

Exploration & Production



Principali indicatori di performance ^(a)		2007	2008	2009
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(milioni di euro)	26.920	33.042	23.801
Utile operativo		13.433	16.239	9.120
Utile operativo <i>adjusted</i>		13.770	17.222	9.484
Utile netto <i>adjusted</i>		6.328	7.900	3.878
Investimenti tecnici		6.480	9.281	9.486
di cui: <i>ricerca esplorativa</i> ^(c)		1.659	1.918	1.228
Capitale investito netto <i>adjusted</i> a fine periodo ^(d)		23.826	30.362	32.455
ROACE <i>adjusted</i> ^(d)	(%)	30,4	29,2	12,3
Prezzi medi di realizzo				
- Petrolio e condensati	(\$/barile)	67,70	84,05	56,95
- Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	191,37	282,82	198,64
- Idrocarburi	(\$/boe)	53,17	68,13	46,90
Produzioni ^(e)				
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.020	1.026	1.007
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	116	125	124
- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.736	1.797	1.769
Riserve certe ^{(e)(f)(g)}				
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.219	3.335	3.463
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	512	531	506
- Idrocarburi	(milioni di boe)	6.370	6.600	6.571
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,0	10,0	10,2
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> delle riserve ^{(e)(g)}	(%)	90	135	96
Dipendenti a fine periodo	(numero)	9.023	10.891	10.870

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas in Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento attività "Business regolati Italia". I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(c) Include *bonus* esplorativi.

(d) Per la definizione e la metodologia di calcolo si veda di seguito il paragrafo "Return On Average Capital Employed (ROACE)".

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

(f) Sulla base della nuova *rule* SEC, ai fini della determinazione delle riserve certe 2009 è stato utilizzato il prezzo medio annuale, determinato come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno lavorativo di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio. Per gli anni precedenti è stato utilizzato il prezzo dell'ultimo giorno dell'anno.

(g) Include 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la *joint venture* OOO SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due *partner* Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della *call option*.

Portafoglio

- › È stato ratificato il *Technical Service Contract* con le compagnie di Stato dell'Iraq per lo sviluppo del giacimento di Zuhair (Eni 32,8%). Lo sviluppo, della durata di 20 anni estendibili per ulteriori 5, prevede il raggiungimento progressivo del target di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.
- › È stato siglato un accordo con la società di Stato venezuelana PDVSA per lo sviluppo congiunto del giacimento *giant* a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene riserve "in place" certificate di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio nel 2013 con un *plateau* produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno e un *plateau* di lungo termine di 240 mila barili/giorno.
- › È stata acquisita da Quicksilver Resources Inc. la quota del 27,5% degli *asset* detenuti dalla società nell'area "Alliance" nel Texas settentrionale, contenente riserve di *gas shale*. Quicksilver mantiene il 72,5% e l'*operatorship* dell'iniziativa. Il prezzo della transazione è stato di 280 milioni di dollari. Nel 2009 la produzione di spettanza Eni proveniente dagli *asset* acquisiti è stata di 4 mila barili di petrolio equivalente (boe)/giorno, che cresceranno a circa 10 mila boe nel 2011.
- › È stata acquisita la quota del 37,8% nella licenza Sanga Sanga, in Indonesia, per la produzione di gas da giacimenti di carbone (*coal bed methane*). I risultati degli studi preliminari condotti di recente nel blocco stimano un potenziale minerario di circa 111 miliardi di metri cubi che sarà accertato attraverso un programma di coltivazione previsto a partire dal 2010.
- › Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio *upstream*, è stata definita la razionalizzazione delle attività minerarie in Italia con la costituzione di tre *Newco* alle quali sono stati conferiti rispettivamente tre *cluster* di titoli raggruppati in base alla collocazione geografica: Nord Italia (Pianura Padana ed Emilia Romagna), Italia Centrale (Marche, Abruzzo, Molise) e Mezzogiorno, nell'area di Crotone. Sono in fase avanzata le trattative di vendita a terzi delle due Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, conferitarie rispettivamente degli *asset* del Nord e Centro Italia.
- › Sono stati ottenuti permessi esplorativi in Angola, Cina, Ghana, Golfo del Messico, India, Norvegia e Yemen.

Cessione delle partecipazioni negli asset russi

- › Il 7 aprile 2009 Gazprom ha esercitato l'opzione di acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Eni sulla base degli accordi contrattuali in essere tra i due *partner*. Il prezzo di esercizio dell'opzione incassato da Eni il 24 aprile 2009 pari a 3.070 milioni di euro corrisponde al prezzo di aggiudicazione in asta (3,7 miliardi di dollari), nell'ambito della liquidazione della società russa Yukos, detratti i dividendi distribuiti e aumentato della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo maturata fino alla data di pagamento e dei costi accessori di finanziamento. Nella stessa occasione, Eni e Gazprom hanno firmato nuovi accordi di collaborazione per l'avvio di programmi di sviluppo nel settore energetico in Russia e all'estero.
- › Il 23 settembre 2009 Eni ed Enel *partner* al 60%-40% rispettivamente nella società OOO SeverEnergia hanno perfezionato, in forza dell'esercizio della *call option*, la cessione a Gazprom della quota del 51% della *joint-venture* che possiede le tre società russe attive nello sviluppo di riserve di gas nella regione di Yamal Nenets in Siberia. Il corrispettivo della cessione è di 940 milioni di dollari in quota Eni. Le parti hanno concordato di produrre il primo gas dal giacimento di Samburskoye entro giugno 2011 e di raggiungere il target di 150 mila boe/giorno entro 2 anni dall'avvio della produzione.

Partnership Agreement

Nel 2009, attraverso il modello di cooperazione Eni, sono state definite importanti *partnership* strategiche con l'obiettivo di integrare il *business* tradizionale con attività di sviluppo sostenibile finalizzate a promuovere elevati *standard* di sviluppo socio-economico:

- › Nel febbraio 2009 sono stati perfezionati i tre accordi con la compagnia petrolifera angolana Sonangol nell'ambito del *framework agreement* firmato nell'agosto 2008, che prevedono: (i) lo studio di fattibilità dell'utilizzo di gas associato per l'alimentazione di una nuova centrale elettrica; (ii) studi e ricerche di aree *onshore* per la valutazione di possibili iniziative nel settore *upstream*; (iii) la definizione di progetti educativi e di formazione per professionisti angolani nel campo energetico.
- › Nel marzo 2009 è stato firmato con il Governo del Pakistan un *Protocol for Cooperation* per lo sviluppo di progetti *upstream*, *midstream* e *downstream* nel Paese. Eni metterà a disposizione il proprio *know-how* e le innovative tecnologie nel campo dello sviluppo di giacimenti di idrocarburi.
- › Nel maggio 2009 è stato firmato un accordo di cooperazione con il Ministero del Petrolio egiziano per ampliare la *partnership* nello sviluppo di idrocarburi. In particolare l'accordo prevede: (i) l'estensione fino al 2030 della concessione del giacimento *giant* Belayim (Eni 100%) nel Golfo di Suez, con l'impegno Eni di spesa per 1,5 miliardi di dollari nei pros-

simi 5 anni in investimenti, interventi di ottimizzazione della produzione e costi operativi; (ii) la collaborazione in future iniziative di sviluppo delle riserve di gas naturale a grandi profondità; (iii) l'avvio di iniziative nel campo della formazione e del *knowledge management*.

- › Nell'agosto 2009 è stato firmato un accordo strategico con il Ministro del Petrolio della Repubblica Democratica del Congo al fine di avviare la cooperazione nello sviluppo delle importanti risorse di idrocarburi convenzionali e non convenzionali presenti nel Paese, la modernizzazione delle infrastrutture industriali nonché iniziative nel campo della formazione.
- › Nel novembre 2009 è stato firmato un accordo di cooperazione con la compagnia petrolifera di Stato kazaka KazMunaiGas nell'ambito del Memorandum d'Intesa del luglio 2009. In particolare si prevede: (i) attività di esplorazione nelle aree di Isatay e Shangala nel Mar Caspio; (ii) studi di iniziative volte ad ottimizzare l'utilizzo del gas nel Paese; (iii) studi di possibili iniziative industriali congiunte, tra le quali l'*upgrading* della raffineria di Pavlodar controllata da KMG.
- › Nel dicembre 2009 è stato firmato un protocollo d'intesa con il Turkmenistan allo scopo di promuovere e rafforzare la collaborazione nello sviluppo dell'industria petrolifera nel Paese. Eni, in collaborazione con l'Agenzia e le compagnie di Stato per gli idrocarburi, condurrà studi per valorizzare il potenziale minerario locale, mettendo a disposizione le proprie capacità in termini tecnologici, operativi e di sviluppo sostenibile.

Risultati finanziari

- › L'utile netto *adjusted* di 3.878 milioni di euro è diminuito di 4.022 milioni di euro rispetto al 2008 (-50,9%) per effetto della flessione del prezzo del petrolio nei primi nove mesi, dei minori prezzi del gas naturale e della minore produzione venduta parzialmente compensati dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.
- › Il ROACE *adjusted* è pari al 12,3% nel 2009 (29,2% nel 2008).
- › I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sono diminuiti in media del 31,2% rispetto al 2008, per effetto della flessione delle quotazioni del *marker* di mercato Brent (-36,6%).

Produzione

- › La produzione di idrocarburi del 2009 si attesta sul livello di 1.769 mila boe/giorno, in diminuzione di 28 mila boe/giorno rispetto al 2008, pari all'1,6%. Escludendo l'effetto dei tagli produttivi OPEC (-28 mila barili/giorno), la produzione rimane sostanzialmente invariata. La minore produzione di gas destinata al mercato europeo, l'impatto di fermate non programmate di impianti e la situazione di sicurezza in Nigeria e il declino di giacimenti maturi sono stati assorbiti dai nuovi avvii/crescita nonché dall'effetto prezzo positivo nei *Production Sharing Agreement* (PSA) e schemi contrattuali similari (+35 mila barili/giorno).
- › Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio annuo di oltre il 2,5% con l'obiettivo di superare i 2 milioni di barili/giorno nel 2013, con un prezzo del Brent di 65 dollari/barile, facendo leva sulla crescita organica nelle aree *core* dell'Africa e dell'Asia centrale.

Riserve

- › Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2009 determinate sulla base del prezzo di 59,9 dollari/barile per il *marker* Brent ammontano a 6,57 miliardi di boe (-0,4% rispetto al 2008). Il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe è stato del 96%, corrispondente a una vita utile residua di 10,2 anni (10 anni al 31 dicembre 2008). Escludendo l'effetto prezzo verificatosi a fronte della crescita dei prezzi dei liquidi (il *marker* Brent di riferimento a fine 2008 era stato pari a 36,5 dollari/barile) il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 109%.

Investimenti di esplorazione e sviluppo

- › Nel 2009 sono stati investiti 9.486 milioni di euro per la valorizzazione degli *asset* nelle aree di consolidata presenza quali Africa, Golfo del Messico e Asia centrale. L'attività esplorativa dell'anno (1.228 milioni di euro) ha conseguito numerosi successi quali la grande scoperta a gas di Perla nell'*offshore* venezuelano e la scoperta a olio nell'*offshore* angolano di Cabaça Norte. Inoltre, ulteriori importanti scoperte sono state effettuate in Ghana, nel Mare del Nord, nel Golfo del Messico e nell'*offshore* indonesiano.
- › Sono stati completati 69 nuovi pozzi esplorativi (37,6 in quota Eni), oltre a 10 pozzi *in progress* a fine esercizio (4,2 in quota Eni), con un tasso di successo commerciale del 41,9% (43,6% in quota Eni).
- › Sono stati investiti 7.478 milioni di euro (+16,3% rispetto al 2008) nel completamento di importanti progetti di sviluppo, in particolare in Kazakhstan, Stati Uniti, Egitto, Congo, Italia e Angola.

Riserve

Generalità

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (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.

I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi¹ sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere.

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 dalla loro interpretazione. Conseguentemente, le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di 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*.

Governance delle Riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe.

Il Dipartimento Riserve della Divisione Exploration & Production ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve.

Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore²; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle 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, come descritto nella procedura interna di controllo, 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 delle unità operative; (iii) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; (iv) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi dei *Division Reserves Evaluators* (DRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi.

Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria Mineraria nel 1985 e possiede un'esperienza di oltre 20 anni nel settore petrolifero e oltre 10 anni nella valutazione delle riserve.

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. In particolare la qualifica professionale dei *Reserves Evaluators* è conforme agli *standard* internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

Valutazione indipendente delle Riserve

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione³ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti². Le loro valutazioni sono basate su dati e informazioni forniti da Eni e non ve-

(1) Nei periodi antecedenti le riserve certe sono state determinate utilizzando il prezzo del petrolio e gas naturale di fine anno.

(2) I *report* degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

(3) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott.

rificate, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. 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 delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2009 da Ryder

Scott Company e DeGolyer and MacNaughton⁴ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2009 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 28% delle riserve Eni al 31 dicembre 2009⁵. Nel triennio 2007-2009 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe. Al 31 Dicembre 2009 il principale campo non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è il solo giacimento di Barbara (Italia).

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 netto⁶. 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 2008	6.242	358	6.600
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito ed altro (escluso l'effetto prezzo)	680	15	695
Effetto prezzo	(100)	(3)	(103)
Promozioni nette	580	12	592
Acquisizioni	26		26
Cessioni	(1)		(1)
Produzione	(638)	(8)	(646)
Riserve certe al 31 dicembre 2009	6.209	362	6.571
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> (%)	95	150	96
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> escluso l'effetto prezzo (%)	109	187	109

Nel 2009 le promozioni nette a riserve certe (592 milioni di boe) sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime (+361 milioni di boe) in particolare in Egitto, Italia, Congo, Regno Unito e Stati Uniti a cui vanno dedotte le revisioni imputabili all'effetto prezzo (-103 milioni di boe) determinato sulla base della variazione del prezzo del *marker* Brent di riferimento, passato da 36,6 dollari/barile del 2008 a 59,9 \$/barile del 2009, e i suoi conseguenti effetti sulle riserve *equity* nei PSA e contratti di servizio e sull'economicità delle code di produzione; (ii) nuove scoperte, estensioni ed altro (+297 milioni di boe), in particolare in Norvegia, Algeria, Iraq e Libia; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+37 milioni di boe) in particolare in Angola, Norvegia e Libia.

Le principali promozioni hanno riguardato i giacimenti Goliat in Norvegia, Belayim in Egitto, M'Boundi in Congo, Bahr Essalam in Libia, i progetti CAFC e MLE in Algeria e il giacimento di Zubair in Iraq.

Le acquisizioni si riferiscono quasi esclusivamente all'ingresso con una partecipazione del 27,5% in alcuni asset detenuti dalla società Quicksilver nell'area "Alliance" in Texas.

Nel 2009 il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe⁷ è stato del 96%, corrispondente ad una vita utile residua delle riserve di 10,2 anni (10 anni al 31 dicembre 2008). Escludendo l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 109%.

(4) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

(5) Include le riserve delle società in *joint venture* e collegate.

(6) Include il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la *joint venture* OOO SeverEnergy della quale è stato ceduto dai due *partner* Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della *call option*.

(7) Il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. 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 ad 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.

Riserve certe di idrocarburi

(milioni di boe)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ^(b)	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2007 ^(a)	747	638	1.879	1.095	1.061	198	259	133	6.010	360	6.370
<i>Sviluppate</i>	534	537	1.183	766	494	127	158	63	3.862	63	3.925
<i>Non sviluppate</i>	213	101	696	329	567	71	101	70	2.148	297	2.445
Riserve certe al 31 dicembre 2008 ^(a)	681	525	1.922	1.146	1.336	265	235	132	6.242	358	6.600
<i>Sviluppate</i>	465	417	1.229	827	647	168	133	62	3.948	68	4.016
<i>Non sviluppate</i>	216	108	693	319	689	97	102	70	2.294	290	2.584
Riserve certe al 31 dicembre 2009 ^(a)	703	590	1.922	1.141	1.221	236	263	133	6.209	362	6.571
<i>Sviluppate</i>	490	432	1.266	799	614	139	168	122	4.030	74	4.104
<i>Non sviluppate</i>	213	158	656	342	607	97	95	11	2.179	288	2.467

Riserve certe di petrolio e condensati

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ^(b)	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2007 ^(a)	215	345	878	725	753	44	138	29	3.127	92	3.219
<i>Sviluppate</i>	133	299	649	511	219	35	81	26	1.953	21	1.974
<i>Non sviluppate</i>	82	46	229	214	534	9	57	3	1.174	71	1.245
Riserve certe al 31 dicembre 2008 ^(a)	186	277	823	783	911	106	131	26	3.243	92	3.335
<i>Sviluppate</i>	111	222	613	576	298	92	74	23	2.009	27	2.036
<i>Non sviluppate</i>	75	55	210	207	613	14	57	3	1.234	65	1.299
Riserve certe al 31 dicembre 2009 ^(a)	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377	86	3.463
<i>Sviluppate</i>	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001	34	2.035
<i>Non sviluppate</i>	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376	52	1.428

Riserve certe di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ^(b)	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2007 ^(a)	87	47	162	60	50	25	20	17	468	44	512
<i>Sviluppate</i>	65	38	87	42	45	15	13	6	311	6	317
<i>Non sviluppate</i>	22	9	75	18	5	10	7	11	157	38	195
Riserve certe al 31 dicembre 2008 ^(a)	81	40	179	59	69	26	17	17	488	43	531
<i>Sviluppate</i>	58	32	100	41	57	12	10	6	316	6	322
<i>Non sviluppate</i>	23	8	79	18	12	14	7	11	172	37	209
Riserve certe al 31 dicembre 2009 ^(a)	77	39	167	60	61	23	18	16	461	45	506
<i>Sviluppate</i>	57	35	99	41	53	15	14	16	330	7	337
<i>Non sviluppate</i>	20	4	68	19	8	8	4		131	38	169

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

(a) In particolare include il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la joint venture OOO SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due partner Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della call option.

(b) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento Kashagan sono state calcolate considerando un working interest Eni di 16,81% al 31 dicembre 2009 e 2008 e di 18,52% nel 2007.

Produzione

La produzione di idrocarburi del 2009 si attesta sul livello di 1.769 mila boe/giorno, in diminuzione di 28 mila boe/giorno rispetto al 2008, pari all'1,6%. Escludendo l'effetto dei tagli produttivi OPEC (-28 mila barili/giorno), la produzione rimane sostanzialmente invariata. La minore produzione di gas destinata al mercato europeo, l'impatto di fermate non programmate di impianti e la situazione di sicurezza in Nigeria e il declino di giacimenti maturi sono stati assorbiti dagli avvi/crescita in Angola, Congo, Egitto, Kazakhstan, Venezuela e nel Golfo del Messico nonché dall'effetto prezzo positivo nei PSA e schemi contrattuali similari (+35 mila barili/giorno). La quota di produzione estera è stata del 90% (89% nel 2008).

La produzione di petrolio (1.007 mila barili/giorno) è diminuita di 19 mila barili/giorno rispetto al 2008 (-1,9%) per effetto dei tagli produttivi OPEC. Esclusa questa causa, l'impatto di fermate non programmate in Libia e il declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Mare del Nord, sono stati più che compensati dalla crescita organica registrata in: (i) Angola, per l'avvio del progetto Tombua-Landana (Eni 20%) e la migliore *performance* del Blocco 0 (Eni 9,8%); (ii) Congo per la crescita del progetto Awa Paloukou (Eni 90%); (iii) Kazakhstan,

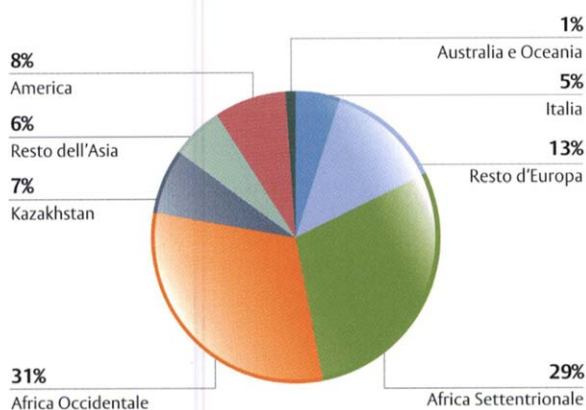
per una migliore *performance*; (iv) Golfo del Messico, per l'avvio dei progetti Thunderhawk (Eni 25%), Pegasus (Eni 58%) e Longhorn (Eni 75%); (v) Venezuela, per l'entrata a regime del giacimento Corocoro (Eni 26%).

La produzione di gas naturale (124 milioni di metri cubi/giorno) è in lieve flessione rispetto al 2008 (-0,8%). I principali aumenti sono stati registrati nel Golfo del Messico, Congo, per il contributo del progetto M'Boundi gas (Eni 83%), e Croazia, a seguito dell'avvio di Annamaria (Eni 50%). Le riduzioni hanno riguardato la Libia, per i cali nella domanda europea di gas e problemi tecnici, e il declino di giacimenti maturi in particolare in Italia.

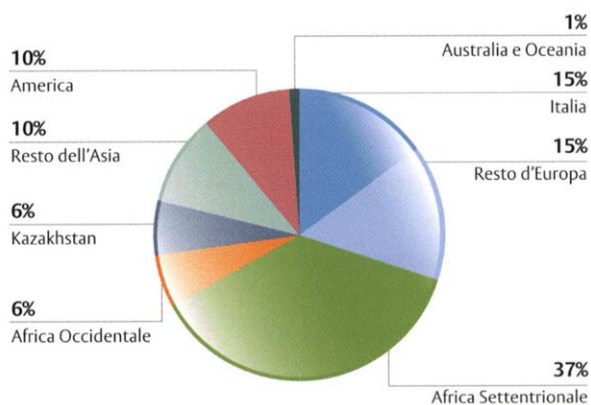
La produzione venduta di idrocarburi è stata di 622,8 milioni di boe. La differenza di 22,9 milioni di boe rispetto alla produzione di 645,7 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (19,1 milioni di boe).

La produzione venduta di petrolio e condensati (365,2 milioni di barili) è stata destinata per circa il 60% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 17% destinata alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (41,9 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 30% al settore Gas & Power.

Produzione di petrolio e condensati per area geografica



Produzione di gas naturale per area geografica



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

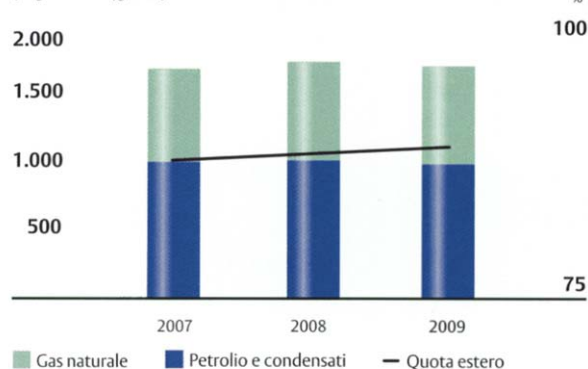
	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Variazione	
										ass.	%
	2007			2008			2009			2009 vs 2008	
Italia	75	22,4	212	68	21,2	199	56	18,5	169	(30)	(15,1)
Resto d'Europa	157	18,4	270	140	17,8	249	133	18,6	247	(2)	(0,8)
Croazia		1,5	9		2,0	12		2,7	17	5	41,7
Norvegia	90	7,7	137	83	7,5	129	78	7,8	126	(3)	(2,3)
Regno Unito	67	9,2	124	57	8,3	108	55	8,1	104	(4)	(3,7)
Africa Settentrionale	337	41,7	594	338	49,9	645	292	45,7	573	(72)	(11,2)
Algeria	85	0,5	88	80	0,5	83	80	0,5	83		
Egitto	97	23,0	238	98	23,2	240	91	22,5	230	(10)	(4,2)
Libia	142	17,8	252	147	25,7	306	108	22,1	244	(62)	(20,3)
Tunisia	13	0,4	16	13	0,5	16	13	0,6	16		
Africa Occidentale	280	7,7	327	289	7,4	335	312	7,8	360	25	7,5
Angola	132	0,7	136	121	0,8	126	125	0,8	130	4	3,2
Congo	67	0,3	69	84	0,4	87	97	0,8	102	15	17,2
Nigeria	81	6,7	122	84	6,2	122	90	6,2	128	6	4,9
Kazakhstan	70	6,7	112	69	6,9	111	70	7,3	115	4	3,6
Resto dell'Asia	37	11,6	108	49	12,0	124	57	12,6	135	11	8,9
Cina	6	0,3	8	6	0,3	8	7	0,2	8		
India								0,1	1	1	
Indonesia	2	3,0	20	2	2,8	20	2	3,0	21	1	5,0
Iran	26		26	28		28	35		35	7	25,0
Pakistan	1	8,3	52	1	8,9	56	1	9,3	58	2	3,6
Russia	2		2								
Turkmenistan				12		12	12		12		
America	53	6,8	95	63	8,9	117	79	12,0	153	36	30,8
Ecuador	16		16	16		16	14		14	(2)	(12,5)
Stati Uniti	37	5,1	69	42	7,3	87	57	10,1	119	32	36,8
Trinidad e Tobago		1,7	10		1,6	9		1,9	12	3	33,3
Venezuela				5		5	8		8	3	60,0
Australia e Oceania	11	1,2	18	10	1,2	17	8	1,4	17		
Australia	11	1,2	18	10	1,2	17	8	1,4	17		
Totale	1.020	116,5	1.736	1.026	125,3	1.797	1.007	123,9	1.769	(28)	(1,6)

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8,5, 8 e 8,4 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2009, 2008 e 2007).

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

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero

(migliaia di boe/giorno)



Norvegia (Mare del Nord) - giacimento di Ekofisk.

Attività di *drilling***Esplorazione**

Nel 2009 sono stati ultimati 69 nuovi pozzi esplorativi⁸ (37,6 in quota Eni), a fronte dei 111 (58,4 in quota Eni) del 2008 e degli 81 (43,5 in quota Eni) del 2007.

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e *in progress* come previsto dalle disposizioni del FASB *Extractive Activities – oil&gas* (Topic 932).

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 41,9% (43,6% in quota Eni) a fronte del 36,5% (43,4% in quota Eni) del 2008 e del 40% (38% in quota Eni) nel 2007.

Sviluppo

Nel 2009 sono stati ultimati 418 nuovi pozzi di sviluppo (175,1 in quota Eni), a fronte dei 366 (155,1 in quota Eni) del 2008 e dei 349 (156,7 in quota Eni) del 2007.

È attualmente in corso la perforazione di 116 pozzi di sviluppo (41,2 in quota Eni) mentre i pozzi dedicati alla produzione di petrolio e gas sono 7.181 pozzi (2.417,2 in quota Eni).

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili, *in progress* e i pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB *Extractive Activities – oil&gas* (Topic 932).

Perforazione esplorativa e di sviluppo ^(a)

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2007									
Pozzi esplorativi	4,0	1,4	15,3	1,7	0,2	0,2	9,6	0,6	33,0
<i>Pozzi di successo commerciale</i>	0,5		7,7	0,5		0,2	3,6		12,5
<i>Pozzi sterili ^(b)</i>	3,5	1,4	7,6	1,2	0,2		6,0	0,6	20,5
Pozzi di sviluppo	17,0	27,3	45,8	18,5	1,3	37,8	8,4	0,6	156,7
<i>Pozzi produttivi</i>	17,0	27,2	45,8	18,5	1,3	34,1	5,9	0,6	150,4
<i>Pozzi sterili ^(b)</i>		0,1				3,7	2,5		6,3
2008									
Pozzi esplorativi	0,7	3,7	22,9	7,4		16,2	3,4	1,4	55,7
<i>Pozzi di successo commerciale</i>		0,7	8,7	4,0		9,4	1,4		24,2
<i>Pozzi sterili ^(b)</i>	0,7	3,0	14,2	3,4		6,8	2,0	1,4	31,5
Pozzi di sviluppo	12,9	5,5	47,6	37,2	2,6	43,0	6,3		155,1
<i>Pozzi produttivi</i>	11,3	5,5	46,4	36,4	2,6	36,5	6,3		145,0
<i>Pozzi sterili ^(b)</i>	1,6		1,2	0,8		6,5			10,1
2009									
Pozzi esplorativi	1,0	4,3	8,6	2,7		6,2	4,8	2,2	29,8
<i>Pozzi di successo commerciale</i>		4,1	4,8			2,3	1,0	0,8	13,0
<i>Pozzi sterili ^(b)</i>	1,0	0,2	3,8	2,7		3,9	3,8	1,4	16,8
Pozzi di sviluppo	18,3	12,5	41,1	37,7	3,8	42,9	16,6	2,2	175,1
<i>Pozzi produttivi</i>	18,3	12,5	40,7	35,8	3,8	38,6	15,6	2,2	167,5
<i>Pozzi sterili ^(b)</i>			0,4	1,9		4,3	1,0		7,6

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

(8) Inclusi i pozzi ultimati nell'anno, ma temporaneamente sospesi in attesa di valutazione.

Attività dell'anno**Pozzi in progress**

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2009									
Pozzi esplorativi ^(a)									
totali	6,0	25,0	26,0	60,0	13,0	19,0	22,0	1,0	172,0
in quota Eni	4,4	6,6	18,6	15,4	2,3	8,8	8,4	1,0	65,5
Pozzi di sviluppo									
totali	6,0	8,0	16,0	23,0	2,0	13,0	47,0	1,0	116,0
in quota Eni	5,8	1,2	6,9	8,2	0,7	6,2	12,1	0,1	41,2

(a) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

Proprietà di petrolio e gas naturale, superfici e attività**Pozzi produttivi ^(a)**

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2009									
Petrolio									
totali	185,0	384,0	1.103,0	2.764,0	85,0	355,0	125,0	4,0	5.005,0
in quota Eni	145,7	64,5	469,2	474,3	27,6	255,1	56,3	2,6	1.495,3
Gas naturale									
totali	481,0	198,0	120,0	501,0		658,0	207,0	11,0	2.176,0
in quota Eni	421,1	75,2	49,1	36,6		264,3	72,6	3,0	921,9

(a) Include pozzi dove insistono più completamente sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

Superfici

Al 31 dicembre 2009 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.246 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 40 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 347.862 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 41.794 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 306.068 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2009 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisizione del 27,5% degli asset Alliance (Quick Silver) in Texas e di una quota del 37,8% nella licenza Sanga Sanga in

Indonesia, entrambi nell'ambito dello sviluppo non convenzionale di gas; (ii) dalla ratifica del contratto di servizio del giacimento *giant* Zubair (Eni 32,8%); (iii) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Angola, Cina, Ghana, Golfo del Messico, India, Norvegia e Yemen per una superficie di circa 40 mila chilometri quadrati in quota Eni; (iv) dal rilascio di licenze esplorative in Mali per una superficie non sviluppata pari a circa 100 mila chilometri quadrati ed ulteriori rilasci di licenze riconducibili ad aree non sviluppate anche in Congo, Egitto, Italia, Marocco, Norvegia, Regno Unito, Russia e Stati Uniti.

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2008			31 dicembre 2009				
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. lorda ^(a) non sviluppata	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. netta ^(a) non sviluppata	Totale Sup. netta ^(a)
EUROPA	30.511	315	17.918	33.643	51.561	11.794	19.813	31.607
Italia	20.409	167	11.641	15.537	27.178	9.692	12.346	22.038
Resto d'Europa	10.102	148	6.277	18.106	24.383	2.102	7.467	9.569
Croazia	988	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	3.861	51	2.277	8.907	11.184	338	3.074	3.412
Regno Unito	1.450	89	2.025	3.140	5.165	777	692	1.469
Altri Paesi	3.803	6		6.059	6.059		3.701	3.701
AFRICA	249.672	276	70.121	230.549	300.670	19.865	138.884	158.749
Africa Settentrionale	31.088	119	30.820	54.725	85.545	13.431	32.580	46.011
Algeria	909	38	2.152	17.458	19.610	727	16.517	17.244
Egitto	9.741	57	4.445	18.652	23.097	1.571	6.757	8.328
Libia	18.164	13	17.947	18.427	36.374	8.951	9.214	18.165
Tunisia	2.274	11	6.276	188	6.464	2.182	92	2.274
Africa Occidentale	156.557	151	39.301	98.600	137.901	6.434	54.090	60.524
Angola	3.323	67	4.532	16.317	20.849	590	2.803	3.393
Congo	8.244	25	1.865	13.724	15.589	991	7.197	8.188
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana		2		2.300	2.300		1.086	1.086
Mali	128.801	1		47.500	47.500		31.668	31.668
Nigeria	8.574	50	32.904	11.144	44.048	4.853	3.721	8.574
Altri Paesi	62.027	6		77.224	77.224		52.214	52.214
ASIA	93.710	80	18.924	204.274	223.198	6.369	119.272	125.641
Kazakhstan	880	6	324	4.609	4.933	105	775	880
Resto dell'Asia	92.830	74	18.600	199.665	218.265	6.264	118.497	124.761
Arabia Saudita	25.844	1		51.687	51.687		25.844	25.844
Cina	192	7	237	18.461	18.698	39	18.283	18.322
India	9.091	14	303	27.861	28.164	143	9.946	10.089
Indonesia	17.316	12	1.735	25.940	27.675	656	15.863	16.519
Iraq		1	1.950		1.950	640		640
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Pakistan	18.855	21	9.122	24.782	33.904	2.708	15.493	18.201
Russia	3.891	5	3.597	3.039	6.636	1.058	1.265	2.323
Timor Est	9.779	5		9.999	9.999		7.999	7.999
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Yemen	3.598	2		23.296	23.296		20.560	20.560
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	12.043	558	4.737	17.234	21.971	3.090	8.433	11.523
Brasile	1.389	2		1.389	1.389		1.067	1.067
Ecuador	2.000	1	2.000		2.000	2.000		2.000
Stati Uniti	6.648	543	1.977	9.120	11.097	926	5.524	6.450
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	614	3	378	1.178	1.556	98	516	614
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	29.558	17	1.057	48.216	49.273	676	19.666	20.342
Australia	29.520	16	1.057	47.452	48.509	676	19.628	20.304
Altri Paesi	38	1		764	764		38	38
Totale	415.494	1.246	112.757	533.916	646.673	41.794	306.068	347.862

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

ITALIA

Le principali attività dell'anno hanno riguardato: (i) il completamento della prima fase del programma di sviluppo della concessione Val d'Agri (Eni 60,77%) attraverso il collegamento al centro olio dei primi pozzi dell'area di Cerro Falcone, con una produzione di circa 6 mila boe/giorno; (ii) l'avvio del giacimento olio di Tresauro e l'installazione della piattaforma di produzione Annamaria B; (iii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e *work over* (Annalisa, Antares, Barbara, Cervia, Giovanna, Gela, Luna e Trecate).



Italia (Mare Adriatico) - piattaforma di produzione Barbara.

È stato finalizzato il programma di sviluppo congiunto delle tre recenti scoperte a gas di Panda, Argo e Cassiopea nell'*offshore* siciliano. Lo *start-up* è atteso nel 2013.

RESTO D'EUROPA

Croazia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo *appraisal* Ika SW 2 che ha confermato le potenzialità minerarie dell'area.

Nell'anno sono stati avviati i giacimenti: (i) Annamaria (Eni 50%), con una produzione attuale di 380 mila metri cubi/giorno in quota Eni; (ii) Irina (Eni 50%) e Vesna (Eni 50%), con una produzione complessiva di circa 70 mila metri cubi/giorno in quota Eni.

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella Prospecting License 128 (Eni 11,5%) con la scoperta a gas di Dompap. Sono in corso attività di *appraisal*.

Nel maggio 2009, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata nel Mare di Barents l'*operatorship* delle licenze esplorative PL 533 (Eni 40%) e PL 529 (Eni 40%) e la partecipazione con una quota del 30% nella PL 532.

Nel 2009 sono stati avviati i giacimenti Yttergryta (Eni 9,8%), con produzione pari a circa 2 milioni di metri cubi/giorno, e Tyrihans (Eni 6,23%), con una produzione di circa 3 mila barili/giorno in quota Eni.

Sono in sviluppo le recenti scoperte nei pressi di Asgaard (Eni 14,82%). In particolare il programma di sviluppo della scoperta Morvin (Eni 30%) prevede il collegamento alle *facility* di produzione esistenti, di cui è previsto l'*upgrading*. Lo *start-up* è atteso nel 2010, con picco produttivo di 12 mila boe/giorno in quota Eni nel 2014.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato la finalizzazione delle attività relative al mantenimento e all'ottimizzazione della produzione di Ekofisk attraverso la perforazione di pozzi di *infilling*, lo sviluppo dell'Area South, l'*upgrading* delle *facility* esistenti e l'ottimizzazione del *water injection*.

Nel corso dell'anno è stata raggiunta la *final investment decision* del progetto Goliat (Eni 65%). Lo *start-up* produttivo è atteso nel 2013 con una produzione a regime di 100 mila barili/giorno.

Regno Unito L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco 22/25a (Eni 16,95%) con la scoperta a gas di Culzean in prossimità del giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%). Sono in corso di studio possibili opzioni di sviluppo.

Le attività dell'anno hanno riguardato attività di *infilling* su Elgin/Franklin, Mac-Culloch (Eni 40%) e Jade (Eni 7%) per mantenere il livello produttivo e *upgrading* delle *facility* nell'area di Liverpool Bay (Eni 53,9%).

Proseguono le attività di pre-sviluppo delle scoperte: (i) Burghley (Eni 21,92%) con *start-up* produttivo atteso nel 2010; (ii) a petrolio e gas di Kinnoul (Eni 16,67%) il cui sviluppo avverrà attraverso l'utilizzo delle *facility* di Andrew (Eni 16,21%) e avvio atteso nel 2012; (iii) a gas di Jasmine (Eni 33%), con *start-up* atteso nel 2012; (iv) Mariner (Eni 8,89%), con *start-up* atteso nel 2015.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria È stato ratificato dalle Autorità competenti l'acquisto dell'*operatorship* del Blocco esplorativo di Kerzaz (Blocco 319a, 321a e 316b) che si estende per 16.000 chilometri quadrati. Sono state già avviate le attività esplorative sull'area.

Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) lo sviluppo integrato delle riserve di Rom e satelliti (Zea, Zek e Rec) a seguito della rivalutazione del potenziale minerario dell'area. Attualmente la produzione è raccolta presso la *Central Production Facility* (CPF) di Rom e inviata all'impianto di trattamento di Bir Rebaa North. Nel 2009 sono state avviate attività di *drilling* e *work over*. Inoltre è in fase di realizzazione una *export pipeline* e un nuovo sistema di pompaggio multifase in *compliance* alla legge del Paese in ambito di riduzione del *gas flaring*; (ii) lo sviluppo del

progetto congiunto MLE e CAFC (Eni 75%), asset acquisiti nel 2008 dalla società canadese First Calgary. Il progetto prevede la realizzazione di un impianto NGL della capacità di 10 milioni di metri cubi/giorno e di un impianto ad olio della capacità di 35 mila barili/giorno. L'avvio della produzione è previsto nel 2011 con il raggiungimento di un *plateau* produttivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2012. Sono in corso attività di *drilling* sull'area. Nel 2009 è stato assegnato il contratto EPC per la realizzazione dell'impianto di trattamento del gas e le *facility* di raccolta ed esportazione degli idrocarburi. La percentuale di completamento del progetto alla fine dell'anno è dell'11%.

Nel corso dell'anno è stata inoltre raggiunta la *final investment decision* di El Merk. Sono stati assegnati la totalità dei contratti EPC per lo sviluppo delle *facility*. Sono state avviate le attività di *drilling* nell'area. La percentuale di completamento del progetto è del 24%. Lo *start-up* è atteso nel 2012.

Egitto Nel 2009 è stata avviata la produzione nell'*offshore* del Delta del Nilo dei giacimenti di North Bardawil (Eni 60%, operatore) e Thekah (Eni 50%, operatore) attraverso il collegamento alle *facility* di El Gamil. La produzione a regime è di circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas per entrambi i giacimenti.

Sono proseguite le attività di ingegneria di base per l'*upgrading* del sistema di *water injection* del giacimento Belayim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato principalmente lo sviluppo del giacimento Tuna, il completamento della seconda fase del giacimento Denise e il potenziamento dell'impianto di El Gamil per incrementare la capacità di compressione a supporto della produzione. Eni attraverso la collegata Unión Fenosa Gas partecipa nell'impianto di liquefazione del gas naturale di Damietta della capacità di 5,1 milioni di tonnellate annue di GNL, corrispondenti alla carica di 7,6 miliardi di metri cubi di gas/anno. Eni fornisce circa 1 miliardo di metri cubi/anno di gas naturale estratto nel delta del Nilo per venti anni. Le forniture all'impianto GNL sono assicurate dai due giacimenti di Taurt e Denise con circa 17 mila boe/giorno in quota Eni di *feed gas*.

Libia Le principali attività di sviluppo riguardano il progetto Western Libyan Gas (Eni 50%) nell'ambito degli accordi strategici tra Eni e NOC per la valorizzazione delle riserve di gas. In particolare: (i) sono stati eseguiti interventi di *upgrading* degli impianti esistenti per il conseguimento di un volume addizionale di *sale gas* di 1,4 miliardi di metri cubi/anno; (ii) sono previsti ulteriori 2 miliardi di metri cubi/anno con *start-up* nel 2015 tramite l'installazione di

una nuova piattaforma sulla struttura A, il potenziamento degli impianti di Mellitah e un ulteriore aumento della capacità di compressione di Greenstream; aggiuntivi 3 miliardi di metri cubi/anno saranno conseguiti dallo sviluppo di un altro giacimento *offshore*; (iii) sono in corso attività finalizzate al mantenimento del profilo produttivo di gas di Wafa e Bahr Essalam, quali l'installazione di impianti di compressione a Wafa e la perforazione di pozzi addizionali in entrambi i giacimenti.

Nel 2009 i volumi esportati attraverso il Greenstream sono stati pari a circa 9 miliardi di metri cubi. Un ulteriore miliardo è stato venduto in Libia per la generazione di energia elettrica utilizzata nel Paese ed ulteriori 200 milioni di metri cubi per alimentare la stazione di compressione di Greenstream.



Libia - Impianto di trattamento e compressione gas di Mellitah.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato: (i) il proseguimento del progetto per la valorizzazione del gas *flaring* e condensati associati del giacimento a olio Bouri (Eni 50%) che saranno inizialmente pre-trattati nell'area e successivamente inviati all'impianto costiero di Mellitah per il trattamento finale; (ii) l'installazione delle *facility* per le attività di *water injection* su El Feel (Eni 33,3%) per mantenerne il profilo produttivo.

Tunisia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il successo di quattro su cinque dei pozzi perforati. Uno di questi è stato posto immediatamente in produzione, mentre altri due lo saranno nel corso del 2010.

Nel 2009 sono stati effettuati interventi di ottimizzazione della produzione sulle concessioni Adam (Eni 25%), Djebel Grouz (Eni 50%), Oued Zar (Eni 50%) ed El Borma (Eni 50%). Inoltre, è stato quasi completato il piano di sviluppo della concessione operata di Maamoura (Eni 49%) con avvio ne-

gli ultimi mesi del 2009 ed è in fase conclusiva il progetto di sviluppo della concessione operata di Baraka (Eni 49%): il picco produttivo di 11 mila boe/giorno è atteso nel 2010.

AFRICA OCCIDENTALE

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 3 (Eni 12%) con il pozzo di *appraisal* Punja-4, mineralizzato a liquidi e gas naturale; (ii) nelle *Development Area* dell'ex Blocco 14 (Eni 20%) con il pozzo di *appraisal* Malange-2, mineralizzato a petrolio; (iii) nelle *Development Area* dell'ex Blocco 15 (Eni 20%) con il pozzo di *appraisal* Mondo-4, mineralizzato a petrolio; (iv) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) con le scoperte di Cabaça Norte e Nzanza entrambe mineralizzate a petrolio. I pozzi di scoperta hanno erogato in fase di test 6.500 barili/giorno e 1.500 barili/giorno, rispettivamente.

Nel 2009 è stata avviata la produzione dei giacimenti Mafumeira nel Blocco 0 in Cabinda-Area A (Eni 9,8%) e Landana-Tombua nelle *Development Area* dell'ex Blocco 14. Il picco produttivo è atteso nel 2010 con 33 mila barili/giorno e nel 2011 con 136 mila barili/giorno, rispettivamente.

Nell'ambito delle attività di riduzione del *gas flaring* nel Blocco 0 è in corso il progetto del giacimento Nemba, con completamento atteso nel 2013 e una riduzione di volumi bruciati di circa l'85%. Nel corso dell'anno sono state completate le attività su Takula. Il gas è re-iniettato in giacimento; i condensati recuperati saranno inviati al terminale di Malongo, in fase di completamento.

Le attività di sviluppo nelle *Development Area* dell'ex Blocco 15 hanno riguardato: (i) l'avvio del progetto Kizomba satelliti – fase 1, attraverso la perforazione di 18 pozzi produttori che saranno collegati alle FPSO presenti nell'area. Il gas associato sarà inizialmente re-iniettato nel *reservoir* dei giacimenti presenti nell'area e successivamente trasportato all'impianto di liquefazione A-LNG. Lo *start-up* è atteso nel 2012. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (21 mila in quota Eni) è atteso nel 2013. La seconda fase del progetto prevede la messa in produzione delle scoperte limitrofe; (ii) il progetto Gas Gathering, la *pipeline* che raccoglierà tutto il gas dell'area Kizomba, Mondo e Saxi/Batuque. Il completamento è atteso nel 2011.

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno producendo 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL presso Soyo, a 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. Lo *start-up* è atteso nel primo trimestre del 2012. Il GNL sarà destinato prevalentemente al mercato statunitense con punto di arrivo presso il terminale di ri-

gassificazione di Pascagoula in Louisiana (quota Eni di capacità circa il 45%; pari a 5,8 miliardi di metri cubi/anno) in corso di costruzione. Lo *start-up* è atteso a fine 2011.

È stato inoltre costituito un consorzio con la compagnia di stato ed altri *partner* per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di trattamento GNL. Eni con il 20% svolgerà il ruolo di *Technical Advisor*.

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel permesso Marine XII (Eni 90%, operatore) con la perforazione di due pozzi di scoperta che hanno confermato le potenzialità minerarie dell'area. Nel corso dell'anno è stato firmato il relativo contratto di PSA; (ii) nel permesso Le Kouilou (Eni 85%, operatore) con la scoperta del giacimento Zingali, confermata dalla successiva attività di *Long Production Test*.

Nel corso dell'anno è stato completato il piano di sviluppo del giacimento di Awa-Paloukou (Eni 90%), con una produzione pari a 12 mila barili/giorno.

Le attività sul giacimento M'Boundi (Eni 83%, operatore) proseguono secondo il nuovo schema di progetto che prevede l'utilizzo delle avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del *gas flaring*. A tal fine, nel corso del 2009, Eni ha finalizzato contratti di lungo termine per la fornitura di gas associato dal campo di M'Boundi per alimentare tre *facility* nell'area di Pointe Noire: (i) l'impianto di potassio (in costruzione) di proprietà della società canadese MAG Industries; (ii) l'esistente impianto di generazione di energia elettrica CED (Centrale Elettrica di Djeno); (iii) la nuova centrale di produzione di energia elettrica CEC (Centrale Electrique du Congo – Eni 20%).

Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte a *gas offshore* nel permesso Marine XII.

Le attività di costruzione della centrale CEC sono progredite nel 2009 in accordo a quanto previsto dagli accordi di cooperazione firmati nel 2007 con la Repubblica del Congo e lo *start-up* del primo turbo generatore è avvenuto alla fine di marzo 2010.

Anche gli studi relativi al possibile sviluppo di riserve ad olio non convenzionali (sabbie bituminose) dalle aree di Tchikatanga e Tchikatanga-Makola sono proseguiti nel 2009, nell'ambito degli accordi di cooperazione firmati nel 2008, con il particolare obiettivo di identificare le aree dove lo sviluppo sarebbe possibile nel rispetto degli stringenti parametri Eni di rispetto dei vincoli ambientali e di sostenibilità.

Ghana Il 28 settembre 2009 Eni ha acquisito l'*operatorship* nei permessi esplorativi *offshore* di Cape Three Point South e Cape Three Point (Eni 47,2%). In quest'ultimo l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta Sankofa mineralizzata a petrolio e gas naturale.

Nigeria Nel 2009 è stata avviata la produzione del giacimento *offshore* di Oyo nei Blocchi OML 120/121 (Eni 40%), con una produzione iniziale di 25 mila barili/giorno.

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), nell'ambito delle iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny (Eni 10,4%), proseguono le attività di sviluppo con l'obiettivo di aumentare la capacità dell'impianto di Obiafu/Obrikom e l'installazione di un nuovo impianto di trattamento e *facility* di trasporto al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,4 milioni di metri cubi/giorno di *feed gas* per vent'anni. Con lo stesso obiettivo è in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo che sarà collegato all'impianto di trattamento di Ogbainbiri.

È in corso un progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie. Il piano di sviluppo prevede la realizzazione di una *Central Processing Facility (CPF)* con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi, la perforazione di pozzi produttivi nonché la realizzazione della *pipeline* che trasporterà il gas all'impianto di liquefazione di Bonny. Il *first gas* è atteso nel terzo trimestre del 2010.

Eni partecipa con il 10,4% nella Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di *feed gas*. Una settima unità di trattamento è in fase progettuale. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di *feed gas*. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un *gas supply agreement* della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 che forniscono circa 50 milioni di metri cubi/giorno (circa 3,8 milioni in quota Eni equivalenti a circa 23 mila boe). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.

Eni partecipa con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass, a circa 100 chilometri a Ovest di Bonny. L'impianto, con avvio atteso nel 2015, avrà a regime una capacità produttiva di 10 milioni di tonnellate/anno di GNL, articolata su due treni di trattamento, corrispondenti al *feed gas* di circa 16,7 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,7 miliardi in quota Eni) per venti anni. Le forniture all'impianto saranno assicurate attraverso la raccolta del gas associato proveniente da giacimenti in produzione e lo sviluppo di giacimenti a

gas dei Blocchi *onshore* OML 60 e 61. Sono stati stipulati i contratti preliminari di vendita di lungo termine dell'intera disponibilità di GNL, in tale ambito Eni ha acquisito 1,67 milioni di tonnellate/anno di GNL (pari a 2,3 miliardi di metri cubi/anno). Il GNL sarà consegnato prevalentemente al terminale di rigassificazione di Cameron in Louisiana negli Stati Uniti nel quale Eni possiede una capacità di circa 5,7 miliardi di metri cubi/anno. Proseguono le attività di *front end engineering*, la *final investment decision* è attesa alla fine del 2010.

KAZAKHSTAN

Kashagan Eni partecipa con il 16,81% nel consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. In questa area contrattuale è localizzato il giacimento Kashagan, scoperto nel 2000 e considerato uno dei maggiori ritrovamenti di idrocarburi degli ultimi 35 anni. Eni stima le riserve recuperabili del giacimento in 7-9 miliardi di barili incrementabili fino a 13 miliardi mediante la re-iniezione parziale del gas.

La quota di partecipazione al progetto è stata rideterminata con effetti economici dal 1° gennaio 2008 in base agli accordi perfezionati nel 2008 con le autorità Kazakhe a beneficio del *partner* KazMunaiGas che ha incrementato la propria quota al 16,81%. Gli altri *partner* internazionali del consorzio sono le compagnie Total, Shell e ExxonMobil, ciascuna con una quota del 16,81%, ConocoPhillips con l'8,40% e Inpex con una quota del 7,56%.

Le operazioni di esplorazione, sviluppo e sfruttamento del giacimento di Kashagan, e delle altre scoperte effettuate nell'area contrattuale, vengono condotte secondo un modello operativo che ripartisce tra i principali *partner* internazionali la responsabilità di esecuzione delle fasi di sviluppo del progetto Kashagan e riconosce al *partner* Kazakho un significativo ruolo nella gestione operativa. Le responsabilità dell'Operatore sono assegnate alla società North Caspian Operating Company (NCOC) BV, di proprietà dei sette *partner* del consorzio, che a sua volta ha delegato le attività di sviluppo, perforazione e produzione ai principali *partner* del Consorzio. In particolare Eni è responsabile dell'esecuzione della fase 1 (cosiddetta *Experimental Program*) e della parte *onshore* della successiva fase di sviluppo (fase 2) del giacimento.

Il piano di sviluppo del giacimento, che sarà attuato in fasi, prevede la perforazione di circa 240 pozzi e la realizzazione di centri di produzione localizzati su isole artificiali che raccoglieranno la produzione proveniente da altre isole artificiali satelliti. La maggior parte della produzione commerciale è costituita da petrolio. Il gas estratto è destinato prevalentemente (circa 80%) ad essere re-iniettato in

giacimento per il mantenimento della pressione. Il gas non re-iniettato sarà trattato per la rimozione dell'acido solfidrico e quindi utilizzato come combustibile per la produzione dell'energia necessaria agli impianti di produzione e, per la parte residua, sarà commercializzato.

In considerazione della dimensione delle riserve disponibili, dei risultati produttivi dei test dei primi pozzi di sviluppo completati che hanno evidenziato una portata superiore alle aspettative, e delle indicazioni ottenute mediante gli studi del sottosuolo condotti, è stato stimato che il *plateau* produttivo possa raggiungere 1,5 milioni di barili/giorno.

Nel 2008, in concomitanza con la firma degli accordi, le autorità Kazakhe hanno approvato il nuovo *budget* dei costi di sviluppo della fase 1 del progetto, il cui scopo è stato ampliato includendo la realizzazione della *tranche* 3 e di infrastrutture di esportazione dei prodotti via ferrovia, per un ammontare complessivo di 32,2 miliardi di dollari (al netto delle allocazioni di costi generali, amministrativi e per servizi); di questi, circa 25,4 miliardi di dollari sono relativi allo "*scope of work*" originario di fase 1 (*tranche* 1&2), mentre i rimanenti fondi si riferiscono alla realizzazione della *tranche* 3 e delle infrastrutture di esportazione dei prodotti via ferrovia. Eni finanzia tali investimenti in base al *working interest* del 16,81%.

Il *management* Eni ritiene che le nuove previsioni di costo di sviluppo e *start-up* del progetto Kashagan abbiano un grado elevato di affidabilità, questo sia sulla base dell'attuale avanzamento dei lavori della fase 1 (*Experimental Program*) pari a circa il 70% che del "*know-how*" maturato. In base ai piani attuali, l'avvio della produzione è previsto a fine 2012. Nei successivi 12-15 mesi verrà completato l'avviamento degli impianti di trattamento e di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento raggiungendo una capacità produttiva di 370 mila barili/giorno nel 2014. La capacità produttiva della fase 1 (*Experimental Program*) aumenterà infine a 450 mila barili/giorno con l'utilizzo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione che verrà resa disponibile con l'avvio degli impianti *offshore* della fase 2 dello sviluppo.

La fase 2 è attualmente in fase di *Front End Engineering Design* (FEED).

Considerando gli ampi tempi di realizzazione del progetto ed il fatto che parte degli investimenti verrà sostenuta dopo l'avvio della produzione, Eni ritiene che l'impegno finanziario per lo sviluppo complessivo del giacimento di Kashagan non avrà impatti significativi sulla liquidità e sulla capacità di Eni di sostenere i futuri piani di investimento richiesti dal progetto.

Investimenti addizionali a quelli già previsti per la fase 1 saranno necessari anche per la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione del giacimento verso i mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2009 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a 4,5 miliardi di dollari pari a 3,1 miliardi di euro al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2009, formati dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2009 (3,4 miliardi di dollari), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri *partner* in esercizi precedenti (1,1 miliardi di dollari).

Al 31 dicembre 2009 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 588 milioni di boe con una diminuzione di 6 milioni di boe rispetto al 2008.

Karachaganak La produzione di Karachaganak nell'anno è stata di 238 mila barili/giorno di liquidi (70 in quota Eni) e 25 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (7,3 in quota Eni).

È in via di completamento una quarta unità di trattamento che consentirà di aumentare i volumi di liquidi destinati all'esportazione sui mercati occidentali che oggi vengono consegnati non stabilizzati a Orenburg. Nel corso dell'anno è continuata la costruzione del gasdotto Uralsk Gas Pipeline, della lunghezza di 150 chilometri; il completamento della linea, previsto a fine 2010, permetterà di collegare il giacimento alla rete di gasdotti del Kazakhstan.

L'ingegneria preliminare della fase 3 di sviluppo di Karachaganak ha identificato, in una realizzazione a stadi, lo schema migliore per completare lo sviluppo del giacimento. Il progetto prevede l'installazione di *facility* di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas ad Orenburg sino a 16 miliardi di metri cubi/anno, in accordo al *General Supply Agreement* firmato nel 2007, e di incrementare anche la produzione di liquidi sino a circa 14 milioni di tonnellate/anno. L'approvazione delle Autorità per procedere con l'investimento della Fase 3 è al momento oggetto di discussione tecnica e commerciale.

Al 31 dicembre 2009 le riserve certe del giacimento di competenza Eni erano pari a 633 milioni di boe, in diminuzione di 107 milioni di boe rispetto al 2008, principalmente per effetto prezzo e per la produzione avvenuta nell'anno.

RESTO DELL'ASIA

Cina Nel 2009, sono stati firmati i contratti di PSA relativi ai Blocchi 3/27 e 28/20, localizzati nel Mar Cinese Meridionale per una superficie di 18.194 chilometri quadrati. La partecipazione Eni, nelle due iniziative, è pari al 100% in fase esplorativa.

India Nel 2009 è stata avviata la produzione del giacimento a gas di PY-1 *asset* detenuto dalla società Hindustan Oil Exploration Company Ltd (Eni 47,18%), acquisi-