

Exploration & Production

Principali indicatori di performance

		2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,72	0,41	0,28
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,48	0,41	0,36
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	7,90	1,83	0,81
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	29.497	29.121	35.881
Utile operativo		13.866	15.887	18.451
Utile operativo adjusted		13.898	16.075	18.518
Utile netto adjusted		5.609	6.865	7.425
Investimenti tecnici		9.690	9.435	10.307
ROACE Adjusted	(%)	16,0	17,2	17,6
Profit per boe ^(b)	(\$/boe)	11,91	16,98	15,95
Opex per boe ^(b)		6,14	7,28	7,10
Cash flow per boe ^(d)		25,52	31,65	32,77
Finding & Development cost per boe ^{(c) (d)}		19,32	18,82	17,37
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(d)		55,60	72,26	73,39
Produzione di idrocarburi ^{(d) (e)}	(migliaia di boe/giorno)	1.815	1.581	1.701
Riserve certe di idrocarburi ^{(d) (e)}	(milioni di boe)	6.843	7.086	7.166
Vita utile residua delle riserve certe ^{(d) (e)}	(anni)	10,3	12,3	11,5
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve al netto dell'effetto del coefficiente di conversione del gas ^(d)	(%)	127	143	147
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.276	10.425	11.304
di cui: <i>all'estero</i>		6.370	6.628	7.371
Oil spill da incidenti	(barili)	3.820	2.930	3.093
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		18.695	7.657	8.384
Acqua di formazione re-iniettata	(%)	44	43	49
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	31,20	23,59	28,46
di cui: <i>da flaring</i>		13,83	9,55	9,46
Community investment	(€ milioni)	72	62	59

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

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

(e) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio). L'aggiornamento ha avuto un impatto di 9 mila boe/giorno sulla produzione e di 40 milioni di boe sul dato delle riserve a inizio periodo. Per ulteriori informazioni v. il paragrafo "Criteri di valutazione" delle Note al bilancio consolidato.

Performance dell'anno

- Nel 2012 prosegue il trend di miglioramento degli indici infortunistici pari al -31,7% per i dipendenti e -12,2% per i contrattisti rispetto al 2011. Eni continua a mantenere elevati i livelli di attenzione alla sicurezza di tutte le attività.
- Nel 2012 le emissioni di gas serra registrano un incremento del 20,6% per la ripresa delle attività in Libia. Rimangono sostanzialmente invariate (-0,9%) le emissioni da flaring.
- Nel 2012 i volumi sversati per oil spill registrano un aumento (+5,6% da incidenti; +9,5% da atti di sabotaggio e terrorismo) a seguito essenzialmente degli eventi di forza maggiore e della situazione di sicurezza in Nigeria.
- Raggiunto il migliore risultato di sempre nell'acqua re-iniettata, con un livello pari al 49%. In particolare l'avvio del programma sul giacimento Belayim (Eni 100%) in Egitto ha conseguito il risultato del 99%.
- Nel 2012 il settore Exploration & Production registra una performance record con €7.425 milioni di utile netto adjusted in aumento dell'8,2% rispetto al 2011, trainata dalla ripresa della produzione in Libia.

- La produzione di idrocarburi reported del 2012 è stata di 1.701 mila boe/giorno (+7% su base omogenea) grazie alla ripresa delle attività in Libia e al contributo degli avvii/regimazioni dell'anno, in particolare in Russia e Australia, nonché alle maggiori produzioni in Iraq.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2012 raggiungono il livello record degli ultimi otto anni a 7,17 miliardi di barili, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 111 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è stato del 147% su base omogenea (107% all sources su base omogenea). La vita utile residua delle riserve è di 11,5 anni (12,3 anni nel 2011).

Esplorazione

Il 2012 è stato un anno record per l'attività esplorativa con risorse scoperte pari a 3,64 miliardi di boe, circa sei volte la produzione annua raggiungendo i migliori livelli di sempre, con tempi rapidi di sviluppo e a costi competitivi. L'approccio Eni nella selezione degli obiettivi di crescita, l'applicazione delle nostre avanzate tecnologie e la conoscenza dei bacini core saranno le chiavi per raggiungere i target futuri:

- I numerosi successi registrati in Mozambico nel bacino offshore di Rovuma nell'Area 4 con la scoperta a gas del Mamba Complex hanno consentito di individuare un potenziale esplorativo di 2.115 miliardi di metri cubi di gas in place, confermando l'area come il più grande ritrovamento di sempre della storia Eni. Gli studi geologici evidenziano un'elevata produttività degli attuali pozzi esplorativi che permetterà di produrre l'ampia resource base dell'area attraverso un numero limitato di pozzi conseguendo livelli di elevata efficienza nel progetto.
- Nel Mare di Barents la campagna di appraisal della scoperta Skrugard e la nuova scoperta Havis hanno evidenziato volumi recuperabili stimate in circa 500 milioni di barili al 100% nell'intera licenza PL 532 (Eni 30%).
- Le recenti attività di appraisal della scoperta di Sankofa nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%) in Ghana, confermano l'elevato potenziale dell'area che viene stimato complessivamente in circa 450 milioni di barili di olio in place.
- Importante scoperta a gas nell'onshore del Pakistan con risorse stimate tra 8,5 e 11,5 miliardi di metri cubi di gas in place. Lo sviluppo del giacimento rientra nella strategia di Eni di focalizzazione su asset convenzionali e sinergici.
- Sono state riavviate le attività esplorative onshore in Libia attraverso la perforazione del pozzo esplorativo A1-108/4 che raggiungerà una profondità totale di circa 4.420 metri. Si tratta del primo di una campagna esplorativa onshore che continuerà nel 2013 e che segna un altro passo importante per la ripresa delle attività upstream Eni nel Paese.
- Ulteriori successi esplorativi dell'anno sono stati registrati in Egitto, Congo, Indonesia, Angola, Stati Uniti e Nigeria dove l'immediata disponibilità di infrastrutture consente di ridurre il time-to-market delle risorse scoperte.
- Sono state acquisite licenze esplorative in Paesi ad elevato potenziale quali Kenia, Liberia, Vietnam, Cipro, nell'offshore Russo e di shale gas in Ucraina nonché in aree di consolidata presenza quali Cina, Pakistan, Indonesia e Norvegia.
- Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €1.850 milioni, +52,9% rispetto al 2011, e hanno riguardato il completamento di 60 nuovi pozzi esplorativi (34,1 in quota Eni). Il tasso di successo commerciale è del 40% (40,8% in quota Eni). A fine esercizio risultano 144 pozzi in progress (62 in quota Eni).

Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

- È stato firmato l'accordo per la cessione alla società cinese CNPC della quota del 28,57% della società Eni East Africa, titolare del 70% della partecipazione nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico, per un corrispettivo di \$4.210 milioni. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti autorità. Una volta finalizzata la cessione, CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente la partecipazione del 20% nell'Area 4, mentre Eni attraverso la partecipazione di controllo in Eni East Africa, rimane proprietaria del 50%.
- Finalizzato tra le Contracting Companies dell'FPSA di Karachaganak e le Autorità kazake il settlement agreement per la chiusura del contenzioso in materia di recuperabilità contrattuale dei costi. Per effetto dell'accordo le Contracting Companies hanno ceduto pro-quota a KazMunai-Gaz il 10% del progetto per il corrispettivo netto di \$1 miliardo (\$325 milioni in quota Eni). La quota Eni nell'iniziativa scende dal 32,5% al 29,25%.
- È stato firmato un accordo con Anadarko Petroleum Corporation che consentirà di realizzare in Mozambico un programma di sviluppo coordinato delle attività offshore in comune tra l'Area 4, operata da Eni, e l'Area 1, operata da Anadarko, che include la progettazione e realizzazione congiunta di impianti onshore per la produzione di GNL nel nord del Paese.
- È stato firmato con la compagnia di stato vietnamita PetroVietnam un Memorandum of Understanding per lo sviluppo di opportunità di business in Vietnam e all'estero.
- I partner del Consorzio di Kashagan e le Autorità kazakhe hanno firmato un Settlement Agreement per la revisione del piano di sviluppo (Amendment 4) contenente l'aggiornamento dei costi, l'update della tempistica del progetto e la chiusura dei contenziosi relativi alla recuperabilità dei costi contrattuali e fiscali. L'avvio della produzione commerciale è previsto entro il primo semestre 2013.
- È stato raggiunto un Memorandum d'intesa con le Autorità regionali dello Yamal-Nenets, in Russia, per la realizzazione congiunta di progetti socio-economici e culturali nella regione.
- Sono stati realizzati percorsi formativi nel campo dei Diritti Umani destinati al personale, impegnato in particolare nel campo della sicurezza, presso le realtà operative del Congo e dell'Angola. Il programma ha coinvolto complessivamente circa 900 persone nelle aree di Pointe Noire e Luanda, rispettivamente.
- Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio titoli e di selezione delle opportunità al fine di migliorare il costo di produzione

Eni a vita intera, sono stati ceduti asset in produzione e sviluppo in Italia, Nigeria, Norvegia, Regno Unito e nell'offshore del Golfo del Messico;

- È stato approvato dalle autorità venezuelane il piano di sviluppo del progetto a gas di Perla, localizzato nel Blocco Cardón IV (Eni 50%), nel Golfo di Venezuela. Inoltre nel corso dell'anno sono state sanzionate le ulteriori due fasi sviluppo in programma, con l'obiettivo di raggiungere un plateau stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno.

- Sono stati sanzionati importanti progetti, oltre al già citato giacimento Perla, in particolare in Angola, Congo e Nigeria e altri minori in Italia che contribuiranno con 59 mila boe/giorno di nuova produzione al 2016.

- Sono stati investiti €8.304 milioni nel completamento di importanti progetti di sviluppo (+12,9% rispetto al 2011), in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Congo, Italia, Kazakistan, Angola e Algeria.

- Nel 2012 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €94 milioni (€90 milioni nel 2011).

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. Dal 2009 i prezzi 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 incertezza. 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 vigore¹; 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) l'unità di Ingegneria del Petrolio di sede che verifica i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; (v) 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 25 anni nel settore petrolifero e oltre 15 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.

[1] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

Valutazione indipendente delle Riserve

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione ² 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 indipendenti ³. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e 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 con-

trattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2012 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton ³ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2012 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 33% delle riserve Eni al 31 dicembre 2012 ⁴.

Nel triennio 2010-2012 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2012 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Bouri e Bu Attifel (Libia) e M'Boundi (Congo).

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

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2011	5.940	1.146	7.086
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito ed altro (escluso l'effetto prezzo)	609	406	1.015
Effetto prezzo	(60)	(2)	(62)
Promozioni nette	549	404	953
Cessioni	(212)	(38)	(250)
Produzione	(610)	(13)	(623)
Riserve certe al 31 dicembre 2012	5.667	1.499	7.166
Tasso di rimpiazzo organico ^(a)	(%)		147
Tasso di rimpiazzo all sources ^(a)	(%)		107

(a) Valori al netto dell'effetto del coefficiente di conversione del gas aggiornato nel 2012 in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,43 barili.

Nel 2012 le promozioni nette a riserve certe di 953 milioni di boe, che includono l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas (40 milioni di boe), sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime (+576 milioni di boe) in particolare in Venezuela, Kazakhstan, Nigeria ed Egitto; (ii) nuove scoperte, estensioni e altro (+349 milioni di boe), in particolare in Venezuela, Kazakhstan e Angola; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+28 milioni di boe) in particolare in Algeria e Nigeria.

Si evidenzia che nonostante la conferma del prezzo del marker Brent a 111 \$/barile, le promozioni scontano un effetto prezzo negativo di 62 milioni di boe dovuto a variazioni dei prezzi di greggi e gas equity che influenzano i meccanismi di PSA e contratti di servizio e la valutazione di economicità delle code di produzione.

Le cessioni dell'anno risultano pari a 250 milioni di boe e sono riferite principalmente alle operazioni di disinvestimento in Snam (in particolare con la dismissione di 139 milioni di boe di riserve di Stogit) e in Galp (-38 milioni di boe) (per ulteriori informazioni v. il capitolo "Dismissioni"). Inoltre si rileva la cessione di una quota in Karachaganak (-48 milioni di boe, per maggiori approfondimenti si rimanda al paragrafo "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Karachaganak") e di altri asset minori (-25 milioni di boe).

Escludendo l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, il tasso di rimpiazzo organico ⁵ è pari al 147%. Il tasso di rimpiazzo all sources è stato del 107% su base omogenea. La vita utile residua delle riserve è pari a 11,5 anni (12,3 anni nel 2011).

[2] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott.

[3] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2012.

[4] Inclusive le riserve delle società in joint venture e collegate.

[5] Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (al netto delle cessioni e acquisizioni dell'anno) e la produzione dell'anno. Il tasso di rimpiazzo all sources 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 non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2012 ammontano a 3.650 milioni di boe (che includono l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas pari a 20 milioni di boe), di cui 1.544 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Kazakhstan e 328 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa, Russia e Venezuela. Le società consolidate detengono riserve certe non sviluppate per 1.322 milioni di barili di liquidi e 148 miliardi di metri cubi di gas naturale.

Nel 2012 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 334 milioni di boe a seguito di approvazioni di nuovi progetti essenzialmente in Venezuela, Angola e Congo (circa 438 milioni di boe) e per la restante parte per revisioni positive e negative di tipo tecnico, contrattuale, effetto prezzo e operazioni di portafoglio. Durante il 2012, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 227 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Samburskoye (Russia), CAFC e MLE (Algeria), Seth (Egitto), Marulk e Tyrihans (Norvegia), M'Boundi (Congo), Clochas (Angola), Zubair (Iraq) e Nikaitchuq (Stati Uniti).

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa €1,9 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione quali l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni da parte di compagnie di Stato e altre agenzie

governative, la firma dei contratti gas, l'accordo con i partner in joint venture. Eni valuta circa 1,1 miliardi di boe di riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni, concentrate principalmente in: (i) Kazakhstan nel giacimento di Kashagan (circa 0,6 miliardi di boe) dove le attività di sviluppo sono in corso e lo start-up è previsto entro il primo semestre del 2013 (per maggiori approfondimenti si rimanda al paragrafo "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Kashagan", dove è descritto lo stato di avanzamento del progetto); (ii) alcuni giacimenti a gas in Libia (0,27 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvisi in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; (iii) altri progetti tra cui un asset a gas in Siberia dove le attività di sviluppo sono in corso.

Impegni contrattuali di fornitura

Eni vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili.

Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 431 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Australia, Egitto, Libia, Nigeria, Norvegia e Russia.

I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa il 72% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

Riserve certe di petrolio e gas naturale ^(a)									
	2010			2011			2012		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Società consolidate									
Italia	248	74.877	724	259	70.520	707	227	46.201	524
<i>Sviluppate</i>	183	58.379	554	184	55.989	540	165	37.512	406
<i>Non sviluppate</i>	65	16.498	170	75	14.531	167	62	8.689	118
Resto d'Europa	349	39.659	601	372	40.360	630	351	37.317	591
<i>Sviluppate</i>	207	31.220	405	195	28.156	374	180	26.184	349
<i>Non sviluppate</i>	142	8.439	196	177	12.204	256	171	11.133	242
Africa Settentrionale	978	175.767	2.096	917	175.303	2.031	904	157.418	1.915
<i>Sviluppate</i>	656	87.789	1.215	622	86.929	1.175	584	77.013	1.080
<i>Non sviluppate</i>	322	87.978	881	295	88.374	856	320	80.405	835
Africa Sub-Sahariana	750	60.239	1.133	670	55.186	1.021	672	58.341	1.048
<i>Sviluppate</i>	533	43.884	812	483	40.699	742	456	40.477	716
<i>Non sviluppate</i>	217	16.355	321	187	14.487	279	216	17.864	332
Kazakhstan	788	53.063	1.126	653	46.642	950	670	57.701	1.041
<i>Sviluppate</i>	251	45.893	543	215	41.917	482	203	39.686	458
<i>Non sviluppate</i>	537	7.170	583	438	4.725	468	467	18.015	583
Resto dell'Asia	139	24.664	295	106	19.405	230	82	15.925	184
<i>Sviluppate</i>	39	15.856	139	34	14.958	129	41	10.538	108
<i>Non sviluppate</i>	100	8.808	156	72	4.447	101	41	5.387	76
America	134	15.002	230	132	16.699	238	154	12.709	236
<i>Sviluppate</i>	62	12.211	141	92	10.887	162	109	9.453	170
<i>Non sviluppate</i>	72	2.791	89	40	5.812	76	45	3.256	66
Australia e Oceania	29	15.393	127	25	17.103	133	24	16.197	128
<i>Sviluppate</i>	20	15.268	117	25	13.909	112	24	13.003	107
<i>Non sviluppate</i>	9	125	10		3.194	21		3.194	21
Totale società consolidate	3.415	458.664	6.332	3.134	441.218	5.940	3.084	401.809	5.667
<i>Sviluppate</i>	1.951	310.500	3.926	1.850	293.444	3.716	1.762	253.866	3.394
<i>Non sviluppate</i>	1.464	148.164	2.406	1.284	147.774	2.224	1.322	147.943	2.273
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa					50			2	
<i>Sviluppate</i>					3			2	
<i>Non sviluppate</i>					47				
Africa Settentrionale	19	696	23	17	568	21	17	460	20
<i>Sviluppate</i>	18	627	22	16	498	19	17	460	20
<i>Non sviluppate</i>	1	69	1	1	70	2			
Africa Sub-Sahariana	6	3.339	28	22	9.580	83	16	10.007	81
<i>Sviluppate</i>	4	107	5	4	108	4			
<i>Non sviluppate</i>	2	3.232	23	18	9.472	79	16	10.007	81
Resto dell'Asia	44	43.030	317	110	85.880	656	114	86.183	668
<i>Sviluppate</i>	5	6.051	43		665	5	8	11.388	82
<i>Non sviluppate</i>	39	36.979	274	110	85.215	651	106	74.795	586
America	139	627	143	151	37.015	386	119	95.006	730
<i>Sviluppate</i>	25	173	26	25	237	26	19	164	20
<i>Non sviluppate</i>	114	454	117	126	36.778	360	100	94.842	710
Totale società in joint venture e collegate	208	47.692	511	300	133.093	1.146	266	191.658	1.499
<i>Sviluppate</i>	52	6.958	96	45	1.511	54	44	12.014	122
<i>Non sviluppate</i>	156	40.734	415	255	131.582	1.092	222	179.644	1.377
Riserve certe di petrolio e gas naturale	3.623	506.356	6.843	3.434	574.311	7.086	3.350	593.467	7.166
<i>Sviluppate</i>	2.003	317.458	4.022	1.895	294.955	3.770	1.806	265.880	3.516
<i>Non sviluppate</i>	1.620	188.898	2.821	1.539	279.356	3.316	1.544	327.587	3.650

(a) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio). Per ulteriori informazioni v. il paragrafo "Criteri di valutazione" delle Note al bilancio consolidato.

Produzione

Nel 2012 la produzione di idrocarburi reported è stata di 1,701 milioni di boe/giorno calcolata sulla base del coefficiente di conversione del gas aggiornato in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,43 barili a partire dal 1° luglio 2012. Su base omogenea, escludendo cioè gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione è aumentata del 7% rispetto al 2011. La performance è stata sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia, dagli avvii/regimazioni di nuovi giacimenti in Russia e Australia, nonché dalle maggiori produzioni in Iraq. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori produzioni nel Regno Unito a seguito dell'incidente occorso nel giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) operato da altra Oil Major, dagli eventi di forza maggiore in Nigeria e dai declini dei giacimenti maturi. La quota di produzione estera è stata dell'89% (88% nel 2011).

La produzione di petrolio (882 mila barili/giorno) è aumentata di 37 mila barili/giorno, pari al 4,4%. I principali driver sono stati il ramp-up della produzione libica e la maggiore produzione in particolare in: (i) Australia, a seguito della regimazione del giacimento offshore Kitan (Eni operatore con il 40%); (ii) Iraq, con la produzione incrementale del giacimento Zubair (Eni 32,8%). Le riduzioni sono state registrate nel Regno Unito e in Nigeria, per i motivi sopra citati, nonché dai declini produttivi, in particolare in Angola.

La produzione di gas naturale (127 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 11 milioni di metri cubi/giorno, pari al 9,5%. La crescita è stata trainata principalmente dal ramp-up delle produzioni libiche e dagli start-up in: (i) Russia, con il giacimento Samburskoye (Eni 29,4%) attraverso l'avvio dei primi due treni di trattamento e con un livello produttivo stimato in 95 mila boe/giorno (28 mila in quota Eni); (ii) Egitto, con il giacimento Seth nella concessione offshore di Ras el Barr (Eni 50%). Il plateau produttivo è stimato in 4,8 milioni di metri cubi di gas/giorno (circa 11 mila boe/giorno in quota Eni). Tali fattori positivi sono

stati parzialmente compensati dalle minori produzioni nel Regno Unito e dai problemi tecnici negli Stati Uniti.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 598,7 milioni di boe. La differenza di 23,9 milioni di boe rispetto alla produzione di 622,6 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (25,5 milioni di boe). La produzione venduta di petrolio e condensati (325,4 milioni di barili) è stata destinata per circa il 57% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 25% destinate alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (42,5 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 29% al settore Gas & Power.

Nel 2012 si registra un trend in aumento rispetto all'anno precedente per i volumi sversati in seguito ad incidenti e ad atti di sabotaggio e terrorismo (+5,6% e +9,5%, rispettivamente). Gli oil spill dovuti a sabotaggio/terrorismo sono concentrati essenzialmente in Nigeria mentre i volumi sversati a seguito di incidenti sono registrati principalmente in Congo, Egitto e Nigeria. Eni continua a monitorare le proprie attività produttive e ad avviare tutte le misure necessarie per una gestione sempre più efficiente delle operazioni: gli oil spill da incidenti sul totale produzione registrano una riduzione del 4,4% rispetto al 2011 e la spesa per la prevenzione degli oil spill è raddoppiata nel 2012, superando €30 milioni.

Pozzi produttivi

Nel 2012 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.512 (3.213,1 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 5.927 (2.037,8 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 2.585 (1.175,3 in quota Eni). Nella tabella seguente sono riportati il numero dei pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Pozzi produttivi ^(a)

(numero)	2012			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	242,0	196,1	621,0	536,6
Resto d'Europa	460,0	69,7	180,0	89,2
Africa Settentrionale	1.447,0	702,3	154,0	59,2
Africa Sub-Sahariana	2.858,0	542,2	383,0	27,6
Kazakhstan	102,0	29,1		
Resto dell'Asia	642,0	404,1	889,0	336,6
America	169,0	90,5	344,0	122,8
Australia e Oceania	7,0	3,8	14,0	3,3
	5.927,0	2.037,8	2.585,0	1.175,3

(a) Include 2.203 (747,7 in quota Eni) 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.

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)
Società consolidate	2010			2011			2012		
Italia	61	19,1	183	64	19,1	186	63	19,7	189
Resto d'Europa	121	15,9	222	120	15,2	216	95	13,0	178
Croazia		1,3	8		0,9	5		0,7	5
Norvegia	74	7,7	123	80	8,0	131	74	8,2	126
Regno Unito	47	6,9	91	40	6,3	80	21	4,1	47
Africa Settentrionale	297	47,2	597	204	35,8	432	267	48,8	581
Algeria	74	0,5	77	69	0,5	72	71	1,1	78
Egitto	96	21,4	232	91	22,7	236	88	22,8	235
Libia	116	24,7	273	36	12,0	112	101	24,4	258
Tunisia	11	0,6	15	8	0,6	12	7	0,5	10
Africa Sub-Sahariana	318	12,5	397	275	14,3	366	245	15,1	343
Angola	110	0,9	115	92	0,9	98	78	1,0	85
Congo	98	1,9	110	87	3,4	108	82	3,4	104
Nigeria	110	9,7	172	96	10,0	160	85	10,7	154
Kazakhstan	65	6,7	108	64	6,5	106	61	6,3	102
Resto dell'Asia	47	12,3	125	33	11,4	106	41	11,1	112
Cina	6	0,2	7	7	0,1	8	8	0,1	9
India	1	1,0	8		0,6	4		0,3	2
Indonesia	1	1,9	13	1	1,6	12	1	1,7	12
Iran	21		21	6		6	3		3
Iraq	5		5	7		7	18		18
Pakistan	1	9,2	59	1	9,1	58	1	8,8	57
Turkmenistan	12		12	11		11	10	0,2	11
America	60	11,2	132	55	9,5	115	72	8,1	124
Ecuador	11		11	7		7	25		25
Stati Uniti	49	9,4	109	48	7,9	98	47	6,4	88
Trinidad e Tobago		1,8	12		1,6	10		1,7	11
Australia e Oceania	9	2,7	26	11	2,8	28	18	2,9	37
Australia	9	2,7	26	11	2,8	28	18	2,9	37
	978	127,6	1.790	826	114,6	1.555	862	125,0	1.666
Società in joint venture e collegate									
Angola	3		3	3	0,1	4	2	0,1	2
Brasile				1		1	2		2
Indonesia	1	0,8	6	1	0,7	6	1	0,7	6
Russia							2	1,5	11
Tunisia	4	0,2	5	5	0,2	6	4	0,2	5
Venezuela	11		11	9		9	9		9
	19	1,0	25	19	1,0	26	20	2,5	35
Totale	997	128,6	1.815	845	115,6	1.581	882	127,5	1.701
Totale al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas	-	-	1.815	-	-	1.581	-	-	1.692

(a) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio).

(b) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (10,9, 9,1 e 9 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2012, 2011 e 2010).

Attività di drilling

Esplorazione

Nel 2012 sono stati ultimati 60 nuovi pozzi esplorativi ⁶ (34,1 in quota Eni), a fronte dei 56 (28 in quota Eni) del 2011 e dei 47 (23,8 in quota Eni) del 2010.

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 40% (40,8% in quota Eni) a fronte del 42% (38,6% in quota Eni) del 2011 e del 41% (39% in quota Eni) nel 2010.

Sviluppo

Nel 2012 sono stati ultimati 351 nuovi pozzi di sviluppo (163,6 in quota Eni), a fronte dei 407 (186,1 in quota Eni) del 2011 e dei 399 (178 in quota Eni) del 2010.

È attualmente in corso la perforazione di 109 pozzi di sviluppo (36,9 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								
(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
	2010		2011		2012		2012	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia		0,5			1,0		5,0	3,4
Resto d'Europa	1,7	1,1	0,3	0,7	1,0	1,0	19,0	7,2
Africa Settentrionale	9,3	8,1	6,2	3,4	6,3	11,3	17,0	11,7
Africa Sub-Sahariana	2,3	4,7	0,6	2,6	4,5	5,1	57,0	24,2
Kazakhstan						0,8	8,0	1,4
Resto dell'Asia	1,0	2,8	0,2	7,6	0,5	0,6	27,0	11,2
America		6,3	2,5			0,1	10,0	2,4
Australia e Oceania	1,0	0,4		1,4		0,4	1,0	0,5
	15,3	23,9	9,8	15,7	13,3	19,3	144,0	62,0

Perforazione di sviluppo								
(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress	
	2010		2011		2012		2012	
	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia	23,9	1,0	25,3		18,0	1,0	3,0	2,6
Resto d'Europa	2,9	0,2	3,3	0,3	2,9	0,6	9,0	1,8
Africa Settentrionale	44,3	0,3	55,9	1,1	46,0	1,6	19,0	8,1
Africa Sub-Sahariana	28,0	2,5	28,2	1,0	27,4	0,3	19,0	4,4
Kazakhstan	1,8		1,3		1,4		16,0	2,9
Resto dell'Asia	41,7	1,8	39,2	2,5	41,2	0,1	36,0	14,2
America	27,6	0,5	27,6		23,1		7,0	2,9
Australia e Oceania	1,5		0,4					
	171,7	6,3	181,2	4,9	160,0	3,6	109,0	36,9

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

(c) 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.

Superfici

Al 31 dicembre 2012 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.072 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 43 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 251.170 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 40.939 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 210.231 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2012 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisizione di nuovi titoli, principalmente in Cina, Indonesia, Kenia, Liberia, Norvegia, Pakistan e Ucraina per una superficie di circa 51.000 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di alcune licenze in Algeria, Australia, Egitto, India, Irlanda, Nigeria, Timor Leste, Stati Uniti, Regno Unito e Pakistan per circa 22.000 chilometri quadrati e (iii) dall'uscita totale da Brasile e Mali, per circa 22.000 chilometri quadrati.

(6) Sono inclusi i pozzi temporaneamente sospesi in attesa di valutazione.

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2011		31 dicembre 2012					Totale Sup. netta ^(a)
	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	
EUROPA	26.023	288	17.191	27.199	44.390	11.150	16.273	27.423
Italia	16.872	151	10.847	11.438	22.285	9.011	8.545	17.556
Resto d'Europa	9.151	137	6.344	15.761	22.105	2.139	7.728	9.867
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	2.335	52	2.264	6.226	8.490	346	2.330	2.676
Polonia	1.968	3		1.968	1.968		1.968	1.968
Regno Unito	1.014	65	2.055	647	2.702	776	138	914
Ucraina	45	12	50	3.840	3.890	30	1.911	1.941
Altri Paesi	2.802	3		3.080	3.080		1.381	1.381
AFRICA	137.220	287	64.075	192.079	256.154	19.891	122.905	142.796
Africa Settentrionale	30.532	119	31.988	17.691	49.679	14.066	7.324	21.390
Algeria	9.065	41	2.640	1.158	3.798	1.071	161	1.232
Egitto	5.898	57	4.937	7.845	12.782	1.771	2.819	4.590
Libia	13.295	10	17.947	8.688	26.635	8.950	4.344	13.294
Tunisia	2.274	11	6.464		6.464	2.274		2.274
Africa Sub-Sahariana	106.688	168	32.087	174.388	206.475	5.825	115.581	121.406
Angola	6.218	78	4.804	20.037	24.841	636	5.443	6.079
Congo	5.020	26	1.835	7.681	9.516	1.027	4.008	5.035
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.885	2		5.144	5.144		1.885	1.885
Kenia		3		35.724	35.724		35.724	35.724
Liberia		3		8.145	8.145		2.036	2.036
Mozambico	9.502	1		12.956	12.956		9.069	9.069
Nigeria	8.491	41	25.448	10.838	36.286	4.162	3.484	7.646
Repubblica Democratica del Congo	263	1		478	478		263	263
Togo	6.192	2		6.192	6.192		6.192	6.192
Altri Paesi	61.502	5		59.578	59.578		39.862	39.862
ASIA	55.284	73	17.126	101.554	118.680	5.778	52.264	58.042
Kazakhstan	880	6	324	4.609	4.933	95	774	869
Resto dell'Asia	54.404	67	16.802	96.945	113.747	5.683	51.490	57.173
Cina	5.365	11	200	10.456	10.656	39	10.456	10.495
India	9.206	11	206	16.546	16.752	109	6.099	6.208
Indonesia	17.719	13	1.735	28.490	30.225	656	19.078	19.734
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Iraq	352	1	1.074		1.074	352		352
Pakistan	9.289	19	8.430	20.210	28.640	2.478	8.055	10.533
Russia	1.469	4	3.501	1.495	4.996	1.029	440	1.469
Timor Leste	6.740	2		5.148	5.148		4.118	4.118
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	10.209	409	4.571	14.180	18.751	3.074	6.001	9.075
Brasile	795							
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Stati Uniti	5.123	393	1.826	6.206	8.032	925	3.707	4.632
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	914	6	378	2.427	2.805	98	968	1.066
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	25.685	15	1.980	23.102	25.082	1.046	12.788	13.834
Australia	25.647	14	1.980	22.338	24.318	1.046	12.750	13.796
Altri Paesi	38	1		764	764		38	38
Totale	254.421	1.072	104.943	358.114	463.057	40.939	210.231	251.170

(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 attività hanno riguardato prevalentemente azioni di manutenzione ordinaria e ottimizzazione di impianti e giacimenti esistenti. In Val d'Agri (Eni 60,77%) prosegue l'attività volta a finalizzare il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata nel 1998; a fine anno sono iniziati i lavori per l'installazione di una nuova linea di trattamento gas per arrivare alla capacità produttiva di 104 mila barili/giorno.

Le altre principali attività hanno riguardato: (i) attività di ottimizzazione della produzione sui campi di Antonella, Barbara, Basil, Brenda, Gela, Naomi & Pandora e Porto Corsini; (ii) attività di upgrading dei sistemi di compressione degli idrocarburi sulle piattaforme produttive del giacimento Barbara; (iii) l'allacciamento alle facility produttive presenti del pozzo di Colle Sciarra (Eni 50%).

Nell'ambito degli accordi siglati con gli enti locali nell'area di Ravenna, proseguono i progetti per la preservazione dell'ecosistema in particolare nelle Valli di Comacchio nel Parco del Delta del Po.

Nell'ambito delle iniziative di efficienza energetica, sono state studiate iniziative volte all'applicazione di tecnologie innovative, tra cui: (i) la tecnologia Organic Rankine Cycle (ORC) per aumentare l'efficienza delle centrali di compressione gas con risparmio di emissioni di CO₂, di cui è prevista una realizzazione presso la centrale di Fano; e (ii) l'ottimizzazione del processo di refrigerazione del GNL, oggetto di brevetto Eni, che permette aumenti dell'efficienza complessiva.

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nella licenza PL 532 (Eni 30%), con la campagna di appraisal del potenziale minerario della scoperta a olio e gas di Skrugard e con la nuova scoperta del giacimento a olio e gas Havis. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono attualmente stimate in circa 500 milioni di barili al 100% e saranno oggetto di un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente; (ii) nella licenza PL 533 (Eni 40%), con la scoperta a gas e condensati di Salina.

Sono state acquisite quattro licenze esplorative: (i) la PL 091D con la quota del 7,9% nel Mare di Norvegia; (ii) la PL 697 (Eni 65%, operatore), PL 657 (Eni 80%, operatore) e PL 696 (Eni 30%) nel Mare di Barents. Nell'aprile 2012 Eni ha sottoscritto con la società Solveig Gas Norway AS un accordo per la cessione della partecipazione nella Gassled JV (Eni 1,43%), un sistema di gasdotti e di terminal per il trasporto di gas naturale. La cessione si è perfezionata alla fine dell'anno, per un prezzo pari a circa €130 milioni.

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Lo start-up produttivo è atteso nel 2014, con una produzione a regime di circa 100 mila barili/giorno. Nel corso del 2012 è stato completato l'emergency oil spill preparedness program attraverso il coinvolgimento di tutti gli stakeholder dell'area con la verifica di tutte le fasi di risposta ad una fuoriuscita di petrolio. Il test ha coinvolto l'operatore Eni, il partner dell'iniziativa e l'autorità norvegese del Clean Seas (NOFO) nonché altro personale e risorse del settore pubblico e privato. In particolare sono stati elaborati e testati metodi di pulizia della costa, sviluppate metodologie

di intervento rapido anche mediante mezzi navali abitualmente utilizzati per la pesca. I risultati hanno evidenziato come il progetto Goliat dispone di un sistema d'avanguardia per la gestione di oil spill, in termini di organizzazione, consolidamento dell'apparato di emergenza e sviluppo di attrezzature e tecnologie. Le Autorità norvegesi hanno riconosciuto tale progetto come standard di riferimento per tutti i futuri progetti di sviluppo nell'Artico.

Regno Unito Nel corso del 2012 è stato siglato un accordo per la cessione degli asset in sviluppo/produzione di Mariner (Eni 20%), Andrew (Eni 16,21%), Kinnoul (Eni 16,67%), Flotta Catchment Area (Eni 20%) e altri minori. Alla fine dell'anno è stata perfezionata la cessione del giacimento Mariner. La completion date relativa agli altri asset è prevista nel corso del 2013. Gli accordi raggiunti rientrano nella strategia Eni di ottimizzazione del portafoglio titoli del Paese.

Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il giacimento a gas e condensati di Jasmine (Eni 33%) con le attività di costruzione delle facility produttive e di trattamento. Lo start-up produttivo è atteso entro la fine del 2013; (ii) il giacimento West Franklin (Eni 21,9%) con la costruzione delle piattaforme produttive e pipeline di collegamento alle facility di trattamento presenti nell'area.

Nel corso del 2012 è stato risolto l'incidente causato da una fuoriuscita di gas durante lo svolgimento di operazioni di pozzo presso il giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) localizzato nel Mare del Nord inglese e operato da altra compagnia petrolifera internazionale. Il giacimento è in shut down da fine marzo e il riavvio della produzione è avvenuto nel corso del primo trimestre 2013. L'impatto sulla produzione dell'anno è stimato in circa 7 milioni di barili.

Africa Settentrionale

Algeria È stata avviata la produzione del giacimento MLE (Eni 75%) nell'ambito del programma di sviluppo congiunto con il giacimento CAFCA. È in marcia un impianto di trattamento gas con una capacità produttiva ed export giornalieri di 9 milioni di metri cubi di gas, 15.000 barili di olio e condensato e 12.000 barili di GPL. Sono state realizzate quattro pipeline per l'esportazione collegate al network del Paese.

Proseguono le attività del progetto CAFCA oil. Il programma di sviluppo prevede la costruzione di un impianto per il trattamento dell'olio che sfrutterà le sinergie con gli impianti di produzione di MLE. Lo start-up è atteso nel 2015. Il progetto congiunto MLE-CAFCA prevede il raggiungimento di un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2016.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con le scoperte a olio di BLNE-2 e BMSW-1 in prossimità del giacimento Bayim (Eni 100%), entrambi allacciati alle facility presenti nell'area; (ii) nel Delta del Nilo (Eni 50%) con le scoperte offshore a gas di Ha'py-12, Taurt North-1, Seth South-1, Plio-1C e onshore a gas di El Qara N-2; (iii) nella development lease di Meleiha (Eni 56%) con le scoperte a olio di Rosa North-1X e di Emry Deep 1X e 4X. Il giacimento Emry Deep è stato avviato nel corso dell'anno con una produzione di circa 18 mila barili/giorno (circa 6 mila in quota Eni); e (iv) nella development lease di West Razzak (Eni 80%) con la scoperta a olio di Aghar NN-1X. Tutte le recenti scoperte sono caratte-

rizzate da un rapido time-to-market e in linea con la strategia Eni di focalizzazione su asset convenzionali e sinergici.

Nel corso del 2012 è stata avviata la produzione del giacimento a gas di Seth trattata dall'impianto onshore di El Gamil, nella concessione offshore di Ras el Barr (Eni 50%). Il plateau produttivo è stimato in 4,8 milioni di metri cubi/giorno (pari a circa 11 mila boe/giorno in quota Eni). È stato potenziato nel corso dell'anno il sistema di water injection del giacimento Belayim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario. Il livello di acqua reiniettata è del 99% pari a 27 mila metri cubi/giorno. Proseguono le attività di perforazione di pozzi di infilling.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato: (i) il potenziamento della capacità di compressione dell'impianto di El Gamil e di Abu Madi a supporto della produzione dell'area; (ii) il completamento con conseguente start-up di un impianto ibrido fossile/solare nel giacimento di Aghar nella development lease di West Razzak. La tecnologia, frutto di un brevetto Eni, permette il risparmio di combustibile durante le operazioni di produzione di petrolio attraverso l'utilizzo in parallelo di pannelli fotovoltaici.

Africa Sub-Sahariana

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore), con la scoperta a olio di Vandumbu 1, primo pozzo di commitment del secondo periodo esplorativo; (ii) nel Blocco 2 (Eni 20%), con la perforazione del pozzo Etele Tampa 7, mineralizzato a gas e condensati.

È stata avviata la produzione del progetto Kizomba satelliti-fase 1, nelle Development Area dell'ex Blocco 15 (Eni 20%). Il picco produttivo di 72 mila barili/giorno (12 mila in quota Eni) è atteso nel 2013. Nel corso del 2012 sono stati sanzionati tre progetti di sviluppo: (i) la seconda fase di sviluppo del progetto Kizomba satelliti. Le attività prevedono la messa in produzione di ulteriori tre scoperte attraverso il collegamento all'esistente FPSO. Lo start-up è atteso nel 2015; (ii) il progetto Mafumeira nell'Area A del Blocco 0 (Eni 9,8%). Proseguono le attività di sviluppo, con start-up previsto nel 2015; (iii) la scoperta Lianzi (Eni 10%).

Nell'ambito delle attività di riduzione del flaring gas nel Blocco 0, sono proseguite le attività sul giacimento di Nemba nell'Area B, con completamento atteso nel 2014 e una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le altre attività hanno riguardato l'installazione del secondo treno di compressione sulla piattaforma del giacimento Nemba nell'Area B.

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 oltre a 50 mila barili/giorno di condensati e GPL. Il progetto, approvato dalle competenti autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. L'inizio delle esportazioni è previsto nel corso del 2013. Nel corso dell'anno è stato raggiunto un nuovo accordo tra i partner dell'iniziativa e le Autorità locali per la commercializzazione del GNL sul mercato asiatico ed europeo.

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco offshore Marine XII (Eni 65%, operatore) con la scoperta a gas Nene Marine 1, confermando l'elevato potenziale dell'area.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, opera-

to) attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato nell'ottica dello zero gas flaring nel 2013. Il gas è venduto con contratti long-term alle centrali elettriche presenti nell'area tra cui la CEC Centrale Electricque du Congo (Eni 20%) con una produzione di 300 MW. Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. Nel 2012 le forniture contrattuali di M'Boundi sono state pari a circa 3 milioni di metri cubi/giorno (circa 17 mila boe/giorno in quota Eni).

Nel 2012 è stato sanzionato il progetto di sviluppo del giacimento a gas e condensati di Litchendjili nel Blocco Marine XII. Il progetto prevede l'installazione di una piattaforma produttiva, la realizzazione delle facility di trasporto e dell'impianto di trattamento onshore. La produzione del giacimento alimenterà la centrale elettrica CEC.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato interventi di ottimizzazione sui giacimenti operati di Foukanda e di Mwafi (Eni 65%). L'utilizzo delle avanzate tecniche di recupero Eni hanno consentito di raggiungere un incremento produttivo in entrambe le aree. Nel corso dell'anno è stato avviato il social project integrato Hinda per la riabilitazione e la costruzione di scuole e ambulatori, la costruzione di infrastrutture per la gestione e l'approvvigionamento di acqua e la realizzazione di un centro di formazione per l'agricoltura.

Ghana L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni 47,22%, operatore) con: (i) il pozzo Sankofa East-1X, prima scoperta commerciale a olio nell'area, che ha prodotto circa 5 mila barili/giorno di ottima qualità in fase di test; (ii) il pozzo di appraisal Sankofa East-2A, che ha confermato l'elevato potenziale dell'area anche nella parte occidentale. Si stima il potenziale complessivo della scoperta Sankofa in circa 450 milioni di barili di olio in place con risorse recuperabili fino a 150 milioni di barili. Sono stati avviati studi per un rapido sviluppo commerciale.

Nel luglio 2012 Eni e gli altri partner della licenza OCPT hanno firmato un Memorandum of Understanding con il Ministero dell'Energia del Paese per lo sviluppo e la commercializzazione delle riserve a gas scoperte nell'area. In particolare, una delle linee guida di sviluppo comprenderà il mercato domestico del gas, settore in crescita e rispetto al quale Eni e gli altri partner intendono rivestire un ruolo trainante.

Proseguono le attività a sostegno delle comunità locali. Le iniziative in corso riguardano: lo sviluppo economico con programmi rivolti alle donne e ai giovani; miglioramento delle condizioni sanitarie con particolare riferimento alla popolazione infantile.

Mozambico Nel marzo 2013 è stato firmato l'accordo per la cessione alla società cinese CNPC della quota del 28,57% della società Eni East Africa, titolare del 70% della partecipazione nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico, per un corrispettivo di \$4.210 milioni. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti autorità. Una volta finalizzata la cessione, CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente la partecipazione del 20% nell'Area 4, mentre Eni attraverso la partecipazione di controllo in Eni East Africa, rimane proprietaria del 50%.

Contestualmente Eni e CNPC hanno firmato un Joint Study Agreement per lo sviluppo del blocco a shale gas denominato Rongchang, che si estende per circa 2.000 chilometri quadrati nel Sichuan Basin, in Cina. Quest'area è ad oggi la più promettente nel Paese.

Nel 2012 nell'ambito della campagna di esplorazione e appraisal di Mamba sono stati conseguiti nuovi, importanti successi esplorativi con le scoperte mineralizzate a gas di Mamba Sud 2, Mamba Nord 1, Mamba Nord Est 1 e 2 nonché Coral 1 e 2 nell'Area 4. Queste ultime scoperte di Mamba Nord Est e Coral rivestono particolare importanza in quanto hanno individuato nuovi livelli di reservoir indipendenti da quelli sinora perforati con i pozzi di Mamba, e contenuti esclusivamente nell'Area 4. Complessivamente i pozzi di scoperta hanno dimostrato l'esistenza di accumuli di gas che si stima possano raggiungere 2.115 miliardi di metri cubi di gas in place. La FID è attesa nel 2014.

Nuovo successo esplorativo a gas è stato registrato a inizio 2013 con il pozzo di delineazione di Coral 3. La nuova scoperta conferma il potenziale dell'area operata da Eni. Le produttività dei pozzi Coral sono risultate eccellenti.

Eni ha in programma la perforazione di un ulteriore pozzo di delineazione, Mamba Sud 3, prima di avviare una nuova campagna esplorativa nella parte meridionale dell'Area 4.

Nel dicembre 2012 Eni ha firmato un accordo con Anadarko Petroleum Corporation che consentirà di realizzare un programma di sviluppo coordinato delle attività offshore in comune tra l'Area 4 e l'Area 1, operata da Anadarko. Inoltre, le due compagnie hanno pianificato la progettazione e realizzazione congiunta di impianti onshore per la produzione di GNL nel nord del Paese.

Sono state individuate alcune tematiche di intervento locale quali la pubblica istruzione, la salute, lo sviluppo socio-economico e l'ambiente, e sono in corso studi di fattibilità per l'implementazione dei progetti. È stato prima avviato un programma di reclutamento di 45 neolaureati dell'università del Mozambico selezionati per due anni di formazione in Italia e più recentemente, nel novembre 2012, è stata avviata una seconda campagna di selezione per un'ulteriore iniziativa formativa da svolgersi nel corso del 2013.

Nigeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nell'OPL 282 (Eni 90%) con il pozzo di Tinpa 1 mineralizzato a olio; (ii) nell'OPL 2009 (Eni 49%) con i pozzi a olio di Afiando 1 e 2.

Nel corso dell'anno è stata completata la cessione della partecipazione del 5% nei blocchi in produzione OML 30, 34 e 40 in linea con la strategia Eni di ottimizzazione del portafoglio di asset e di una crescita selettiva degli investimenti.

Nel service contract OML 119 è avvenuto lo start-up della Phase 2A, con una produzione di picco di 15 mila barili/giorno.

Nell'ambito di alcuni Memorandum of Understanding siglati con le comunità del Delta del Niger, sono stati completati alcuni progetti con l'obiettivo di migliorare l'accesso ai servizi sanitari e di educazione, iniziative nel campo dell'agricoltura e la realizzazione di infrastrutture a sostegno dello sviluppo locale. In particolare, sono stati ultimati: (i) nove progetti di riabilitazione di scuole e strutture educative per 25 comunità; (ii) otto progetti per favorire l'accesso all'acqua potabile attraverso l'installazione di infrastrutture presso 13 comunità; e (iii) quindici progetti per la fornitura di energia elettrica. Le attività proseguono con l'obiettivo di raggiungere 22 comunità locali.

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), proseguono le principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny. È in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,8 milioni di metri cubi/giorno di feed gas per vent'anni per l'alimentazione del sesto treno dell'impianto. In fase di completamento la

flowstation di Ogbainbiri che contribuirà a mantenere la fornitura di 8,8 milioni di metri cubi/giorno di gas al quarto e quinto treno. Il programma di flaring down nell'area prosegue con il completamento dell'upgrading della flowstation del giacimento Idu, con una riduzione di gas flared pari a 1,4 milioni di metri cubi/giorno. Nel Blocco OML 28 (Eni 5%) continua la campagna di drilling nell'ambito del progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie. Il piano di sviluppo prevede la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny attraverso 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.

Sono proseguite le attività di sviluppo del progetto Abo-Fase 3 nel Blocco OML 125 (Eni 85%, operatore). Lo start-up è atteso nel 2013. 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 NAOJ JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura pari a circa 80 milioni di metri cubi/giorno (circa 7,6 milioni in quota Eni equivalenti a circa 49 mila boe/giorno). 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.

Kazakhstan

Kashagan Eni partecipa con il 16,81% nel consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCPSA) 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.

Le operazioni di esplorazione, sviluppo e sfruttamento del giacimento di Kashagan, e delle altre scoperte effettuate nell'area contrattuale, sono 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 kazako un significativo ruolo nella gestione operativa.

Le responsabilità dell'Operatore sono assegnate alla società North Caspian Operating Company (NCO) 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, in caso di approvazione, della parte onshore della successiva fase di sviluppo (Fase 2) del giacimento.

Il 23 maggio 2012 i partner del Consorzio e le Autorità kazake hanno firmato un Settlement Agreement per la revisione del pia-

no di sviluppo dell'Experimental Program (Amendment 4) contenente l'aggiornamento dei costi, l'update della tempistica del progetto e la chiusura dei contenziosi relativi alla recuperabilità dei costi contrattuali e fiscali. Inoltre, l'agreement ha posto le basi per il raggiungimento dei seguenti accordi: (i) la vendita di una quota di produzione di gas naturale del giacimento sul mercato nazionale kazako; (ii) il finanziamento da parte dei partner internazionali del Consorzio della quota dei costi di progetto del partner kazako KazMunaiGaz (KMG), eccedenti il precedente budget del piano di sviluppo approvato (Amendment 3).

Nel 2012 sono stati completati gli impianti relativi all'Experimental Program necessari allo start-up produttivo e sono in fase di finalizzazione le attività per consentirne l'avvio in fase di test. Il raggiungimento dello start-up e commercial production è atteso entro la fine del primo semestre 2013, come concordato con la Repubblica del Kazakhstan.

La Fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) con una capacità produttiva iniziale di 150 mila barili/giorno, sarà potenziata nel 2014 con l'avvio del secondo treno di trattamento offshore e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento con l'obiettivo di raggiungere 370 mila barili/giorno di capacità installata. Un ulteriore incremento fino a 450 mila barili/giorno sarà conseguito con l'aumento della capacità di compressione per la re-iniezione di gas la cui definizione è attualmente in corso. Lo schema di sviluppo di quest'ultima fase è stato presentato alle Autorità kazake e si prevede di ricevere l'approvazione per iniziare il FEED nel corso del 2013.

Prosegue l'impegno Eni nella tutela dell'ambiente e degli ecosistemi nell'area del Mar Caspio, con il programma integrato per la gestione della biodiversità nell'area del Delta dell'Ural (Ural River Park Project-URPP). Il progetto è in fase conclusiva e consentirà di inserire il territorio nel programma Man and Biosphere dell'UNESCO, con il patrocinio del Ministro della Protezione Ambientale della Repubblica del Kazakhstan.

Al 31 dicembre 2012 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$7,5 miliardi pari a €5,7 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2012, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2012 (\$5,7 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$1,8 miliardi).

Al 31 dicembre 2012 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono circa 600 milioni di boe in aumento rispetto al 2011, principalmente per l'iscrizione dei volumi di gas a seguito degli accordi stipulati con il Settlement Agreement.

Karachaganak Il 28 giugno 2012 è stato perfezionato l'accordo tra le Contracting Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazake che ha sancito la chiusura dei contenziosi relativi al recupero dei costi sostenuti dal Consorzio per lo sviluppo del giacimento e alcune contestazioni fiscali nonché l'ingresso nel Consorzio della compagnia di Stato KazMunaiGaz (KMG). L'ingresso della KMG nel Consorzio è stato perfezionato attraverso la cessione pro-quota da parte delle Contracting Companies del 10% del progetto, per l'incasso netto di \$1 miliardo (\$325 milioni in quota Eni; per ulteriori informazioni su questo punto v. il commento ai risultati economico-finanziari, alla voce capitale immobilizzato dello stato patrimoniale). Inoltre, l'accordo prevede il rilascio di capacità di

trasporto nell'oleodotto CPC da parte della KMG a beneficio del Consorzio per l'esportazione di greggio verso il Mar Nero (fino a 2 milioni di tonnellate all'anno di liquidi). Per effetto della cessione, l'interessenza Eni nel progetto scende dal 32,5% al 29,25%.

È attualmente allo studio la Fase 3 di sviluppo del giacimento che si propone di ampliare lo sfruttamento del giacimento attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas e la produzione di liquidi. Sono in corso discussioni tecniche e commerciali per la definizione del programma di sviluppo da presentare all'Autorità kazaka.

Continua l'impegno Eni in Kazakhstan a sostegno delle comunità locali con la realizzazione di strutture scolastiche e ricreative, infrastrutture idriche ed energetiche e l'attuazione di programmi sanitari gratuiti, presso i villaggi adiacenti al campo di Karachaganak. Al 31 dicembre 2012 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono circa 500 milioni di boe, in lieve flessione rispetto al 2011, principalmente per l'effetto della riduzione della quota e della produzione dell'anno in parte compensata da revisioni positive di precedenti stime.

Resto dell'Asia

Indonesia Nel maggio 2012 Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa del Blocco East Sepinggan con una quota del 100%. Il Blocco situato nell'offshore indonesiano nel bacino di Kutei che annovera diverse scoperte esplorative, si trova in prossimità dell'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang. Il commitment esplorativo prevede studi geologici e geofisici, sismica e perforazione di un pozzo nei prossimi tre anni.

Proseguono le attività di sviluppo dei progetti operati Jangkrik (Eni 55%) e Jau (Eni 85%) nell'offshore del Paese. Il progetto del giacimento Jangkrik prevede la perforazione di pozzi produttori collegati con una Floating Production Unit per il trattamento del gas e dei condensati nonché la realizzazione delle facility di trasporto per la connessione all'impianto di Bontang. Lo start-up è previsto nel 2016 con picco di 80 mila boe/giorno (41 mila in quota Eni). Il progetto Jau comprende la perforazione di pozzi produttori e la connessione alle facility di trattamento per il trasporto onshore via pipeline.

Nel PSC di Sanga Sanga (Eni 37,8%) relativo al coal bed methane (CBM), continua l'attività di accertamento del potenziale minerario. Sono state avviate le attività di pre-sviluppo che sfrutteranno le sinergie con gli impianti di produzione e di trattamento esistenti in Sanga Sanga, compreso l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang.

Sono in corso le attività di sviluppo del progetto Indonesia Deepwater Development (Eni 20%) nel Kalimantan orientale, per assicurare la fornitura di gas all'impianto di Bontang. Il programma prevede inizialmente il collegamento del giacimento di Bangka alle facility produttive presenti e successivamente lo sviluppo integrato dei quattro giacimenti su due Hub, il primo per Gendalo, Gandang, Maha e il secondo per Gehem.

Iran È in fase di finalizzazione l'hand over formale ai partner locali del progetto Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese. Una volta completato, le attività Eni si limiteranno al recupero degli investimenti sostenuti.

Iraq Proseguono le attività di sviluppo sul giacimento Zubair (Eni 32,8%). Sono stati assegnati i contratti per la prima espansione della capacità di trattamento esistente che consentirà, nel corso del 2014, di raddoppiare l'attuale livello produttivo del campo.

Sono stati avviati dei progetti socio-economici nell'area di Zubair con iniziative di formazione nel settore petrolifero. Nel 2012 sono stati realizzati 8 percorsi formativi che hanno coinvolto oltre 100 persone, per una spesa complessiva di €1,4 milioni. Inoltre, in collaborazione con le autorità locali, sono stati avviati alcuni progetti nel settore agricolo.

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'importante scoperta a gas nella concessione onshore Badhra Area B. La dimensione della scoperta è stimata tra 8,5 e 11,5 miliardi di metri cubi di gas in place, il cui accertamento richiederà ulteriori pozzi di delineazione. Il successo esplorativo ha beneficiato dell'applicazione della tecnologia proprietaria di imaging Common Reflection Surface Stack (e-crs™), all'avanguardia nel processing dei dati sismici, permettendo di posizionare con successo il pozzo di scoperta. Lo sviluppo delle riserve farà leva sull'utilizzo del vicino impianto di trattamento di Bhit (Eni 40%), operato da Eni.

Nel corso dell'anno il pozzo Badhra B North-1 è stato collegato all'impianto di Bhit ed è stato avviato dalla metà di ottobre 2012, con una produzione pari a circa 400 mila metri cubi/giorno in quota Eni.

Nel dicembre 2012 è stato firmato con le autorità del Pakistan e la compagnia petrolifera di Stato OGDCL un accordo per l'acquisizione del 25% e dell'operatorship della licenza esplorativa Indus Block G, situata nell'offshore ultra profondo del bacino dell'Indo per un'estensione di circa 7.500 chilometri quadrati.

È in corso un importante programma presso le comunità locali con l'obiettivo di migliorare l'accesso all'istruzione, la gestione delle risorse naturali e la costruzione di infrastrutture idriche e sanitarie. In particolare, nell'area adiacente all'impianto di Bhit, gli importanti interventi in ambito sanitario hanno consentito di ridurre il tasso di mortalità infantile e materna.

Russia Nel giugno 2012 Eni e le Autorità regionali dello Yamal-Nenets hanno firmato un Memorandum d'intesa per la realizzazione di progetti socio-economici e culturali nella regione. Sono previste iniziative nella formazione nel settore oil&gas, programmi culturali e di sostegno economico.

Nell'aprile 2012, Eni e Rosneft hanno firmato un accordo di cooperazione strategica per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi nell'offshore russo del Mare di Barents e del Mar Nero. In base all'accordo saranno costituite joint venture (Eni 33,33%) per le attività nelle licenze Fedynsky e Tsentralno-Barentsevsky, nell'offshore del Mare di Barents e Zapadno-Cernomorsky nell'offshore del Mar Nero. La finalizzazione dell'accordo è prevista nel corso del 2013.

Nel 2012 è stato conseguito lo start-up del giacimento Samburgskoye (Eni 29,4%) nello Yamal-Nenets, in Siberia, attraverso l'avvio dei primi due treni di trattamento, con un livello produttivo atteso in 95 mila boe/giorno (28 mila in quota Eni). Le attività di sviluppo proseguono con completamento atteso nel 2015. Il picco produttivo stimato in 146 mila boe/giorno (43 mila boe/giorno in quota Eni) è previsto nel 2016. Il gas prodotto è venduto a Gazprom sulla base dell'agreement firmato nel settembre

2011, mentre i condensati sono venduti a Novatek sulla base di un accordo raggiunto nel corso dell'anno. Eni manterrà il diritto di riacquisto della propria quota di gas naturale per un'eventuale commercializzazione sul mercato interno.

Proseguono le attività di sviluppo sul progetto sanzionato di Urengoiskoye (Eni 29,4%). Lo start-up è atteso nel 2014.

America

Stati Uniti Nel marzo 2013, Eni si è aggiudicata cinque blocchi offshore situati nelle aree di Mississippi Canyon e Desoto Canyon, nel Golfo del Messico.

L'attività di delineazione della scoperta a olio di Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore del Golfo del Messico ha avuto esito positivo, incrementando le risorse recuperabili fino a circa 200 milioni di barili. Sono in corso studi per uno sviluppo in via accelerata del giacimento. Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) attività di perforazione di sviluppo sui giacimenti operati di Allegheny (Eni 100%), Appaloosa (Eni 100%), Devils Tower (Eni 75%) e Nikaitchuq (Eni 100%); (ii) attività di ottimizzazione della produzione sui giacimenti Front Runner (Eni 37,5%), Europa (Eni 32%), Popeye (Eni 50%), Thunderhawk (Eni 25%) e Oooguruk (Eni 30%); (iii) l'avvio delle attività di drilling sui giacimenti di Hadrian South (Eni 30%) e St. Malo (Eni 1,25%).

È proseguito lo sviluppo dell'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo con Quicksilver, contenente riserve di shale gas. In particolare sono stati avviati alla produzione 12 nuovi pozzi. La produzione nell'anno è stata pari a circa 10 mila boe/giorno in quota Eni.

Venezuela Nel marzo 2013 è stata avviata la produzione (Accelerated Early Production) del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), nella Faja dell'Orinoco, con volumi "in place" certificati di 35 miliardi di barili. La produzione della fase di Early Production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno nel corso del 2015, con un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno entro il 2018. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria con una capacità di circa 350 mila barili/giorno. L'attività di perforazione è stata avviata nel corso del 2012. Eni finanzia la quota PDVSA dei costi di sviluppo per la fase di Early Production e per l'ingegneria della raffineria fino a un ammontare pari a \$1,74 miliardi. Il Loan Agreement è stato firmato nel quarto trimestre 2012. È stato approvato dalle autorità venezuelane il piano di sviluppo e la commercialità del progetto a gas di Perla, localizzato nel Blocco Cardón IV (Eni 50%), nel Golfo di Venezuela. PDVSA ha esercitato nel corso dell'anno il diritto di ingresso nella società con una partecipazione del 35%. Il trasferimento della quota è atteso perfezionarsi nel 2013. Eni conserverà la quota del 32,5% nel progetto.

La prima fase accelerata di sviluppo (early production) prevede la messa in produzione degli attuali pozzi di scoperta/appraisal e l'installazione di piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il target produttivo stimato in circa 9 milioni di metri cubi/giorno è atteso nel 2015.

Lo sviluppo del giacimento continuerà con ulteriori due fasi che prevedono la perforazione di pozzi addizionali e l'upgrading delle facilities di trattamento. Il plateau di produzione è stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno. Nel 2012 sono state sanzionate le FID per entrambe le ulteriori fasi di sviluppo.

Sono proseguite le attività di produzione nel giacimento di Corocoro (Eni 26%) nel Golfo di Paria. Nell'anno è entrata in funzione la Central Production Facility (CPF), consentendo il raggiungimento del picco produttivo di circa 42 mila barili/giorno (11 mila in quota Eni).

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€10.307 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€8.304 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Congo, Kazakistan, Angola e Algeria. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno

riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e workover nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 98% le attività all'estero, in particolare in Mozambico, Liberia, Ghana, Indonesia, Nigeria, Angola e Australia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Nel 2012 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata pari a €94 milioni. Sono state depositate 13 domande di brevetto, di cui una congiuntamente con Versalis.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved			754	43	(711)	(94,3)
Africa Settentrionale			57	14		
Africa Sub-Sahariana			697	27		
America				2		
Esplorazione		1.012	1.210	1.850	640	52,9
Italia		34	38	32	(6)	(15,8)
Resto d'Europa		114	100	151	51	51,0
Africa Settentrionale		84	128	153	25	19,5
Africa Sub-Sahariana		406	482	1.142	660	..
Kazakhstan		6	6	3	(3)	(50,0)
Resto dell'Asia		223	156	193	37	23,7
America		119	60	80	20	33,3
Australia e Oceania		26	240	96	(144)	(60,0)
Sviluppo		8.578	7.357	8.304	947	12,9
Italia		630	720	744	24	3,3
Resto d'Europa		863	1.596	2.008	412	25,8
Africa Settentrionale		2.584	1.380	1.299	(81)	(5,9)
Africa Sub-Sahariana		1.818	1.521	1.931	410	27,0
Kazakhstan		1.030	897	719	(178)	(19,8)
Resto dell'Asia		311	361	641	280	77,6
America		1.187	831	953	122	14,7
Australia e Oceania		155	51	9	(42)	(82,4)
Altro		100	114	110	(4)	(3,5)
		9.690	9.435	10.307	872	9,2