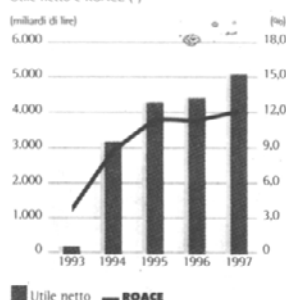
	1993	1994	1995	1996	1997
Ricavi	52.879	49.839	56.889	57.681	60.718
Utile operativo (1)	5.712	7.433	10.292	9.604	10.347
Utile netto (1) (2)	243	3.213	4.327	4.451	5.118
Patrimonio netto	17.756	21.180	24.744	27.047	31.452
Indebitamento finanziario netto (3)	32.151	27.227	20.890	18.509	15.587
Capitale investito netto (3)	49.222	48.407	45.634	45.556	47.039
Dividendo per azione (in lire)		117	215	240	280

(1) L'utile operativo e l'utile netto del 1996 comprendono l'effetto della modifica del criterio di svalutazione rispettivamente per 801 e 382 miliardi di lire.

(2) Di competenza ENI.

(3) A decorrere dall'esercizio 1997 è stata modificata la rappresentazione dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto. I valori degli anni precedenti sono stati modificati (vedi nota a pagina 36).

Utile netto e ROACE (*)



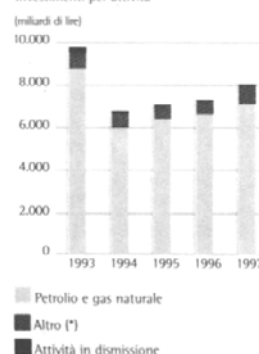
(*) Per la definizione vedi glossario pagina 43.

Struttura del Capitale e Leverage (*)



(*) Rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto, compresi gli interessi di terzi.

Investimenti per attività



(*) Comprende gli investimenti della Petrochimica, dell'Ingegneria e Servizi e delle Altre attività.

Lettera agli azionisti

Signori azionisti,

il 1997 è stato per la Vostra Società un anno di grande trasformazione: in seguito all'incorporazione dell'Agip, l'ENI ha assunto direttamente la gestione delle attività upstream, che rappresenteranno l'elemento centrale della strategia di sviluppo nei prossimi anni.

Questo cambiamento incide per la prima volta sulla struttura originaria del Gruppo, proiettandolo verso un rapporto diretto con il mercato attraverso lo snellimento dei processi decisionali e il decentramento delle responsabilità.

Il continuo miglioramento dei risultati e la fiducia dei mercati

L'ENI ha confermato nel 1997 il continuo miglioramento dei risultati che ha caratterizzato tutti gli esercizi a partire dal 1993: l'utile netto è cresciuto del 15%, raggiungendo 5.118 miliardi di lire; l'utile operativo è cresciuto del 7,7%, è aumentato di 0,8 punti percentuali il ritorno sul capitale investito - che si colloca su livelli ampiamente superiori al costo del capitale - ed è ulteriormente migliorato il leverage (0,50).

Grazie a questi risultati l'ENI ha rafforzato ulteriormente la sua struttura patrimoniale e ha rispettato il suo obiettivo fondamentale di creare valore per gli azionisti. Pertanto il Consiglio di Amministrazione della Società proporrà all'Assemblea di aumentare il dividendo del 16,7% a 280 lire per azione.

Il mercato ha premiato la continuità dell'impegno dell'ENI nel realizzare gli obiettivi annunciati: rispetto al prezzo di collocamento del novembre 1995, a fine marzo 1998 il titolo ENI risultava apprezzato del 135%.

La fiducia degli investitori si è riflessa anche nella positiva accoglienza riservata al terzo collocamento, che si è concluso a giugno: nel complesso, il Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica ha collocato sul mercato il 17,6% del capitale della Società.

Al 31 dicembre 1997 la partecipazione dello Stato nell'ENI risultava pari al 51,3%.

All'eccellente prestazione sul piano gestionale è corrisposto un notevole miglioramento dei risultati operativi, in particolare nel settore upstream.

I grandi accordi internazionali nell'Esplorazione e Produzione

L'ENI ha incrementato del 3,8% la sua produzione, che ha superato il milione di barili al giorno su base annua; allo stesso tempo, l'indice di ricostituzione delle riserve è stato pari al 206% rafforzando ulteriormente il profilo di crescita delle produzioni nei prossimi anni, che si colloca tra i più dinamici a livello internazionale.

Alcuni accordi realizzati nel 1997 sono destinati a dare un contributo fondamentale alla crescita futura della Società. Tra questi i più importanti sono i Production Sharing Agreements conclusi a novembre con il Governo kazaco per lo sfruttamento di Karachaganak - uno dei più grandi campi scoperti negli ultimi anni - e dell'offshore kazaco del Caspio, le cui prospettive minerarie appaiono di grandissima rilevanza. Allo stesso tempo, abbiamo consolidato la nostra posizione nell'offshore dell'Africa Occidentale, dove siamo ormai uno dei primi operatori.

In tal modo abbiamo assunto un ruolo di primo piano in due aree di frontiera nell'esplorazione e produzione di idrocarburi, garantendo alla Vostra Società un solido posizionamento competitivo rispetto al problema più critico che l'industria petrolifera dovrà affrontare nei prossimi anni: quello di incrementare i livelli produttivi mantenendo un rapporto stabile tra riserve e produzione,

conquistando l'accesso sia alle aree che presentano un elevato potenziale geologico sia alle infrastrutture di trasporto.

La sfida della concorrenza nel settore Gas Naturale

Nel settore del Gas Naturale la convergenza verso il mercato unico europeo richiede una progressiva e strutturale apertura del mercato domestico e continentale. In particolare la Direttiva sul Gas dell'Unione Europea disegna un nuovo quadro normativo, compatibile con la differenziazione degli assetti attuali, che mira ad una graduale armonizzazione delle diverse situazioni. Inoltre l'indagine dell'Autorità Antitrust italiana sulla situazione del settore ha accresciuto le pressioni per una maggiore liberalizzazione del mercato.

Questi processi rientravano nelle nostre aspettative, e già nel 1997 abbiamo intrapreso azioni che ne precorrono le implicazioni future.

In primo luogo, abbiamo ottenuto risultati di rilievo in termini di concorrenzialità dell'offerta di gas naturale al mercato italiano focalizzandoci sulla massimizzazione dell'efficienza delle nostre attività. Grazie a questo impegno abbiamo concluso a dicembre l'accordo per il rinnovo delle forniture di gas naturale al sistema industriale italiano, trasferendo al consumatore - in termini di prezzi più bassi - i primi benefici della maggiore efficienza. Nel contempo l'accordo ha introdotto una maggiore flessibilità contrattuale per grandi forniture di gas.

Inoltre, l'ENI ha avviato con successo una strategia di espansione all'estero dell'attività Gas Naturale, attraverso la conclusione di importanti accordi di fornitura alla Croazia e all'Egitto. Con questa strategia di internazionalizzazione del settore - che intendiamo espandere nei prossimi anni - puntiamo allo sviluppo di mercati nuovi caratterizzati da alti tassi di crescita, facendo leva sullo slancio imprenditoriale e sulle vaste competenze che ci hanno permesso di creare il mercato del gas in Italia.

Le azioni di internazionalizzazione e la ricerca di una più ampia competitività della nostra offerta, attraverso la valorizzazione dei servizi resi al cliente, si coniuga con l'obiettivo di continuare ad ottimizzare le posizioni di mercato e di redditività.

La dimensione e la diversificazione della struttura di approvvigionamento che l'ENI è in grado di offrire al Paese - rafforzata nel corso del 1997 dagli accordi di approvvigionamento conclusi con fornitori norvegesi e olandesi - rappresentano gli elementi di forza di questa strategia, costituendo fattori strutturali di sicurezza e allo stesso tempo di economicità dell'offerta.

A questi elementi si aggiungerà un forte orientamento alla qualità, all'affidabilità dei servizi offerti al consumatore e alla massima valorizzazione della redditività inespressa in ciascun segmento del ciclo.

La sfida della concorrenza nel settore Raffinazione e Marketing

Forti segnali di cambiamento hanno caratterizzato nel 1997 anche il settore Raffinazione e Marketing in Italia. Prima le indagini dell'Antitrust, poi il decreto legislativo per la razionalizzazione della rete di distribuzione hanno disegnato uno scenario nuovo per il settore, contraddistinto da un deciso allineamento agli standard di efficienza dei mercati internazionali. Ancora una volta l'ENI è stata all'avanguardia nel tracciare la strada delle future evoluzioni, lanciando ad aprile l'operazione "Fai da te". Anche in questo caso, la Società ha puntato a trasferire ai consumatori i benefici di una rete più efficiente e in linea con i modelli europei di distribuzione.

La riduzione del prezzo dei carburanti che l'operazione ha comportato si è peraltro tradotta nella seconda parte dell'anno in un aumento dei volumi di vendita che ha incrementato la quota di mercato dell'ENI nel settore.

Con l'obiettivo di migliorare l'efficienza del sistema distributivo e commerciale, è stato avviato il processo di fusione tra Agip Petroli e IP ed è stato stipulato l'accordo tra la stessa Agip Petroli e la Erg per la cessione della partecipazione nella Erg Petroli (20%) e di 104 punti vendita.

Nella Petrochimica, infine, è proseguito il processo di contenimento dei costi fissi.

In questo quadro si colloca il futuro delle attività dei settori Raffinazione e Marketing e Petrochimica che nei prossimi anni continueranno a essere interessate da vasti interventi di ristrutturazione e riduzione dei costi, ma anche da investimenti selettivi mirati a valorizzare i segmenti più efficienti e competitivi dei due settori.

Consiglio di Amministrazione (1)**Presidente**

dott. ing. Guglielmo Moscato

Amministratore Delegato

dott. Franco Bernabè

Amministratori

prof. Mario Cattaneo (□) (2)

prof. Umberto Colombo (Δ) (2)

prof. Renzo Costi (□)

prof. Mario Draghi

dott. Davide Pastorino (□) (Δ)

prof. Giulio Sapelli (□) (2)

prof. Victor Uckmar (Δ)

Direttore Generale della Divisione Agip per l'Esplorazione e Produzione di idrocarburi (3)

ing. Luciano Sgubini

Collegio Sindacale (4)**Presidente**

dott. Andrea Monorchio

Sindaci effettivi

prof. Mario Sica

prof. Gianfranco Zanda (5)

Sindaci supplenti

dott. Fernando Carpentieri

prof. Paolo Germani

Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo

dott. Claudio Gatti (6)

Sostituto

dott. Nicola Mastropasqua (7)

Società di revisione (8)

Arthur Andersen SpA

(□) Membro dell'Audit Committee

L'Audit Committee ha il compito di vagliare il lavoro delle Società di revisione con particolare riguardo all'indipendenza delle stesse, vagliare gli eventuali rilievi che emergessero dai rapporti di revisione delle unità di Internal Audit dell'ENI e delle società del Gruppo, dai Collegi Sindacali, da indagini/esami svolti da terzi.

(Δ) Membro del Compensation Committee

Il Compensation Committee ha il compito di esaminare i criteri di retribuzione del top management del Gruppo e di proporre l'introduzione di meccanismi di incentivazione.

Poteri dell'Amministratore Delegato

All'Amministratore Delegato sono stati conferiti tutti i poteri di amministrazione della Società ad eccezione di quelli non delegabili, della definizione delle linee strategiche di Gruppo, delle delibere da assumere nelle assemblee delle principali società direttamente controllate e di altri poteri in tema di operazioni di compravendita di rilevante entità, riservati al Consiglio di Amministrazione.

Le strategie di crescita globale e di creazione di valore

Il panorama dei risultati e delle azioni intraprese nel 1997, quindi, testimonia il forte slancio imprenditoriale della Vostra Società e la sua capacità di affrontare con successo le spinte competitive che, con crescente intensità, caratterizzeranno nei prossimi anni il mercato degli idrocarburi.

Queste spinte assegnano un ruolo critico e prioritario alla nostra capacità di controllare la struttura dei costi per migliorare i margini e alla individuazione di opportunità di investimento ad elevata redditività, come quelle su cui la Vostra Società si è finora concentrata.

Per questo motivo la crescita del futuro sarà prevalentemente concentrata nell'upstream.

Al fine di migliorare ulteriormente la redditività delle attività upstream abbiamo individuato due obiettivi che perseguiremo con determinazione: la riduzione dei tempi di sviluppo dei progetti e il mantenimento dei costi di esplorazione e sviluppo in linea con quelli dei nostri migliori concorrenti.

Gli standard di efficienza, innovazione e flessibilità che abbiamo consolidato in questi anni e che sono ormai parte integrante della nostra cultura d'impresa ci consentiranno di accrescere il nostro orientamento al mercato, di ridurre tempi e costi di sviluppo dei progetti, di competere con successo nella sfida tecnologica, soprattutto nell'esplorazione e produzione in acque profonde.

Allo stesso tempo, l'ENI continuerà a considerare l'integrazione una componente essenziale delle sue strategie di crescita e di razionalizzazione.

L'integrazione garantisce una maggiore stabilità dei risultati di breve periodo, e quindi consente di pianificare a lungo termine con la dovuta efficienza. Questo vantaggio - caratteristico della struttura dell'ENI - si rivela essenziale di fronte a uno scenario sfavorevole di prezzo del greggio come quello che ha caratterizzato l'ultimo trimestre del 1997 e si prospetta per il 1998, riducendo la sensibilità dei nostri risultati alla volatilità dei prezzi.

Per la realizzazione degli obiettivi, sono previsti nel quadriennio 1998/2001 investimenti tecnici e finanziari per circa 40.000 miliardi di lire, di cui circa il 75% nelle attività di Esplorazione e Produzione e nel Gas Naturale; oltre il 50% degli investimenti saranno realizzati all'estero.

È inoltre previsto un qualificato impegno nelle attività di ricerca scientifica e tecnologica che contribuirà alla creazione del valore e al miglioramento del posizionamento competitivo del Gruppo. Nei prossimi anni l'ENI continuerà a crescere con quello spirito di frontiera e con quell'apertura al nuovo che non hanno mai cessato di essere l'elemento propulsore della nostra spinta imprenditoriale, della nostra capacità di conseguire, prima e meglio degli altri, traguardi importanti in aree e paesi difficili, costruendo rapporti di amicizia e collaborazione destinati a durare nel tempo.

Questi risultati e questi traguardi sono possibili per la qualità ed il valore delle donne e degli uomini dell'ENI, le cui capacità professionali, l'impegno e la determinazione sono la leva fondamentale per migliorare ancora i risultati della Società, la sua credibilità e il suo prestigio.

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente Guglielmo Moscato

L'Amministratore Delegato Franco Bernabè

21 aprile 1998

(1) Nominato dall'Assemblea del 14 maggio 1996

(2) Nominati dall'Assemblea del 30 gennaio 1998

(3) Nominato dal Consiglio di Amministrazione del 24 settembre 1997

(4) Nominato dall'Assemblea del 12 giugno 1995

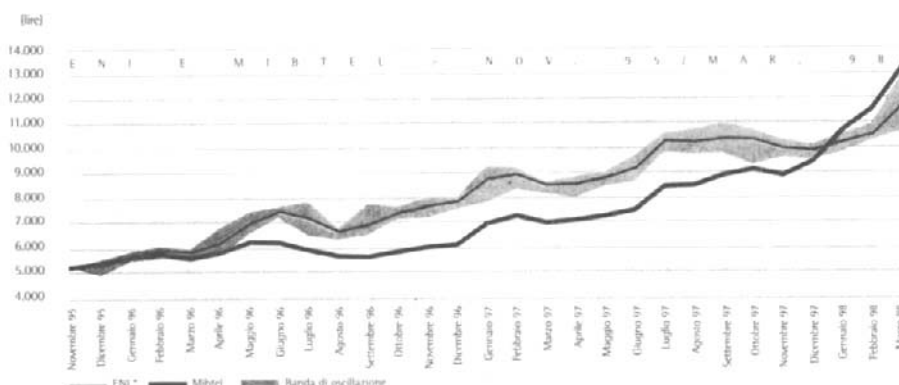
(5) Nominato dall'Assemblea del 19 giugno 1997

(6) Designato dalla Presidenza della Corte dei conti il 30 dicembre 1993, funzioni conferite con delibera del 23-24 maggio 1994 del Consiglio di Presidenza della Corte dei conti

(7) Funzioni conferite con delibera del 18-19 luglio 1994 del Consiglio di Presidenza della Corte dei conti

(8) Incanto conferito dall'Assemblea del 16 ottobre 1995

ENI e la borsa



Quotazione	Borsa italiana (*) (lire per azione)	NYSE (US\$ per ADS)
	1997	1997
Massimo	10.999	63.13
Minimo	7.803	48.13
Media	9.478	55.62
Fine periodo	10.102	57.06

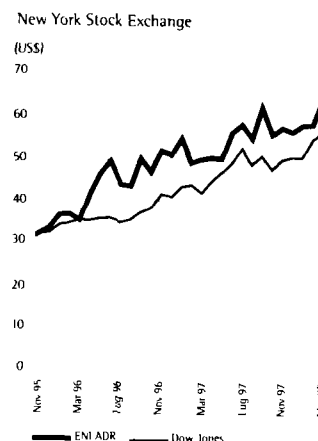
Collocamento sul mercato delle azioni ENI

Il 15 luglio si è concluso il terzo collocamento delle azioni ENI sul mercato. Il successo riscontrato presso il pubblico e gli investitori istituzionali, italiani ed esteri, ha consentito di collocare 1.408 milioni di azioni, pari al 17,6% del capitale della Società, a fronte di un'offerta iniziale del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica di un miliardo di azioni. Nell'ambito dell'Offerta Pubblica di Vendita, particolarmente positiva è stata l'adesione dei dipendenti ENI (n. 40.674, pari ad oltre il 67% degli aventi diritto). Considerando i due precedenti collocamenti, il Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica ha incassato complessivamente, in meno di venti mesi, circa 28.500 miliardi di lire, di cui circa 13.300 miliardi con l'ultimo collocamento. A fine anno la quota di capitale sociale detenuta da investitori privati era pari al 48,7%.

Andamento del titolo ENI

Nel periodo 1° gennaio 1997 - 31 marzo 1998 la borsa italiana ha registrato l'incremento record del 134,4%, il più alto nell'ambito delle principali borse mondiali, a seguito della forte liquidità indirizzata sul mercato azionario italiano sia da investitori internazionali, che avevano individuato nell'Italia uno dei mercati dalle maggiori potenzialità di crescita per il 1997, sia nazionali che, a causa della discesa dei tassi d'interesse, hanno spostato sul mercato azionario parte degli impieghi in titoli di Stato.

La quotazione* del titolo ENI nello stesso periodo è passata da 7.816 a 12.349 lire con un trend in costante crescita, registrando un incremento del 58%, superiore a quello delle principali società petrolifere statunitensi e alla media di quello delle più importanti società europee del settore. Le performance del titolo ENI e delle altre società petrolifere hanno risentito della forte flessione delle quotazioni del petrolio nel periodo, che hanno toccato nel mese di marzo 1998 il valore minimo degli ultimi nove anni.



(*) Prezzi di riferimento

Esplorazione e Produzione

- *La produzione media giornaliera di idrocarburi dell'anno ha superato per la prima volta il milione di barili di petrolio equivalente (1.021.000 boe)*
- *L'incremento del 40% degli investimenti si colloca nell'obiettivo strategico di aumentare il patrimonio di riserve di idrocarburi, parallelamente alla prevista crescita produttiva, e di ridurre il "time to market"*
- *Sono stati conclusi accordi di rilevanza strategica che contribuiranno in misura significativa all'aumento delle produzioni e del patrimonio di riserve di idrocarburi dell'ENI*

Riserve

Al 31 dicembre 1997 le riserve certe di idrocarburi ammontavano a 5.073 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), con un incremento di 398 milioni, pari all'8,5%, rispetto al 31 dicembre 1996. L'incremento, al lordo della produzione, è attribuibile ad acquisizioni per 292 milioni di boe, a nuove scoperte ed estensioni per 273 milioni di boe, a revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero per 220 milioni di boe e a cessioni per 14 milioni di boe. Le acquisizioni riguardano principalmente la finalizzazione dell'accordo di Production Sharing per lo sviluppo del campo di Karachaganak in Kazakistan. Le nuove scoperte ed estensioni riguardano sia l'Italia (soprattutto

a fronte delle scoperte in Val d'Agri, in particolare quella di Perticara) sia l'estero, principalmente l'Angola (Blocco D-14), la Cina, il Congo (campi di Sounda e Djambala), l'Egitto (diversi campi a gas e ad olio), il Gabon (campo di Limande), la Libia (gas ed idrocarburi liquidi nel campo di Wafa) e la Norvegia (campi di Asgard). L'incremento registrato dalle riserve certe ha determinato l'aumento dell'indice di ricostituzione dal 200% del 1996 al 206% e della vita utile residua da 13,1 a 13,6 anni.

Esplorazione e sviluppo

Il portafoglio minerario dell'ENI al 31 dicembre 1997 consisteva in 637 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 30 paesi di quattro continenti per una superficie in quota ENI di 345.875 chilometri quadrati (364.718 al 31 dicembre 1996), di cui 30.959 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (28.772 al 31 dicembre 1996). La riduzione complessiva di 18.843 chilometri quadrati, pari al 5%, è dovuta principalmente alla minore superficie detenuta in Italia, attribuibile principalmente al rilascio di una parte della superficie esplorativa nell'ex area di esclusiva della Val Padana e alla superficie relativa alle istanze che al 31 dicembre 1997 risultavano in attesa del decreto di attribuzione da parte del Ministero dell'Industria (l'attribuzione è prevista entro il primo semestre 1998). La diminuzione della

(miliardi di lire)

Ricavi (1)
Utile operativo (2)
Costi di ricerca esplorativa
Investimenti di sviluppo e altri
Dipendenti al 31 dicembre (numero)

1995	1996	1997
10.967	12.736	13.354
4.054	5.295	5.015
773	1.097	1.380
2.295	2.123	3.116
8.740	8.441	8.578

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasetton.

(2) L'utile operativo del 1996 non comprende l'effetto dell'applicazione dello SFAS 121 per 239 miliardi di lire.

superficie in Italia risulta parzialmente compensata dall'intensa acquisizione di titoli minerari all'estero in paesi di consolidata presenza (prevalentemente Algeria, Congo, Croazia e Gabon) e in nuovi contesti geografici in cui l'ENI intende operare (Danimarca, Eritrea, Irlanda e Perù). Nei primi mesi del 1998 sono stati conclusi accordi per l'acquisizione di ulteriori permessi nell'America Latina (Trinidad e Tobago e Venezuela). Nel 1997 sono state effettuate prospezioni sismiche tridimensionali per 9.539 chilometri quadrati (3.317 in quota ENI), con una riduzione del 36% rispetto al 1996, e prospezioni sismiche tradizionali per 13.126 chilometri (6.125 in quota ENI), con una riduzione del 46%; la flessione è connessa al completamento di importanti campagne di rilevazione sismica in Italia, Libia, Egitto e Kazakistan. Sono stati perforati 127 nuovi pozzi esplorativi (74 in quota ENI) a fronte di 113 pozzi (66 in quota ENI) dell'anno precedente. Il coefficiente di successo complessivo è stato pari al 41% (43% in quota ENI) a fronte del 52% (47% in quota ENI) del 1996.

Gli investimenti nell'attività esplorativa in Italia, pari a 345 miliardi di lire (371 miliardi di lire nel 1996), hanno interessato essenzialmente le aree della Sicilia, dell'Appennino Centro Meridionale, del Mare Adriatico e della Lombardia. All'estero gli investimenti nell'attività esplorativa, pari a 1.035 miliardi di lire (726 miliardi di lire nel 1996), hanno interessato prevalentemente l'Egitto, la Libia, il Congo, gli Stati Uniti, l'Algeria e l'Angola. Complessivamente i costi di ricerca esplorativa sono risultati pari a 1.380 miliardi di lire, con un aumento del 26% rispetto al 1996. Gli investimenti, incluse le acquisizioni, nelle attività di sviluppo in Italia, pari a 1.219 miliardi di lire (782 miliardi di lire nel 1996), hanno interessato principalmente il mantenimento del campo di Villafortuna-Treccate ai massimi livelli di produzione, lo sviluppo del Progetto Val d'Agri e l'acquisizione



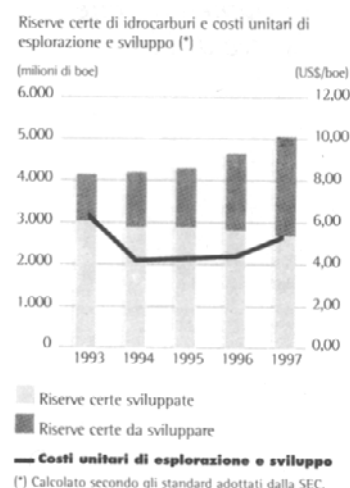
Italia, Brindisi. Progetto Aquila. L'entrata in produzione nel 1998 del giacimento Aquila, situato a 850 metri di profondità, pone l'ENI tra le prime compagnie petrolifere nello sviluppo ad alte profondità.
In foto: Ciro Tonino, Angelo De Masi

della concessione di Bonaccia. All'estero gli investimenti nell'attività di sviluppo, pari a 1.897 miliardi di lire (1.264 miliardi di lire nel 1996), hanno interessato il proseguimento dei significativi progetti già in corso riguardanti, in particolare, le attività in Norvegia, Regno Unito, Egitto, Congo e Angola. Complessivamente sono stati effettuati investimenti di sviluppo per 3.116 miliardi di lire con un incremento del 52% rispetto al 1996.

I costi unitari di esplorazione e sviluppo del triennio 1995-1997 sono risultati pari a 4,72 dollari USA per boe rispetto a 4,33 dollari USA del triennio 1994-1996; l'incremento dell'indice, legato al rilevante aumento degli investimenti, esprime il forte impegno per una crescita produttiva parallela all'incremento del patrimonio delle riserve, in modo da mantenere stabili nel lungo periodo gli anni di vita delle riserve e di ridurre il "time to market".

Produzione

L'incremento della produzione giornaliera di petrolio e condensati (5,2%) e di gas naturale (1,3%) ha consentito di raggiungere per la prima volta una produzione media giornaliera superiore a 1 milione di boe (1.021.000), con



Riserve certe e produzione giornaliera di idrocarburi (1)

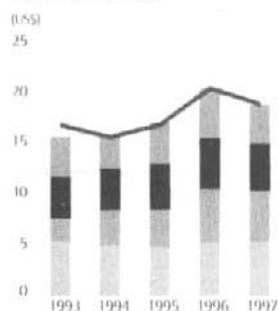
	Riserve certe al 31 dicembre (milioni di boe)					Produzione (migliaia di boe al giorno)				
	1993	1994	1995	1996	1997	1993	1994	1995	1996	1997
Italia	1.739	1.786	1.736	1.637	1.646	379	409	413	406	403
Africa Settentrionale	1.055	986	980	1.420	1.530	230	223	218	228	229
Africa Occidentale	827	813	870	847	852	200	194	202	184	180
Mare del Nord	465	526	584	643	655	61	88	108	114	155
Resto del mondo	89	113	148	128	390	31	27	41	52	54
	4.175	4.224	4.318	4.675	5.073	901	941	982	984	1.021

(1) Il gas naturale è stato convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per il gas di produzione estera e di 0,0063 per la produzione Italia in relazione alle caratteristiche specifiche



Libia. Inpoh Base di Tobouhfield

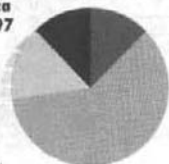
Risultato delle attività E&P per boe (*) e quotazione del Brent



(*) Calcolato secondo gli standard adottati dalla SEC.

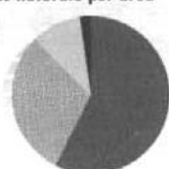
Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica al 31 dicembre 1997

■ Italia 13%
■ Africa Settentrionale 35%
■ Africa Occidentale 25%
■ Mare del Nord 15%
■ Resto del mondo 12%



Riserve certe di gas naturale per area geografica al 31 dicembre 1997

■ Italia 58%
■ Africa Settentrionale 24%
■ Africa Occidentale 6%
■ Mare del Nord 10%
■ Resto del mondo 2%



un incremento del 3,8% rispetto al 1996.

Alla realizzazione di questo importante risultato hanno concorso prevalentemente i maggiori quantitativi di petrolio e di gas naturale estratti nel Regno Unito e in Egitto. Complessivamente nel 1997 sono stati prodotti idrocarburi per 372,5 milioni di boe, con un aumento di 12,3 milioni rispetto al 1996.

La produzione di petrolio e condensati (235,8 milioni di barili) registra un incremento di 11,2 milioni di barili rispetto al 1996. In Italia la produzione (38,3 milioni di barili) è aumentata di 3,2 milioni di barili principalmente per l'incremento registrato nel campo Villafortuna-Trecate. All'estero la produzione (197,5 milioni di barili) è aumentata di 8 milioni di barili, soprattutto per il contributo fornito dal Regno Unito (10,4 milioni di barili, principalmente a seguito dell'acquisto nel secondo semestre 1996 delle attività ex Sun Oil Britain Ltd e dell'accordo J-Block) e, in misura minore, dall'Egitto, Qatar, Norvegia e Kazakistan. Questi aumenti sono stati in parte compensati dalle riduzioni che si sono verificate, generalmente per declini naturali, in Libia (3,6 milioni di barili) e, in misura minore, in Nigeria, Tunisia e Algeria.

La produzione di gas naturale (21,85 miliardi di metri cubi) registra un aumento di 0,22 miliardi di metri cubi rispetto al 1996. In Italia la produzione (17,30 miliardi di metri cubi) è diminuita di 0,68 miliardi di metri cubi, mentre all'estero la produzione (4,55 miliardi di metri cubi) è aumentata di 0,90 miliardi di metri cubi, in particolare nel Regno Unito, a seguito dell'accordo J-Block, e in Egitto.

La produzione venduta di idrocarburi (370,1 milioni di boe¹) ha registrato un aumento di 12,9 milioni di boe, pari al 3,6%, rispetto al 1996.

La produzione venduta di petrolio e condensati

(234,3 milioni di barili) è aumentata di 8,7 milioni di barili a seguito dell'incremento verificatosi sia all'estero (6,0 milioni di barili) sia in Italia (2,7 milioni di barili).

La produzione venduta di petrolio e condensati è stata destinata per il 38% al settore Raffinazione e Marketing dell'ENI (43% nel 1996); la restante quota è stata collocata sul mercato internazionale e locale.

La produzione venduta di gas naturale (21,69 miliardi di metri cubi) è aumentata di 0,68 miliardi di metri cubi a seguito dell'incremento verificatosi all'estero (0,90 miliardi di metri cubi), parzialmente compensato dalla riduzione verificatasi in Italia (0,22 miliardi di metri cubi). La produzione venduta è stata destinata per il 78% al settore Gas Naturale dell'ENI (82% nel 1996).

Principali iniziative di esplorazione e sviluppo

Italia Il D.Lgs. 625/96 ha introdotto, a partire dal 1° gennaio 1997, importanti modifiche alla disciplina dell'attività di prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio di idrocarburi, tra cui l'eliminazione del regime di esclusiva a favore dell'ENI nella Val Padana e prospecting acque del Mare Adriatico fino a 15 chilometri dalla costa relativamente alla ricerca e coltivazione di idrocarburi, allo stoccaggio sotterraneo di gas naturale e alla costruzione e all'esercizio delle condotte per il trasporto di idrocarburi, nonché l'eliminazione dell'esenzione a favore dell'ENI dal pagamento dei canoni e delle royalties per la ricerca e produzione nella stessa area.

Il decreto legislativo riconosce all'ENI il diritto di ottenere l'attribuzione, con decorrenza dal 1° gennaio 1997, di permessi di ricerca e di concessioni di coltivazione e di stoccaggio a salvaguardia dei diritti maturati in regime di esclusiva. A fronte delle richieste presentate sono stati assegnati all'ENI, alla data del 31 dicembre 1997, 15 permessi di ricerca e 16 concessioni di coltivazione, per una superficie complessiva di 6.356 chilometri quadrati.

Nel primo trimestre del 1998 sono stati assegnati ulteriori 5 permessi di ricerca e 3 concessioni di coltivazione, tra cui quella di Villafortuna-Trecate, per una superficie aggiuntiva di 2.636 chilometri quadrati; si prevede che l'assegnazione dei rimanenti titoli richiesti possa avvenire entro il secondo trimestre 1998.

È stata acquisita l'intera titolarità della concessione nell'offshore adriatico in cui è situato il giacimento di Bonaccia le cui riserve

¹ La differenza rispetto alla produzione di 2,4 milioni di boe è dovuta principalmente al pagamento di royalties in natura (2,2 milioni di barili, prevalentemente in Tunisia ed in Norvegia) e all'incremento dello stoccaggio gas (1,0 milioni di boe), parzialmente compensati da over/under lifting

certe ammontano a circa 6 miliardi di metri cubi di gas naturale.

L'attività di esplorazione è stata intensificata con la perforazione di 29 pozzi (22 in quota ENI) ottenendo risultati positivi in Val Padana, nel Mare Adriatico, in Sicilia e, in particolare, nella Val d'Agri con la significativa e promettente scoperta del campo di Perticara nella concessione di Costa Molina (quota ENI 100%) che costituisce una importante estensione del giacimento di Tempa Rossa "operato" da altre compagnie internazionali. Per le attività di sviluppo in Val d'Agri, sono in corso trattative con i partners delle diverse joint ventures che operano nell'area per la definizione di progetti di sviluppo congiunto ("unitizzazione") dei ritrovamenti effettuati e delle modalità operative di trasporto e trattamento degli idrocarburi. Prosegue l'iter autorizzativo del progetto volto ad ottenere il giudizio di compatibilità ambientale da parte del Ministero dell'Ambiente, sentito il parere della Regione Basilicata.

Con quest'ultima sono in corso contatti per la definizione di interventi sul territorio; le richieste avanzate dalla Regione non fanno prevedere, al momento, una soluzione immediata.

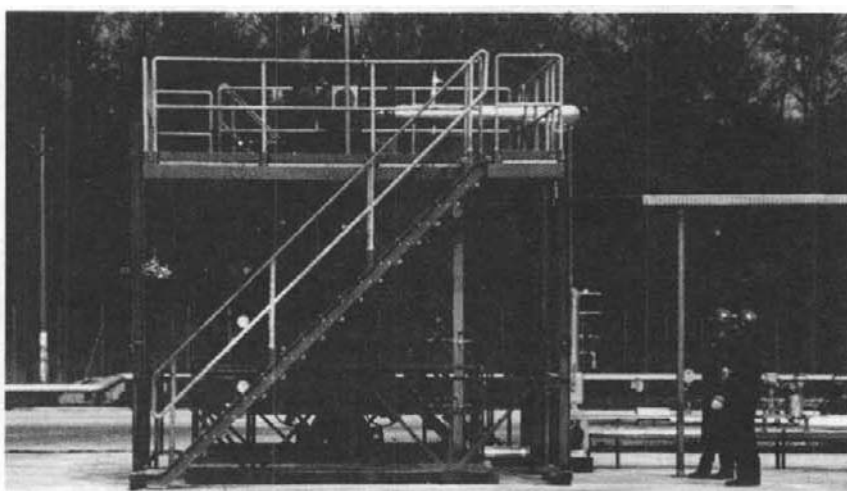
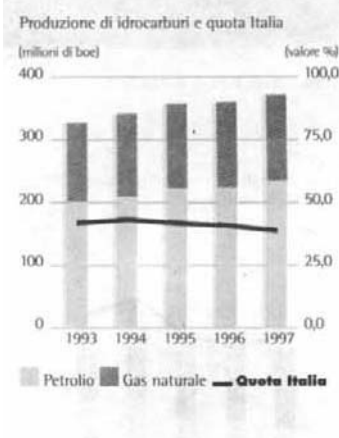
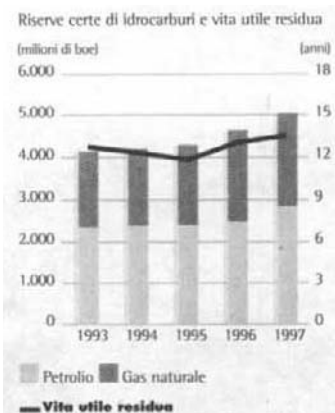
Per quanto riguarda il progetto Alto Adriatico, che prevede lo sviluppo congiunto di 15 campi offshore di gas naturale con riserve certe in quota ENI pari a 27 miliardi di metri cubi, il Ministero dell'Ambiente e la Regione Veneto hanno chiesto un ulteriore approfondimento degli studi sugli eventuali rischi di subsidenza legati all'estrazione del gas naturale. Si prevede che la decisione in merito al proseguimento del progetto venga presa entro il 1998.

Africa Settentrionale In Egitto è stato consolidato il rilevante impegno esplorativo con la perforazione di 30 pozzi (33 nel 1996). I risultati positivi del pozzo Belayim 57, che ha localizzato rilevanti accumuli di olio oltre i 3.000 metri di profondità, aprono interessanti prospettive per l'ulteriore sviluppo del campo di Belayim. Sono entrati in produzione tre nuovi campi a gas nell'offshore del Delta del Nilo (Wakar, Darfeel e Baltim South) per una produzione complessiva a dicembre in quota ENI di 7.500 boe/giorno. Il gas prodotto sarà utilizzato prevalentemente per soddisfare i crescenti fabbisogni energetici interni del Paese. A tal fine è stato stipulato un accordo con l'EGPC (Ente di Stato egiziano) per il collocamento progressivo di ulteriori quantitativi di gas naturale, fino a raggiungere i 13 milioni di metri cubi/giorno nel 2003. Nel febbraio 1998 è stato firmato un ulteriore accordo con l'EGPC per la realizzazione di un

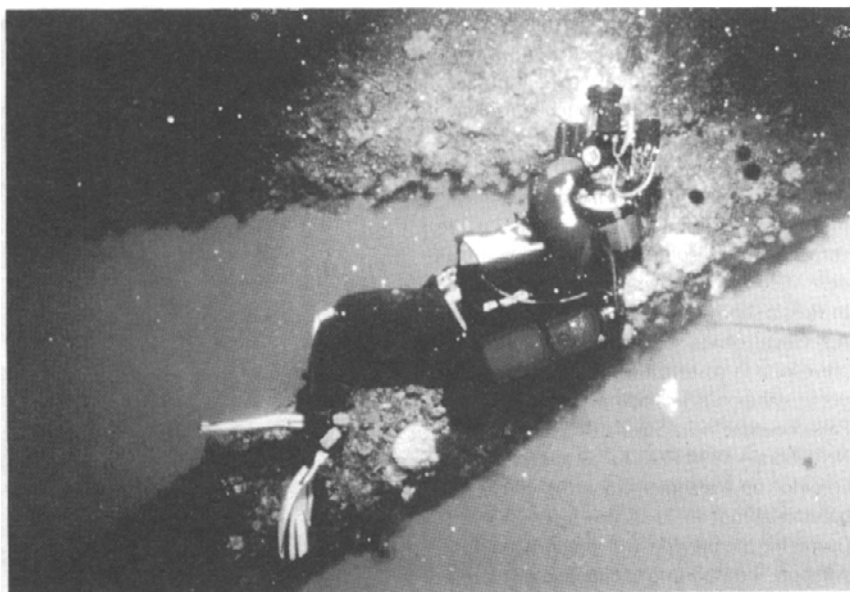
sistema di trasporto del gas in territorio egiziano che prevede la posa di un gasdotto della lunghezza di 170 chilometri che collegherà Port Said con l'insediamento di El Arish, nel Nord-Est della penisola del Sinai, area strategica di futuri insediamenti agricoli e industriali.

In Libia è stato individuato un nuovo giacimento di petrolio, denominato Elephant, nel permesso NC-174 situato nel bacino di Murzuk nel Sud-Ovest del Paese. Le informazioni disponibili e le prove di produzione eseguite sui due pozzi finora perforati fanno stimare le riserve recuperabili del giacimento in circa 58 milioni di barili in quota ENI. Il petrolio prodotto potrà essere trasportato fino alla costa attraverso un oleodotto già esistente situato a circa 70 chilometri dal giacimento. Per migliorare lo sfruttamento del campo offshore di Bouiri, è stata avviata la seconda fase di sviluppo che nella fase iniziale prevede la perforazione di 10 pozzi con una produzione addizionale in quota ENI di circa 5.300 barili/giorno; l'inizio della prima produzione è prevista entro il 1998. Proseguono i negoziati con la NOC (Ente di Stato libico) per la conclusione dei contratti di commercializzazione dei prodotti derivanti dallo sviluppo congiunto dei giacimenti offshore di gas naturale e di condensati del permesso NC-41, unitamente al giacimento onshore di gas naturale, greggio e condensati di Wafa.

Al termine dei negoziati si darà avvio alla costruzione delle infrastrutture e del gasdotto sottomarino dalla Libia all'Italia, dove il gas sarà immesso nella rete di distribuzione dell'ENI; l'avvio della produzione è previsto nel 2002.



Italia, Pozzo "Trecate" 18. Il campo Villafortuna-Trecate rappresenta il più grande impianto di produzione onshore d'Europa.
In foto Massimo Piazzola, Davide Rossini



Italia - Mare Adriatico - Riconoscimento subacqueo
su struttura di produzione

Africa Occidentale In *Angola* l'attività esplorativa ha dato esito minerario positivo nel Blocco 0 di Cabinda (quota ENI 9,8%) e nel Blocco 14 (quota ENI 20%). In quest'ultimo permesso è stato scoperto un importante giacimento, denominato Kuito, in una zona di acque profonde a 10 miglia dalla concessione Cabinda, con un potenziale di 150 milioni di barili di riserve recuperabili in quota ENI; l'avvio della prima fase di sviluppo e di produzione è previsto all'inizio del 1999. Sono entrati in produzione tre nuovi campi ad olio (N'Dola Nord, Sanha Sud e Oombo), con una produzione complessiva a dicembre di circa 4 mila barili/giorno (in quota ENI). In *Congo* è stato assegnato all'ENI, in veste di operatore, il permesso in acque profonde Mer Très Profonde Nord. Nei permessi confinanti di Mer Très Profonde Sud e Mer Profonde Nord sono state acquisite partecipazioni, rispettivamente del 30% e del 20%. A seguito dell'ottenimento dei permessi di coltivazione per i campi di Sounda e Djambala, sono state avviate le attività di sviluppo che prevedono la prima produzione all'inizio del 1999. A fine anno è entrato in esercizio il campo di Kitina, in cui l'ENI è operatore. Il potenziale di riserve recuperabili del giacimento risulta di oltre 100 milioni di barili (circa 42 milioni in quota ENI), con una produzione in quota ENI che nel febbraio 1998 ha raggiunto i 18 mila barili/giorno.

In *Nigeria* sono venuti a scadenza i titoli minerari delle licenze OML 60, 61, 62 e 63 in cui ENI svolge il ruolo di operatore con una produzione in quota di circa 30 mila

barili/giorno. Alla richiesta di rinnovo delle licenze e al soddisfacimento delle obbligazioni previste dall'accordo di concessione, le autorità nigeriane hanno confermato che le istanze di rinnovo stanno seguendo il previsto iter amministrativo, autorizzando nel contempo l'ENI a continuare le operazioni nei permessi sopra indicati.

Mare del Nord Nel *Regno Unito* i partners del consorzio J-Block (quota ENI 33%) hanno concluso la vertenza legale raggiungendo con la società acquirente del gas naturale un accordo sul prezzo di vendita che riflette le condizioni di mercato. L'accordo ha consentito di aumentare a partire dal mese di luglio la produzione media giornaliera in quota ENI dei campi a 2,1 milioni di metri cubi di gas naturale e a 24 mila barili di petrolio e condensati.

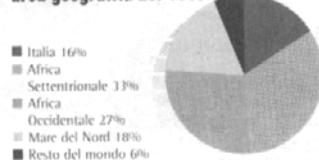
A seguito della "unitizzazione", è stata ottenuta l'autorizzazione governativa allo sviluppo congiunto dei campi a gas e condensati di Elgin e Franklin, la cui prima produzione è prevista nell'anno 2000. È stata ottenuta l'autorizzazione governativa per lo sviluppo dei campi di Janice (quota ENI 18,22%) e di Pierce (quota ENI 3,73%), la cui entrata in esercizio è prevista a fine 1998 con una produzione in quota ENI di 12 mila boe/giorno.

Il campo di Armada (quota ENI 5,58%) è entrato in esercizio con una produzione giornaliera a dicembre, in quota ENI, di 600 mila metri cubi di gas naturale e 1.200 barili di petrolio (complessivamente circa 5 mila boe). In *Norvegia* è entrato in esercizio a fine anno il campo di Norne (quota ENI 6,9%) con una produzione giornaliera a dicembre di circa 4 mila barili (in quota ENI).

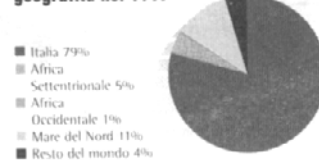
Resto del mondo In *Azerbaijan* è stato firmato con la SOCAR, la società di Stato petrolifera azera, un Head of Agreement relativo a un'area di grande interesse petrolifero nell'offshore del Caspio a sud di Baku denominata Araz/Kurdashi/Shirvan Deniz in cui ENI acquisirà il ruolo di operatore con una partecipazione del 25%. L'intesa prevede una fase esplorativa di circa tre anni e una fase di sviluppo di 25 anni.

In *Cina* è stato concluso un accordo con la CNPC, la più grande società di Stato cinese per le attività petrolifere, per la costituzione della società paritetica ChinAgip con il compito di promuovere iniziative di comune interesse in paesi diversi dall'Italia e dalla Cina; l'attività congiunta si sta indirizzando verso paesi

Produzione di petrolio e condensati per
area geografica nel 1997



Produzione di gas naturale per area
geografica nel 1997



dell'Africa Occidentale.

È stato firmato con la CNPC un Production Sharing Agreement per il blocco Beipuxi-Nampu situato nel settore Nord Occidentale del Golfo del Bohai. Una recente scoperta di petrolio vicino al blocco acquisito dall'ENI, la vicinanza alla costa e alle infrastrutture esistenti, fra cui una raffineria, rendono l'area molto promettente.

In Croazia è stato firmato con la compagnia di Stato INA un accordo per l'esplorazione, tramite la società paritetica InAgip, di un'area in quota ENI di 1.300 chilometri quadrati nell'offshore di Zara denominata Aiza-Laura. È stato firmato un ulteriore accordo con l'INA che prevede la fornitura per 24 anni di un volume minimo di 2,2 miliardi di metri cubi di gas naturale di produzione italiana destinato ad uso civile, industriale ed elettrico. Il progetto prevede la costruzione entro il 2001 di un gasdotto dalla costa italiana alla costa croata che garantirà la fornitura di gas naturale fino ad un massimo di 5 miliardi di metri cubi/anno. Il trasporto del gas naturale in Croazia sarà assicurato dal settore Gas Naturale.

In Kazakistan sono stati firmati due importanti accordi di Production Sharing con la Repubblica del Kazakistan ed alcune compagnie petrolifere internazionali. Il primo accordo, "Progetto Karachaganak", prevede lo sviluppo del giacimento omonimo le cui riserve, recuperabili in 40 anni, sono stimate in 500 miliardi di metri cubi di gas naturale e 2.145 milioni di barili di petrolio e condensati (complessivamente 1,2 miliardi di boe in quota ENI). La produzione iniziale di petrolio e condensati del giacimento in cui l'ENI, con una quota del 32,5%, è operatore insieme a un'altra compagnia petrolifera internazionale, è prevista in 23 mila barili/giorno in quota ENI; dal 2001 la produzione salirà a 52 mila barili/giorno di petrolio e condensati e a 3,8 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale in quota ENI (complessivamente circa 74 mila boe/giorno). Circa 40 milioni di barili/anno di petrolio e condensati del campo di Karachaganak saranno trasportati fino al Mar Nero dal nuovo oleodotto in fase di costruzione dal Caspian Pipeline Consortium (quota ENI 2%), che dovrebbe entrare in funzione nel 2001, a fronte di una capacità complessiva iniziale di trasporto di 188 milioni di barili/anno.

Il secondo accordo, "Progetto Caspio", prevede, in joint venture paritetica con altri sei partners, l'esplorazione e l'eventuale sviluppo e messa in produzione di un'area del Nord del Mar Caspio formata da 11 blocchi per 791 chilometri

quadrati in quota ENI. Le rilevazioni sismiche effettuate hanno evidenziato delle strutture minerarie molto promettenti, tra cui quella denominata Kashagan che potrebbe risultare il più vasto giacimento di tutto il Kazakistan e uno dei più grandi al mondo. La profondità delle strutture (oltre 4.000 metri), le altissime pressioni, le difficili condizioni climatiche e le conseguenti difficoltà logistiche rappresentano delle sfide che i partners dovranno affrontare. In Russia sono stati sottoscritti degli Heads of Agreement con la società russa Lukoil che prevedono la costituzione di una società mista per lo sviluppo del campo di Severo Pokachevskoe nella Siberia Occidentale. Nel febbraio 1998 l'ENI ha sottoscritto un accordo con il maggior produttore di gas naturale al mondo, la società russa RAO Gazprom, che prevede: (i) l'esplorazione, lo sviluppo, il trasporto e la commercializzazione di idrocarburi in diversi paesi; (ii) l'esplorazione e lo sviluppo di promettenti giacimenti nella regione di Astrakhan; (iii) l'ottimizzazione nel sistema di trasporto del gas naturale; (iv) lo sviluppo di progetti nel settore elettrico e della cogenerazione. Inoltre, in relazione agli sviluppi delle intese raggiunte, l'ENI potrà entrare nella compagine azionaria di RAO Gazprom. L'accordo, oltre a rappresentare un esempio di sviluppo integrato delle attività dell'ENI, costituisce una concreta possibilità di aumentare significativamente le riserve di idrocarburi dell'ENI.

In Qatar è iniziata la produzione di petrolio dal campo offshore Alkalij. La produzione giornaliera ha raggiunto circa 5.800 barili in quota ENI; la produzione a regime è prevista in 7.200 barili/giorno.



Italia. Troina. Pozzo slim hole, tecnica che permette di ridurre di oltre il 50% l'occupazione del suolo, i tempi di esecuzione e la produzione di reflui.
In foto: Luigi Rapido aiuto perforatore.

