

Consiglio di Amministrazione Eni



Roberto Poli
Presidente



Paolo Scaroni
Amministratore Delegato
e Direttore Generale

Lettera agli Azionisti

Il 2007 è stato per Eni un altro anno positivo che ha confermato la nostra capacità di ottenere risultati eccellenti sia sotto il profilo economico che sotto quello industriale. Coerentemente alle nostre strategie e ai nostri obiettivi, ci siamo impegnati nello sviluppo di progetti che consentono alla nostra Azienda il raggiungimento di livelli di crescita e di generazione di valore tra i più elevati del nostro settore. Abbiamo realizzato alcune acquisizioni strategiche a prezzi competitivi e portato a termine accordi determinanti nelle aree di nostra presenza tradizionale per rafforzare il nostro posizionamento nei mercati chiave. Abbiamo conseguito solidi risultati e distribuito ai nostri azionisti cassa per 5,3 miliardi di euro attraverso i dividendi e l'acquisto di azioni proprie.

Risultati economico-finanziari

L'utile netto nel 2007 è stato di 10 miliardi di euro. L'utile netto *adjusted* di 9,5 miliardi di euro è diminuito del 9% rispetto al 2006 per effetto del significativo apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+9,2%). Il ritorno sul capitale investito (ROACE) è stato del 19,3%. Il flusso di cassa netto da attività di esercizio di 15,5 miliardi di euro ha consentito di finanziare investimenti per 20,5 miliardi di euro, di cui 10,6 miliardi di euro in progetti di crescita organica, compresa l'esplorazione, e 9,9 miliardi di euro in acquisizioni. A fine esercizio il *leverage* è pari a 0,38.

I risultati raggiunti nel 2007 ci consentono di proporre all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 1,30 euro per azione - di cui 0,60 euro già distribuiti nell'ottobre

2007 a titolo di acconto - in aumento del 4% rispetto al 2006 (1,25 euro per azione), confermando la nostra generosa politica di dividendi.

Sostenere la crescita e la redditività per l'azionista

La crescita è al centro della nostra strategia. Il conseguimento degli obiettivi di crescita di breve e di lungo termine farà leva sullo sviluppo dei progetti in portafoglio e degli *asset* acquisiti nel 2007 e sul rafforzamento della *leadership* nel mercato europeo del gas.

Nel prossimo quadriennio investiremo 49,8 miliardi di euro. L'incremento del 15% del piano di investimenti rispetto al piano precedente è composto per più di due terzi da nuovi investimenti mirati a sostenere la strategia di crescita dell'azienda nel breve e lungo termine. Il *free cash flow* atteso nel 2011 ci consentirà di sostenere l'attuale livello di dividendi in termini reali, anche assumendo uno scenario di prezzo del Brent inferiore ai 40 dollari/barile.

La Divisione **EXPLORATION & PRODUCTION** ha conseguito un *cash flow* di 11,6 miliardi di euro che conferma il livello *record* del 2006, nonostante l'apprezzamento dell'euro sul dollaro, l'incremento dei costi operativi e l'impatto negativo di situazioni contingenti sulla produzione. Nel 2007 l'utile netto *adjusted* di 6,5 miliardi di euro è diminuito del 10,8% rispetto al 2006. La produzione di petrolio e gas naturale è stata di 1,736 milioni di boe/giorno, in diminuzione dell'1,9% rispetto al 2006 con un riferimento Brent di 72,5 dollari/barile (+11% rispetto al 2006). Assumendo lo scenario aziendale di prezzo del Brent di 55 dollari/barile, la produzione sarebbe stata in linea con quella del 2006.



Alberto Clò
Consigliere



Renzo Costi
Consigliere



Dario Fruscio
Consigliere



Marco Pinto
Consigliere

La nostra priorità per la Divisione E&P è massimizzare la redditività attraverso la crescita della produzione nel medio e lungo termine in uno scenario di elevati prezzi del petrolio. Facendo leva sulla qualità del nostro portafoglio e sull'integrazione degli asset acquisiti, intendiamo conseguire un tasso di crescita della produzione del 4,5% annuo nel quadriennio 2008-2011 e di circa il 3% nel triennio successivo. Nel 2008, l'obiettivo è di conseguire un livello produttivo superiore a 1,8 milioni di boe/giorno. Nel 2011 prevediamo un livello produttivo superiore a 2,05 milioni di boe/giorno assumendo lo scenario Eni di prezzo del Brent pari a 55 dollari/barile. Nel 2007 la nostra *resource base* ha raggiunto i 28 miliardi di barili, con un incremento di 5,1 miliardi di barili grazie al contributo di acquisizioni mirate e successi esplorativi. Queste risorse consentiranno di raggiungere ambiziosi obiettivi di crescita della produzione nel lungo termine.

Nel 2007 abbiamo raggiunto un accordo sull'importante progetto di Kashagan che tiene conto del mutato contesto di mercato e conferisce stabilità a questo progetto. Il *Production Sharing Agreement* che regola il progetto rimane immutato e il suo valore attuale per Eni si conferma a un livello di tutta soddisfazione.

Stiamo realizzando ulteriori e importanti progressi a livello globale nell'espansione del settore del GNL, quale strategia per valorizzare le nostre ampie riserve di gas. Nel 2007 abbiamo acquisito una partecipazione del 13,6% nel consorzio Angola LNG che è impegnato nella realizzazione di un impianto di liquefazione della capacità produttiva di 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL. Con l'avvio dei nuovi progetti nel settore del GNL, la nostra capacità di liquefazione raggiungerà 11,3 miliardi

di metri cubi nel 2011 e 18,8 miliardi nel 2014; le vendite di GNL aumenteranno da 11,7 miliardi di metri cubi del 2007 a 14,5 miliardi nel 2011 per arrivare a 25,8 miliardi nel 2014.

Nella Divisione **GAS & POWER** abbiamo realizzato un'eccellente *performance* operativa e finanziaria. I volumi di gas venduti hanno raggiunto 99 miliardi di metri cubi, con un incremento del 4% rispetto al 2006 escludendo l'effetto climatico. L'utile netto *adjusted* dell'anno, di 2,9 miliardi di euro, è aumentato del 2,6% anche grazie all'incremento del 17,6% dei volumi venduti nei mercati europei di 24,35 miliardi di metri cubi (a esclusione delle vendite dirette dell'*upstream* di 3,6 miliardi di metri cubi) parzialmente assorbito dalla flessione nelle vendite agli importatori in Italia (10,67 miliardi di metri cubi, in flessione di 3,43 miliardi di metri cubi) e sul mercato nazionale (56,13 miliardi di metri cubi, in flessione di 0,96 miliardi di metri cubi). Il *free cash flow adjusted* è aumentato del 10%, passando da 1,9 miliardi di euro del 2006 a 2,1 miliardi di euro, garantendo la copertura di circa il 40% dei dividendi distribuiti da Eni.

La nostra strategia mira a incrementare le vendite di gas fuori dall'Italia, a consolidare ulteriormente il *business* in Italia e a gestire in maniera efficace ed efficiente i *business* regolati. Eni vuole rafforzare la propria *leadership* sul mercato europeo del gas grazie ai vantaggi competitivi assicurati da un ineguagliabile e solido portafoglio di asset in termini di disponibilità di gas (sia da produzione sia da contratti di fornitura di lungo termine), dalla conoscenza dei mercati e dall'ampio portafoglio clienti. L'obiettivo al 2011 è la vendita di 110 miliardi di metri cubi di gas – inclusa quella proveniente da produzioni *upstream* di gas nel Mare del Nord e negli Stati Uniti –



Marco Reboa
Consigliere



Mario Resca
Consigliere



Pierluigi Scibetta
Consigliere

con un tasso di crescita medio annuo delle vendite fuori dall'Italia del 9% nel quadriennio 2008-2011.

La Divisione **REFINING & MARKETING** ha conseguito un utile netto *adjusted* di 319 milioni di euro, con una riduzione del 49,3% rispetto al 2006 per effetto della riduzione del differenziale di mercato di greggi pesanti e greggi leggeri, dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro e della riduzione dei margini di commercializzazione dovuta all'incremento delle quotazioni internazionali del greggio, non interamente trasferito sui prezzi finali di vendita dei prodotti.

La strategia di Eni R&M punta a incrementare in misura significativa la redditività dell'intera catena del valore con una crescita di 400 milioni di euro dell'*EBIT* al 2011, assumendo lo scenario 2007. La Refining di Eni prevede di aumentare il grado di conversione degli impianti al 60% per ottenere una resa in distillati medi pari al 43% al 2011, in particolare tramite la realizzazione di nuove unità di *hydrocracking* nelle raffinerie di Sannazzaro e Taranto. L'avvio, previsto nel 2012, di un'unità a tecnologia EST presso Sannazzaro consentirà di aumentare ulteriormente la conversione e la resa delle raffinerie. Sarà inoltre attuato un programma di efficienza mirato alla manutenzione, ai consumi energetici e ai servizi generali, che permetterà di ottenere un risparmio di circa 130 milioni di euro al 2011. Nel Marketing intendiamo consolidare la nostra *leadership* in Italia, incrementando il livello qualitativo del servizio e l'offerta di prodotti *premium*, fidelizzando la clientela attraverso programmi innovativi e lo sviluppo di nuovi *format* per il *non-oil*. In Europa siamo focalizzati sui mercati in cui fare leva sulle economie di scala, sulle sinergie nel *supply* e nella logistica, e sulla notorietà del nostro *brand*.

L'utile netto *adjusted* del settore **INGEGNERIA & COSTRUZIONI**, di 658 milioni di euro, è aumentato del 65% riflettendo il forte posizionamento competitivo di Saipem e l'andamento positivo del mercato dei servizi all'industria petrolifera. Per far fronte all'incremento della domanda di impianti di perforazione e di servizi all'industria petrolifera, Saipem intende sviluppare e migliorare ulteriormente la portata geografica e le caratteristiche tecniche della propria flotta.

La strategia nella **PETROLCHIMICA**, che nel 2007 ha conseguito l'utile netto *adjusted* di 57 milioni di euro, punta al miglioramento dell'efficienza e allo sviluppo selettivo degli impianti nelle aree di eccellenza - stireni ed elastomeri - con dimensioni competitive e una favorevole localizzazione geografica.

L'impegno di Eni nella **RICERCA** e nell'**INNOVAZIONE** è rivolto in particolare ai progetti di ricerca che mirano alla riduzione dei costi di estrazione degli idrocarburi, all'*upgrading* dei greggi pesanti, alla valorizzazione del gas remoto e alla protezione dell'ambiente. L'intensa attività di ricerca e innovazione conferma la nostra strategia che vede nella tecnologia un fattore indispensabile per rafforzare i vantaggi competitivi nel lungo termine e per promuovere la crescita sostenibile e la *partnership* con i Paesi produttori.

Abbiamo aumentato il nostro *target* di efficienza del 50%, per ottenere risparmi di 1,5 miliardi di euro nel periodo 2006-2011, dopo la riduzione costi di 500 milioni di euro realizzata nel biennio 2006-2007.

Sviluppo sostenibile

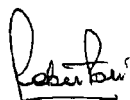
Nell'ambito dello sviluppo sostenibile il 2007 è stato un anno fondamentale, che ha segnato l'ingresso del titolo Eni nel *FTSE4Good Index* e nel *Dow Jones Sustainability World Index*, i più prestigiosi indici borsistici mondiali di valutazione della responsabilità sociale delle imprese, che basano i propri criteri di selezione nella sostenibilità ambientale, nella ricerca e nell'innovazione, e nella qualità delle relazioni con i propri azionisti, fornitori, dipendenti e comunità locali. Lo sviluppo sostenibile è per Eni parte di un ampio percorso intrapreso per identificare e attuare impegni e azioni concrete con l'obiettivo di gestire nell'eccellenza la complessità di una grande impresa integrata nell'energia. L'ingresso negli indici di

sostenibilità del titolo Eni ci conferma l'attenzione nell'operare responsabilmente. Eni continuerà a promuovere lo sviluppo delle comunità in cui opera, a incrementare i propri investimenti nella ricerca e nell'innovazione e a impegnarsi nella riduzione delle emissioni di gas serra dai processi industriali.

In sintesi il 2007 è stato per Eni un anno eccellente. Oltre al conseguimento di ottimi risultati, abbiamo lavorato per creare prospettive di crescita in tutti i nostri settori di attività. Siamo fiduciosi di continuare a sostenere un tasso di crescita tra i più elevati del nostro settore creando valore per i nostri azionisti.

14 marzo 2008

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⁽⁴⁾, Marco Pinto,
Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta

DIRETTORI GENERALI

Divisione Exploration & Production

Stefano Cao⁽⁵⁾

Divisione Gas & Power

Domenico Dispenza⁽⁶⁾

Divisione Refining & Marketing

Angelo Caridi⁽⁷⁾

COLLEGIO SINDACALE⁽⁸⁾

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 DI ENI SpA

Lucio Todaro Marescotti⁽⁹⁾

Sostituto

Angelo Antonio Parente⁽¹⁰⁾

Società di revisione⁽¹¹⁾

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 "Altre informazioni" delle Informazioni sulla gestione.

(1) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007.

(2) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005.

(3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione il 1° giugno 2005.

(4) Il 30 gennaio 2008 Dario Fruscio ha rassegnato le proprie dimissioni da Consigliere di Amministrazione di Eni SpA.

(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 novembre 2000.

(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 dicembre 2005, con decorrenza 1° gennaio 2006.

(7) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 3 agosto 2007 in sostituzione di Angelo Taraborrelli, nominato in pari data Amministratore Delegato e Direttore Generale di Syndial SpA.

(8) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007.

(9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 19-20 luglio 2006.

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

(11) Incarico conferito dall'Assemblea il 24 maggio 2007 per il triennio 2007-2009.

Exploration & Production



Principali indicatori di performance		2005	2006	2007
Ricavi ^(a)	(milioni di euro)	22.531	27.173	27.278
Utile operativo		12.592	15.580	13.788
Utile operativo <i>adjusted</i>		12.903	15.763	14.051
Utile netto <i>adjusted</i>		6.186	7.279	6.491
Investimenti tecnici		4.965	5.203	6.625
di cui: <i>ricerca esplorativa</i> ^(b)		656	1.348	1.659
Capitale investito <i>adjusted</i> netto a fine periodo		20.206	18.590	24.643
ROACE <i>adjusted</i>	(%)	32,4	37,5	30,0
Prezzi medi di realizzo				
- Petrolio e condensati	(\$/bbl)	49,09	60,09	67,70
- Gas naturale	(\$/kmc)	158,94	187,25	191,37
- Idrocarburi	(\$/boe)	41,06	48,87	53,17
Produzioni ^(c)				
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.111	1.079	1.020
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	102	112	116
- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.737	1.770	1.736
Riserve certe ^{(c)(d)}				
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.773	3.481	3.219
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	498	480	512
- Idrocarburi	(milioni di boe)	6.837	6.436	6.370
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,8	10,0	10,0
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> delle riserve a criteri SEC ^(e)	(%)	43	38	38
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> delle riserve comprese entità all' <i>equity</i> ^(d)	(%)	40	38	90
Dipendenti a fine periodo	(numero)	8.030	8.336	9.334

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include *bonus* esplorativi.

(c) Include la quota Eni delle *joint venture* e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

(d) Include il 30% delle riserve delle tre società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione d'acquisto del 51% che se esercitata ridurrebbe la quota Eni al 30%. In considerazione della *call option* attribuita a Gazprom, anche le riserve relative al 20% posseduto in OAO Gazprom Neft non sono state incluse.

(e) Determinato solo per le società consolidate.

Accordo sul progetto di sviluppo di Kashagan

› Il 14 gennaio 2008 i *partner* del consorzio North Caspian Sea Production Agreement (NCSPSA) e il Governo della Repubblica del Kazakhstan hanno firmato un *Memorandum of Understanding* che pone termine al contenzioso che si è aperto nell'agosto 2007 in merito alle condizioni e ai diritti di sviluppo e di sfruttamento di Kashagan. L'accordo ridefinisce l'equilibrio economico del contratto tenuto conto del mutato contesto di mercato e conferisce stabilità al progetto di sviluppo che continuerà a giocare un ruolo fondamentale nel futuro di Eni.

Accordi in Venezuela

› Il 15 febbraio 2008 Eni e le Autorità venezuelane hanno raggiunto l'accordo risolutivo della disputa sul giacimento di Dación oggetto di esproprio da parte della compagnia di Stato PDVSA il 1° aprile 2006. In base ai termini dell'accordo, Eni riceverà un indennizzo in denaro in linea con il valore di libro dell'*asset* espropriato. Eni ritiene che questo accordo contribuisca a rafforzare la collaborazione con PDVSA.

› In tale ambito, il 29 febbraio 2008 Eni ha firmato con la compagnia di Stato PDVSA un accordo strategico per lo sviluppo di un'area petrolifera nella Faja dell'Orinoco. L'accordo riguarda il blocco Junin 5 su un'area di circa 670 chilometri quadrati, con risorse potenziali di oltre 2,5 miliardi di barili di olio pesante. Al completamento degli studi e definizione del piano di sviluppo, il progetto sarà realizzato tramite una Impresa Mista composta da PDVSA (60%) e Eni (40%). Eni intende mettere a disposizione la propria esperienza e tecnologia per massimizzare la valorizzazione dell'olio pesante. In particolare sarà resa disponibile la tecnologia proprietaria EST (Eni *Slurry Technology*) in grado di convertire completamente gli oli pesanti in prodotti leggeri di elevata qualità.

Risultati finanziari

› L'utile netto *adjusted* di 6.491 milioni di euro ha registrato una flessione di 788 milioni di euro rispetto al 2006 (-10,8%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa dovuto all'apprezzamento dell'euro sul dollaro, alla crescita dei costi e ai minori volumi.

› Il ROACE *adjusted* è pari al 30% nel 2007, in diminuzione rispetto al 2006 (37,5%).

› I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sono aumentati in media dell'8,8% rispetto al 2006, sostenuti da quelli dei greggi che sono aumentati in misura leggermente superiore al *marker* di mercato Brent per effetto della contrazione del differenziale di prezzo tra greggi leggeri e pesanti.

Portafoglio

› Sono stati acquisiti *asset* petroliferi nel Golfo del Messico da Dominion Resources e nell'*onshore* del Congo da Maurel & Prom con un investimento di 4,52 miliardi di euro. Nel 2008 questi *asset* sono previsti produrre circa 100 mila barili/giorno a scenario Eni.

› Nell'ambito della procedura di liquidazione della società russa Yukos, Eni in *partnership* con Enel (60% Eni, 40% Enel) ha rilevato il 100% delle società OAO Arctic Gas Company, ZAO Urengoil Inc e OAO Neftegaztehnologia che possiedono circa 2,5 miliardi di barili di risorse prevalentemente a gas in quota Eni (calcolate al 30% nell'assunzione che Gazprom eserciti l'opzione di acquisto sul 51% delle tre società). Nella stessa transazione, Eni ha anche rilevato il 20% di OAO Gazprom Neft. Gazprom ha l'opzione per l'acquisto dell'intero 20% di OAO Gazprom Neft. L'operazione ha comportato un investimento complessivo di 3,73 miliardi di euro in quota Eni.

› È stato definito con la società di Stato libica NOC un accordo minerario di valenza strategica che rafforza il posizionamento competitivo Eni in un Paese chiave per l'accesso alle risorse. I principali punti dell'accordo sono l'estensione della durata contrattuale dei titoli minerari Eni, al 2047 per le proprietà a gas e al 2042 per quelle a olio, e il lancio di progetti industriali finalizzati allo sviluppo di importanti riserve di gas e all'esplorazione *offshore*. I relativi accordi entreranno in vigore il 1° gennaio 2008.

› Nel novembre 2007 Eni ha perfezionato i termini dell'OPA amichevole per cassa sulla totalità delle azioni rappresentative del capitale della compagnia britannica indipendente Burren Energy plc, per un valore complessivo di circa 2,4 miliardi di euro. Gli *asset* acquisiti comprendono giacimenti in produzione nel Turkmenistan e in Congo, dove Burren è *partner* di Eni nei principali titoli minerari acquisiti da Maurel & Prom, nonché licenze esplorative in Egitto, Yemen e India. Tali *asset* producono attualmente oltre 25 mila barili/giorno. L'11 gennaio 2008 Eni ha dichiarato l'offerta incondizionata e a fine febbraio possedeva il 96,9% del capitale azionario.

- › È stato definito un *gas sale agreement* tra il consorzio che opera il giacimento Karachaganak (cooperato da Eni con il 32,5%) e una *joint venture* tra le società di Stato russa e kazakha (Gazprom e KazMunaiGaz) che pone le basi dell'ulteriore sviluppo delle riserve di gas del giacimento.
- › È stata acquistata una partecipazione del 13,6% nel consorzio Angola LNG impegnato nella realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale con una produzione di 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL e altri prodotti.
- › Con l'acquisto della quota del 70%, è stato conseguito il 100% della titolarità e l'*operatorship* del giacimento di petrolio Nikaitchuq in Alaska. L'avvio della produzione è atteso a fine 2009.
- › In esito alla partecipazione ad una gara internazionale sono stati ottenuti 26 blocchi esplorativi nel Golfo del Messico. L'*acreage* acquisito possiede un potenziale minerario significativo ed è localizzato in prossimità di infrastrutture Eni in produzione.
- › È stato firmato un accordo con la società di Stato algerina Sonatrach per il rinnovo della concessione di sviluppo e di coltivazione del Blocco 403 (Eni 50%) che nel 2007 ha fornito circa il 14% della produzione Eni nel Paese.

Produzione

- › La produzione di idrocarburi è stata di 1,736 milioni di barili di petrolio equivalente (boe)/giorno, in riduzione dell'1,9% rispetto al 2006 a causa essenzialmente di declini produttivi dei campi maturi, dell'effetto prezzo nei *Production Sharing Agreement (PSA)*⁽¹⁾ e di eventi e situazioni contingenti in Nigeria, Mare del Nord e Venezuela. Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo, nonché dalla crescita organica registrata in particolare in Libia, Egitto e Kazakhstan. Assumendo un prezzo medio del Brent di 55 dollari/barile nella determinazione degli *entitlement* dei *PSA*, la produzione risulta in linea con il 2006.
- › Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio del 4,5% con l'obiettivo di superare i 2,05 milioni di boe/giorno nel 2011 a scenario Eni, con un prezzo del Brent di 55 dollari/barile, facendo leva sull'integrazione degli *asset* acquisiti e sulla crescita organica.

Riserve

- › Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2007 determinate sulla base del prezzo di fine esercizio di 96,02 dollari/barile per il *marker* Brent ammontano a 6,37 miliardi di boe (-1% rispetto al 2006) e includono la quota del 30% delle riserve delle tre società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60%, in considerazione del probabile esercizio dell'opzione di acquisto attribuito a Gazprom sul 51% di tali società. Il tasso di rimpiazzo *all sources* è del 90% con un indice di vita utile residua di 10 anni. Il tasso di rimpiazzo delle riserve calcolato a criteri SEC, che considera le promozioni *all sources* delle sole società consolidate, è stato del 38%.
- › Nel medio termine Eni intende conseguire un tasso di rimpiazzo delle riserve prodotte superiore al 100% facendo leva sul contributo degli *asset* acquisiti e sul significativo potenziale minerario delle aree *core* di Eni del Mar Caspio, dell'Africa Occidentale, dell'Africa Settentrionale e del Mare del Nord.

Investimenti di esplorazione e sviluppo

- › Nel 2007 sono stati investiti 1.659 milioni di euro (+23% rispetto al 2006) per l'esecuzione di un'intensa campagna esplorativa nelle aree di consolidata presenza con il completamento di 81 nuovi pozzi esplorativi (43,5 in quota Eni), oltre a 28 pozzi *in progress* a fine esercizio, con un tasso di successo commerciale del 40% (38% in quota Eni). Le principali scoperte sono state registrate in Angola, Brasile, Congo, Egitto, Indonesia, Nigeria, Norvegia, Pakistan, Regno Unito, Golfo del Messico e Alaska. La superficie acquisita si estende per circa 26.000 chilometri quadrati (in quota Eni, di cui il 95% in qualità di operatore).
- › Sono stati investiti 4.788 milioni di euro (+32% rispetto al 2006) nello sviluppo delle riserve di petrolio e gas, in particolare in Kazakhstan, Angola, Egitto, Italia e Congo.

(1) Per la definizione di *PSA* v. "Glossario".

Riserve

Governance delle Riserve

I criteri di classificazione delle riserve certe e delle riserve certe sviluppate e non sviluppate adottati da Eni sono in linea con la normativa statunitense prevista dalla Regulation S-X Rule 4-10 della *Security and Exchange Commission* (SEC).

Le riserve certe sono le quantità stimate di petrolio (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas 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. I prezzi a criteri SEC utilizzati per la valutazione degli idrocarburi liquidi derivano dall'ultima rilevazione ufficiale disponibile a fine anno pubblicata da Platt's Marketwire, mentre per il gas i prezzi derivano dall'applicazione delle formule contrattuali in essere a fine anno, utilizzando i *benchmark* di riferimento. I prezzi sono mantenuti costanti e si considerano solo le variazioni previste contrattualmente. I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste ne viene dato. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono soggette a revisioni in aumento o in diminuzione in dipendenza dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Eni promuove le riserve *unproved* di un giacimento a riserve certe quando sono soddisfatti tutti i criteri interni sia tecnici, sia economici/commerciali per il riconoscimento dello *status* di riserva certa.

Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza della produzione al totale delle riserve certe dell'area coperta dal contratto, tenuto conto della durata del titolo. Le riserve certe relative ai contratti di *Production Sharing* (*Production Sharing Agreement - PSA*) sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (*Cost oil*) e della remunerazione fissata contrattualmente (*Profit oil*). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di *service* e di *buy-back*. In uno scenario di elevati prezzi del petrolio, la quantità di riserve attribuite per recuperare lo stesso ammontare di costi sostenuti dalla compagnia petrolifera si riduce.

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. La Direzione Riserve della Divisione Exploration & Production, alle dirette dipendenze del Direttore Generale, ha il compito di mantenere costantemente aggiornate le direttive per la valutazione delle riserve e di presidiarne il processo di

quantificazione. Le direttive sono state sottoposte 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 le direttive che regolamentano situazioni per le quali le norme SEC sono meno specifiche sono state interpretate in modo ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni quantifica le riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i *Local Reserves Evaluators* (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) i responsabili di area geografica di sede che effettuano il controllo delle valutazioni dell'unità locale; (iii) la Direzione Riserve che controlla in maniera indipendente rispetto alle unità operative la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve ed effettua la valutazione economica delle riserve per calcolare le quote di spettanza Eni e aggrega i dati su base *worldwide*. In particolare, la Direzione Riserve ha, tra le altre, le seguenti principali responsabilità: assicura il processo di certificazione periodica delle riserve e mantiene costantemente aggiornate le direttive di valutazione e di classificazione. Tutto il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. Dal 1991 la valutazione² delle riserve certe di Eni è eseguita a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti tra i più qualificati sul mercato. Nella preparazione dei loro rapporti, essi basano la valutazione su dati e informazioni forniti da Eni non oggetto di una verifica indipendente, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni accettate dai valutatori nella modalità rappresentata. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla *performance* del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione del valore economico delle riserve rappresentato dal *Net Present Value* sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali varia-

(2) Dal 1991 al 2002 DeGolyer and MacNaughton e, a partire dal 2003, anche da Ryder Scott.

zioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione.

Conseguentemente, l'attività svolta dagli ingegneri petroliferi indipendenti costituisce una valutazione delle riserve Eni di confronto con quella effettuata internamente. La circostanza che le valutazioni indipendenti confermano nella grande maggioranza dei casi le determinazioni delle riserve effettuate da Eni, conforta il *management* sul fatto che l'iscrizione a libro delle riserve certe avviene in conformità alla normativa applicabile e che esiste la ragionevole certezza che tali riserve possano essere prodotte in futuro. Nei casi in cui sia accertata una discrepanza tra la valutazione degli ingegneri indipendenti e le determinazioni interne, Eni utilizza la valutazione più conservativa.

In particolare nel 2007 sono state oggetto di valutazione riserve certe per complessivi 2,4 miliardi di boe, pari a circa il 37% delle riserve al 31 dicembre 2007 (calcolati considerando il 60% delle riserve degli *asset* russi).

Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel triennio 2005-2007 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 67% del totale delle riserve certe.

Ulteriori informazioni sulle riserve sono contenute nelle note al bilancio consolidato "Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione – Riserve di petrolio e di gas naturale".

Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto. Per quanto riguarda le società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% e valutate all'*equity*, le riserve certe sono rappresentate al 30% tenuto conto del probabile esercizio dell'opzione di acquisto attribuito a Gazprom sul 51% di tali società. In base a tale assunzione, l'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in <i>joint venture</i> e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2006	6.400	36	6.436
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito al lordo della <i>price revision</i>	429	24	453
<i>Price revision</i> nei PSA	(348)	(2)	(350)
Promozioni nette	81	22	103
Acquisizioni	156	309	465
Produzione	(627)	(7)	(634)
Riserve certe pro-forma al 31 dicembre 2007	6.010	360	6.370
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> (%)	38	n.c.	90
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> al lordo dell'effetto prezzo (%)	-	-	145

Nel 2007 le promozioni nette a riserve certe (103 milioni di boe) sono riferite a: (i) nuove scoperte ed estensioni (202 milioni di boe), in particolare in Angola, Congo, Egitto, Kazakhstan, Tunisia e Stati Uniti; (ii) miglioramenti di recupero assistito (24 milioni di boe) in particolare in Algeria e Angola. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dal saldo negativo di -123 milioni di boe delle revisioni di precedenti stime. Le revisioni negative sono riferite essenzialmente all'impatto stimato in -350 milioni di boe dei maggiori prezzi del petrolio nella determinazione degli *entitlement* secondo lo schema del PSA sulla base del prezzo di chiusura dell'esercizio di 96,02 dollari/barile per il *marker* Brent rispetto a 58,925 dollari a fine 2006. Tali revisioni negative hanno riguardato

in particolare Kazakhstan, Libia e Angola e sono state in parte compensate da revisioni positive registrate in Egitto, Italia, Nigeria e Norvegia.

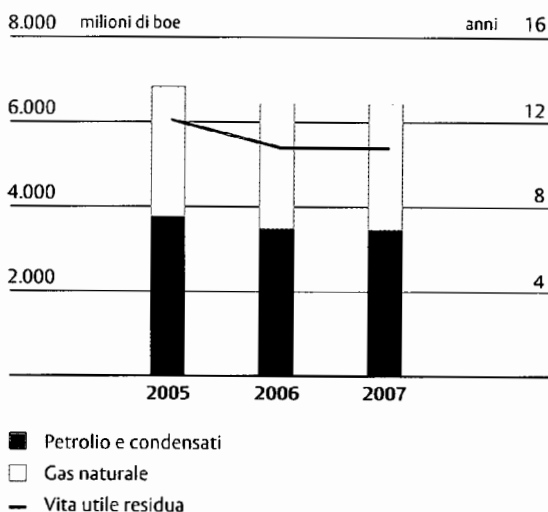
Le acquisizioni (465 milioni di boe) si riferiscono essenzialmente al 30% delle riserve certe delle tre società russe del gas acquisite nell'asta per gli *asset* della società in liquidazione Yukos, nonché alle proprietà acquisite nel Golfo del Messico e Congo.

Assumendo al 30% le riserve certe delle tre società russe ex-Yukos, nel 2007 il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe è stato del 90% nonostante il significativo impatto del prezzo associato ai PSA (145% al lordo dell'effetto prezzo nei PSA). La vita utile residua delle riserve è di 10 anni (10 anni al 31 dicembre 2006). Il tasso di

rimpiaccio delle riserve calcolato a criteri SEC³, che considera le promozioni *all sources* delle sole società consolidate, è stato del 38%.

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2007 sono 3.925 milioni di boe (petrolio e condensati 1.974 milioni di barili; gas naturale 317 miliardi di metri cubi) e rappresentano il 62% delle riserve certe (63% al 31 dicembre 2006).

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



Riserve certe di idrocarburi pro-forma

		società consolidate							Totale società in joint venture e collegate	Totale
		Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio ^(b)	Resto del Mondo	Totale società consolidate		
2005										
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	228	961	936	433	778	412	3.748	25	3.773
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	104	173	56	53	50	60	496	2	498
Idrocarburi	(milioni di boe)	868	2.026	1.279	758	1.087	778	6.796	41	6.837
2006										
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	215	982	786	386	893	195	3.457	24	3.481
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	96	169	54	48	53	58	478	2	480
Idrocarburi	(milioni di boe)	805	2.018	1.122	682	1.219	554	6.400	36	6.436
2007 ^(a)										
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	215	878	725	345	753	211	3.127	92	3.219
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	87	162	60	44	50	65	468	44	512
Idrocarburi	(milioni di boe)	747	1.879	1.095	617	1.061	611	6.010	360	6.370

Il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è 1 mc = 0,00615 barili di petrolio.

(a) Include il 30% delle riserve delle tre società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione d'acquisto del 51% che se esercitata ridurrebbe la quota Eni al 30%. In considerazione della *call option* attribuita a Gazprom, anche le riserve relative al 20% posseduto in OAO Gazprom Neft non sono state incluse. Considerando le riserve delle società russe sulla base dell'attuale quota di partecipazione del 60%, le riserve certe al 31 dicembre 2007 sono pari a 6.678 milioni di boe.

(b) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento Kashagan sono state iscritte in base al *working interest* al 31 dicembre 2007 (Eni 18,52%). La rideterminazione della quota Eni al 16,81% nel 2008, in esecuzione degli accordi definiti con la Repubblica Kazakha, determinerà una riduzione di circa 50 milioni di barili delle riserve del giacimento di spettanza Eni al 31 dicembre 2007 (v. l'informativa sugli accordi nella sezione "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Area Caspio" a pag.26).

(3) Il tasso di rimpiazzo delle riserve certe è il rapporto tra le promozioni a riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quelle prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal *management* per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe iscritte in base ai criteri previsti dalla Regulation S-X Rule 4-10 della *Security and Exchange Commission* (SEC). Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle *performance* produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Al 31 dicembre 2007 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.220 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 36 Paesi dei

cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 394.490 chilometri quadrati (385.219 al 31 dicembre 2006), di cui 37.642 relativi a permessi di sviluppo (48.273 al 31 dicembre 2006). All'estero la superficie complessiva in quota Eni (373.826 chilometri quadrati) è

Principali aree di esplorazione e sviluppo ^(a)

	31 dicembre 2006	31 dicembre 2007			
	Sup. lorda di esplorazione e di sviluppo	Sup. lorda di esplorazione e di sviluppo	Sup. netta di esplorazione e di sviluppo	Sup. netta di sviluppo	Numero titoli
Italia	28.508	25.991	20.664	12.582	162
Estero	673.631	731.292	373.827	25.060	1.058
Africa Settentrionale					
Algeria	12.739	11.432	3.041	902	36
Egitto	23.214	24.443	14.469	3.011	56
Libia	39.569	37.749	33.289	796	16
Tunisia	6.464	6.464	2.274	1.558	11
	81.986	80.088	53.073	6.267	119
Africa Occidentale					
Angola	18.776	20.527	3.570	1.398	55
Congo	9.797	11.099	4.905	968	24
Nigeria	43.215	44.049	7.756	5.715	50
	71.788	75.675	16.231	8.081	129
Mare del Nord					
Norvegia	18.851	15.335	5.390	123	49
Regno Unito	5.860	5.445	1.239	610	88
	24.711	20.780	6.629	733	137
Area Caspio	4.934	4.933	959	488	6
Resto del mondo					
Arabia Saudita	51.687	51.687	25.844		1
Australia	24.143	62.510	31.544	891	19
Brasile	2.948	2.920	2.774		4
Cina	866	632	103	103	3
Croazia	6.056	1.975	988	988	2
Ecuador	2.000	2.000	2.000	2.000	1
India	14.445	24.425	9.091		3
Indonesia	28.438	27.999	16.047	656	10
Iran	1.456	1.456	820	820	4
Pakistan	29.790	38.426	21.155	601	22
Russia		5.126	3.076	1.168	4
Stati Uniti	7.803	10.619	6.024	937	558
Timor Est	12.224	12.224	9.779		5
Trinidad e Tobago	382	382	66	66	1
Venezuela	1.958	1.556	614	145	3
	184.196	243.937	129.925	8.375	640
Altri Paesi	6.311	6.311	1.364	1.116	9
Altri Paesi con sola attività esplorativa	299.705	299.568	165.646		18
Totale	702.139	757.283	394.491	37.642	1.220

(a) Chilometri quadrati.

aumentata di 11.103 chilometri quadrati per effetto dell'acquisto di nuovi titoli di esplorazione e di sviluppo in Angola, Congo, Russia, Golfo del Messico, nonché licenze esplorative in Australia, India, Nigeria, Pakistan, Regno Unito e Alaska. In Italia la superficie complessiva in quota Eni (20.664 chilometri quadrati) è diminuita di 1.832 chilometri quadrati a seguito di rilasci.

Nel 2007 sono stati ultimati 81 nuovi pozzi esplorativi (43,5 in quota Eni), a fronte dei 68 (35,9 in quota Eni) del 2006. Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 40% (38% in quota Eni) a fronte del 43% (49% in quota Eni) del 2006.

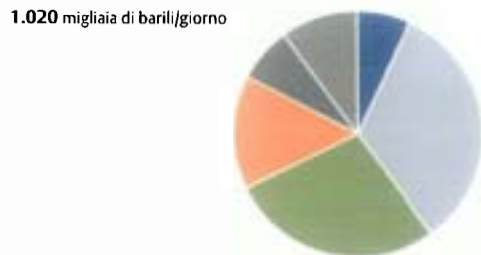
Produzione

Nel 2007 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.736 mila boe/giorno è diminuita di 34 mila boe/giorno rispetto al 2006, pari all'1,9%, per effetto essenzialmente delle fermate di impianti in Nigeria (-25 mila boe/giorno) a causa delle tensioni sociali, di fermate non programmate e inconvenienti tecnici in particolare nel Mare del Nord, del declino produttivo dei giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Regno Unito, e dell'effetto prezzo nei PSA. Il confronto con il 2006 risente anche dell'espropriazione degli asset del giacimento Dación in Venezuela con effetto dal 1° aprile 2006 (-15 mila barili/giorno). Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli asset acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo (+45 mila boe/giorno in media annua), nonché dalla crescita organica registrata in Libia, Egitto e Kazakhstan. La quota di produzione estera è stata dell'88% (87% nel 2006).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.020 mila barili/giorno) è diminuita di 59 mila barili/giorno, pari al 5,5%. Le principali riduzioni hanno riguardato Nigeria, Venezuela e Regno Unito per i motivi sopra descritti. I principali aumenti sono stati registrati in: (i) Stati Uniti, per effetto del contributo delle acquisizioni e del completo riavvio degli impianti danneggiati

Produzione di petrolio e condensati per area geografica

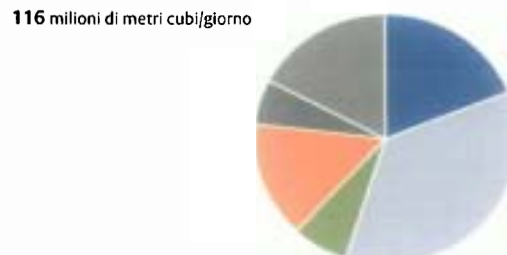
1.020 migliaia di barili/giorno



- [■] 7% Italia
- [■] 33% Africa Settentrionale
- [■] 28% Africa Occidentale
- [■] 15% Mare del Nord
- [■] 7% Area Caspio
- [■] 10% Resto del mondo

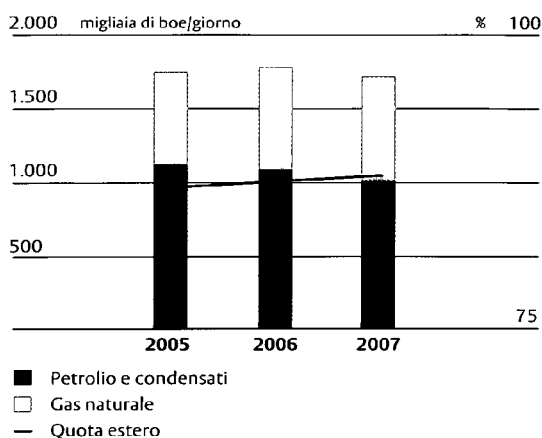
Produzione di gas naturale per area geografica

116 milioni di metri cubi/giorno



- [■] 19% Italia
- [■] 36% Africa Settentrionale
- [■] 7% Africa Occidentale
- [■] 15% Mare del Nord
- [■] 6% Area Caspio
- [■] 17% Resto del mondo

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero



a causa degli uragani nella seconda metà del 2005; (ii) Egitto, per la crescita di el Tamsah; (iii) Kazakhstan, per la maggiore *performance* del giacimento di Karachaganak. La produzione giornaliera di gas naturale (116 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 4 milioni di metri cubi/giorno, pari al 3,6%, essenzialmente in Libia, per il *build-up* del Western Libyan Gas Project, nel Golfo del Messico, a seguito delle acquisizioni di *asset*, in Norvegia, per la crescita produttiva dei giacimenti Aasgard (Eni 14,81%) e Kristin (Eni 8,25%). Le principali riduzioni hanno riguardato il declino produttivo di giacimenti maturi in particolare in Italia e nel Regno Unito.

Produzione giornaliera di idrocarburi ^{(a)(b)}

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)			Gas naturale (milioni di metri cubi/g)			Idrocarburi (migliaia di boe/g)			Variazione Ass. %	
	2005	2006	2007	2005	2006	2007	2005	2006	2007		
Italia	86	79	75	28,4	25,7	22,4	261	238	212	(26)	(10,9)
Africa Settentrionale	308	329	337	28,0	36,8	41,7	480	555	594	39	7,0
Egitto	90	85	97	20,0	23,0	23,0	213	227	238	11	4,8
Libia	120	144	142	7,2	12,8	17,8	164	222	252	30	13,5
Algeria	86	88	85	0,4	0,6	0,5	88	91	88	(3)	(3,3)
Tunisia	12	12	13	0,4	0,4	0,4	15	15	16	1	6,7
Africa Occidentale	310	322	280	5,4	8,0	7,8	343	372	327	(45)	(12,1)
Nigeria	123	106	81	4,7	7,0	6,7	152	149	122	(27)	(18,1)
Angola	122	151	132	0,5	0,7	0,7	124	156	136	(20)	(12,8)
Congo	65	65	67	0,2	0,3	0,3	67	67	69	2	3,0
Mare del Nord	179	178	157	17,0	16,9	16,8	283	282	261	(21)	(7,4)
Norvegia	96	98	90	6,9	6,9	7,7	138	140	137	(3)	(2,1)
Regno Unito	83	80	67	10,1	10,0	9,2	145	142	124	(18)	(12,7)
Area Caspio	64	64	70	6,3	6,4	6,7	102	103	112	9	8,7
Resto del mondo	164	107	101	16,7	18,4	21,1	268	220	230	10	4,5
Australia	21	18	11	0,1	1,4	1,2	22	26	18	(8)	(30,8)
Cina	7	6	6		0,3	0,3	7	8	8		..
Croazia				1,2	1,9	1,5	7	12	9	(3)	(25,0)
Ecuador	17	15	16				17	15	16	1	6,7
Indonesia	3	2	2	3,9	3,3	3,0	27	23	20	(3)	(13,0)
Iran	35	29	26				35	29	26	(3)	(10,3)
Pakistan	1	1	1	7,8	8,2	8,3	49	51	52	1	2,0
Russia			2						2	2	..
Stati Uniti	19	21	37	2,1	1,8	5,1	33	32	69	37	..
Trinidad e Tobago				1,6	1,5	1,7	10	9	10	1	11,1
Venezuela	61	15					61	15		(15)	..
Totale	1.111	1.079	1.020	101,8	112,3	116,5	1.737	1.770	1.736	(34)	(1,9)

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8,8 e 7 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2007, 2006 e 2005).

(b) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.



Algeria - Impianto di trattamento di Bir Rebaa

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 611,4 milioni di boe. La differenza di 22,3 milioni di boe rispetto alla produzione di 633,7 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (18,8 milioni di boe).

La produzione venduta di petrolio e condensati (370,3 milioni di barili) è stata destinata per circa il 61% al settore Refining & Marketing. La produzione venduta di gas naturale (39,2 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 37% al settore Gas & Power.

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria Nell'ottobre 2007 Eni e la compagnia di Stato Sonatrach hanno firmato l'accordo per il rinnovo della concessione di sviluppo e produzione del Blocco 403 (Eni 50%) che comprende i giacimenti BRN, BRW e BRSW situati nell'area di Bir Rebaa, nel deserto sahariano sud-orientale. Nel 2007 il Blocco ha prodotto 12 mila barili/giorno in quota Eni.

L'attività di sviluppo ha riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo del giacimento ROM che verrà realizzato mediante il progetto Rom Integrated al quale parteciperanno i giacimenti di ROM Main (Eni 100%), ZEA (Eni 75%) e ROM Nord. Il programma di sviluppo prevede la realizzazione di un nuovo centro olio con una capacità di trattamento di circa 32 mila barili/giorno. Lo start-up è atteso nel 2011; (ii) El Merk Synergy per lo sviluppo delle riserve dei Blocchi 208 (Eni 12,25%) e 212 (Eni 22,38%) in sinergia con i blocchi adiacenti di altri operatori. L'avvio della produzione è atteso dopo il 2011. Nell'anno è stata completata l'attività di ingegneria di base.

Durante il 2006, la compagnia di Stato Sonatrach ha chiesto a Eni ed altri operatori delle *joint venture* di cui Eni fa parte la rinegoziazione dei termini dei PSA in essere, motivandola con la necessità di ricondurre tali contratti all'equilibrio economico originario. Le rinegoziazioni in corso riguardano i Blocchi in produzione 401a/402a (Eni 55%), 404 (Eni 12,25%) e il Blocco 208 (Eni 12,25%) in fase di sviluppo. L'esito di tali negoziazioni non è al momento prevedibile.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo in particolare con la scoperta significativa di Satis-1 (Eni 50%) che ha rinvenuto gas nell'*offshore* del delta del Nilo ad una profondità di oltre 6.500 metri. I successi esplorativi nel delta del Nilo sono completati dalle scoperte di Andaleeb-1 e Aten-1 (Eni 100%). Nell'area *onshore* del Western Desert si sono avute scoperte *near field* nei permessi di sviluppo di Melehia (Eni 56%) e West Razzak (Eni 80%) e nel permesso esplorativo di East Obayed (Eni 100%) con il pozzo Faramid-1. Nell'area del Golfo di Suez sono state effettuate scoperte *near field* nel permesso *offshore* di Belayim Marine (Eni 100%). A medio termine le iniziative di esplorazione a gas sono finalizzate a supportare il programma di espansione della capacità di liquefazione dell'impianto di Damietta, con l'installazione di un secondo treno della capacità di 5 milioni di tonnellate/anno di GNL. Il progetto è previsto ottenere la ratifica da parte delle competenti autorità egiziane nel primo semestre del 2008.

Prosegue l'intensa campagna di sviluppo delle riserve gas localizzate nell'*offshore* del delta del Nilo: (i) nella concessione North Port Said (Eni 100%) è stato avviato il giacimento Semman che a regime è previsto produrre circa 1,3 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni.



Libia - Impianto di trattamento e compressione gas di Mellitah

Proseguono i lavori di potenziamento del terminale di el Gamil per incrementare la capacità di compressione a supporto di el Temsah e di Ras el Barr; (ii) nella concessione Ras el Barr (Eni 50%) è in sviluppo il giacimento Taurt, con avvio atteso nel secondo trimestre del 2008; (iii) nella concessione el Temsah (Eni 50%, Operatore) è in sviluppo il giacimento Denise A, la cui produzione è stata avviata a fine 2007 con completamento del *build-up* atteso entro il primo semestre del 2008.

I due giacimenti di Taurt e Denise alimenteranno con 23 mila boe/giorno in quota Eni l'impianto GNL di Damietta, primo treno.

Libia Attività esplorativa: a) nel Blocco *offshore* NC41 (Eni 100%), il pozzo di scoperta U1-NC41 ha rinvenuto mineralizzazioni a petrolio e gas ad una profondità di oltre 2.600 metri; b) nella Concessione *onshore* 82 (Eni 50%), il pozzo di scoperta YY1-82 ha rinvenuto una mineralizzazione a petrolio a una profondità di circa 5.000 metri.

Nell'ottobre 2007 Eni e la società petrolifera di Stato NOC hanno perfezionato un accordo minerario di portata strategica che estende la durata dei titoli minerari Eni nel Paese fino al 2042 per le proprietà a olio e al 2047 per quelle a gas e lancia importanti progetti industriali. L'accordo consente a Eni di pianificare a lungo termine lo sviluppo dei propri *long-life field* nel Paese ai quali applicare le proprie avanzate tecniche per la massimizzazione del recupero di idrocarburi. I progetti individuati riguardano: (i) iniziative esplorative nelle aree a maggior potenziale; (ii) la valorizzazione di importanti riserve di gas naturale attraverso il potenziamento del gasdotto GreenStream di 3 miliardi di metri cubi/anno e la realizzazione di un impianto di liquefazione da 5 miliardi di metri cubi annui di GNL, presso Mellitah, destinato al mercato mondiale.

L'imposizione sugli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di PSA è stata oggetto di riforma con una legge emanata nel maggio 2007. Come per il passato, alla National Oil Corporation (NOC) è attribuito il ruolo di soggetto tenuto ad assolvere l'imposta per conto della società petrolifera estera. La nuova disciplina fiscale potrà essere applicata dal 2008, dopo avere preventivamente concordato con NOC il costo fiscale riconosciuto degli *asset* al 1° gennaio 2008, con la conseguente eventualità di rideterminare l'imposizione differita e le dettagliate modalità di rendicontazione. In ogni caso il regime fiscale introdotto dalla legge del maggio 2007, quando attuato non modificherà l'attuale ripartizione di valore dei PSA in essere tra lo Stato libico ed Eni. Nell'ambito del progetto Western Libyan Gas (Eni 50%) sono in corso attività di *upgrading* degli impianti e delle *facility* finalizzate all'aumento della produzione di gas di un miliardo di metri cubi/anno a partire dal 2009 e al mantenimento del profilo produttivo di petrolio di Wafa. Nel 2007 i volumi di gas esportati in Italia attraverso il gasdotto sottomarino GreenStream sono stati di 8,85 miliardi di metri cubi. Ulteriori 0,83 miliardi di metri cubi sono stati venduti sul mercato libico per la generazione di energia elettrica. Complessivamente la produzione in quota Eni dei due giacimenti di Wafa e Bahr Essalam è stata di 160 mila boe/giorno (+33% rispetto al 2006).

Le altre iniziative in corso riguardano lo sviluppo del giacimento A-NC118 (Eni 50%) attraverso il collegamento tramite *pipeline* agli impianti di Wafa e Mellitah e la valorizzazione del gas associato del giacimento Bouri (Eni 50%). Il gas depurato sarà inviato tramite *sealine* alla vicina piattaforma Sabratha ed esportato attraverso il GreenStream.

Tunisia Attività esplorativa: a) nella concessione Adam (Eni 25%, Operatore) i pozzi esplorativi Karma-1 e Ikhlil-1 hanno rinvenuto strati mineralizzati a petrolio alla profondità di circa 3.500 metri, e il pozzo esplorativo Nadir-1 ha rinvenuto la presenza di gas alla profondità di circa 3.600 metri. I pozzi sono stati allacciati alle *facility* di produzione presenti nell'area; b) nel permesso Bordj el Khadra (Eni 50%) il pozzo esplorativo Nakhil-1 ha rinvenuto una mineralizzazione a petrolio alla profondità di circa 1.700 metri. Il pozzo è stato collegato alle *facility* di produzione esistenti; c) nella Concessione Larich (Eni 50%), il pozzo esplorativo Larich SW-1 ha rinvenuto una mineralizzazione a petrolio e gas alla profondità di circa 4.000 metri.

Nel corso dell'anno è stato sanzionato lo sviluppo del giacimento *offshore* Maamoura (Eni 100%), con *start-up* produttivo di 7 mila boe/giorno atteso nel 2009.



Angola - Kizomba, FPSO (Floating Production, Storage and Offloading)

AFRICA OCCIDENTALE

Angola Attività esplorativa: nel Blocco 14 (Eni 20%), i pozzi di scoperta Lucapa-1, Menongue-1 e Malange-1 hanno rinvenuto strati mineralizzati a petrolio.

Nel novembre 2007 è stato perfezionato l'acquisto della partecipazione del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas dalla capacità di 5,2 milioni di tonnellate/anno presso Soyo, circa 300 chilometri a nord di Luanda. Il progetto, approvato dalle competenti autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas proveniente dai giacimenti *offshore* ed attualmente reiniettato in giacimento o bruciato in atmosfera. Il progetto presenta pertanto anche un'importante valenza ambientale. Il GNL è destinato al mercato statunitense e sarà rigassificato presso l'impianto di Pascagoula, nel Golfo del Messico, del quale Eni ha acquisito una quota di capacità di trattamento di circa 5 miliardi di metri cubi/anno. Inoltre, nel dicembre 2007, è stato costituito tra gli stessi *partner* del progetto un consorzio per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di trattamento. Eni con il 20% svolgerà il ruolo di *partner* tecnico di tale iniziativa.

Nell'ambito dello sviluppo congiunto dei giacimenti *offshore* di petrolio di Landana e Tombua nel Blocco 14 (Eni 20%), è stato avviato in *early production* Landana tramite le *facility* dei vicini giacimenti di Benguela/Belize. Il picco produttivo di 130 mila barili/giorno (23 mila in quota Eni) è atteso nel 2009.

Nell'ambito del piano di sviluppo del giacimento di petrolio Banzala nel Blocco 0 in Cabina (Eni 9,8%) è stata installata la prima delle due piattaforme di produzione

previste con avvio della produzione nel giugno 2007. La seconda piattaforma è stata avviata all'inizio del 2008. Il picco produttivo di 27 mila barili/giorno (3 mila in quota Eni) è atteso nel 2009.

Nell'area di sviluppo dell'ex Blocco 15 (Eni 20%), nell'*offshore* profondo proseguono le attività di sviluppo dei giacimenti di petrolio Mondo e Saxi/Batuque nell'ambito della fase C di messa in produzione delle riserve dell'area Kizomba. La strategia di sviluppo è comune ai due progetti e prevede l'installazione di unità FPSO. Nel gennaio 2008 è stato avviato il giacimento Mondo; per Saxi/Batuque lo *start-up* è previsto nel terzo trimestre 2008. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno per entrambi i progetti (18 mila in quota Eni) è atteso nel 2008 per Mondo e nel 2009 per Saxi/Batuque. Queste e le altre iniziative di sviluppo hanno l'obiettivo di mantenere nel medio termine il *plateau* produttivo dell'area. In tale ambito rientra l'avvio nel settembre 2007 del giacimento di petrolio Marimba tramite il collegamento alle *facility* di produzione di Kizomba A. Il picco produttivo di 39 mila barili/giorno (7 mila in quota Eni) è previsto nel 2008.

Congo Attività esplorativa: nel permesso Mer Très Profonde Sud (Eni 30%) sono state effettuate le scoperte a olio Persée Nord Est - 1, ad una profondità compresa tra 2.700 e 3.500 metri, e di Cassiopea Est - 1, ad una profondità di 2.900 metri, erogando in fase di test 5.300 barili/giorno.

Nell'aprile 2007 Eni ha firmato l'accordo di attribuzione del permesso esplorativo Marine XII (Eni 90%, Operatore) nell'*offshore* congolese, con l'obiettivo di valorizzare l'elevato potenziale minerario a gas per l'alimentazione di una centrale elettrica.

Nel maggio 2007 Eni ha finalizzato l'acquisizione degli