

portafoglio di concessioni, privilegiando le aree prossime a grandi centri cittadini e aggregati urbani.

Stiamo sviluppando le infrastrutture per l'importazione del gas in Italia, attraverso una rete di trasporto estesa e integrata, con molteplici punti di ingresso e capacità di stoccaggio. Complessivamente renderemo disponibile una capacità di importazione addizionale di 25 miliardi di metri cubi al 2009. In particolare stiamo:

- potenziando i gasdotti TAG dalla Russia e TTPC dall'Algeria e completando il Greenstream dalla Libia;
- valutando l'opportunità di costruire un terminale di rigassificazione in Italia;
- adeguando la rete di trasporto nazionale;
- incrementando la capacità di stoccaggio, principalmente attraverso lo sviluppo del campo di Bordolano.

Nei prossimi quattro anni i nostri investimenti in infrastrutture di trasporto, distribuzione e stoccaggio del gas in Italia ammonteranno a circa 6 miliardi di euro.

In questo contesto è opportuno menzionare la crisi del gas che ha colpito il Paese nell'inverno 2005-2006. La mancanza di gas è stata principalmente dovuta a condizioni climatiche particolarmente rigide, a un crescente utilizzo del gas per la generazione elettrica e a una riduzione delle importazioni dalla Russia conseguente alla disputa con l'Ucraina. Questi fattori – fuori del nostro controllo – non erano prevedibili. L'aumento della capacità d'importazione che abbiamo programmato consentirà al sistema di fronteggiare situazioni inattese. Nel più breve termine auspichiamo un'evoluzione del contesto normativo europeo per aumentare la flessibilità del sistema.

EniPower – la nostra società di generazione elettrica costituita per rispettare i tetti imposti dal regolatore sul mercato gas Italia – sta completando la realizzazione di centrali efficienti e redditizie.

Per il *business Gas & Power* ci poniamo, infine, l'obiettivo di una generazione di cassa al 2009 pari a quella del 2005, nonostante il deconsolidamento di Snam Rete Gas da realizzarsi entro la fine del 2008. La crescita delle attività internazionali e il completamento dello sviluppo delle centrali elettriche contribuiranno sostanzialmente a questo obiettivo.

Refining & Marketing

Nel Refining & Marketing abbiamo una posizione *leader* in Italia e la nostra strategia è di massimizzare la redditività delle attività esistenti.

Stiamo rafforzando il sistema di raffinazione per incrementare la flessibilità di lavorazione dei greggi e ottenere una maggiore resa in distillati medi. Ciò aumenterà il nostro indice complessivo di conversione fino a quasi il 60% nel 2009.

Miriamo a rafforzare l'integrazione verticale con il nostro *business upstream*, aumentando le lavorazioni di greggio *equity* presso le nostre raffinerie. Ciò contribuirà a incrementare le lavorazioni in Europa fino a 42 milioni di tonnellate all'anno nel 2009.

Nella distribuzione manterremo la nostra *leadership* in Italia, aumentando in modo selettivo la nostra presenza nelle regioni europee limitrofe. Miglioreremo la qualità dell'offerta attraverso il rafforzamento dei *premium product* e con iniziative innovative nel *non oil*.

Ingegneria & Costruzioni

Le attività di Ingegneria & Costruzioni costituiscono un elemento distintivo per Eni.

Saipem e Snamprogetti svolgono un ruolo fondamentale per l'innovazione e la realizzazione di progetti di scala mondiale. Attraverso queste società Eni ha accesso a competenze di *project* e *risk management*, capacità realizzative, tecnologie chiave e rapporti consolidati con i paesi produttori. Questi elementi sono determinanti per trainare il processo di crescita ed espansione nei *business oil & gas*.

L'integrazione di Saipem e Snamprogetti, recentemente annunciata, crea un *leader* mondiale nel settore ingegneria e costruzioni, confermando che queste attività sono *core business* per Eni.

Petrochimica

Consolideremo la struttura industriale al fine di raggiungere un risultato operativo positivo anche nelle situazioni di scenario sfavorevole.

Investiremo nel miglioramento della *performance* industriale e dell'affidabilità degli impianti nelle aree d'eccellenza (stirenici ed elastomeri), nonché negli impianti di *cracking* più competitivi.

Ricerca scientifica e tecnologica

A sostegno del processo di crescita, stiamo effettuando investimenti in ricerca tra i più significativi nel settore con l'obiettivo di assicurare la disponibilità di tecnologie innovative necessarie ad acquisire e proteggere nel tempo i vantaggi competitivi e promuovere uno sviluppo energetico sostenibile. L'innovazione tecnologica è trasferita su scala industriale in importanti progetti strategici.

A tal fine stiamo riorganizzando e rilanciando la ricerca Eni, attribuendo alla Corporate i progetti a lungo termine e quelli d'interesse trasversale, nonché l'identificazione e l'acquisizione di tecnologie innovative sviluppate all'esterno, e alle Divisioni/Società la ricerca con finalità operative a sostegno dei *business*.

Proseguiremo i programmi di ricerca in corso su carburanti puliti, gestione zolfo e acido solfidrico e gestione gas a effetto serra, nonché dei progetti di sviluppo avviati quali l'*upgrading* di greggi pesanti (EST - *Eni Slurry Technology*), il trasporto del gas ad alta pressione (TAP) e il *Gas to Liquids* (GTL).

Ci impegneremo nella valutazione dei temi ad alto impatto potenziale sul *core business*, tra questi l'autotrazione ibrida, l'impiego del gas nella generazione distribuita, l'evoluzione del mercato dei biocarburanti, le celle a combustibile e l'idrogeno.

Impiego della cassa

La nostra priorità nell'impiego della cassa generata nelle attività operative è investire in progetti ad alta redditività per sostenere la crescita nel lungo termine del *core business*.

Nei prossimi quattro anni programiamo investimenti per 35,2 miliardi di euro. Circa due terzi degli investimenti saranno effettuati nelle attività di esplorazione e produzione.

Le scelte d'investimento saranno basate su rigorosi criteri industriali e finanziari, assumendo un prezzo di lungo termine del greggio Brent di 30 dollari/barile.

Garantiremo un'elevata redditività agli azionisti attraverso un importante flusso sostenibile di dividendi e continueremo nel nostro programma di riacquisto di azioni proprie.

Intendiamo inoltre mantenere una solida struttura finanziaria e l'attuale *rating* di credito.

Risorse umane e organizzazione

Nell'ambito delle risorse umane stiamo rivedendo l'organizzazione per rendere più snelli i processi di *business* e le strutture organizzative.

Inoltre, stiamo rafforzando il ruolo delle funzioni centrali per rendere più efficaci le attività di indirizzo e controllo.

Il programma di assunzioni sarà diretto a risorse qualificate per sostenere il processo di sviluppo di Eni.

Impegno per lo sviluppo sostenibile

Al centro delle nostre strategie c'è un forte impegno per lo sviluppo sostenibile, che coinvolge vari aspetti della nostra attività, dalla valorizzazione del personale, all'attenzione per l'ambiente, lo sviluppo delle comunità e l'innovazione tecnologica. Questo è prioritario per tutte le imprese, ma ancor di più per una grande società internazionale che opera in un settore in cui la corretta gestione delle tematiche sociali e ambientali è un fattore chiave di successo.

Il modello di *business* Eni è orientato a svolgere la nostra missione attraverso modalità che riducano l'impatto ambientale e contribuiscano a scongiurare i rischi del cambiamento climatico determinato dall'emissione di gas serra.

I nostri programmi di sviluppo del gas naturale, combustibile a bassa intensità di carbonio, il potenziamento delle già importanti infrastrutture di trasporto e lo sviluppo dell'integrazione gas-elettricità contribuiranno alla riduzione dell'impatto ambientale.

L'impegno per contrastare i rischi relativi al cambiamento climatico, e in particolare all'emissione di gas serra, si concretizza anche attraverso l'utilizzo degli strumenti previsti nel Protocollo di Kyoto e nelle relative convenzioni e direttive.

Stiamo sviluppando un progetto di razionalizzazione del sistema di gestione integrata della sostenibilità. Un primo risultato sarà la redazione e la presentazione all'assemblea degli Azionisti di un *paper* sulle attività di Eni per lo sviluppo sostenibile, che si aggiunge alla pubblicazione del rapporto HSE, per poi arrivare ad una rendicontazione completa attraverso il Bilancio di Sostenibilità già dal prossimo anno.

Vogliamo ringraziare gli uomini e le donne Eni che hanno reso possibile con il loro entusiasmo e competenza il raggiungimento degli obiettivi di crescita e di una *performance* economica record.

Per continuare con successo il cammino di crescita saranno indispensabili sia le conoscenze e le esperienze sin qui maturate, sia un rinnovato impegno ad affrontare le sfide future con quello spirito di frontiera che da sempre contraddistingue il codice genetico di Eni.

30 marzo 2006

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente



L'Amministratore Delegato
e Direttore Generale

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ⁽¹⁾

Presidente

Roberto Poli ⁽²⁾

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Paolo Scaroni ⁽³⁾

Amministratori

Alberto Clò, Renzo Costi, Dario Fruscio, Marco Pinto,
Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta

DIRETTORI GENERALI

Divisione Exploration & Production

Stefano Cao ⁽⁴⁾

Divisione Gas & Power

Luciano Sgubini ⁽⁵⁾

Divisione Refining & Marketing

Angelo Taraborelli ⁽⁶⁾

COLLEGIO SINDACALE ⁽⁷⁾

Presidente

Paolo Andrea Colombo

Sindaci effettivi

Filippo Duodo, Edoardo Grisolia, Riccardo Perotta,
Giorgio Silva

Sindaci supplenti

Francesco Bilotti, Massimo Gentile

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO
AL CONTROLLO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DELL'ENI SpA
Luigi Schiavello ⁽⁸⁾

Sostituto

Angelo Antonio Parente ⁽⁹⁾

Società di revisione ⁽¹⁰⁾

PricewaterhouseCoopers SpA

La composizione e le funzioni del Comitato per il controllo interno, del *Compensation Committee* e dell'Osservatorio Petroliero Internazionale sono illustrate nel capitolo "Corporate Governance" della Relazione sulla gestione.

(1) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007. La composizione del Consiglio di Amministrazione fino al 27 maggio 2005 era la seguente: Roberto Poli, Presidente, Vittorio Mincato, Amministratore Delegato, Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clò, Renzo Costi, Dario Fruscio, Guglielmo Antonio Claudio Moscato, Mario Resca, amministratori

(2) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005

(3) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 1° giugno 2005

(4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 novembre 2000

(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 gennaio 2001.

Il 14 dicembre 2005, in sostituzione di Luciano Sgubini che ha lasciato

la Società per raggiunti limiti di età, il Consiglio ha nominato Domenico Dispenza Direttore Generale della Divisione Gas & Power a far data dal 1° gennaio 2006

(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 aprile 2004

(7) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007. La composizione del Collegio Sindacale fino al 27 maggio 2005 era la seguente:

Andrea Monorchio, Presidente, Luigi Biscozzi, Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo, Riccardo Perotta, sindaci effettivi, Fernando Carpentieri, Giorgio Silva, sindaci supplenti

(8) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 24-25 giugno 2003

(9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 27-28 maggio 2003

(10) Incarico conferito dall'Assemblea il 28 maggio 2004 per il triennio 2004-2006

Exploration & Production

	(milioni di euro)	2004	2005
Ricavi ⁽¹⁾		15.346	22.477
Utile operativo		8.185	12.574
Utile operativo a valori correnti		8.185	12.574
Utile operativo <i>adjusted</i>		8.202	12.883
Investimenti di ricerca esplorativa e nuove iniziative esplorative		499	656
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari			301
Investimenti di sviluppo e dotazioni patrimoniali		4.354	4.007
Dipendenti a fine periodo	(numero)	7.477	7.491

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

› Nel 2005 la produzione di idrocarburi è stata di oltre 1,7 milioni di barili di petrolio equivalente (boe)/giorno, in crescita del 7%. La crescita si eleva al 9% escludendo l'effetto prezzo nei *Production Share Agreement (PSA)* e nei contratti di *buy-back*¹. Nel primo bimestre 2006 la produzione ha superato il livello di 1,8 milioni di boe/giorno

› Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2005 sono 6,84 miliardi di boe con una riduzione di 381 milioni di boe riconducibile all'impatto che l'aumento del prezzo del barile (Brent al 31 dicembre: 40,47 dollari/barile nel 2004; 58,205 nel 2005) ha determinato nei *PSA* e nei contratti di *buy-back* (478 milioni di boe). Escludendo questo effetto, il tasso di rimpiazzo delle riserve è del 115%. La vita utile residua delle riserve è di 10,8 anni

› Nell'ambito della strategia di espansione in aree a elevato potenziale minerario, è stata acquistata la titolarità di permessi esplorativi e di concessioni di produzione localizzati in Libia, India, Alaska, Brasile, Nigeria, Australia,

(1) Per la definizione di *PSA* e di contratti di *buy-back* v. "Glossario".

Pakistan e Golfo del Messico per una superficie complessiva di circa 67 mila chilometri quadrati (44 mila in quota Eni, di cui il 93% in qualità di operatore)

› Nel maggio 2005 è stato definito il nuovo assetto del consorzio titolare del PSA North Caspian Sea per lo sviluppo del giacimento Kashagan nell'*offshore* kazako del Mar Caspio che ha determinato l'aumento dal 16,67 al 18,52% della quota di partecipazione di Eni nel progetto di cui è operatore unico. Il piano di sviluppo del giacimento, articolato in più fasi, ha l'obiettivo di mettere in produzione a partire dal 2008 riserve recuperabili fino a 13 miliardi di barili mediante reiniezione parziale del gas con investimenti di 29 miliardi di dollari (5,4 miliardi in quota Eni); la produzione di picco attesa è di 1,2 milioni di barili/giorno. Al 31 dicembre 2005 il valore dei contratti assegnati per la realizzazione delle tranche 1 e 2 della prima fase del progetto ammonta a 8,8 miliardi di dollari

› Nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%), in agosto è stato avviato il giacimento *offshore* Bahr Essalam a meno di un anno dallo *start-up* del giacimento *onshore* di Wafa. Il picco produttivo dei due giacimenti di 256 mila boe/giorno (128 mila in quota Eni) è atteso nel 2006. A regime, nel 2007, i volumi prodotti e trasportati in Italia attraverso il Greenstream saranno di 8 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (4 miliardi in quota Eni), già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura di lungo termine

› In Angola la produzione di petrolio è aumentata di oltre il 50%, anche per effetto di importanti avvii: la fase B di sviluppo dei giacimenti scoperti nell'area *offshore* di Kizomba nel Blocco 15 (Eni 20%) e i giacimenti di petrolio, condensati e GPL North Sanha e Bomboco nel Blocco 0 ex Cabinda (Eni 9,8%)

Riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe sono le quantità stimate di petrolio (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. Nella valutazione si applicano i prezzi rilevati l'ultimo giorno dell'anno e si considerano solo le variazioni previste contrattualmente; non si tiene conto di quelle legate a situazioni future.

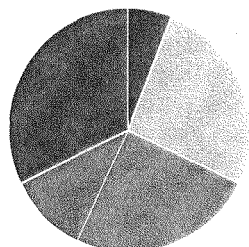
Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sull'iscrizione delle riserve certe. La Direzione Riserve della Divisione Exploration & Production, alle dirette dipendenze del Direttore Generale, ha il compito di mantenere costantemente aggiornati i criteri di classificazione delle riserve (Criteri) e di presidiarne il processo periodico di quantificazione. I Criteri recepiscono le norme statunitensi previste dalla *Regulation S-X rule 4-10* della *Security and Exchange Commission (SEC)* e, su temi specifici non oggetto di normativa, le prassi consolidate pro-

mosse da istituzioni di riferimento qualificate. I Criteri sono stati sottoposti all'esame di DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC; D&M ha attestato inoltre che i Criteri che regolamentano situazioni per le quali le norme SEC sono meno specifiche sono stati interpretati in modo ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni quantifica le proprie riserve sulla base dei citati Criteri anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Dal 1991 Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti una valutazione² delle proprie riserve certe di idrocarburi. In particolare nel 2005 sono state oggetto di valutazione riserve certe per complessivi 1,64 miliardi di boe, pari a circa il 24% delle riserve al 31 dicembre 2005. Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel triennio 2003-2005 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'84% del totale delle riserve certe.

**Riserve certe di petrolio e condensati
per area geografica a fine periodo**

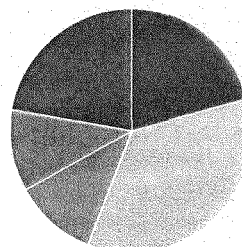
3.773 milioni di barili



■	6% Italia
■	26% Africa Settentrionale
■	25% Africa Occidentale
■	11% Mare del Nord
■	32% Resto del mondo

**Riserve certe di gas naturale
per area geografica a fine periodo**

3.064 milioni di boe



■	21% Italia
■	35% Africa Settentrionale
■	11% Africa Occidentale
■	11% Mare del Nord
■	22% Resto del mondo

Ulteriori informazioni sulle riserve sono contenute nella nota n. 35 al bilancio consolidato - Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione - Riserve di petrolio e di gas naturale.

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2005 sono 6.837 milioni di boe (petrolio e condensati 3.773 milioni di barili; gas naturale 3.064 milioni di boe) con una riduzione di 381 milioni di boe riconducibile all'impatto

di 478 milioni di boe che l'aumento del prezzo del barile (Brent al 31 dicembre: 40,47 dollari/barile nel 2004; 58,205 nel 2005) ha determinato nei *Production Sharing Agreement (PSA)* e nei contratti di *buy-back*. Escludendo questo impatto e considerando anche le operazioni di portafoglio, il tasso di rimpiazzo delle riserve certe è del 115%. Se si tiene conto dell'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo è del 40%. La vita utile residua delle riserve è di 10,8 anni (12,1 al 31 dicembre 2004).

L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è la seguente:

	(milioni di boe)	
Riserve certe al 31 dicembre 2004	7.218	
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito	625	
Produzione	(634)	(9)
	7.209	
Operazioni di portafoglio		106
Effetto prezzo nei PSA e nei contratti di <i>buy-back</i>		(478)
Riserve certe al 31 dicembre 2005	6.837	

Le promozioni a riserve certe (625 milioni di boe), al netto dell'effetto prezzo nei PSA e nei contratti di *buy-back* di 478 milioni di boe, sono state di 147 milioni di boe e sono riferite a: (i) nuove scoperte ed estensioni (156 milioni di boe), in particolare in Nigeria, Norvegia, Kazakhstan e Algeria; (ii) miglioramenti di recupero assistito (89 milioni di boe), in particolare in Algeria, Angola e Kazakhstan. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti da revisioni negative di precedenti stime riferite essenzialmente all'effetto prezzo, in particolare in Kazakhstan, Angola e Libia, solo parzialmente compensate da revisioni positive registrate in Algeria, Norvegia e Congo con un effetto netto di -98 milioni di boe. Le ope-

razioni di portafoglio hanno riguardato l'acquisto di riserve certe di 106 milioni boe in Kazakhstan, Australia, Italia e Angola.

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2005 sono 4.306 milioni di boe (petrolio e condensati 2.350 milioni di barili; gas naturale 1.956 milioni di boe) e rappresentano il 63% delle riserve certe (60% al 31 dicembre 2004).

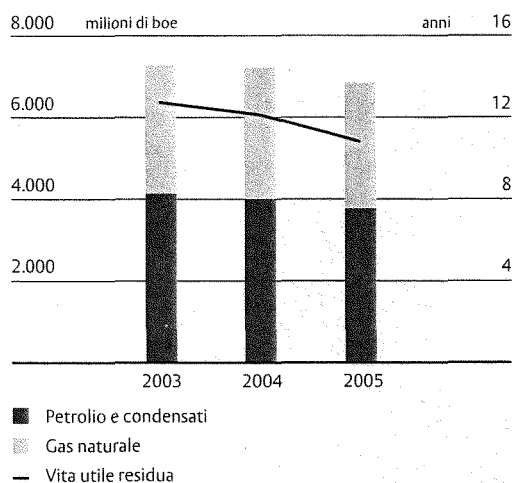
Le riserve certe di idrocarburi destinate alla vendita attraverso contratti di fornitura di lungo termine a Enti di Stato di Paesi esteri in titoli minerari nei quali Eni è operatore sono circa 11% del totale delle riserve certe al 31 dicembre 2005 (10% al 31 dicembre 2004).

Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Il portafoglio minerario di Eni al 31 dicembre 2005 è costituito da 1.041³ titoli per l'esplorazione e lo sviluppo (in esclusiva o in compartecipazione), localizzati in 34 paesi dei cinque continenti con una superficie complessiva in quota Eni di 266.000⁴ chilometri quadrati (234.180 al 31 dicembre 2004), di cui 55.098 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (41.997 al 31 dicembre 2004). All'estero la superficie complessiva è aumentata di 41.403 chilometri quadrati per effetto essenzialmente dell'assegnazione in esito a procedure internazionali di gara di titoli minerari in Libia, Egitto, India, Pakistan, Angola, Algeria, Stati Uniti e Irlanda e dell'acquisto di titoli minerari in Nigeria, Alaska e Australia. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dai rilasci, in particolare in Italia, Brasile, Congo, Marocco e Tunisia, e dalle vendite di asset nel Mare del Nord britannico. In Italia la superficie complessiva è diminuita di 9.582 chilometri quadrati a seguito di rilasci.

Nel 2005 sono stati ultimati 52 nuovi pozzi esplorativi (21,8 in quota Eni), a fronte dei 66 (29,5 in quota Eni) del 2004. Il coefficiente di successo per l'intero portafoglio pozzi è stato del 39,3% (47,4% in quota Eni) a fronte del 52,1% (57,3% in quota Eni) del 2004.

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



Produzione

Nel 2005 la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.737 mila barili di petrolio equivalente (boe) con un aumento di 113 mila boe rispetto al 2004, pari al 7%; l'aumento si eleva al 9% se si esclude l'effetto prezzo nei PSA e nei contratti di buy-back. La crescita produttiva è stata realizzata in particolare in Libia, Angola, Iran, Algeria, Egitto e Kazakhstan. Questi

(3) Di cui 5 titoli esplorativi posseduti tramite società in joint venture.

(4) Di cui 27.422 chilometri quadrati attraverso società in joint venture.

Riserve certe di idrocarburi ⁽¹⁾⁽²⁾	(milioni di boe)	2003	2004	2005	Var. ass.	Var. %
Italia		996	890	868	(22)	(2)
petrolio e condensati		252	225	228	3	1
gas naturale		744	665	640	(25)	(4)
Africa Settentrionale		2.024	2.117	2.047	(70)	(3)
petrolio e condensati		1.080	993	979	(14)	(1)
gas naturale		944	1.124	1.068	(56)	(5)
Africa Occidentale		1.324	1.357	1.285	(72)	(5)
petrolio e condensati		1.038	1.056	942	(114)	(11)
gas naturale		286	301	343	42	14
Mare del Nord		912	807	758	(49)	(6)
petrolio e condensati		529	450	433	(17)	(4)
gas naturale		383	357	325	(32)	(9)
Resto del mondo		2.016	2.047	1.879	(168)	(8)
petrolio e condensati		1.239	1.284	1.191	(93)	(7)
gas naturale		777	763	688	(75)	(10)
Totale		7.272	7.218	6.837	(381)	(5)
petrolio e condensati		4.138	4.008	3.773	(235)	(6)
gas naturale		3.134	3.210	3.064	(146)	(5)

(1) Dal 1° gennaio 2004, al fine di uniformarsi ai comportamenti seguiti dalle principali compagnie petrolifere internazionali, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato unificato in 1 mc = 0,00615 barili di petrolio. La modifica non ha influenzato i volumi delle riserve al 31 dicembre 2003 espressi in boe.

(2) Include la quota Eni delle riserve di joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto (41 milioni di boe nel 2005).

aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla minore attribuzione di produzione (-32 mila boe/giorno) nei PSA e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile; (ii) dal declino produttivo di giacimenti maturi, essenzialmente in Italia (gas naturale) e Regno Unito; (iii) dall'impatto delle razionalizzazioni di portafoglio effettuate nel 2004 (-16 mila boe/giorno) e degli uragani nel Golfo del Messico (-10 mila boe/giorno). La quota di produzione estera sul totale raggiunge l'85% (83,3% nel 2004).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.111 mila barili) è aumentata di 77 mila barili rispetto al 2004, pari al 7,4%, a seguito degli incrementi produttivi registrati in: (i) Angola, per effetto dell'entrata a regime dei giacimenti Hungo e Chocalho, nell'ambito della fase A del progetto di sviluppo Kizomba nel Blocco 15 (Eni 20%), e dell'avvio dei giacimenti Kissanje e Dikanza nell'ambito della fase B dello stesso progetto, nonché dell'avvio dei giacimenti North Sanha-Bomboco situati nell'area B del Blocco 0 (Eni 9,8%); (ii) Libia, per effetto

Produzione giornaliera di idrocarburi ⁽¹⁾⁽²⁾ (migliaia di boe/giorno)	2003	2004	2005	Var. ass.	Var. %
Italia	300	271	261	(10)	(3,7)
petrolio e condensati	84	80	86	6	7,5
gas naturale	216	191	175	(16)	(8,4)
Africa Settentrionale	351	380	480	100	26,3
petrolio e condensati	250	261	308	47	18,0
gas naturale	101	119	172	53	44,5
Africa Occidentale	260	316	343	27	8,5
petrolio e condensati	236	285	310	25	8,8
gas naturale	24	31	33	2	6,5
Mare del Nord	345	308	283	(25)	(8,1)
petrolio e condensati	235	203	179	(24)	(11,8)
gas naturale	110	105	104	(1)	(1,0)
Resto del mondo	306	349	370	21	6,0
petrolio e condensati	176	205	228	23	11,2
gas naturale	130	144	142	(2)	(1,4)
Totale	1.562	1.624	1.737	113	7,0
petrolio e condensati	981	1.034	1.111	77	7,4
gas naturale	581	590	626	36	6,1

(1) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (44, 38 e 26 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2005, nel 2004 e nel 2003).

(2) Include la quota Eni della produzione di *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

dell'entrata a regime del giacimento *onshore* Wafa e dell'avvio del giacimento *offshore* Bahr Essalam nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%); (iii) Iran, per effetto dell'entrata a regime del giacimento South Pars fasi 4-5 (Eni operatore con il 60%) e della crescita produttiva dei giacimenti Dorood (Eni 45%) e Darquain (Eni operatore con il 60%); (iv) Algeria, per effetto dell'entrata a regime del giacimento Rod e satelliti (Eni operatore con il 63,96%); (v) Kazakhstan, nel giacimento Karachaganak (Eni cooperatore con il 32,5%) per effetto della crescita delle esportazioni attraverso l'oleodotto del Caspian Pipeline Consortium che si collega con il terminale russo di Novorossiysk sul Mar Nero; (vi) Italia, per effetto dell'aumento di produzione in Val d'Agri dovuto all'entrata a regime del quarto treno di trattamento del centro olio. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi, in particolare nel Regno Unito, e dall'impatto delle razionalizzazioni di portafoglio effettuate nel 2004.

La produzione giornaliera di gas naturale (626 mila boe) è aumentata di 36 mila boe rispetto al 2004, pari al 6,1%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati in Libia, in relazione all'entrata a regime del giacimento Wafa e dell'avvio di Bahr Essalam (Eni 50%), Egitto, per l'avvio del giacimento Barboni e della piattaforma Tamsah 4 nell'*offshore* del Delta del Nilo, Kazakhstan e Pakistan. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione registrata in Italia, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi, e dagli impatti delle razionalizzazioni di portafoglio effettuate nel 2004 e degli uragani nel Golfo del Messico.

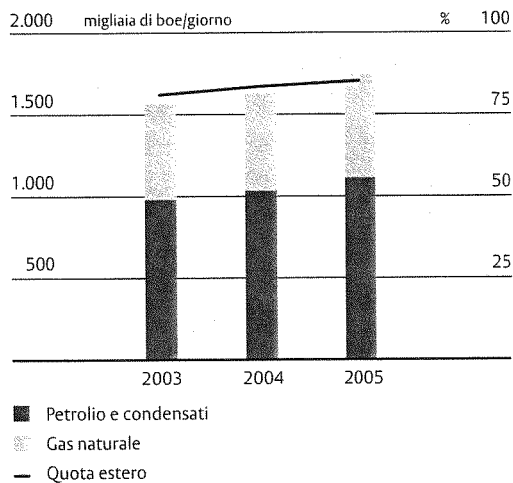
La produzione venduta di idrocarburi è stata di 614,9 milioni di boe con un aumento di 37 milioni di boe, pari al 6,4%. La differenza rispetto alla produzione di 19,3 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (16,2 milioni di boe). La produzione venduta di petrolio e condensati (402,6 milioni di barili) è stata destinata per circa il 68% al settore Refining & Marketing (70% nel 2004). La produzione venduta di gas naturale (34,5 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 44% al settore Gas & Power (40% nel 2004).

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

AFRICA SETTENTRIONALE

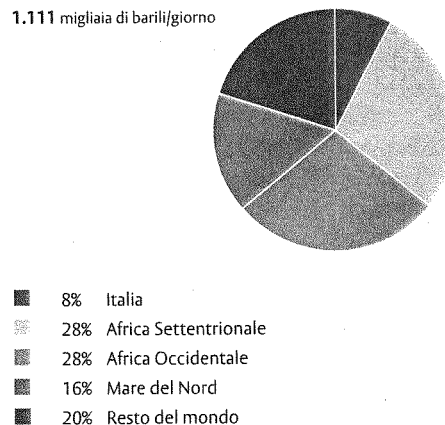
Algeria l'attività esplorativa ha avuto esito positivo nei permessi P 404 area C (Eni 25%), nelle vicinanze del giacimento HBNE, con il pozzo SFSW-3 *appraisal* della scoperta Sif Fatima e P 403 c/e (Eni 33,33%) con il pozzo di *appraisal* ZNNW-1. Per entrambi è stata confermata la presenza di idrocarburi alla profondità di circa 3 mila metri.

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero



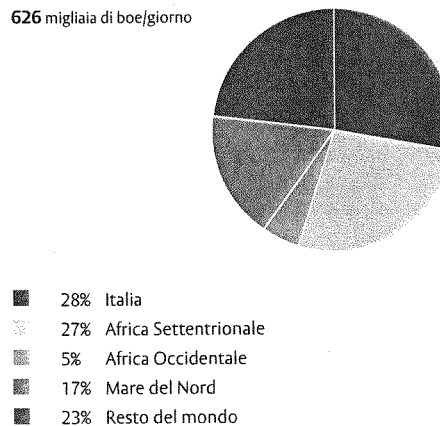
Produzione di petrolio e condensati per area geografica

1.111 migliaia di barili/giorno



Produzione di gas naturale per area geografica

626 migliaia di boe/giorno



Nel Blocco P 403a/d (Eni 50%) sono stati perforati alla profondità di circa 3.400 metri il pozzo di scoperta NFW ROM-6 e il pozzo di *appraisal* ROM Nord-1. Il secondo pozzo ha confermato l'estensione dei nuovi livelli mineralizzati a petrolio del giacimento ROM. Il progetto di sviluppo ROM *Integrated* prevede la messa in produzione dei nuovi livelli anche attraverso l'iniezione del gas prodotto nel vicino giacimento BRN riducendo di quasi il 90% i volumi di gas del Blocco bruciati in atmosfera. Il picco produttivo del campo di ROM di 31 mila barili/giorno (16 mila in quota Eni) è atteso nel 2009.

Sono in sviluppo i giacimenti EKT, EMK, EMN e EME nel Blocco 208 (Eni 12,25%). Il progetto, con avvio atteso nel 2008, prevede la perforazione di 142 pozzi e la realizzazione di una *Central Production Facility* per la produzione di petrolio stabilizzato, condensati e NGL. Il picco produttivo di 155 mila barili/giorno (13 mila in quota Eni) è atteso nel 2010.

Egitto l'attività esplorativa ha avuto esito positivo nelle concessioni: (i) Ashrafi (Eni 50%) nel golfo di Suez con la perforazione del pozzo NFW Ashrafi 1X che ha rinvenuto la presenza di idrocarburi a una profondità compresa tra 1.600 e 1.700 metri; (ii) Belayim Land (Eni 50%) con la perforazione del pozzo NFW BLSW-1 che ha rinvenuto la presenza di gas alla profondità di oltre 3 mila metri; (iii) Belayim Marine (Eni 50%) nel golfo di Suez con la perforazione del pozzo *outpost* BMNW-4 che ha permesso di rilevare la presenza di livelli mineralizzati a petrolio alla profondità di circa 3 mila metri. Il pozzo è stato allacciato alle *facility* di produzione esistenti; (iv) North Port Said (Eni operatore con il 50%) con la perforazione del pozzo PFM-D-1 che ha rinvenuto la presenza di gas e di condensati alla profondità di circa 5 mila metri. Il pozzo è la prima scoperta nel nuovo tema esplorativo in formazioni oligoceniche e dà il via a una nuova fase di ricerca nei temi profondi con potenziali minerari elevatissimi.

Sono in corso attività di sviluppo nelle concessioni situate nell'*offshore* del delta del Nilo: (i) North Port Said (Eni 50%), dove è entrato in produzione a maggio il giacimento a gas Barboni con un livello iniziale di circa un milione di metri cubi/giorno e proseguono i lavori di ampliamento del terminale di el Gamil che nel 2005 ha visto aumentare la produzione di gas in quota Eni da 11 a 13 milioni di metri cubi/giorno; (ii) el Temsah (Eni operatore con il 25%) dove in agosto è stata avviata la produzione di gas e condensati dalla piattaforma Temsah 4. Nel secondo trimestre 2006 sarà avviata la produzione di gas e condensati dalla piattaforma Temsah NW. Il

picco di produzione di 139 mila boe/giorno (41 mila in quota Eni) è atteso nel 2008.

Libia nell'ottobre 2005, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore la licenza esplorativa di quattro Blocchi *onshore* della superficie complessiva di 18.221 chilometri quadrati. I Blocchi sono localizzati nel bacino del Murzuk (161/1, 161/2&4, 176/3) e nell'area di Kufra (186/1, 2, 3 & 4).

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco *offshore* NC-41 (Eni operatore con il 50%) con la perforazione del pozzo NFW T1-NC41 che ha rinvenuto una mineralizzazione a gas e olio alla profondità di 2.770 metri erogando in fase di test 4.600 barili/giorno di petrolio e 370.000 metri cubi/giorno di gas.

Nell'ambito del progetto Western Libyan Gas (Eni 50%), è stato avviato, a meno di un anno dallo *start-up* della sezione *onshore* di Wafa, il giacimento Bahr Essalam situato nel permesso NC-41 nell'*offshore* mediterraneo. Lo sfruttamento del giacimento avviene attraverso la piattaforma Sabratha alla quale saranno collegati 38 pozzi produttori, di cui 26 già perforati. La produzione di liquidi e gas è trasferita mediante due condotte sottomarine all'impianto di trattamento di Mellitah sulla costa libica; da qui il gas è esportato in Italia attraverso il gasdotto sottomarino Greenstream. Il picco produttivo dei due giacimenti di 256 mila boe/giorno (128 mila boe in quota Eni) è atteso nel 2006. I volumi di gas esportati in Italia raggiungeranno a regime, nel 2007, 8 miliardi di metri cubi/anno (4 in quota Eni) già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura di lungo termine. Ulteriori 2 miliardi di metri cubi/anno saranno destinati al mercato libico.

Nel permesso NC-174 (quota Eni 23,33%), a circa 800 chilometri a Sud di Tripoli, prosegue lo sviluppo del giacimento di petrolio Elephant. Nell'ottobre 2005 è entrato in esercizio il nuovo oleodotto della lunghezza di 725 chilometri che collega il giacimento al terminale di Mellitah. I lavori per l'*upgrading* del terminale di Mellitah saranno completati entro il primo semestre 2006. Il picco produttivo del giacimento di 150 mila barili/giorno (35 mila in quota Eni) è atteso nella seconda metà del 2006.

AFRICA OCCIDENTALE

Angola l'attività esplorativa *offshore* ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 0 ex Cabinda (Eni 9,8%), con il pozzo NFW 70-5X che ha rinvenuto la presenza di idrocarburi alla profondità di 2.335 metri erogando in fase di test 2 mila barili/giorno di petrolio, oltre a gas naturale; (ii) nel Blocco 14K/A-IMI (Eni 10%), con la perforazione dei pozzi Lianzi-2ST e Lianzi-2OH, *appraisal* della scoperta Lianzi, che hanno rinvenuto la presenza di strati mineralizzati a gas e petrolio a profondità superiori ai 3 mila metri; (iii) nel Blocco 15 (Eni 20%), con il pozzo Batuque-3, *appraisal* della scoperta Batuque, che ha confermato la presenza di idrocarburi alla profondità di circa 2 mila metri.

Tra gennaio e maggio sono stati avviati i giacimenti di petrolio, condensati e GPL North Sanha e Bomboco nel Blocco 0 ex Cabinda (Eni 9,8%). La produzione di GPL avviene mediante l'utilizzo di una FPSO (*Floating Production Storage Offloading*), la più grande al mondo nel suo genere. A Sanha è stato realizzato un complesso per la reiniezione del gas in giacimento che consentirà di

ridurre del 50% il gas del Blocco attualmente bruciato in atmosfera. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno di petrolio, condensati e GPL (10 mila in quota Eni) è atteso nel 2007.

È in fase di realizzazione il progetto di sviluppo dei giacimenti di petrolio Benguela, Belize, Lobito e Tomboco nel Blocco 14 (Eni 20%) a una profondità d'acqua compresa tra 300 e 500 metri. Il progetto prevede la perforazione di 50 pozzi e l'installazione di una *Compliant Tower* dotata di *facility* di trattamento per Benguela/Belize. Il *first oil* è stato conseguito nel gennaio 2006. Lobito e Tomboco saranno sviluppati mediante completamento sottomarino e collegati alla *Compliant Tower* di Benguela/Belize con avvio previsto nella seconda metà del 2006. Il picco produttivo dei quattro giacimenti di 188 mila barili/giorno (32 mila in quota Eni) è atteso nel 2008.

Nel luglio, con oltre cinque mesi di anticipo rispetto al programma, sono stati avviati i giacimenti di petrolio Kissanje e Dikanza nell'ambito della fase B di sviluppo delle scoperte dell'area Kizomba nel Blocco 15 (Eni 20%) a una profondità d'acqua compresa tra 1.000 e 1.300 metri. Lo sviluppo dei due giacimenti è stato realizzato attraverso la perforazione di 58 pozzi (34 produttori e 24 iniettori), l'installazione di una TLP (*Tension Leg Platform*) su Kissanje e di un sistema sottomarino su Dikanza. La produzione è trasferita su una FPSO della capacità di trattamento di 250 mila barili/giorno e di stoccaggio di oltre 2 milioni di barili. Il picco produttivo di 47 mila barili/giorno in quota Eni è stato raggiunto a fine anno.

Nigeria nel settembre Eni ha acquistato da compagnie nigeriane il 40% delle due concessioni di sviluppo OML 120 e OML 121 divenendone operatore. Le concessioni, nelle quali è stato scoperto il giacimento Oyo, sono localizzate nell'*offshore* nigeriano a circa 70 chilometri dalla costa occidentale del delta del Niger. Nel 2006 è prevista la perforazione di due pozzi esplorativi.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco *offshore* OML 125 (Eni operatore con il 50,2%) con la perforazione del pozzo di *appraisal* Abo 8 che ha rinvenuto livelli mineralizzati a petrolio alla profondità di 2.142 metri e nel Blocco *offshore* OPL 219 (Eni 12,5%) con la perforazione del pozzo di *appraisal* Bolia-3X che ha rinvenuto alcuni livelli mineralizzati a petrolio alla profondità di oltre 3 mila metri.

Nel novembre è stata avviata la produzione del giacimento di petrolio Bonga (Eni 12,5%) situato nel permesso *offshore* OML 118 a una profondità d'acqua compresa tra 950 e 1.150 metri. Lo sfruttamento del giacimento avviene attraverso una FPSO alla quale saranno collegati 17 pozzi produttori di cui 9 già completati. Il picco produttivo del giacimento di oltre 200 mila barili/giorno (23 mila in quota Eni) è atteso nel 2006.

Sono in sviluppo i giacimenti di petrolio e gas Forcados/Yokri (Eni 5%) situati nell'*onshore* e nell'*offshore* del delta del Niger. Lo sviluppo, con completamento previsto a febbraio 2007, fa parte del progetto integrato *associated gas gathering* per assicurare le forniture all'impianto di liquefazione di Bonny. Sono state installate le *facility* di produzione *offshore* e sono stati perforati 25 pozzi dei 30 programmati. Il picco produttivo dei due

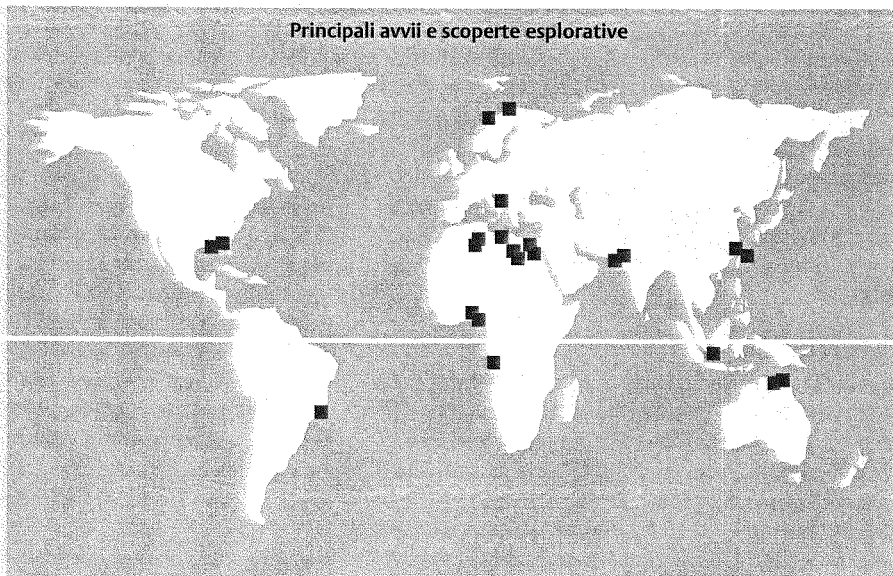
■ Attività esplorative

ALGERIA	ROM 6 (100% Op.)
AUSTRALIA	Vesta 1 (40% Op.)
BRASILE	Belmonte 1 (100% Op.)
CINA	HZ 25-4-1 (100% Op.)
	HZ 25-3-2 (33% Op.)
EGITTO	Belayim L SW 1 (100% Op.)
	Port Fouad MD 1 (100% Op.)
INDONESIA	Aster 2&3 (62% Op.)
LIBIA	T1-NC 41 (100% Op.)
NIGERIA	Abo 8 (50% Op.)
	Bolia 3X (12,5%)
	Bonga N2 (12,5%)
NORVEGIA	Goliath/Barents Sea (65% Op.)
PAKISTAN	Dujan 1 (32%)
TUNISIA	Nour 1 (50%)
USA	Allegheny South (100% Op.)

■ Avvio produzione

ALGERIA	Rod 403 D (1Q05 - Op.)
ANGOLA	Bomboco/Sanha Cond. (2Q05)
	Kizomba B (3Q05)
	Belize Benguela (1Q06)
AUSTRALIA	LNG Bayu Undan (1Q06)
CINA	HZ 19-2 (1Q05)
CROAZIA	Ika/Iida (1Q06 - Op.)
EGITTO	Barboni (2Q05 - Op.)
LIBIA	Bahr Essalam (3Q05 - Op.)
NIGERIA	Bonga (4Q05)
	4&5 Train LNG (4Q05)
NORVEGIA	Kristin (4Q05)
	Svalse/Staer (4Q05)
PAKISTAN	Rehmat (1Q05)
USA	K-2 (2Q05 - Op.)

Principali avvii e scoperte esplorative



Nell'ambito del piano di sviluppo della capacità di trattamento dell'impianto di liquefazione di Bonny (Eni 10,4%), nel novembre sono state avviate le consegne di gas del quarto treno di trattamento e a dicembre è stato completato il quinto treno. A regime, i due treni incrementeranno la capacità di produzione dell'impianto da 9 a 17 milioni di tonnellate/anno di GNL (da 11,5 a circa 23 miliardi di metri cubi/anno di carica di gas naturale). Con l'entrata a regime del quarto e del quinto treno, le forniture di gas saranno di 65 milioni di metri cubi/giorno (quota Eni 6,25 milioni di metri cubi/giorno).

giacimenti di 126 mila boe/giorno (6 mila in quota Eni) è atteso nel 2006.

Nell'aprile è stata avviata la centrale di generazione di energia elettrica di Okpai (*Independent Power Plant* - Eni 20%) della potenza di 480 megawatt costituita da due turbine a gas e una a vapore. L'alimentazione della centrale è assicurata dai vicini giacimenti di gas di Kwale, nel permesso OML 60 (Eni operatore con il 20%), che a regime forniranno 2 milioni di metri cubi/giorno. Il progetto è inserito nei programmi del Governo nigeriano e di Eni di riduzione delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera.

MARE DEL NORD

Norvegia nel Permesso PL 229 (Eni operatore con il 65%), dove è avvenuta la scoperta di Goliath, Eni ha ottenuto l'estensione della durata della licenza esplorativa fino al 15 maggio 2007.

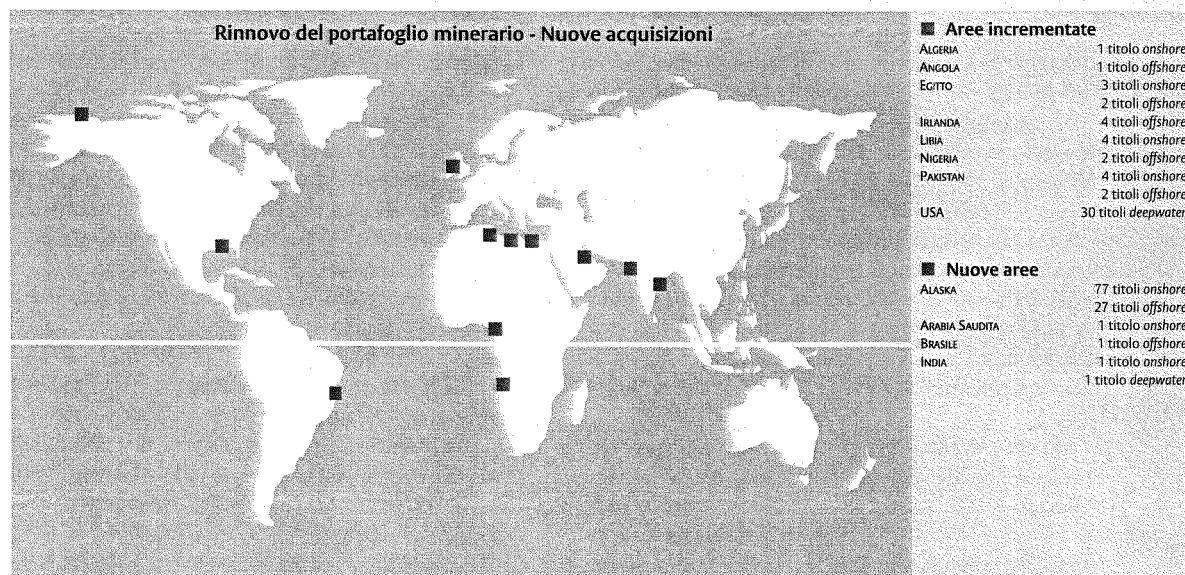
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la perforazione del pozzo 7122/7-3, *appraisal* della scoperta di Goliath che, perforato alla profondità di 2.701 metri in 343 metri d'acqua, ha rinvenuto formazioni mineralizzate di idrocarburi dello spessore complessivo di 180 metri. È in programma di procedere a una nuova valutazione dell'area di Goliath attraverso la perforazione di altri pozzi di *appraisal* con l'obiettivo di avviare lo sviluppo commerciale del giacimento.

Nel novembre è stata avviata la produzione del giacimento di petrolio e gas Kristin (Eni 8,25%) situato nel

Nel novembre sono stati avviati nel Permesso PL 128 i giacimenti, prevalentemente di petrolio, Svale e Stær (Eni 11,5%), il cui sfruttamento avviene utilizzando le strutture produttive del vicino giacimento Norne. Il picco produttivo di 56 mila boe/giorno (6 mila in quota Eni) è atteso nel 2006.

Regno Unito nel luglio sono stati ceduti alcuni asset esplorativi localizzati nel Mare del Nord Centrale.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Permesso P/233 Blocchi 15/25a (Eni 12%), nel Mare del Nord Centrale, con il pozzo NFW 15/25°-DD perforato alla profondità di oltre 2 mila metri che ha erogato in fase di test circa 4 mila barili/giorno di petrolio di buona qualità, oltre a gas naturale.



permesso PL 134 nell'area *offshore* di Haltenbanken a circa 200 chilometri dalla costa. La produzione di petrolio è trattata su una piattaforma semisommersibile della capacità di 125 mila barili/giorno. Il picco produttivo di 218 mila boe/giorno (18 mila in quota Eni) è atteso nel 2007. Nello stesso permesso sarà sviluppata la formazione Tofte scoperta con la perforazione del primo pozzo produttore di Kristin. Le sinergie con le strutture produttive di Kristin renderanno economico lo sviluppo del vicino giacimento Tyrihans (Eni 7,9%), con entrata in produzione prevista nel 2009, in concomitanza con il declino produttivo di Kristin.

Nel novembre il Governo ha annunciato l'incremento della fiscalità per *supplementary charge* dal 10 al 20%. Ciò comporterà nel 2006 un aumento stimato del *tax rate* di Gruppo di circa 1,2 punti percentuali, di cui circa la metà per l'adeguamento del fondo imposte differite. In relazione all'atteso declino produttivo dell'Area, l'impatto è destinato a ridursi nel tempo.

RESTO DEL MONDO

Alaska nell'agosto sono stati acquistati dalla compagnia indipendente americana Armstrong Oil & Gas 104 Blocchi esplorativi situati nel North Slope, *onshore* e *offshore* del Beaufort Sea. I Blocchi, della superficie di

1.718 chilometri quadrati, comprendono due giacimenti, attualmente nella fase di pre-sviluppo, con riserve complessive stimate in oltre 170 milioni di barili di petrolio.

Australia l'attività esplorativa *offshore* ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco AC/P-21 (Eni 40%) con il pozzo NFW Vesta-1 che ha rinvenuto la presenza di gas alla profondità di oltre 3.300 metri; (ii) nel Blocco WA-25-L (Eni 65%) con la perforazione del pozzo Woollybutt-4, *appraisal* della scoperta Woollybutt-3, che ha confermato la presenza di petrolio nell'estensione occidentale di Woollybutt-3 alla profondità di oltre 2 mila metri; (iii) nel Blocco WA-208 P (Eni 18,66%) con il pozzo NFW Hurricane-1 che ha rinvenuto la presenza di gas alla profondità di oltre 3 mila metri.

Nel dicembre sono state acquistate ulteriori quote, raggiungendo il 100%, dei permessi WA-279-P e WA-313-P nel bacino *offshore* di Bonaparte nella parte Nord della costa australiana dove sono localizzati, rispettivamente, i giacimenti Blacktip e Penguin. Nello stesso bacino, è stata acquistata una quota del 39% nel permesso WA-34-R dove è localizzato il giacimento di Rubicon - Prometheus.

Nel dicembre è stato firmato un *Heads of Agreement* con Darwin Power & Water Utility Company, per la fornitura di gas dal giacimento Blacktip per un quantitativo minimo di 20 miliardi di metri cubi per il periodo di venticinque anni a partire dal gennaio 2009, con possibilità di futuri incrementi.

Brasile nel gennaio 2006, in esito a gara internazionale svolta nell'ottobre 2005, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore la licenza esplorativa della durata di sei anni del Blocco BM-Cal-14. Il Blocco copre una superficie di circa 750 chilometri quadrati in acque profonde nel bacino di Camamu-Almada a circa 1.300 chilometri a Nord di Rio de Janeiro.

Nel marzo 2005 la licenza esplorativa relativa al Blocco BM-C-3 (Eni 40%) è stata trasformata in *Appraisal Area*. La fase di *testing* del pozzo di scoperta Peroba, mineralizzato a petrolio, è prevista nella prima metà del 2006.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco BM-S-4 (Eni 100%) con la perforazione del pozzo NFW Belmonte-1A che ha rinvenuto la presenza di gas alla profondità di oltre 5 mila metri. È stato autorizzato dalle Autorità competenti l'avvio del terzo periodo esplorativo del Blocco della durata di due anni che prevede la perforazione di un pozzo.

Cina l'attività esplorativa *offshore* ha avuto esito positivo nel Blocco 16/19 (Eni 33%) nel Mar Cinese Meridionale a circa 180 chilometri a Sud-Est di Hong Kong con la perforazione del pozzo HZ25-4-1 (Eni 100%). Il pozzo ha rinvenuto la presenza di idrocarburi alla profondità di circa 4 mila metri, erogando in fase di test circa 5.000 barili/giorno di olio di ottima qualità. Il giacimento HZ25-4 sarà messo in produzione utilizzando le infrastrutture presenti nell'area. Sempre nel Blocco 16/19, il pozzo *appraisal* HZ25-3-2 ha confermato l'estensione e le riserve del giacimento a olio HZ25-3.

India nel luglio, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata le licenze esplorative nei due blocchi 8 e D-6, in entrambe con il ruolo di operatore. Il Blocco 8 (Eni 34%), situato nell'*onshore* del Rajasthan nel Nord Ovest del Paese, si estende per 1.335 chilometri quadrati. Il Blocco D-6 (Eni 40%), situato nell'*offshore* profondo dell'Oceano Indiano a circa 130 chilometri a Ovest delle Isole Andamane, si estende per 13.110 chilometri quadrati. L'iniziativa segna l'avvio dell'attività *upstream* di Eni nel Paese.

Nel settembre è stato firmato con la compagnia indiana Oil & Natural Gas Corporation un accordo di collaborazione per individuare nuove opportunità di *business* nell'esplorazione e produzione di idrocarburi. L'accordo prevede la condivisione di informazioni relative all'esplorazione di giacimenti nell'*offshore* profondo, sia in India sia in altri Paesi, e la possibilità di scambi di partecipazioni in progetti *upstream* e *midstream*.

Indonesia l'attività esplorativa *offshore* ha avuto esito positivo nel blocco Bukat (Eni operatore con il 41,25%) nel bacino del Tarakan (*Offshore* Borneo) con la perforazione dei pozzi di *appraisal* della scoperta a olio di Aster effettuata nel 2004. I pozzi Aster 2 e Aster 3 hanno confermato la presenza di riserve aggiuntive di idrocarburi di buona qualità e la potenzialità del tema esplorativo nel bacino. Nel corso del 2006 e nel 2007 sono previsti ulteriori attività di *appraisal* per arrivare alla fase di definizione del piano di sviluppo del giacimento.

Iran nel gennaio è stata completata ad Assaluyeh, sulla costa del Golfo Persico, la costruzione dell'impianto per il trattamento del gas delle fasi 4 e 5 del giacimento a gas e condensati di South Pars, operato da Eni con il 60% mediante contratto di *buy-back*. L'impianto di trattamento produrrà a regime nel 2006 circa 20 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale e oltre 90 mila barili/giorno di condensati (33 mila in quota Eni). Nel breve termine sarà prodotto anche un milione di tonnellate/anno di GPL.

Kazakhstan nell'ambito del PSA North Caspian Sea per lo sviluppo del giacimento Kashagan, di cui Eni è operatore, il 31 marzo Eni e gli altri *partner* del consorzio, tranne uno, hanno acquistato, in proporzione alle rispettive quote di interesse e in forza dell'opzione esercitata nel maggio 2003, la partecipazione del 16,67% della British Gas uscita dall'iniziativa. I *partner* hanno contestualmente venduto il 50% della quota rilevata alla società petrolifera di Stato Kazmunaygaz (KMG), nuovo *partner* del PSA con l'8,335%. A valle delle due transazioni (quella con KMG si è conclusa nel maggio 2005), Eni ha aumentato la propria partecipazione nel progetto dal 16,67% al 18,52% con un esborso di 200 milioni di dollari. Il piano

di sviluppo del giacimento Kashagan, considerato la più importante scoperta petrolifera al mondo degli ultimi trent'anni, prevede la messa in produzione in fasi successive di riserve recuperabili di 7-9 miliardi di barili incrementabili fino a 13 miliardi mediante la re-iniezione parziale del gas. L'avvio della produzione è previsto nel 2008 con un livello iniziale di 75 mila barili/giorno che aumenterà a 450 mila al completamento della prima fase di sviluppo; la produzione a regime del giacimento è prevista in 1,2 milioni di barili/giorno. Gli investimenti per lo sviluppo del giacimento sono stimati in 29 miliardi di dollari (5,4 miliardi in quota Eni). L'ammontare non include il costo delle infrastrutture per il trasporto della produzione del giacimento verso i mercati internazionali per le quali il consorzio sta valutando una serie di opzioni. Al 31 dicembre 2005 sono stati assegnati contratti del valore complessivo di oltre 8,8 miliardi di dollari per l'esecuzione della prima fase di sviluppo del giacimento (Tranche 1 e 2) che include la perforazione dei pozzi di sviluppo, la realizzazione delle infrastrutture di produzione *offshore* (impianti di perforazione, di primo trattamento e di reiniezione del gas acido al fine di massimizzare il recupero del petrolio), nonché degli impianti di trattamento *onshore*. Nella realizzazione del progetto sono impiegate le più avanzate tecnologie per far fronte alle elevate pressioni in giacimento e alla presenza di acido solfidrico.

Nel giacimento Karachaganak (Eni cooperatore con il 32,5%) i nuovi impianti di trattamento e di iniezione gas hanno consentito di inviare al terminale di Novorossiysk sul Mare Nero, tramite l'oleodotto del Caspian Pipeline

Consortium (Eni 2%, corrispondente al diritto di trasporto fino a 3 milioni di tonnellate/anno), 42.500 barili/giorno in quota Eni, corrispondenti al 41,7% della produzione di petrolio e gas del giacimento in quota Eni. Il progetto di Karachaganak Fase 2M (*Maintenance*) continua secondo i programmi.

Mozambico nel marzo 2006, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa dell'Area 4, situata nell'*offshore* profondo del Rovuma Basin circa 2.000 chilometri a Nord della capitale Maputo. Il blocco copre una superficie di 17.646 chilometri quadrati all'interno di un bacino geologico finora inesplorato che secondo gli studi effettuati presenta elevate potenzialità minerarie.

Pakistan sono stati acquisiti i permessi esplorativi Indus "M" e Indus "N", nell'*offshore* del delta del fiume Indo, per una superficie complessiva di 5.000 chilometri quadrati. È stata avviata la produzione del campo non operato di Remhat (quota Eni 30%). Nel maggio è stato perforato, nel permesso Gambat, il pozzo Dulyan-1-Reentry che ha confermato la presenza di gas; a seguito del completamento delle prove di produzione sono in corso valutazioni.

Stati Uniti sono stati acquistati 22 blocchi esplorativi nel Golfo del Messico in esito alla partecipazione alle *Lease Sale* 194 (marzo) e 196 (agosto).

Nel maggio nel Blocco Green Canyon 562 (Eni operatore con il 18,17%), nell'*offshore* profondo del Golfo del Messico, è stato avviato il giacimento di petrolio K2 con un livello iniziale complessivo di 8 mila barili/giorno. Lo sviluppo del giacimento comprende la realizzazione di

altri due pozzi che saranno collegati alla vicina piattaforma Marco Polo, operata da altro *partner*, attraverso un sistema di produzione sottomarino. Il picco produttivo di 7 mila boe/giorno in quota Eni è atteso nel 2007.

Turchia nel novembre è stato definito l'accordo per l'effettuazione di uno studio di fattibilità di un nuovo sistema di trasporto del petrolio che colleghi Samsun, città turca sulla costa del Mar Nero, con Ceyan sulla costa mediterranea. Il nuovo sistema di trasporto comprenderà: (i) un terminale di ricezione del petrolio a Samsun; (ii) un oleodotto della lunghezza di 560 chilometri e della capacità di trasporto di un milione di barili/giorno; (iii) un centro stoccaggio del petrolio a Ceyan. La realizzazione di un oleodotto rappresenta un'opzione più efficiente e più sicura dal punto di vista ambientale del trasporto del petrolio via mare attraverso gli stretti dei Dardanelli e del Bosforo. Inoltre l'iniziativa rappresenta una delle possibili vie di esportazione della produzione di Eni proveniente dai giacimenti dell'area del Mar Caspio.

Venezuela è in corso lo sviluppo del giacimento di petrolio Corocoro nel Golfo di Paria West Block (Eni 26%). Il piano di sviluppo è articolato in due fasi, di cui la seconda dipenderà dai risultati della prima in termini di produttività dei pozzi e di comportamento del giacimento alla iniezione di acqua e gas. L'avvio della produzione è atteso nel 2008 con il picco produttivo della prima fase di circa 70 mila barili/giorno (17 mila in quota Eni) atteso nel 2009.