25) Ammontare dei compensi agli amministratori, ai sindaci e al direttore generale

I compensi corrisposti dalla Società e dalle sue controllate agli amministratori, ai sindaci e al direttore generale, ai sensi dell'art. 32 della deliberazione Consob n. 11520 del 1° luglio 1998, sono riportati nominativamente nella tabella seguente; sono incluse tutte le persone che nel corso dell'esercizio 1998 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

(milioni di lire)

Soggetto	Descrizione carica				
Cognome e nome	Carica ricoperta	Durata della carica (in mesi)	Emolumenti per la carica	Bonus e altri incentivi	Altri compensi
Consiglio di amministrazione:					
Moscato Guglielmo	Presidente	12	1.066		
Bernabè Franco	Amministratore delegato	11	1.481	1.279 (1)	
Mincato Vittorio	Amministratore delegato	1	81		821 (2)
Cattaneo Mario	Consigliere	11	96		
Colombo Umberto	Consigliere	11	96		
Costi Renzo	Consigliere	12	105		
Draghi Mario	Consigliere	12	102		
Pastorino Davide	Consigliere	12	105		20 (3)
Sapelli Giulio	Consigliere	11	96		
Uckmar Victor	Consigliere	12	105		
Collegio sindacale:					
Monorchio Andrea	Presidente	12	128		
Duodo Filippo	Sindaco effettivo	6	48		10 (4)
Sanchini Aldo	Sindaco effettivo	6	48		
Sica Mario	Sindaco effettivo	12	90		60 (5)
Zanda Gianfranco	Sindaco effettivo	12	90		
Direttore generale:					
Sgubini Luciano		12	939		

(1) Compenso corrisposto in sede di risoluzione del rapporto di lavoro.

(2) Compenso per la carica di Presidente EniChem SpA dal 1° gennaio 1998 alla data di nomina ad Amministratore delegato (19 novembre 1998).

(3) Compenso per la carica di Consigliere di amministrazione nella Italiana Petroli SpA.

(4) Compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA.

(5) Compenso per la carica di Presidente del Collegio sindacale della Snam SpA.

Gli emolumenti del Presidente e degli Amministratori delegati corrispondono alla retribuzione dovuta in dipendenza del rapporto di lavoro.

26) Azioni gratuite Eni attribuite agli amministratori e al direttore generale

Le azioni gratuite attribuite agli amministratori dipendenti dell'Eni SpA e al direttore generale, ai sensi dell'art. 32 della deliberazione Consob n. 11520 del 1° luglio 1998, sono riportate nominativamente nella tabella seguente; sono inclusi tutti i dipendenti che nel corso dell'esercizio 1998 hanno ricoperto le cariche di amministratore o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Cognome e Nome	Numero azioni gratuite assegnate	Valore di assegnazione (1)
Moscato Guglielmo	21.000	9.866
Bernabè Franco	23.000	9.866
Mincato Vittorio	16.000	9.866
Sgubini Luciano	14.000	9.866

(1) Il valore corrisponde alla media aritmetica dei prezzi rilevati nel mese precedente l'assegnazione (dal 25 agosto al 25 settembre 1998).

Il Consiglio di amministrazione della Società, per riconoscere e incoraggiare ulteriormente la partecipazione dei dirigenti dell'Eni SpA e delle imprese controllate al miglioramento continuo dei risultati e alla creazione di valore per gli azionisti, ha definito un Piano quadriennale di incentivazione (1998/2001) legato al conseguimento degli obiettivi aziendali e individuali dei dirigenti. Il Piano prevede l'assegnazione gratuita di azioni Eni emesse ai sensi dell'art. 2349 del codice civile ai dirigenti che raggiungono gli obiettivi prefissati. Per il 1998 sono stati interessati circa 280 dirigenti che occupano le posizioni di maggior rilievo nell'ambito della struttura organizzativa; dal secondo anno saranno interessati tutti i dirigenti del Gruppo. Nel 1998 sono state assegnate complessivamente 956.000 azioni, pari a circa lo 0,012% del capitale sociale.

Le azioni sono gravate da vincolo di intrasferibilità per un periodo di tre anni dalla data di emissione. Il vincolo decade in caso di risoluzione consensuale del rapporto di lavoro in dipendenza del conseguimento da parte dell'assegnatario del trattamento pensionistico o in caso di successione "mortis causa". Il vincolo si prolunga a cinque anni in caso di risoluzione del rapporto di lavoro per dimissioni dell'assegnatario.

27) Utile per azione

L'utile per azione, che ammonta a 503 lire e a 266 lire rispettivamente per gli esercizi 1997 e 1998, è determinato dividendo l'utile dell'esercizio per il numero medio delle azioni dell'Eni SpA in circolazione durante l'esercizio. Nell'esercizio 1997 il numero delle azioni in circolazione è stato di 7.999.205.453; nell'esercizio 1998 il numero delle azioni in circolazione è stato di 7.999.205.453 dal 1° gennaio al 21 settembre e di 8.000.161.453 dal 22 settembre al 31 dicembre a seguito dell'emissione di azioni assegnate gratuitamente a dirigenti nell'ambito del piano di incentivazione. Il numero medio delle azioni in circolazione nell'esercizio 1998 è stato di 7.999.469.990.

28) Rapporti con parti correlate

I rapporti con le parti correlate sono illustrati nelle Altre informazioni della "Relazione sulla gestione".

BILANCIO CONSOLIDATO

PAGINA BIANCA

PROFILO DELL'ANNO

■ Nonostante lo scenario particolarmente sfavorevole, è proseguita la creazione di valore per gli azionisti mantenendo la redditività del capitale su livelli elevati (10,7%), grazie al forte grado di integrazione delle attività, all'incremento dei volumi venduti e alle azioni di razionalizzazione e di dismissione effettuate

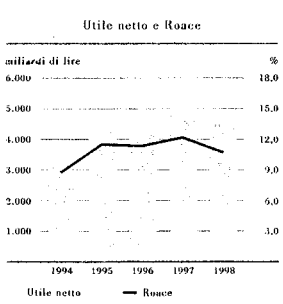
■ Il successo dell'attività esplorativa ha consentito di aumentare del 3,6% le riserve certe di idrocarburi che raggiungono a fine anno il volume record di 5.255 milioni di barili di petrolio equivalente ("boe"); anche la produzione di idrocarburi realizzata nell'anno (1.038.000 boe/giorno) rappresenta un nuovo record

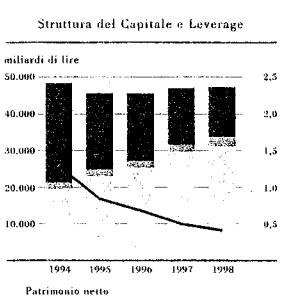
■ La stipula, insieme alla Elf, dell'accordo con la National Iranian Oil Company per il potenziamento del campo a olio "giant" di Dorood permette l'ingresso in un'area ad alto potenziale e a bassi costi di produzione

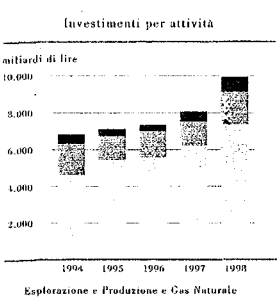
■ L'accordo raggiunto con la Regione Basilicata sullo sviluppo dei giacimenti in Val d'Agri consente di intensificare l'attività in un'area tra le più promettenti d'Europa

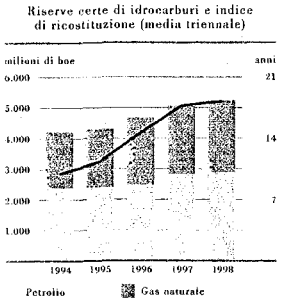
■ Il memorandum di intenti firmato con la Oao Gazprom per la realizzazione di un gasdotto che collegherà la Russia e la Turchia attraverso il Mar Nero permetterà di incrementare la commercializzazione del gas nell'area del Mediterraneo. Il gasdotto avrà una capacità di trasporto a regime di circa 16 miliardi di metri cubi che saranno commercializzati congiuntamente in Turchia

■ L'acquisizione di una rete di distribuzione carburanti in Brasile si inserisce nella strategia di rafforzamento selettivo del downstream nei mercati esteri con elevate potenzialità









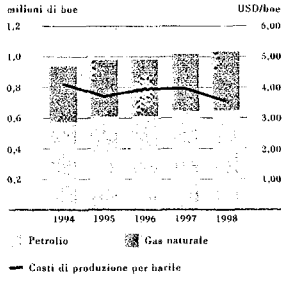
Principali dati economici e finanziari

(milioni di €)						(miliardi di lire)
1998		1994	1995	1996	1997	1998
28.341	Ricavi	49.839	56.389	57.681	60.718	**54.875**
3.810	Utile operativo	7.433	10.292	9.604	10.347	**7.377**
2.328	Utile netto	3.213	4.327	4.451	5.118	**4.507**
5.152	Investimenti	6.822	7.125	7.342	8.073	**9.975**
17.390	Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti	21.180	24.744	27.047	31.452	**33.671**
7.070	Indebitamento finanziario netto	27.227	20.890	18.509	15.587	**13.690**
24.460	Capitale investito netto	48.407	45.634	45.556	47.039	**47.361**
6.864	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	n.d.	12.770	9.737	12.615	**13.290**
euro 0,15	Dividendo per azione lire	117	215	240	280	**300**
	Pay-out (%)	29,1	39,7	43,1	43,8	**53,3**
	Roace (%)	8,8	11,5	11,4	12,2	**10,7**

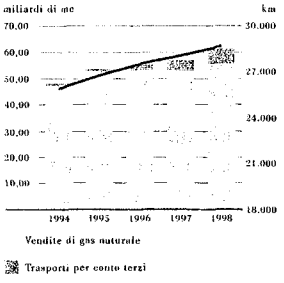
Principali dati operativi

	1994	1995	1996	1997	1998
Riserve certe di petrolio (milioni di barili)	2.389	2.402	2.484	2.844	**2.881**
di gas naturale (milioni di boe)	1.835	1.916	2.191	2.229	**2.374**
di idrocarburi (milioni di boe)	4.224	4.318	4.675	5.073	**5.255**
Indice di ricostituzione delle riserve (media triennale)	100	114	147	178	**183**
Vita utile residua delle riserve (anni)	12,4	11,9	13,1	13,6	**13,4**
Produzione giornaliera di petrolio (migliaia di barili)	576	612	614	646	**653**
di gas naturale (migliaia di boe)	365	370	370	375	**385**
di idrocarburi (migliaia di boe)	941	982	984	1.021	**1.038**
Vendite di gas naturale in Italia (miliardi di metri cubi)	47,43	52,55	53,23	53,14	**55,69**
Trasporto di gas naturale per conto terzi (miliardi di metri cubi)	5,34	6,01	6,64	8,07	**9,96**
Prod. in c/proprio di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	40,50	38,10	37,80	36,40	**40,10**
Utilizzo della capacità standard di raffinazione delle raffinerie di proprietà (%)	89	86	87	94	**103**
Vendite di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	52,30	51,90	51,36	51,60	**54,19**
Punti vendita carburanti (numero)	13.699	13.529	13.150	12.756	**12.984**
Erogato medio per punto vendita (migliaia di litri all'anno)	1.402	1.431	1.448	1.463	**1.512**
Produzioni della Petrolchimica (milioni di tonnellate)	12,46	9,53	8,73	9,06	**8,32**
Portafoglio ordini residuo del settore Ingegneria e Servizi (miliardi di lire)	6.721	7.813	8.422	9.996	**9.549**
Dipendenti (numero)	91.544	86.422	83.424	80.178	**78.906**

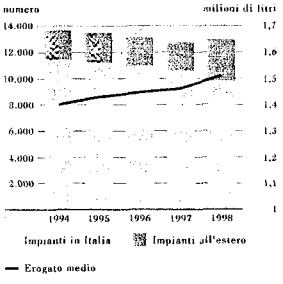
Produzione giornaliera di idrocarburi e costi di produzione per barile



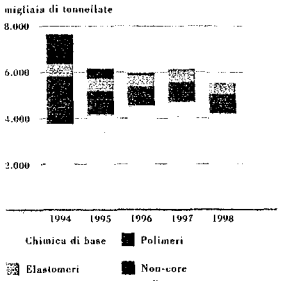
Volumi venduti e trasporti per conto terzi di gas naturale in Italia



Impianti rete in Italia e all'estero e erogato medio



Vendite della Petrolchimica



LETTERA AGLI AZIONISTI

Signori Azionisti,

il 1998 è stato un anno difficile per il nostro settore a livello internazionale: la caduta del prezzo del greggio di oltre il 33% e il perdurare della crisi economica asiatica hanno determinato una rilevante contrazione degli utili di tutte le principali compagnie petrolifere del mondo, sollecitando l'inizio di un processo di concentrazione dell'industria petrolifera che non ha precedenti.

La Vostra Società ha affrontato questa crisi da una posizione di solidità industriale e finanziaria e fruendo dei vantaggi dell'integrazione delle attività, che le hanno consentito di fronteggiare meglio degli altri operatori gli effetti negativi della crisi. L'utile del bilancio consolidato dell'esercizio 1998 registra infatti, anche per l'effetto dell'aumento dei volumi venduti e delle azioni di razionalizzazione e di cessione effettuate, una flessione limitata dell'11,9%, passando da 5.118 a 4.507 miliardi di lire.



Guglielmo Moscato
Presidente

Anche in condizioni di oggettiva difficoltà esterna, la Vostra Società ha mantenuto l'impegno di creare valore per i propri azionisti; la redditività sul capitale investito si è mantenuta su livelli elevati (10,7%); la struttura patrimoniale si è ulteriormente rafforzata con la riduzione dell'indebitamento finanziario netto di circa 1.900 miliardi di lire. Coerentemente con la previsione di un aumento progressivo del pay-out formulata in sede di collocamento sul mercato delle azioni Eni, il Consiglio di amministrazione ha deciso di proporre all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo di 300 lire per azione, con un aumento rispetto al 1997 del 7,1% (il pay-out passa dal 43,8 al 53,3%).

Sebbene i primi mesi del 1999 lascino intravedere segnali di ripresa sia nel settore petrolifero sia nelle economie asiatiche, le strategie future dell'Eni, al fine di selezionare le reali opportunità per crescere e per creare valore, saranno improntate a una attenta valutazione dei fattori strutturali di debolezza che sono emersi nel 1998 nei diversi mercati.

Nel 1998 il settore *Esplorazione e Produzione* ha sofferto della crisi mondiale di sovrapproduzione, amplificata dalla caduta delle economie asiatiche. In mancanza di una sostenuta ripresa di queste economie, al momento non prevedibile, la sovrapproduzione è destinata a rimanere un elemento strutturale contrastabile solo dal ritorno a una politica di limitazione produttiva da parte dei principali paesi produttori. Le esperienze negative del passato, tuttavia, consigliano un atteggiamento di grande prudenza verso le possibilità di successo a medio e lungo termine di queste politiche. Per l'industria petrolifera il problema di fondo è fronteggiare la potenziale pressione al ribasso dei prezzi, implicita nell'attuale situazione internazionale, senza fare eccessivo affidamento su queste limitazioni.

Per questo motivo, l'Eni ha in corso un'ampia revisione della sua politica di investimenti con l'obiettivo di posizionare le attività del settore principalmente in aree che presentino bassi costi di produzione e limitati rischi minerari; ciò potrà essere realizzato anche attraverso acquisizioni mirate o alleanze strategiche basate su seri progetti industriali che migliorino il nostro posizionamento e consentano una significativa riduzione dei costi operativi in modo da creare valore per gli azionisti.

Il posizionamento strategico del settore sarà sostenuto da un rilevante sforzo tecnologico, volto in particolare alla riduzione dei costi, e da un costante impegno alla contrazione dei tempi di sviluppo dei diversi progetti, fattori essenziali per la generazione di maggiore redditività.

Nel settore del *Gas Naturale*, il 1998 ha confermato e rafforzato gli orientamenti modificativi dell'assetto del mercato italiano volti a introdurre livelli e meccanismi di apertura che vanno oltre quelli imposti dalla direttiva comunitaria.

L'Eni intende modificare la sua organizzazione per adeguarsi a una realtà del mercato italiano del gas che sia in linea con le previsioni della Direttiva europea e si sviluppi in condizioni di reciprocità rispetto alle effettive aperture degli altri paesi comunitari. Questa modifica, oltre a consentire la massima trasparenza contabile dei diversi segmenti di attività, sarà volta a massimizzare il valore di ciascun segmento e a migliorare le attività di servizio al consumatore.

Allo stesso tempo, sarà accelerato il processo di internazionalizzazione, con l'obiettivo di penetrare in mercati con elevate prospettive di crescita. L'accordo concluso con la Oao Gazprom nei primi mesi del 1999 sul progetto Blue Stream per la fornitura di gas naturale alla Turchia rappresenta l'iniziativa più importante finora programmata nell'ambito di questa strategia che rappresenta la chiave di volta per garantire lo sviluppo futuro del settore; nella stessa strategia si inseriscono gli accordi conclusi con la compagnia di Stato croata Ina, con la Palestinian National Authority, con la compagnia di Stato egiziana Egpc e con la compagnia di Stato greca Depa. L'Eni inoltre ha in corso un ampio esame delle opportunità di alleanza o di acquisizione che risultino strategicamente strumentali alla realizzazione dei propri obiettivi di crescita internazionale.



Vittorio Mincato
Amministratore delegato

Nel 1998 il settore *Raffinazione e Marketing* ha svolto un ruolo attivo nel processo di liberalizzazione e di competitività dell'assetto del mercato italiano della distribuzione di prodotti petroliferi. In tale ambito l'Eni continuerà nella sua strategia di miglioramento dell'efficienza della rete, centrato su una riduzione dei punti vendita e un sostanziale aumento - in linea con gli standard europei - dell'erogato medio e dei servizi offerti alla clientela. Allo stesso tempo sarà perseguita una decisa politica di internazionalizzazione volta a diminuire il peso del downstream Italia, valutando le possibilità di accordi strategici con altre compagnie internazionali per uno scambio di quote di mercato o di acquisizioni mirate, come quella della società brasiliana di distribuzione di prodotti petroliferi Companhia Sao Paolo de Petròleo.

La crisi asiatica ha messo in evidenza il perdurare dei problemi strutturali della *Petrolchimica* Eni dovuti agli ancora elevati costi fissi e alla dimensione non ottimale. La situazione impone ulteriori interventi di razionalizzazione per concentrarsi su quei siti produttivi italiani ed esteri che in forza della dimensione, della vicinanza ai mercati e della qualità tecnologica delle produzioni e degli impianti siano in grado di operare in condizioni di competitività. A tal fine saranno anche ricercate alleanze internazionali in grado di salvaguardare l'integrazione con le attività del petrolio e valorizzare i siti che presentano alte potenzialità di sviluppo.

Nel 1998 il settore *Ingegneria e Servizi* ha sofferto della debolezza del mercato indotta dal rallentamento dei programmi di investimento dei paesi produttori e delle società petrolifere. Il settore è impegnato ad accrescere le proprie capacità operative di global contractor per far fronte alla crescente domanda di servizi a maggiore complessità operativa e tecnologica.

Per rendere sempre più incisiva l'azione della *ricerca scientifica e tecnologica*, è stato realizzato il piano di riassetto dell'attività con la definizione della macrostruttura organizzativa, la ristrutturazione della ricerca centralizzata, il rafforzamento dei processi di individuazione dei possibili scenari futuri e la revisione degli strumenti di incentivazione della ricerca di lungo termine.

La tutela della *salute, sicurezza e ambiente* è parte integrante del ciclo di programmazione, della elaborazione dei programmi di ricerca, dello sviluppo e della commercializzazione dei prodotti e dei servizi. Nel 1998 sono stati sviluppati in tutte le realtà produttive programmi per l'implementazione di sistemi di gestione della salute, sicurezza e ambiente e per la loro certificazione secondo standard internazionali.

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE (1)
Presidente
dott. ing. Guglielmo Moscato
Amministratore delegato
Vittorio Mincato (2)
Amministratori
prof. Mario Cattaneo (□) (3)
prof. Umberto Colombo (△) (3)
prof. Renzo Costi (□)
prof. Mario Draghi
dott. Davide Pastorino (□) (△)
prof. Giulio Sapelli (□) (3)
prof. Victor Uckmar (△)

DIRETTORE GENERALE DELLA DIVISIONE AGIP PER L'ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI (4)
ing. Luciano Sgubini

COLLEGIO SINDACALE (5)
Presidente
dott. Andrea Monorchio
Sindaci effettivi
dott. Filippo Duodo
dott. Aldo Sanchini
prof. Mario Sica
prof. Gianfranco Zanda
Sindaci supplenti
dott. Fernando Carpentieri
dott. Mario Pia

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 valutare il lavoro delle società di revisione anche con riferimento all'indipendenza dei loro giudizi e valutare gli eventuali rilievi che emergessero: (i) dai rapporti di revisione delle unità di internal auditing dell'Eni e delle società del Gruppo; (ii) dalle comunicazioni dei collegi sindacali e dei singoli componenti dei medesimi; (iii) dalle indagini e dagli esami svolti da terzi; (iv) dalla relazione annuale del Garante per il Codice di comportamento.

(△) 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.

Il *programma di dismissioni* avviato nel settembre 1992 ha determinato un incasso di 10.700 miliardi di lire e ormai può considerarsi sostanzialmente concluso; restano da completare le dismissioni di alcuni stabilimenti della metallurgia non ferrosa.

Ciascuna delle azioni specifiche che sarà adottata nei diversi settori sarà comunque informata alla necessità di ridurre sensibilmente i costi di produzione e i costi fissi, in particolare quelli generali e amministrativi. La riduzione dei costi continua a essere un obiettivo costante che permea la politica di gestione del Gruppo.

Sono in corso progetti di reingegnerizzazione che consentiranno il miglioramento dei processi sia in termini di qualità sia in termini di efficienza. I progetti riguardano in particolare i sistemi amministrativi, la gestione delle risorse umane, gli approvvigionamenti e i servizi generali. Anche la struttura estera sarà oggetto di interventi di razionalizzazione con la chiusura di posizioni marginali e con lo sviluppo delle potenziali sinergie derivanti della presenza di più realtà del Gruppo nelle diverse aree.

La Vostra Società è pronta ad affrontare con scelte coraggiose e forte spirito imprenditoriale le azioni e i cambiamenti imposti da un panorama competitivo che rende ancora più rigida la selezione degli attori globali del petrolio e del gas naturale. L'importanza di questa fase rende particolarmente cruciale una forte concentrazione su politiche del personale capaci di trattenere e promuovere in posizioni di crescente responsabilità le risorse umane che sono in grado di garantire all'Eni i migliori standard internazionali in termini di talento e competenza. A partire dal 1999, questa linea d'azione sarà sostenuta dall'estensione a tutti i dirigenti di Gruppo di politiche di incentivazione basate sull'assegnazione di azioni gratuite Eni come primo tassello di una strategia più ampia volta a creare le condizioni per il graduale emergere di un nuovo management di qualità globale e di spiccata attitudine al confronto costante con i mercati internazionali.

La ricchezza del patrimonio di risorse umane di cui la Vostra Società dispone consente di guardare con fiducia ai risultati finali di questa strategia, come pure al raggiungimento dei più ambiziosi traguardi di crescita e di creazione di valore necessari a rafforzare e a espandere la missione dell'Eni, garantendole un ruolo di protagonista globale nel futuro mercato dell'energia.

per il Consiglio di amministrazione

Il Presidente Guglielmo Moscato

L'Amministratore delegato Vittorio Mincato

20 aprile 1999

Poteri dell'Amministratore delegato: *all'Amministratore delegato sono stati conferiti tutti i poteri di amministrazione della Società a 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.*

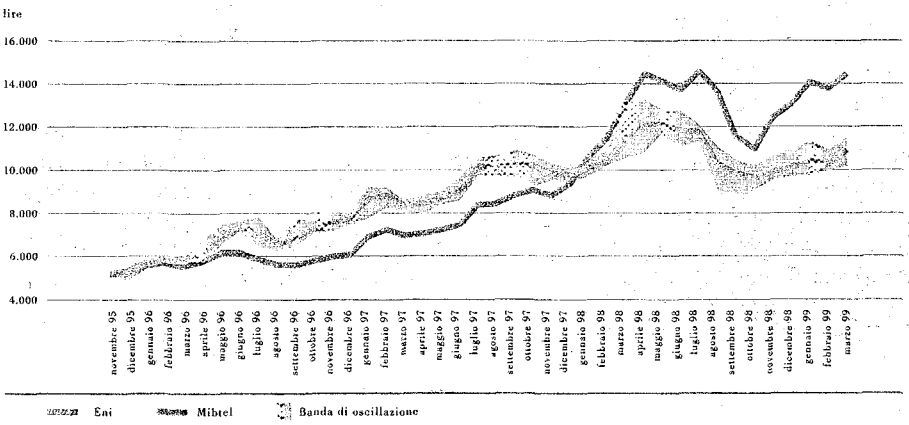
(1) Nominato dall'Assemblea del 14 maggio 1996 con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio 1998
(2) Cooptato dal Consiglio di amministrazione del 19 novembre 1998
(3) Nominati dall'Assemblea del 30 gennaio 1998
(4) Nominato dal Consiglio di amministrazione del 24 settembre 1997
(5) Nominato dall'Assemblea del 16 giugno 1998 con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio 1998
(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) Incarico conferito dall'Assemblea del 16 giugno 1998

ENI E LA BORSA

COLLOCAMENTO SUL MERCATO DELLE AZIONI ENI

Nel luglio 1998 si è concluso il quarto collocamento delle azioni Eni sul mercato. La fiducia manifestata dai risparmiatori e il successo riscontrato presso gli investitori istituzionali italiani ed esteri, con una richiesta di azioni due volte superiore all'offerta, hanno consentito di collocare 1.137 milioni di azioni, pari al 14,2% del capitale della Società. Nell'ambito dell'Offerta Pubblica di Vendita, particolarmente positiva è stata la partecipazione dei dipendenti Eni (n. 40.638 per un controvalore di azioni assegnate pari a 565 miliardi di lire), con un tasso di adesione superiore al 70%, il più elevato tra i quattro collocamenti. Il prezzo di collocamento è stato di 11.430 lire per azione; gli incentivi riservati al pubblico dei risparmiatori prevedono l'assegnazione di 10 azioni gratuite (11 per i dipendenti Eni) ogni 100 azioni possedute ininterrottamente per un anno. Dal novembre 1995, data del primo collocamento, il Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica dalla vendita delle azioni dell'Eni ha incassato complessivamente circa 41.500 miliardi di lire. A fine anno il flottante dell'Eni era di circa il 63,7% del capitale sociale.

Eni e Mibtel - novembre 95 marzo 99



Quotazione

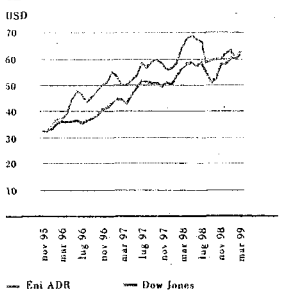
	Borsa italiana (lire per azione)	NYSE (USD per ADS)
	1998	1998
Massimo	13.359	73,50
Minimo	8.902	50.50
Media	10.924	63,04
Fine periodo	10.849	67,75

ANDAMENTO DEL TITOLO ENI

Nel periodo 1° gennaio 1998 - 31 marzo 1999 la borsa italiana ha registrato un incremento del 45,3%, il maggiore nell'ambito delle principali borse mondiali. Questa brillante performance è stata raggiunta, nonostante le crisi asiatica, russa e brasiliana che nella seconda metà del 1998 hanno fortemente depresso tutti i mercati finanziari, grazie a un ampio afflusso di liquidità verso il mercato azionario italiano, in particolare nei settori di attività oggetto di concentrazioni e riassetti (telefonico, bancario e assicurativo).

La quotazione del titolo Eni nello stesso periodo è passata da 10.197 lire a 11.482 lire, con un incremento del 12,6%, pressoché in linea con quello delle altre società petrolifere europee ma inferiore a quello delle principali società statunitensi che hanno beneficiato del buon andamento dell'economia USA. Le performance delle società petrolifere hanno risentito della forte flessione delle quotazioni del petrolio che nel mese di dicembre 1998 hanno toccato il minimo degli ultimi dodici anni (Brent USD 9,14/barile).

New York Stock Exchange

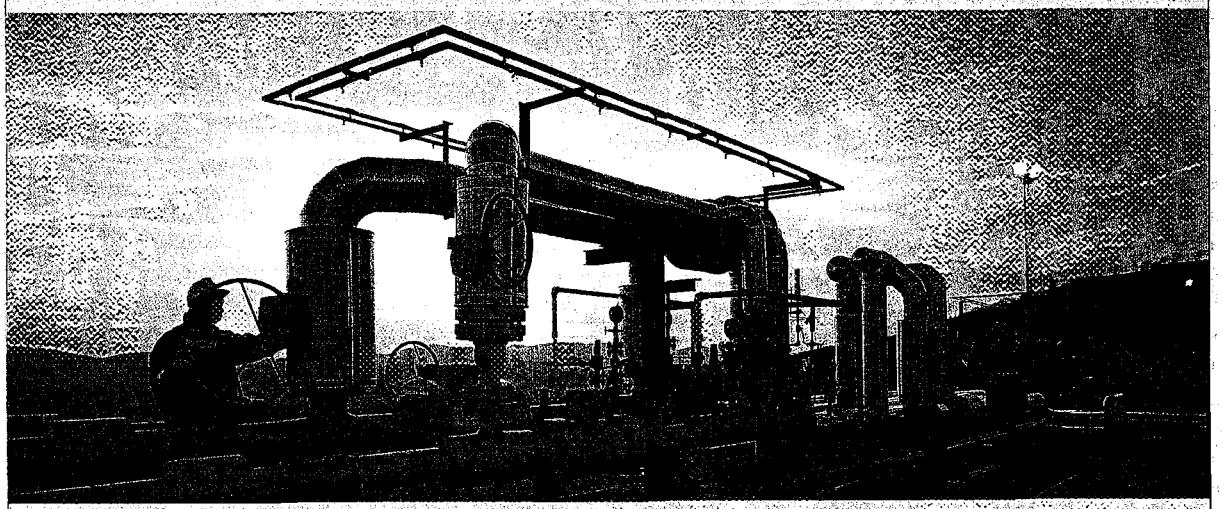


ESPLORAZIONE E PRODUZIONE

■ La stipula, insieme alla Elf, dell'accordo con la National Iranian Oil Company per il potenziamento del campo a olio "giant" di Dorood permette l'ingresso in un'area ad alto potenziale e a bassi costi di produzione

■ L'accordo raggiunto con la Regione Basilicata sullo sviluppo dei giacimenti in Val d'Agri consente di intensificare l'attività in un'area tra le più promettenti d'Europa

■ L'entrata in produzione del giacimento Aquila nell'offshore del basso adriatico a 850 metri di profondità pone l'Eni tra le prime compagnie petrolifere nello sviluppo di campi ad alte profondità



(milioni di €)				(miliardi di lire)
1998		1996	1997	**1998**
5.206	Ricavi (1)	12.736	13.354	**10.080**
594	Utile operativo	5.056	5.015	**1.150**
746	Costi di ricerca esplorativa	1.097	1.380	**1.462**
2.136	Investimenti di sviluppo	2.123	3.116	**4.119**
	Dipendenti al 31 dicembre (numero)	8.441	8.578	**8.170**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

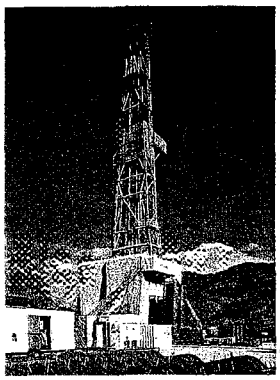
Italia - Val d'Agri, pozzo Monte Alpi 1 e 2 Il progetto di sviluppo della Val d'Agri prevede l'incremento della produzione giornaliera di petrolio dagli attuali 7 mila barili a 80 mila nel 2001

RISERVE DI GREGGIO E DI GAS NATURALE

Al 31 dicembre 1998 le riserve certe di idrocarburi ammontavano a 5.255 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), con un incremento di 182 milioni, pari al 3,6%, rispetto al 31 dicembre 1997. L'incremento, senza tenere conto della produzione, è attribuibile a nuove scoperte ed estensioni per 335 milioni di boe e a revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero per 238 milioni di boe. Le nuove scoperte ed estensioni hanno interessato sia l'Italia (campi di Tea, Guendalina e Naomi nell'offshore adriatico, campi della Val d'Agri in Basilicata, campi di Fiume Salso e Roccacavallo in Sicilia) sia l'estero, principalmente l'Egitto (diversi campi a gas e olio), l'Angola (Blocco D-14), la Norvegia (campo di Midgard) e la Libia (campo di Elephant). Significative revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero si sono registrati, soprattutto all'estero, in Egitto (campi di Belayim e Port Fouad), in Libia (campo di Bouri), in Congo (campi di Zatchi e Kitina), in Norvegia (campi di Ekofisk e Asgard), in Angola (campi di Takula e Nemba) e in Qatar (campo di Alkalij).

L'incremento delle riserve certe ha determinato un indice di ricostituzione del 147% portando la media mobile triennale al 183%. La vita utile residua delle riserve al 31 dicembre 1998 è di 13,4 anni (13,6 nel 1997).

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 1998 risultavano pari a 1.706 milioni di barili di petrolio e 164 miliardi di metri cubi di gas naturale pari, rispettivamente, al 59% e al 43% del totale delle riserve certe di petrolio e di gas naturale (rispettivamente 59% e 46% al 31 dicembre 1997).



Italia - Val d'Agri, pozzo esplorativo

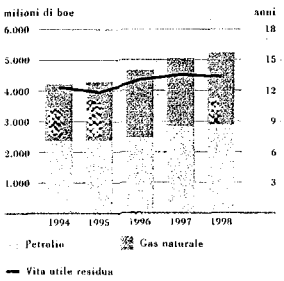
ESPLORAZIONE E SVILUPPO

Il portafoglio minerario dell'Eni al 31 dicembre 1998 consisteva di 710 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 31 paesi di quattro continenti per una superficie in quota Eni di 284.299 chilometri quadrati (345.875 al 31 dicembre 1997), di cui 34.963 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (30.959 al 31 dicembre 1997). In Italia la superficie detenuta in quota Eni è aumentata di 11.849 chilometri quadrati a seguito dell'assegnazione da parte del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato dei rimanenti permessi di ricerca e concessioni di coltivazione richiesti relativi all'ex area di esclusiva in Val Padana. All'estero la riduzione complessiva di 73.425 chilometri quadrati in quota Eni è dovuta principalmente al rilascio di un permesso esplorativo detenuto in Egitto (74.750 chilometri quadrati in quota Eni) a seguito dell'esito negativo della fase esplorativa; l'attività di acquisizione di titoli minerari è stata particolarmente intensa con l'ottenimento di titoli nell'Asia Centrale (Azerbaigian), in America Latina (Venezuela), nell'offshore profondo (Congo, Trinidad e Tobago, Irlanda e Stati Uniti) e in altri paesi (principalmente Danimarca, Regno Unito e Cina).

Nel 1998 sono state effettuate prospezioni sismiche tridimensionali per 19.683 chilometri quadrati (6.762 in quota Eni) e prospezioni sismiche bidimensionali per 14.468 chilometri (9.973 in quota Eni), con un aumento, rispettivamente, del 106% e del 10%. Il significativo aumento della sismica tridimensionale è attribuibile principalmente ai rilievi conoscitivi effettuati in aree offshore in Congo, Croazia e Trinidad e Tobago nonché nei permessi di prospezione in Norvegia nel mare di Barents. Sono stati ultimati 121 nuovi pozzi esplorativi (66 in quota Eni) a fronte dei 127 (74 in quota Eni) dell'anno precedente. Il coefficiente di successo[1] complessivo è stato pari al 44,3% (47,0% in quota Eni) a fronte del 41,1% (43,3% in quota Eni) del 1997.

Gli investimenti nell'attività esplorativa in Italia, pari a 353 miliardi di lire (345 nel 1997), hanno interessato in particolare le aree dell'Appennino Centro Meridionale, della Val Padana, dell'Adriatico e della Sicilia. All'estero gli investimenti nell'attività esplorativa, pari a 1.109 miliardi di lire (1.035 nel 1997), hanno interessato prevalentemente l'Egitto, l'Angola, il Congo e la Nigeria. Complessivamente i costi di ricerca esplorativa sono stati di 1.462 miliardi di lire, di cui il 75,9% all'estero, con un aumento del 5,9% rispetto al 1997.

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



(1) Rapporto tra il numero totale dei pozzi in cui sono state rilevate nel periodo riserve certe di idrocarburi e il numero dei pozzi di cui è stato accertato l'esito.

Riserve certe e produzione giornaliera di idrocarburi (1)

	Riserve certe al 31 dicembre (milioni di boe)					Produzione (migliaia di boe al giorno)				
	1994	1995	1996	1997	1998	1994	1995	1996	1997	1998
Italia	1.786	1.736	1.637	1.646	1.574	409	413	406	403	394
Africa Settentrionale	986	980	1.420	1.530	1.686	223	218	228	229	236
Africa Occidentale	813	870	847	852	910	194	202	184	180	196
Mare del Nord	526	584	643	655	666	88	108	114	155	156
Resto del mondo	113	148	128	390	419	27	41	52	54	56
	4.224	**4.318**	**4.675**	**5.073**	**5.255**	**941**	**982**	**984**	**1.021**	**1.038**

(1) Il gas naturale è convertito in boe sulla base del coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per ogni metro cubo di gas di produzione estera e di 0,0063 per ogni metro cubo di produzione Italia, in funzione del diverso potere calorifico.

Gli investimenti nelle attività di sviluppo in Italia, pari a 982 miliardi di lire (1.219 nel 1997), hanno interessato in particolare il completamento dello sviluppo del campo Aquila nel Canale d'Otranto, lo sviluppo del campo di Bonaccia nell'offshore adriatico e l'intensificarsi delle attività in Val d'Agri per la messa in produzione di Cerro Falcone, Costa Molina e Caldarosa. All'estero gli investimenti nell'attività di sviluppo, pari a 3.137 miliardi di lire (1.897 nel 1997), hanno interessato principalmente i giacimenti di idrocarburi nel Mare del Nord, in Egitto e in Congo. Complessivamente sono stati effettuati investimenti di sviluppo per 4.119 miliardi di lire (di cui il 76,2% all'estero), con un incremento del 32,2% rispetto al 1997.

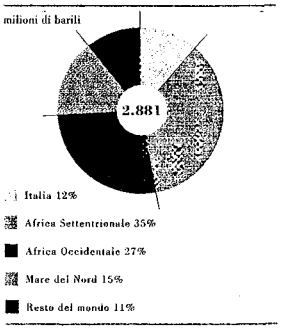
I costi unitari di esplorazione e sviluppo (calcolati secondo gli standard adottati dalla SEC) del triennio 1996-1998 sono risultati pari a 5,16 dollari USA per boe rispetto a 4,72 dollari USA del triennio 1995-1997; l'incremento dell'indice, legato al rilevante aumento degli investimenti, esprime il forte impegno per una crescita sia della produzione sia delle riserve, tale da mantenere stabili nel lungo periodo gli anni di vita residua delle riserve e da ridurre il "time to market".

PRODUZIONE

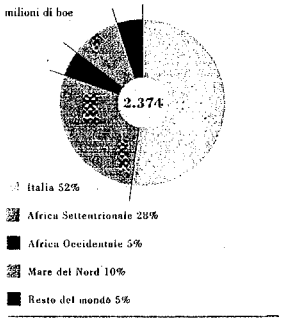
Nel 1998 l'incremento della produzione giornaliera di petrolio e condensati (1,1%) e di gas naturale (2,7%) ha consentito di raggiungere una produzione media giornaliera di 1.038.000 boe, con un incremento dell'1,7% rispetto al 1997 grazie in particolare ai maggiori quantitativi di idrocarburi estratti in Congo, Egitto, Kazakistan e Regno Unito. Complessivamente nel 1998 sono stati prodotti 378,8 milioni di boe di idrocarburi, con un aumento di 6,3 milioni di boe rispetto al 1997.

La produzione di petrolio e condensati (238,2 milioni di barili) registra un incremento di 2,4 milioni di barili rispetto al 1997. In Italia la produzione (36,5 milioni di barili) è diminuita di 1,8 milioni di barili principalmente per il declino naturale del campo Villafortuna-Trecate, parzialmente compensato dall'avvio della produzione del giacimento Aquila. All'estero la produzione (201,7 milioni di barili) è aumentata di 4,2 milioni di barili, soprattutto in Congo (7,8 milioni di barili), per l'avvio dei campi Kitina a fine 1997 e Tchibouela nel 1998, in Egitto (4,8 milioni di barili), dovuto anche alla maggiore attribuzione della quota equity destinata al recupero dei costi sostenuti nei contratti di Production Sharing a seguito della forte flessione dei prezzi, in Qatar (1,3 milioni di barili) per l'avvio nel 1997 del campo di Alkalij, in Norvegia (1,0 milioni di barili), per l'avvio a fine 1997 del campo di Norne, e in Angola (1,0 milioni di barili). Questi aumenti sono stati in parte compensati dalle riduzioni in Libia (3,7 milioni di barili) per declino naturale dei campi e per gli effetti delle misure di contenimento dei livelli produttivi decise dall'Opec, in Nigeria (3,4 milioni di barili), dove alle misure di contenimento dei livelli produttivi decise dall'Opec si sono aggiunti i problemi incontrati con le comunità locali, nel Regno Unito (1,7 milioni di barili) per il declino naturale dei campi del T-Block e in Kazakistan (1,5 milioni di barili) per le difficoltà riscontrate nel collocamento sul mercato della produzione del campo di Karachaganak a seguito della crisi finanziaria russa.

Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica al 31 dicembre 1998



Riserve certe di gas naturale per area geografica al 31 dicembre 1998



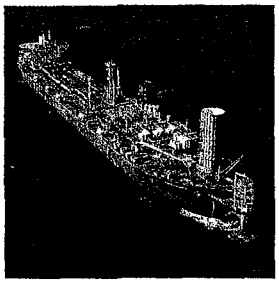
La produzione di gas naturale (22,49 miliardi di metri cubi) registra un aumento di 0,64 miliardi di metri cubi rispetto al 1997. In Italia la produzione (17,03 miliardi di metri cubi) è diminuita di 0,27 miliardi di metri cubi mentre all'estero (5,46 miliardi di metri cubi) è aumentata di 0,91 miliardi di metri cubi, in particolare in Kazakistan (0,66 miliardi di metri cubi) per l'acquisizione dei diritti di sfruttamento del gas naturale del campo di Karachaganak, a seguito della firma nel novembre 1997 del Final Production Sharing Agreement, nel Regno Unito (0,54 miliardi di metri cubi), per l'avvio a regime del J-Block, e in Egitto (0,34 miliardi di metri cubi) per la maggiore attribuzione di quota equity; questi aumenti sono stati in parte compensati dalle riduzioni in Norvegia (0,34 miliardi di metri cubi), dovute all'interruzione della produzione per l'installazione di una nuova piattaforma nel campo di Ekofisk, e negli Stati Uniti (0,30 miliardi di metri cubi) per il declino naturale del campo Grand Isle 102.

La produzione venduta di idrocarburi (382,4 milioni di boe)[2] è aumentata di 12,3 milioni di boe, pari al 3,3%, rispetto al 1997.

(2) La differenza rispetto alla produzione di 3,5 milioni di boe è dovuta principalmente alla maggiore estrazione dai campi di stoccaggio del gas (6,9 milioni di boe), parzialmente compensata dalle royalties in natura (1,7 milioni di barili, prevalentemente in Tunisia e in Norvegia), dall'over/under lifting e dall'incremento delle rimanenze di petrolio.

La produzione venduta di petrolio e condensati (234,8 milioni di barili) è aumentata di 0,5 milioni di barili per l'incremento registrato all'estero (2,4 milioni di barili), solo parzialmente compensato dalla flessione registrata in Italia (1,9 milioni di barili). La produzione venduta è stata destinata per il 40% al settore Raffinazione e Marketing (38% nel 1997); la restante quota è stata collocata sul mercato internazionale e locale.

La produzione venduta di gas naturale (23,59 miliardi di metri cubi) è aumentata di 1,9 miliardi di metri cubi per il contributo fornito dalle attività in Italia (0,99 miliardi di metri cubi) e da quelle estere (0,91 miliardi di metri cubi). La produzione venduta è stata destinata per il 75% al settore Gas Naturale (78% nel 1997).



Italia - Brindisi, campo di Aquila, impianto galleggiante di produzione FPSO Firenze Il giacimento, situato ad una profondità d'acqua di 850 metri, tra le più elevate al mondo, pone l'Eni tra le prime compagnie petrolifere nello sviluppo di campi ad alte profondità

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE

Italia Nel 1998 sono stati assegnati all'Eni 23 permessi di ricerca e 33 concessioni di coltivazione per una superficie complessiva di 11.040 chilometri quadrati relativi all'ex area di esclusiva dell'Eni nella Val Padana e nelle prospicienti acque del Mare Adriatico fino a 15 chilometri dalla costa. Dalla data di cessazione del regime di esclusiva, sono stati assegnati all'Eni 38 permessi di ricerca e 49 concessioni di coltivazione per una superficie complessiva di 17.395 chilometri quadrati. Con successivi decreti saranno attribuite le concessioni di stoccaggio nell'ambito delle relative concessioni di coltivazione.

L'Eni e la Regione Basilicata hanno sottoscritto un protocollo di intenti per lo sfruttamento dei ritrovamenti in Val d'Agri, considerata un'area petrolifera tra le più promettenti in Europa. Lo sviluppo di tale area comporta il proseguimento della messa in produzione dei campi della Val d'Agri nonché le attività di realizzazione del Centro olio e dell'oleodotto che lo collegherà alla raffineria di Taranto. Il protocollo di intenti impegna l'Eni a sostenere interventi sul territorio, principalmente di salvaguardia ambientale, per un onere stimato in circa 220 miliardi di lire. Sono in corso trattative con i partners per la unificazione delle concessioni di produzione con l'obiettivo di massimizzare le sinergie derivanti dalla messa in comune degli impianti di trattamento e trasporto degli idrocarburi (Centro olio, oleodotto e terminale marino).

L'attività di esplorazione è stata intensificata con la perforazione di 39 pozzi (30,5 in quota Eni) ottenendo risultati positivi nel Mare Adriatico, in Sicilia e nella Val d'Agri.

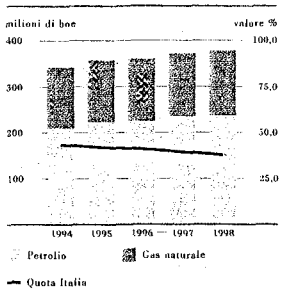
È entrato in produzione il giacimento a olio di Aquila, nel Canale d'Otranto, che ha raggiunto nel corso dell'anno una produzione media di 16 mila barili/giorno. Il giacimento è situato a una profondità d'acqua di 850 metri, tra le più elevate al mondo, che pone l'Eni tra le prime compagnie petrolifere nello sviluppo di campi ad alte profondità.

Relativamente al progetto "Alto Adriatico", che prevede la messa in produzione di 15 giacimenti di gas naturale con riserve certe pari a 27 miliardi di metri cubi, si è ancora in attesa del pronunciamento definitivo da parte della Regione Veneto e del Ministero dell'ambiente, la cui scadenza era stata stabilita per il 30 settembre 1998. La Commissione di valutazione impatto ambientale del Ministero dell'ambiente alla fine di ottobre 1998 ha espresso il parere tecnico che esclude il campo di Chioggia dallo sviluppo complessivo del progetto. Se tale parere venisse confermato, si determinerebbe una riduzione delle riserve di circa 5 miliardi di metri cubi di gas naturale.

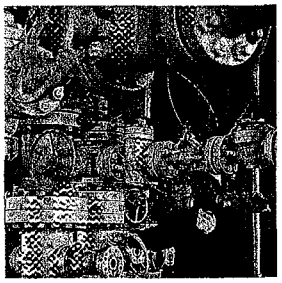
Africa Settentrionale In *Egitto* è stato firmato un accordo con l'Egyptian General Petroleum Corporation (Egpc) per la realizzazione di un gasdotto della lunghezza di 170 chilometri, già in costruzione, che collegherà i campi del Mediterraneo, nell'area di Port Said, alla città egiziana di El Arish, nel Nord Est della penisola del Sinai, area strategica di futuri insediamenti agricoli e industriali nonché di possibile tramite per l'esportazione nei paesi limitrofi.

È stato firmato l'accordo di commercializzazione del gas naturale del permesso offshore di Temsha per il collocamento sul mercato, a partire dall'anno 2000, di 4 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni, volto a soddisfare i crescenti fabbisogni energetici del paese.

Produzione di idrocarburi e quota Italia



In *Libia* è proseguita la campagna esplorativa volta a delineare l'estensione del campo di Elephant nel permesso NC174 (quota Eni 33,3%) le cui riserve recuperabili, in base ai pozzi perforati, sono state quantificate in circa 50 milioni di barili in quota Eni.
Sono stati completati gli studi di fattibilità per lo sviluppo congiunto dei campi di Wafa e NC41 ed è stato sottoscritto un accordo preliminare con la società di Stato libica National Oil Corporation che definisce le modalità, i volumi e le formule di prezzo che regoleranno l'esportazione del gas. Alla firma dell'accordo preliminare hanno fatto seguito i negoziati per la stipula dei contratti di esportazione e di trasporto e dell'accordo per la commercializzazione dei liquidi e del gas sul mercato locale. La loro definizione consentirà l'avvio del progetto di sviluppo che prevede la realizzazione del gasdotto sottomarino dalla Libia all'Italia.

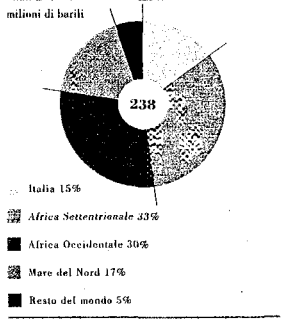


Egitto - campo di Belayim, particolare della piattaforma di produzione n. 3
I giacimenti di Belayim, scoperti nel 1961 nel Golfo di Suez, rappresentano i principali campi di petrolio Eni in produzione nel Paese

Africa Occidentale In *Angola* sono state effettuate quattro importanti scoperte nell'offshore profondo a 1.000/1.500 metri di profondità d'acqua nel Blocco 15 (quota Eni 20%) che hanno portato alla definizione di un'area denominata Kizomba; nel febbraio 1999 si è aggiunta la scoperta del campo di Chocalho che ha portato il potenziale complessivo di riserve recuperabili dell'area a 1,5 miliardi di barili.
L'attività esplorativa ha avuto successo anche nelle acque profonde del Blocco 14 (quota Eni 20%), con la scoperta dei campi di Benguela e Belize ubicati in prossimità del campo di Kuito scoperto nel 1997. L'entrata in esercizio di Kuito è prevista per fine 1999, con una produzione iniziale di petrolio di circa 17 mila barili/giorno in quota Eni. I tre campi hanno portato alla definizione di un'area denominata KBB con riserve recuperabili di circa 1 miliardo di barili di petrolio.
La joint venture di Cabinda, nel Blocco 0 (quota Eni 9,8%), ha ottenuto il record di produzione di 510.000 barili/giorno. Nel marzo 1999 l'Eni, in veste di operatore con una quota del 40%, ha firmato un accordo di Production Sharing con la Sonangol (ente di Stato angolano) per l'esplorazione e la produzione del Blocco 25. Il Blocco, ubicato in acque profonde da 600 a 2.500 metri a Sud di Luanda, copre un'area molto promettente di circa 5 mila chilometri quadrati con temi geologici analoghi a quelli dei Blocchi 14 e 15.

In *Congo* il campo di Kitina, entrato in esercizio a fine 1997 e in cui l'Eni è operatore con una quota del 35%, ha raggiunto una produzione di 17 mila barili/giorno. È stato ottenuto il permesso di sviluppo del campo di Foukanda dove l'Eni, con una quota del 52%, svolge il ruolo di operatore.

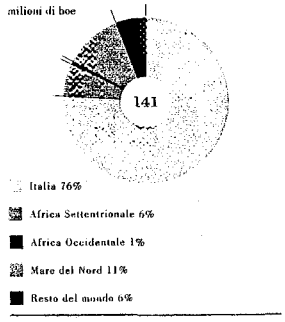
Produzione di petrolio e condensati per area geografica nel 1998



In *Nigeria* sono state rinnovate per un periodo di trenta anni le concessioni OML 60, 61, 62 e 63, venute a scadenza nel giugno 1997, in cui l'Eni (con una partecipazione 20%) svolge il ruolo di operatore con una produzione in quota di circa 30 mila barili/giorno. Il rinnovo consentirà inoltre di fornire a partire dall'agosto 1999 circa 6,3 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny, della società Nigeria LNG (quota Eni 10,4%), per l'esportazione di gas liquefatto.

Mare del Nord In *Irlanda* nel marzo 1999 è stato acquisito un permesso di esplorazione, per la prima volta in veste di operatore in questa area, che va a integrare la presenza Eni nelle acque profonde dell'Atlantico, secondo una strategia mirata alla ricerca e allo sfruttamento delle potenzialità di questa area.

Produzione di gas naturale per area geografica nel 1998



Nel *Regno Unito* sono entrati in esercizio il campo a olio di Columba E (25,7% in quota Eni), il campo a olio e gas di Marnock (10,95% in quota Eni) e i campi a gas di Delilah (18,82% in quota Eni), di Deben e West Bure (23,33% in quota Eni) che hanno consentito di incrementare i livelli produttivi di oltre 5 mila boe/giorno in quota Eni. Le disponibilità derivanti dalle produzioni di gas sono state commercializzate sul mercato locale.

Resto del Mondo In *Azerbaigian* è stato firmato con la Socar, la società petrolifera azera, un contratto di Production Sharing per l'esplorazione e lo sviluppo di un'area nell'offshore del Caspio, a sud di Baku, denominata Kurdashi. L'area, situata in un importante bacino minerario, ha una superficie complessiva di 550 chilometri quadrati e riserve complessive potenzialmente recuperabili stimate in un miliardo di barili di petrolio. L'Eni, con una partecipazione del 25%, ha acquisito il ruolo di operatore. Le attività esplorative nell'area di Karabakh si sono esaurite con la perforazione del terzo pozzo, di esito negativo, e il rilascio del permesso.

In *Brasile* è stato firmato un accordo con la Petrobras (compagnia di Stato brasiliana) per lo scambio di tecnologie avanzate relative alla esplorazione e produzione di idrocarburi, con particolare riferimento alle attività svolte in acque profonde.

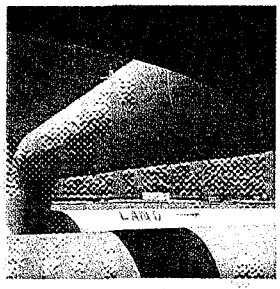
In *Iran* nel marzo 1999, insieme alla Elf che svolgerà il ruolo di operatore, è stato stipulato l'accordo con la National Iranian Oil Company per il potenziamento della capacità produttiva del campo ad olio di Dorood situato prevalentemente nell'offshore dell'isola di Kharg, nel Golfo Persico. L'opera di potenziamento dovrebbe far crescere le riserve del campo dagli attuali 600 milioni a 1,5 miliardi di barili di petrolio. Il contratto, del tipo buy-back, prevede che i costi sostenuti dal Consorzio (quota Eni 45%) e la remunerazione del capitale di rischio vengano riconosciuti in dieci anni mediante il petrolio estratto. Gli investimenti complessivi necessari al potenziamento del campo sono stimati in 540 milioni di dollari.

In *Kazakistan* è entrato in vigore l'accordo per lo sviluppo del campo di Karachaganak, le cui riserve sono recuperabili in 40 anni e sono stimate in 780 miliardi di metri cubi di gas naturale e 2,2 miliardi di barili di petrolio e condensati (complessivamente 1,9 miliardi di boe in quota Eni). L'Eni, con una quota del 32,5%, è operatore insieme a un'altra compagnia petrolifera internazionale. Circa 40 milioni di barili/anno di petrolio e condensati saranno trasportati dal campo di Karachaganak fino al Mar Nero dal nuovo oleodotto in fase di costruzione da parte del Caspian Pipeline Consortium (quota Eni 2%), che dovrebbe entrare in esercizio alla fine del 2001.

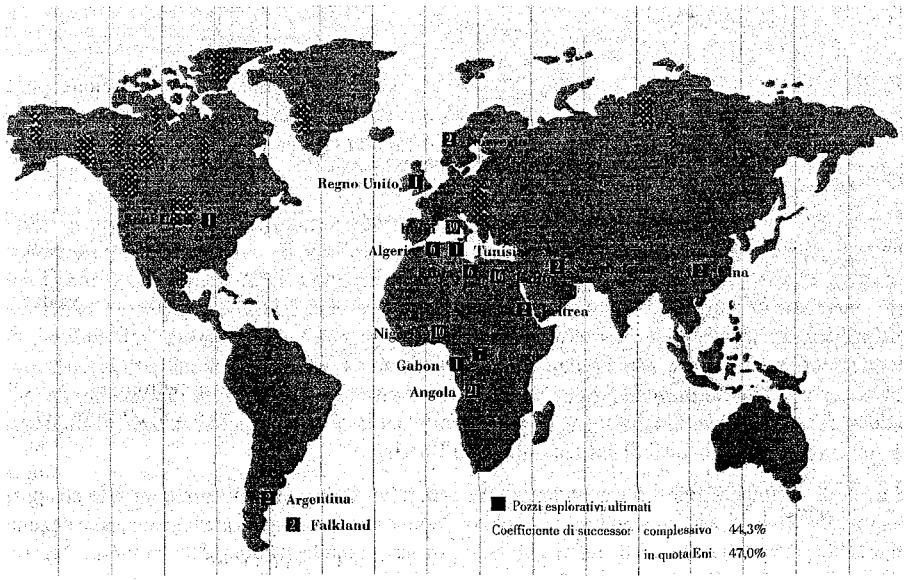
In *Russia* è stato sottoscritto un accordo con la Oao Gazprom, il maggior produttore mondiale di gas naturale, per la realizzazione di iniziative comuni nell'esplorazione e produzione di idrocarburi, nel trasporto di gas naturale e nel settore elettrico e della cogenerazione. A seguito di tale accordo, sono in corso di svolgimento studi e attività con l'obiettivo, in particolare, di stimare il potenziale esplorativo dei temi profondi del campo di Astrakan.

In *Trinidad e Tobago* l'Eni ha firmato un accordo con una compagnia internazionale acquisendo una quota di partecipazione del 40% di un permesso in acque profonde, comprese tra gli 800 e i 1.400 metri, localizzato a 80 chilometri a Est di Trinidad.

In *Venezuela* l'Eni ha acquisito una quota del 40% nel permesso offshore del golfo di Paria West, lungo la costa orientale del paese, dove è stato perforato un pozzo, risultato mineralizzato a olio e gas, che in prova ha erogato circa 6 mila boe/giorno.



Egitto - campo di Belayim, particolare del terminale di stoccaggio petrolio di Feiran La produzione di olio e condensati dell'Eni in Egitto ha registrato un incremento di oltre il 17%, anche a seguito della maggiore attribuzione della quota equity destinata al recupero dei costi sostenuti nei contratti di Production Sharing



Attività esplorativa