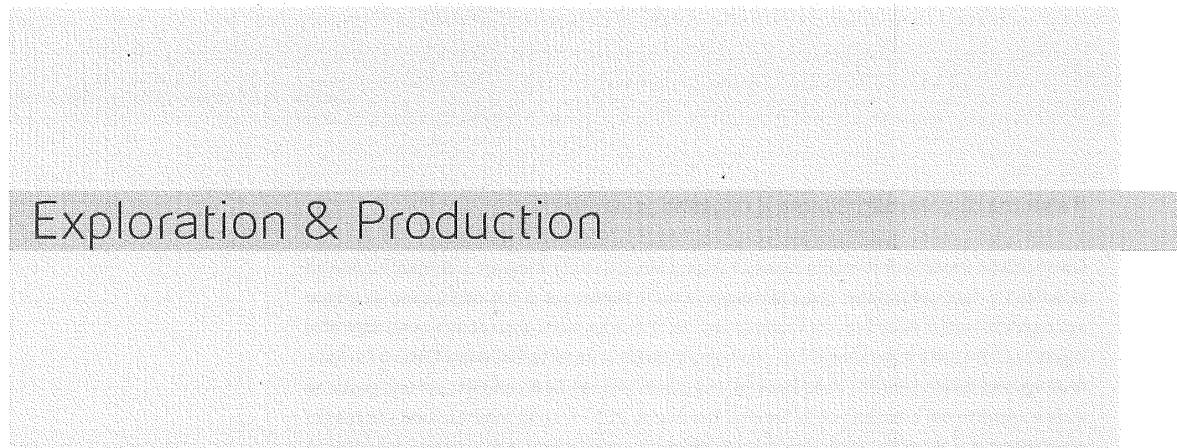


Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso, basato su strumenti e flussi informativi che, coinvolgendo tutte le persone di Eni, conducono da ultimo agli organi di vertice della Società. I componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e tutte le persone di Eni, sono tenuti altresì al rispetto del Codice Etico di Eni (parte integrante del Modello 231 della Società), che prescrive i canoni di condotta per una gestione leale e corretta del business della Società. Nel marzo 2013 è stato adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, le cui linee di indirizzo, approvate dal Consiglio, definiscono compiti, responsabilità e modalità di coordinamento tra i principali attori del sistema. Per le modalità di gestione dei rischi aziendali si veda il capitolo "Risk Management".

Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informatica finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informatica finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione. La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informatica finanziaria è affidata all'Amministratore Delegato e al Chief Financial Officer [CFO] di Eni che inoltre, ricopre il ruolo di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari [DP].



Exploration & Production

Principali indicatori di performance				
		2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ora lavorate) x 1.000.000	0,41	0,28	0,14
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,41	0,36	0,26
Fatality index	(infortuni mortali/ora lavorate) x 100.000.000	1,83	0,81	-
Ricavi della gestione caratteristica ^[a]	(€ milioni)	29.121	35.881	31.268
Utile operativo		15.887	18.470	14.871
Utile operativo adjusted		16.075	18.537	14.646
Utile netto adjusted		6.865	7.426	5.952
Investimenti tecnici		9.435	10.307	10.475
ROACE Adjusted	(%)	17,2	17,6	13,5
Profit per boe ^[b]	(\$/boe)	17,0	16,0	15,5
Opex per boe ^[b]		7,3	7,1	8,3
Cash flow per boe ^[d]		31,7	32,8	31,9
Finding & Development cost per boe ^{[c] [d]}		18,8	17,4	19,2
Prezzi medi di realizzo degli idocarburì ^[d]		72,26	73,39	71,87
Produzione di idrocarburi ^[d]	(migliaia di boe/giorno)	1.581	1.701	1.619
Riserve certe di idrocarburi ^[d]	(milioni di boe)	7.086	7.166	6.535
Vita utile residua delle riserve certe ^[d]	(anni)	12,3	11,5	11,1
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve ^[d]	(%)	143	147	105
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.425	11.304	12.352
di cui: all'estero		6.628	7.371	8.219
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	2.930	3.015	1.728
Oil spill da sabotaggio (>1 barile)		7.657	8.436	5.493
Acqua di formazione rieniettata	(%)	43	49	55
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	23,59	28,46	25,71
di cui: da flaring		9,55	9,46	8,48
Community investment	(€ milioni)	62	59	53

(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.

Performance dell'anno

- Nel 2013 prosegue il trend di miglioramento degli indici infortunistici pari al -48,7% per i dipendenti e -28,8% per i contrattisti rispetto al 2012, nonché un fatality index che risulta pari a zero. Eni continua a mantenere elevati i livelli di attenzione alla sicurezza di tutte le attività, in particolare il programma "eni in safety" ha visto nel settore E&P un coinvolgimento di oltre 1.600 persone in Italia e all'estero.
- Le emissioni dirette di gas serra risultano in riduzione del 9,7% rispetto all'esercizio di confronto (-10,4% le emissioni da flaring), a seguito, in particolare, dei programmi di flaring down completati in Nigeria e alle maggiori forniture alle centrali elettriche in Congo (in particolare la Centrale CEC, Eni 20%).
- In riduzione i volumi sversati per oil spill (-42,7% per quelli operativi; -34,9% da sabotaggio) e zero blow-out per il decimo anno consecutivo.
- Prosegue il trend di miglioramento nell'acqua re-iniettata, con un livello record pari al 55%. In particolare è stato esteso per i prossimi anni un piano di re-iniezione di acqua nell'onshore Nigerian.
- Nel 2013 il settore E&P registra una riduzione di €1.474 milioni di utile netto adjusted pari al 20% rispetto al 2012, a causa delle interruzioni straordinarie, in particolare, in Libia, Nigeria e Algeria. La generazione di cassa è stata robusta con \$30 per barile prodotto grazie alla competitiva posizione di costo.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

- La produzione di idrocarburi del 2013 è stata di 1.619 mila boe/giorno con una flessione del 4,8% rispetto al 2012 principalmente a causa di fattori geopolitici. Il contributo degli avvii/regimazioni dell'anno hanno parzialmente assorbito l'effetto delle fermate programmate e problemi tecnici nonché i declini delle produzioni mature.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2013 ammontano a 6,54 miliardi di barili, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di \$108 per barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è stato del 105%. La vita utile residua delle riserve è di 11,1 anni [11,5 anni nel 2012].

Ottimizzazione del portafoglio

- È stata perfezionata la cessione del 20% dell'Area 4 operata in Mozambico al partner cinese CNPC per il corrispettivo di €3,4 miliardi. L'operazione consente di anticipare di molti anni i cash flow futuri attesi dallo sviluppo dell'asset. L'entrata di CNPC nell'Area 4 ha valenza strategica per il progetto in considerazione della rilevanza del nuovo partner nei settori upstream e downstream a livello mondiale.
- È stata ceduta a società del Gruppo Gazprom la partecipazione del 60% nella joint venture Arctic Russia che possiede il 49% di Severenergia società titolare di quattro licenze di esplorazione e produzione d'idrocarburi in Russia. Il corrispettivo della cessione di €2,2 miliardi è stato incassato il 15 gennaio 2014.
- Sono state acquisite licenze esplorative in Paesi che si propongono come nuove frontiere nel campo della ricerca degli idrocarburi, quali il Vietnam, Myanmar e la Groenlandia, in aree ad elevato potenziale quale Cipro, l'offshore Russo e il Kenia, nonché in aree di consolidata presenza quali Australia, Indonesia, Cina, Congo, Egitto e Norvegia.

Esplorazione

Il 2013 è stato un anno di successo per l'attività esplorativa con risorse scoperte pari a circa 1,8 miliardi di boe al costo unitario competitivo di \$1,2 per barile:

- La campagna esplorativa dell'anno in Mozambico nel bacino offshore di Rovuma nell'Area 4 (Eni 50%, operatore) ha riguardato l'appraisal delle scoperte di Mamba e Coral e un nuovo prospect nella zona meridionale dell'Area 4, con la scoperta di Águlha. Il potenziale minerario complessivo è ora stimato in 2.650 miliardi di metri cubi di gas in place.
- Le recenti attività di appraisal della scoperta di Sankofa East nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%) in Ghana, ha confermato l'elevato potenziale a olio anche nella parte occidentale. Si stima il potenziale complessivo della scoperta Sankofa East in circa 450 milioni di barili di olio in place con risorse recuperabili fino a 150 milioni di barili.
- È stata effettuata la nuova scoperta a olio Skavl (Eni 30%) nel Mare di Barents in Norvegia, che si conferma area straordinariamente prolifica e si aggiunge alle recenti scoperte a olio e gas di Skrugard e Havis. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono stimate in oltre 500 milioni di barili al 100% e saranno oggetto di un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente.
- Le recenti scoperte e attività di appraisal nel Blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) in Congo portano il potenziale minerario dell'area a 2,5 miliardi di boe in place.
- Ulteriori successi esplorativi dell'anno sono stati registrati in Australia, Angola, Egitto, Norvegia e Pakistan dove l'immediata disponibilità di infrastrutture consentirà uno sviluppo con costi contenuti e ridotto time-to-market.
- È stato completato con Rosneft l'accordo di cooperazione strategica per la conduzione di attività esplorative nell'offshore russo del Mare di Barents (licenze di Fedynsky e Central Barents), dove sono stati avviati i rilievi sismografici e del Mar Nero (licenza di Western Chernomorsky).
- Firmato un accordo con Quicksilver per l'esplorazione e lo sviluppo congiunto di giacimenti a olio non convenzionale (shale oil) nell'onshore degli Stati Uniti. In particolare, Eni parteciperà con la quota del 50%.
- Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €1.669 milioni. Nell'anno sono stati completati 53 nuovi pozzi esplorativi [27,8 in quota Eni]. Il tasso di successo commerciale è del 36,9% (38,5% in quota Eni). A fine esercizio risultano 129 pozzi in progress [55 in quota Eni].

Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

- Sono stati realizzati percorsi formativi nel campo dei Diritti Umani destinati al personale, impegnato in particolare nel campo della sicurezza, presso le realtà operative dell'Indonesia e dell'Algeria. Il programma ha coinvolto complessivamente circa 200 persone nelle aree di Jakarta, del Borneo e Algeri. Tali attività formative sono parte di un programma pluriennale eseguito da Eni che è stato presentato al Global Compact Leaders Summit del settembre 2013.
- Nel 2013 la spesa complessiva in interventi per il territorio è stata di €53 milioni (€59 milioni nel 2012). È proseguito l'impegno sul fronte "accesso all'energia" in Congo e in Nigeria.
- È stata avviata la 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 prima fase di early production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno alla fine del 2015.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

- In linea con i piani produttivi, sono stati avviati, oltre al citato Junin 5, il progetto MLE-CAFC (Eni 75%) ed El Merk (Eni 12,25%) in Algeria, l'impianto di liquefazione Angola LNG (Eni 13,6%) e altri in Egitto, Nigeria, Norvegia e Regno Unito nonché sono stati sanzionati 7 progetti rilevanti. L'avvio dei nuovi giacimenti e le regimazioni di quelli già in produzione hanno contribuito con 140 mila boe/giorno di nuova produzione.
- Sono stati investiti €8.580 milioni nel completamento di importanti progetti di sviluppo (+3,3% rispetto al 2012), in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Congo, Italia, Nigeria, Kazakistan, Egitto e Regno Unito.
- Nel 2013 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €87 milioni (€94 milioni nel 2012).

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 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 buyback.

Governance delle riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve della Di-

visione 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, 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 www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

Valutazione indipendente delle riserve

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti² tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione 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 indipendenti³. 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 contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2013 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton³ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare nel 2013 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 30% delle riserve Eni al 31 dicembre 2013⁴. Nel triennio 2011-2013 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2013 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono M'Boundi (Congo) e Elgin Franklin (Regno Unito).

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 2012	5.667	1.499	7.166
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito e altro (escluso l'effetto prezzo)	607		607
Effetto prezzo	14		14
Promozioni nette	621		621
Cessioni	(13)	(652)	(665)
Acquisizioni	4		4
Produzione	(571)	(20)	(591)
Riserve certe al 31 dicembre 2013	5.708	827	6.535
Tasso di rimpiazzo organico (%)			105

Nel 2013 le promozioni nette a riserve certe di 621 milioni di boe sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime (+508 milioni di boe) in particolare in Congo, Iraq, Australia e Nigeria; (ii) nuove scoperte, estensioni e altro (+108 milioni di boe), in particolare in Angola, Indonesia e Stati Uniti; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+5 milioni di boe) in particolare in Nigeria.

Le promozioni beneficiano di un marginale effetto prezzo positivo di 14 milioni di boe, a seguito della riduzione del marker Brent

di riferimento da 111 \$/barile nel 2012 a 108 \$/barile del 2013. Le cessioni hanno riguardato le dismissioni relative agli asset Russi (-652 milioni di boe) e altri asset nel Regno Unito (-13 milioni di boe).

Le acquisizioni si riferiscono a incrementi di quote di partecipazione in asset in Egitto (+4 milioni di boe).

Il tasso di rimpiazzo organico⁵ è pari al 105%. La vita utile residua delle riserve è pari a 11,1 anni (11,5 anni nel 2012).

(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 www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2013.

(4) Incluse 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.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2013 ammontano a 3.108 milioni di boe, di cui 1.361 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Kazakhstan e 272 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Venezuela. Le società consolidate detengono riserve certe non sviluppate per 1.248 milioni di barili di liquidi e 167 miliardi di metri cubi di gas naturale.

Nel 2013 le riserve certe non sviluppate sono diminuite di 542 milioni di boe a seguito essenzialmente della cessione degli asset in Russia e per la restante parte per revisioni positive e negative di tipo tecnico e contrattuale.

Durante il 2013, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 337 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 Kashagan [Kazakhstan], CAFC-MLE e Blocco 208 [Algeria], Jasmine [Regno Unito] e Zubair [Iraq].

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa €2 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono ri-classificate 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 e altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. Eni valuta circa 0,8 miliardi di boe di riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni, concentrate principalmente in: (i) Kazakhstan nel giacimento di Kashagan [0,4 miliardi di boe] che residuano dopo lo start-up della fase

1 dello sviluppo (Experimental Program) associate al completamento delle facilities e della campagna di drilling (per maggiori approfondimenti si rimanda al paragrafo "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Kashagan"); (ii) alcuni giacimenti a gas in Libia [0,3 miliardi di boe] dove lo sviluppo delle riserve e gli avvii 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 minori 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 348 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Libia, Nigeria e Norvegia.

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 75% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna a oggi in essere.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

Riserve certe di petrolio e gas naturale				Riserve certe di petrolio e condensati				Riserve certe di gas naturale			
	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		2011			2012			2013			
Italia	259	70.520	707	227	46.201	524	220	43.329	499		
Sviluppate	184	55.989	540	165	37.512	406	177	35.835	408		
Non sviluppate	75	14.531	167	62	8.689	118	43	7.494	91		
Resto d'Europa	372	40.360	630	351	37.317	591	330	35.341	557		
Sviluppate	195	28.156	374	180	26.184	349	179	25.587	343		
Non sviluppate	177	12.204	256	171	11.133	242	151	9.754	214		
Africa Settentrionale	917	175.303	2.031	904	157.418	1.915	830	148.162	1.783		
Sviluppate	622	86.929	1.175	584	77.013	1.080	561	68.864	1.003		
Non sviluppate	295	88.374	856	320	80.405	835	269	79.298	780		
Africa Sub-Saharaniana	670	55.186	1.021	672	58.341	1.048	723	67.202	1.155		
Sviluppate	483	40.699	742	456	40.477	716	465	36.666	701		
Non sviluppate	187	14.487	279	216	17.864	332	258	30.536	454		
Kazakhstan	653	46.642	950	670	57.701	1.041	679	55.402	1.035		
Sviluppate	215	41.917	482	203	39.686	458	295	42.144	566		
Non sviluppate	438	4.725	468	467	18.015	583	384	13.258	469		
Resto dell'Asia	106	19.405	230	82	15.925	184	128	21.089	263		
Sviluppate	34	14.958	129	41	10.538	108	38	8.101	90		
Non sviluppate	72	4.447	101	41	5.387	76	90	12.988	173		
America	132	16.699	238	154	12.709	236	147	14.397	240		
Sviluppate	92	10.887	162	109	9.453	170	96	8.769	153		
Non sviluppate	40	5.812	76	45	3.256	66	51	5.628	87		
Australia e Oceania	25	17.103	133	24	16.197	128	22	24.001	176		
Sviluppate	25	13.909	112	24	13.003	107	20	15.894	123		
Non sviluppate		3.194	21		3.194	21	2	8.107	53		
Totale società consolidate	3.134	441.218	5.940	3.084	401.809	5.667	3.079	408.923	5.708		
Sviluppate	1.850	293.444	3.716	1.762	253.866	3.394	1.831	241.860	3.387		
Non sviluppate	1.284	147.774	2.224	1.322	147.943	2.273	1.248	167.063	2.321		
Società in joint venture e collegate											
Resto d'Europa		50				2					
Sviluppate		3				2					
Non sviluppate		47									
Africa Settentrionale		17	568	21		17	460	20	16	421	19
Sviluppate		16	498	19		17	460	20	16	418	19
Non sviluppate		1	70	2						3	
Africa Sub-Saharaniana		22	9.580	83		16	10.007	81	15	9.350	75
Sviluppate		4	108	4						9.350	75
Non sviluppate		18	9.472	79		16	10.007	81	15		
Resto dell'Asia		110	85.880	656		114	86.183	668	1	803	7
Sviluppate			665	5		8	11.388	82		382	3
Non sviluppate		110	85.215	651		106	74.795	586	1	421	4
America		151	37.015	386		119	95.006	730	116	94.955	726
Sviluppate		25	237	26		19	164	20	19	151	18
Non sviluppate		126	36.778	360		100	94.842	710	97	94.804	708
Totale società in joint venture e collegate		300	133.093	1.146		266	191.658	1.499	148	105.529	827
Sviluppate		45	1.511	54		44	12.014	122	35	951	40
Non sviluppate		255	131.582	1.092		222	179.644	1.377	113	104.578	787
Totale riserve certe		3.434	574.311	7.086		3.350	593.467	7.166	3.227	514.452	6.535
Sviluppate		1.895	294.955	3.770		1.806	265.880	3.516	1.866	242.811	3.427
Non sviluppate		1.539	279.356	3.316		1.544	327.587	3.650	1.361	271.641	3.108

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

Produzione

Nel 2013 la produzione di idrocarburi è stata di 1.619 milioni di boe/giorno in riduzione del 4,8% rispetto al 2012. Il livello di produzione è stato penalizzato da eventi di forza maggiore, in particolare, in Libia, Nigeria e Algeria con impatti rilevanti e dalle dismissioni eseguite a metà 2012, mentre ha beneficiato solo parzialmente dell'operatività nel Regno Unito della piattaforma Elgin/Franklin (Eni 21,87%) operata da altra oil major non in produzione nel 2012 a causa di un incidente. Il contributo degli avvii di nuovi giacimenti e la crescita dei campi avviati principalmente in Algeria ed Egitto, hanno parzialmente assorbito l'effetto delle fermate programmate e problemi tecnici, rispettivamente nel Mare del Nord e nel Golfo del Messico, e i declini delle produzioni mature. La quota di produzione estera è stata dell'89% (89% nel 2012).

La produzione di petrolio (833 mila barili/giorno) è diminuita di 49 mila barili/giorno rispetto all'esercizio precedente, pari al 5,6%, principalmente a causa delle minori produzioni in Libia e Nigeria, delle fermate programmate e straordinarie nonché dai declini di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dagli start-up/ramp-up essenzialmente in: (i) Algeria, a seguito dello start-up dei progetti MLE-CAFC (Eni 75%) ed El Merk (Eni 12,25%); (ii) Egitto, a seguito del ramp-up dell'area di Meleihha (Eni 76%); e (iii) Iraq, con la produzione incrementale del giacimento Zubair (Eni 41,6%).

La produzione di gas naturale (122 milioni di metri cubi/giorno) si riduce di 5 milioni di metri cubi/giorno rispetto al 2012, pari al 3,9%. Le minori produzioni in Nigeria, le fermate programmate e straordinarie nonché il declino delle produzioni mature sono state in parte compensate dal contributo degli start-up/ramp-up del periodo essenzialmente in Algeria e Regno Unito, a seguito dell'avvio del giacimento Jasmine (Eni 33%).

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 555,3 milioni di boe. La differenza di 35,7 milioni di boe rispetto alla produzione di 591 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (30 milioni di boe). La produzione venduta di petrolio e condensati (299,5 milioni di barili) è stata destinata per circa il 60% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 25% destinate alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (39,8 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 27% al settore Gas & Power.

Nel 2013 la riduzione degli oil spill operativi e da sabotaggio è pari al 42,7% e 34,9%, rispettivamente. I volumi sversati sono concentrati complessivamente in Nigeria, a seguito della situazione di sicurezza e forza maggiore registrata nell'anno. In particolare è stato avviato un progetto pilota per individuare una tecnologia idonea per contrastare le azioni di bunkering illegale. Eni continua a monitorare le proprie attività produttive e ad avviare tutte le misure necessarie per una gestione sempre più efficiente delle operazioni.

Pozzi produttivi

Nel 2013 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.697 (3.424,4 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.099 (2.217,4 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 2.598 (1.207 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)	2013			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	240,0	194,1	615,0	531,5
Resto d'Europa	415,0	60,8	182,0	90,2
Africa Settentrionale	1.590,0	820,4	199,0	85,8
Africa Sub-Sahariana	2.908,0	585,9	339,0	25,5
Kazakhstan	104,0	29,7		
Resto dell'Asia	644,0	417,3	897,0	341,6
America	191,0	105,4	352,0	129,1
Australia e Oceania	7,0	3,8	14,0	3,3
	6.099,0	2.217,4	2.598,0	1.207,0

(a) Include 2.162 (761,2 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre contemporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

Produzione giornaliera di idrocarburi ^(a)									
	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		2011			2012			2013	
Italia	64	19,1	186	63	19,7	189	71	17,9	186
Resto d'Europa	120	15,2	216	95	13,0	178	77	12,2	155
Croazia		0,9	5		0,7	5		1,2	8
Norvegia	80	8,0	131	74	8,2	126	60	7,1	106
Regno Unito	40	6,3	80	21	4,1	47	17	3,9	41
Africa Settentrionale	204	35,8	432	267	48,8	581	248	47,2	551
Algeria	69	0,5	72	71	1,1	78	73	2,3	88
Egitto	91	22,7	236	88	22,8	235	93	20,8	227
Libia	36	12,0	112	101	24,4	258	76	23,7	228
Tunisia	8	0,6	12	7	0,5	10	6	0,4	8
Africa Sub-Saharaniana	275	14,3	366	245	15,1	343	242	13,6	329
Angola	92	0,9	98	78	1,0	85	79	0,9	84
Congo	87	3,4	108	82	3,4	104	90	4,6	120
Nigeria	96	10,0	160	85	10,7	154	73	8,1	125
Kazakhstan	64	6,5	106	61	6,3	102	61	6,0	100
Resto dell'Asia	33	11,4	106	41	11,1	112	43	10,0	108
Cina	7	0,1	8	8	0,1	9	7	0,1	8
India		0,6	4		0,3	2		0,2	1
Indonesia	1	1,6	12	1	1,7	12	1	1,5	11
Iran	6		6	3		3	4		4
Iraq	7		7	18		18	22		22
Pakistan	1	9,1	58	1	8,8	57	8,0	52	
Turkmenistan	11		11	10	0,2	11	9	0,2	10
America	55	9,5	115	72	8,1	124	61	7,0	106
Ecuador	7		7	25		25	13		13
Stati Uniti	48	7,9	98	47	6,4	88	48	5,3	82
Trinidad e Tobago		1,6	10		1,7	11		1,7	11
Australia e Oceania	11	2,8	28	18	2,9	37	10	3,1	30
Australia	11	2,8	28	18	2,9	37	10	3,1	30
	826	114,6	1.555	862	125,0	1.666	813	117,0	1.565
Società in joint venture e collegate									
Angola	3	0,1	4	2	0,1	2		0,4	3
Brasile	1		1	2		2			
Indonesia	1	0,7	6	1	0,7	6	1	0,7	5
Russia				2	1,5	11	5	4,0	31
Tunisia	5	0,2	6	4	0,2	5	4	0,2	5
Venezuela	9		9	9		9	10		10
	19	1,0	26	20	2,5	35	20	5,3	54
Totale	845	115,6	1.581	882	127,5	1.701	833	122,3	1.619

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (12,8, 10,9 e 9,1 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2013, 2012 e 2011).

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

Attività di drilling

Esplorazione

Nel 2013 sono stati ultimati 53 nuovi pozzi esplorativi (27,8 in quota Eni), a fronte dei 60 (34,1 in quota Eni) del 2012 e dei 56 (28 in quota Eni) del 2011.

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 36,9% (38,5% in quota Eni), a fronte del 40% (40,8% in quota Eni) del 2012 e del 42% (38,6% in quota Eni) del 2011.

Sviluppo

Nel 2013 sono stati ultimati 463 nuovi pozzi di sviluppo (187,2 in quota Eni) a fronte dei 351 (163,6 in quota Eni) del 2012 e dei 407 (186,1 in quota Eni) del 2011.

È attualmente in corso la perforazione di 130 pozzi di sviluppo (45 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).

(numero)	Perforazione esplorativa						Pozzi in progress ^(b)	
	2011		Pozzi completati ^(a)		2013		2013	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia			1,0				5,0	3,4
Resto d'Europa	0,3	0,7	1,0	1,0		3,4	17,0	6,2
Africa Settentrionale	6,2	3,4	6,3	11,3	4,9	5,4	14,0	9,8
Africa Sub-sahariana	0,6	2,6	4,5	5,1	3,2	6,6	60,0	24,3
Kazakhstan				0,8		0,4	6,0	1,1
Resto dell'Asia	0,2	7,6	0,5	0,6	4,3	2,7	21,0	8,2
America	2,5				0,1	0,2	1,2	4,0
Australia e Oceania		1,4		0,4		0,5	2,0	0,8
	9,8	15,7	13,3	19,3	12,6	20,2	129,0	55,0

(numero)	Perforazione di sviluppo						Pozzi in progress	
	2011		Pozzi completati ^(a)		2013		2013	
	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia	25,3		18,0	1,0	7,4	1,0	3,0	3,0
Resto d'Europa	3,3	0,3	2,9	0,6	6,3		31,0	5,9
Africa Settentrionale	55,9	1,1	46,0	1,6	61,6	3,3	20,0	11,3
Africa Sub-Sahariana	28,2	1,0	27,4	0,3	26,3	1,2	20,0	5,1
Kazakhstan	1,3		1,4		0,3		17,0	3,1
Resto dell'Asia	39,2	2,5	41,2	0,1	61,7	4,3	26,0	11,4
America	27,6		23,1		13,8		12,0	4,8
Australia e Oceania	0,4						1,0	0,4
	181,2	4,9	160,0	3,6	177,4	9,8	130,0	45,0

(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 giustificare il completamento.

Superfici

Al 31 dicembre 2013 il portafoglio minerario di Eni consiste in 976 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 42 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 276.256 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 41.538 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 234.718 chilometri quadrati in quota Eni. Nel 2013 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi

titoli principalmente in Cipro, Kenia, Groenlandia, Norvegia, Russia e Vietnam per una superficie di circa 48.000 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Angola, Cina, Congo, Egitto, Polonia, Russia, Timor Leste, Stati Uniti e Regno Unito per circa 15.000 chilometri quadrati; (iii) dalla riduzione di superficie netta sia per rilascio parziale, sia per riduzione della quota di partecipazione in Congo, Indonesia, Mozambico e Timor Leste per circa 6.000 chilometri quadrati.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2012				31 dicembre 2013				
	Totale Sup. netta ^[a]	Numero titoli	Sup. lorda sviluppata ^{(a) (b)}	Sup. lorda ^[a] non sviluppata	Totale Sup. lorda ^[a]	Sup. netta sviluppata ^{(a) (b)}	Sup. netta ^[a] non sviluppata	Sup. netta ^[a] non sviluppata	Totale Sup. netta ^[a]
EUROPA	27.423	264	16.170	40.753	56.923	10.907	26.111	37.018	
Italia	17.556	151	10.663	10.815	21.478	8.948	8.334	17.282	
Resto d'Europa	9.867	113	5.507	29.938	35.445	1.959	17.777	19.736	
Cipro		3		12.523	12.523			10.018	10.018
Croazia	987	2	1.975		1.975	987			987
Norvegia	2.676	57	2.264	9.302	11.566	346	3.433	3.779	
Polonia	1.968	2		969	969			969	969
Regno Unito	914	34	1.218	223	1.441	596	42	638	
Ucraina	1.941	12	50	3.840	3.890	30	1.911	1.941	
Altri Paesi	1.381	3		3.081	3.081		1.404	1.404	
AFRICA	142.796	280	66.341	185.574	251.915	20.131	116.965	137.096	
Africa Settentrionale	21.390	116	32.560	14.334	46.894	14.150	6.262	20.412	
Algeria	1.232	42	3.223	187	3.410	1.148	31	1.179	
Egitto	4.590	53	4.926	5.460	10.386	1.778	1.887	3.665	
Libia	13.294	10	17.947	8.687	26.634	8.950	4.344	13.294	
Tunisia	2.274	11	6.464		6.464	2.274		2.274	
Africa Sub-Saharaniana	121.406	164	33.781	171.240	205.021	5.981	110.703	116.684	
Angola	6.079	71	6.498	14.991	21.489	802	3.641	4.443	
Congo	5.035	28	1.835	2.890	4.725	1.017	2.108	3.125	
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615	
Ghana	1.885	2		4.676	4.676		1.664	1.664	
Kenia	35.724	4		46.410	46.410		38.930	38.930	
Liberia	2.036	3		7.365	7.365		1.841	1.841	
Mozambico	9.069	1		10.207	10.207		5.103	5.103	
Nigeria	7.646	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	39.862	5		59.578	59.578		39.862	39.862	
ASIA	58.042	70	19.013	168.024	187.037	6.650	72.664	79.314	
Kazakhstan	869	6	2.391	2.542	4.933	442	427	869	
Resto dell'Asia	57.173	64	16.622	165.482	182.104	6.208	72.237	78.445	
Cina	10.495	8	76	5.130	5.206	19	5.130	5.149	
India	6.208	11	206	16.546	16.752	109	6.058	6.167	
Indonesia	19.734	13	3.220	25.779	28.999	1.218	17.991	19.209	
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820	
Iraq	352	1	1.074		1.074	446		446	
Pakistan	10.533	18	10.390	17.731	28.121	3.396	6.939	10.335	
Russia	1.469	3		62.592	62.592		20.862	20.862	
Timor Leste	4.118	1		1.538	1.538		1.230	1.230	
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200	
Vietnam		3		21.566	21.566		10.783	10.783	
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244	
AMERICA	9.075	348	4.809	15.268	20.077	3.141	6.065	9.206	
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985	
Groenlandia		1		2.630	2.630		920	920	
Stati Uniti	4.632	331	1.640	5.089	6.729	822	3.021	3.843	
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66	
Venezuela	1.066	6	802	2.002	2.804	268	798	1.066	
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326	
AUSTRALIA E OCEANIA	13.834	14	1.140	22.436	23.576	709	12.913	13.622	
Australia	13.796	14	1.140	22.436	23.576	709	12.913	13.622	
Altri Paesi	38								
Totale	251.170	976	107.473	432.055	539.528	41.538	234.718	276.256	

(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.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Italia

In Val d'Agri [Eni 60,77%] prosegue il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata nel 1998: (i) i lavori per l'installazione di una nuova linea di trattamento gas continuano con l'obiettivo di migliorare le performance ambientali della centrale di trattamento e di raggiungere la capacità produttiva autorizzata di 104 mila barili/giorno; (ii) è stata completata la perforazione con conseguente start-up del pozzo produttivo Alli 2; (iii) è in corso il Piano di Monitoraggio Ambientale che costituisce un progetto di assoluta eccellenza a tutela dell'ambiente. Inoltre Eni adotta misure di tutela ambientale, attraverso il Piano d'Azione per la Biodiversità in Val d'Agri avviato nel 2008 e finalizzato alla mitigazione degli effetti localizzati associati alle attività operative; (iv) proseguono le operazioni di continuo miglioramento e manutenzione per ottimizzare le performances ambientali e di produzione del giacimento.

Le altre principali attività hanno riguardato la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente sui campi nell'offshore Adriatico e nell'onshore in Sicilia nonché l'upgrading dei sistemi di compressione degli idrocarburi sulle piattaforme produttive del giacimento Barbara.

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nella PL532 (Eni 30%) con la scoperta a olio e gas di Skavl, che si aggiunge alle recenti scoperte a olio e gas di Skrugard e Havis. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono attualmente stimate in oltre 500 milioni di barili al 100% e saranno oggetto di un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente; (ii) nella PL479 (Eni 19,6%) con la scoperta near field a gas e condensati di Smørbukk, che sfrutterà le sinergie delle facility produttive presenti nell'area.

Nell'anno è stata acquisita l'operatorship nelle licenze esplorative PL 717, PL 712 e PL 716, con una quota del 40%, e PL 697 (Eni 65%) nonché la partecipazione del 30% nelle licenze PL 696 e 714. È stato avviato il giacimento di Skuld (Eni 11,5%), con una produzione di circa 30 mila boe/giorno (circa 4 mila boe/giorno in quota Eni).

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Lo start-up produttivo è atteso alla fine del 2014, con una produzione a regime di circa 56 mila barili/giorno in quota Eni nel 2015.

Nel 2013 è proseguita l'implementazione dell'oil spill contingency e response per lo sviluppo di tecniche e metodologie a supporto dell'oil spill preparedness program, già riconosciuto dalle Autorità norvegesi come standard di riferimento per tutti i futuri progetti di sviluppo nell'Artico. Il progetto, lanciato da Eni, ha coinvolto le altre oil company attive nella ricerca di idrocarburi nel Mare di Barents e l'Autorità norvegese del Clean Seas (NOFO) nonché istituti di ricerca internazionale. I risultati ottenuti sono stati presentati all'Agenzia dell'Ambiente norvegese e alle amministrazioni locali e a tutti gli stakeholder dell'area, confermando 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 attrezzi e tecnologie. Le attività si concluderanno nel corso del 2014.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato l'attività di mantenimento e ottimizzazione della produzione di Ekofisk (Eni 12,39%). In particolare è stato completato lo sviluppo dell'Area South, mentre proseguono i programmi di perforazione di pozzi di infilling, upgrading delle facility esistenti e ottimizzazione della water injection.

Regno Unito Nell'ambito della strategia di ottimizzazione del portafoglio titoli nel Paese, è stata perfezionata la cessione di 19 giacimenti in produzione/sviluppo e 11 asset esplorativi.

Nell'anno è stato conseguito lo start-up del giacimento a olio e gas di Jasmine (Eni 33%) con il completamento delle attività d'installazione e allacciamento delle facility produttive e di trattamento. Il picco produttivo è stimato in 117 mila boe/giorno (circa 39 mila in quota Eni) nel 2014.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato il giacimento West Franklin (Eni 21,87%) con la costruzione e installazione delle piattaforme produttive e pipeline di collegamento alle facility di trattamento presenti nell'area. L'avvio produttivo è previsto a fine 2014.

Africa Settentrionale

Algeria Nell'anno è stata avviata la produzione dei progetti MLE-CAFC (Eni 75%) ed El Merk (Eni 12,25%). L'impianto di trattamento gas del progetto MLE-CAFC ha una capacità produttiva e di export giornalieri di 9 milioni di metri cubi di gas, 15 mila barili di olio e condensato e 12 mila barili di GPL. Sono state realizzate quattro pipeline per l'esportazione collegate al network del Paese. Il plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) è previsto entro il 2017.

L'avvio del giacimento El Merk è stato raggiunto con la realizzazione di un impianto di trattamento gas di 18 milioni di metri cubi/giorno, di due treni olio da 65 mila barili/giorno e di tre pipeline di esportazione collegate al network del Paese. Il picco produttivo di circa 18 mila barili/giorno in quota Eni è previsto nel 2015.

Nell'anno le attività produttive dei Blocchi 403 a/d (Eni 100%) e 403 (Eni 50%) hanno sfruttato le sinergie tecniche del programma R&D Integrated Operations facendo leva sul Centro di Eccellenza per le Electrical Submersible Pump (ESP). In particolare, dall'analisi in tempo reale dei dati di performance dei pozzi in produzione, sono stati eseguiti interventi tempestivi di correzione al fine di evitare possibili interruzioni delle produzioni, con un risparmio dei costi e dei tempi di ripristino delle attività.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nella development lease di Meleiba (Eni 76%) con tre scoperte near field mineralizzate a olio e gas nonché con la scoperta a olio di Rosa North-1X. Le attività di perforazione di sviluppo di Rosa North-1X sono in corso. Il giacimento sfrutterà le sinergie con le facility produttive presenti nell'area; (ii) con due scoperte near field mineralizzate a olio nell'area di Belayim (Eni 100%).

Nel 2013, Eni si è aggiudicata con una quota del 100%, l'operatorship di un blocco esplorativo nelle acque profonde egiziane del Mediterraneo orientale.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) attività di infilling nei giacimenti Belayim, Denise (Eni 50%), Tuna (Eni 50%) e nell'area del Western Desert al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario residuo; (ii) il completamento delle attività di drilling del giacimento Seth (Eni 50%); (iii) il proseguimento del programma di sviluppo del giacimento DEKA (Eni 50%) e della scoperta Emry Deep (Eni 76%); (iv) il potenziamento del sistema di water injection del giacimento Abu Rudeis (Eni 100%) nel Golfo di Suez. Il livello di acqua re-iniettata è del 99,5% pari a circa 27 mila metri cubi/giorno.

Africa Sub-Saharan

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco offshore 15/06 (Eni 35%, operatore) con la scoperta a olio di Vandumbu 1.

È stato avviato l'impianto di liquefazione gestito dal consorzio Angola LNG (Eni 13,6%), con il conseguimento del first cargo nel mese di giugno 2013. L'impianto tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas.

Nell'anno è stato sanzionato nel Blocco 15/06 il progetto East Hub, con un potenziale minerario stimato in oltre 230 milioni di barili. Lo sviluppo prevede la perforazione di pozzi sottomarini collegati a una FPSO con una capacità di 80 mila barili/giorno. Il picco produttivo pari a 55 mila barili/giorno è previsto nel 2017. Le attività di sviluppo dell'area proseguono sul progetto West Hub, con start-up atteso a fine 2014.

Nel Blocco O (Eni 9,8%) sono proseguiti le attività di riduzione del flaring gas sul giacimento Nemba. Il completamento è atteso nel 2015 con una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le attività di sviluppo sul giacimento Mafumeira hanno riguardato l'installazione di piattaforme produttive e di trattamento e collegamento sottomarino. Lo start-up è previsto alla fine del 2015. Nel Blocco 14 KA/IMI (Eni 10%) le attività di sviluppo del progetto Lianzi hanno riguardato il collegamento alle esistenti facility produttive presenti nell'area.

Il progetto Kizomba satelliti Fase 2 nelle Development Area dell'ex Blocco 15 (Eni 20%) prosegue secondo il programma di sviluppo. Le attività prevedono la messa in produzione di ulteriori tre scoperte attraverso il collegamento all'esistente FPSO. Lo start-up è atteso alla fine del 2015.

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco offshore Marine XII (Eni 65%, operatore) con la scoperta a olio e gas e l'appraisal di Nené Marine nonché l'appraisal della scoperta a gas e condensati di Litchendjili. Complessivamente il potenziale minerario delle scoperte è stimato in 2,5 miliardi di boe in place. Il blocco ha ancora un significativo potenziale minerario residuo che verrà accertato tramite la prossima campagna esplorativa e di delineazione. La presenza di facility produttive dell'area, la buona produttività del reservoir e i bassi costi di sviluppo consentono una messa in produzione delle scoperte nel 2015.

Nel 2013 Eni ha acquisito con il ruolo di operatore il blocco esplorativo Ngolo, nel bacino geologico della Cuvette, in joint venture con la compagnia di Stato congolese Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC). Il programma esplorativo avrà durata decennale. Il bacino della Cuvette rappresenta un tema di frontiera dell'esplorazione in Africa.

Nell'anno è stata rinegoziata l'estensione dei permessi di sviluppo di Madingo, Marine VI e Marine VII con l'allineamento delle scadenze tra il 2034 e il 2039, diluizione della partecipazione Eni e assegnazione di un nuovo acreage esplorativo ad elevato potenziale. È in corso l'approvazione da parte delle autorità locali.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, operatore) attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato. Il gas è venduto con contratti long-term alle centrali elettriche presenti nell'area tra cui la CEC Centrale Electrique du Congo (Eni 20%) con una potenza installata di 300 MW. Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. Nel 2013 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). Gli ulteriori volumi di gas saranno re-iniettati in giacimento in linea con i programmi Eni di zero gas flaring. Nell'anno è proseguito il programma per il miglioramento delle condizioni di vita della popolazione residente nell'area di M'Boundi. Le aree di intervento prioritario come l'educazione, la salute, il miglioramento della capacità produttiva in agricoltura, l'accesso all'acqua e all'energia, hanno visto il coinvolgimento di oltre 25.000 abitanti.

Prosegue il programma di sviluppo del progetto sanzionato 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. Lo start-up è previsto alla fine del 2015 con picco produttivo in quota Eni di 12 mila boe/giorno. La produzione del giacimento alimenterà la centrale elettrica CEC.

Mozambico Il 26 luglio 2013 è avvenuto il closing della cessione a China National Petroleum Corporation (CNPC) dell'interest del 28,57% in Eni East Africa (EEA), titolare del 70% del permesso minerario relativo all'Area 4 nell'offshore del Mozambico. CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4; Eni, attraverso la partecipazione residua, rimane titolare del 50% e dell'operatorship. Il corrispettivo della cessione è stato di € 3.386 milioni (per ulteriori informazioni v. il capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari").

La campagna esplorativa dell'anno ha riguardato l'appraisal delle scoperte di Mamba e Coral. In particolare, il processo di delineazione della scoperta di Mamba si è avvalso dei risultati dell'applicazione di un processo proprietario che integra lo studio delle caratteristiche del reservoir, il processing dei dati (e-dva™) e le analisi delle ampiezze sismiche.

Nel corso dell'anno è stata effettuata la scoperta di Agulha, la decima in ordine di tempo, in un nuovo prospect nella zona meridionale dell'Area 4. Il potenziale minerario complessivo dell'Area 4 è ora stimato in 2.650 miliardi di metri cubi di gas in place. Nel 2014 proseguirà l'attività di valutazione delle risorse in particolare del nuovo fronte esplorativo nel quale si prevede la perforazione da due a tre nuovi pozzi.

Sulla base dell'applicazione del modello di cooperazione Eni, si prevede la realizzazione di una centrale elettrica alimentata a gas per il consumo nazionale, con il supporto del Governo del Mozambico. Inoltre, è stato avviato un importante programma di valutazione degli ecosistemi del Paese e di analisi delle biodiversità, che costituiranno la base per lo sviluppo delle recenti scoperte.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

Prosegue il programma di reclutamento e formazione di risorse locali a supporto delle attività di ricerca di idrocarburi nel Paese. In particolare il programma di formazione avviato con l'Università del Mozambico ha visto il coinvolgimento nell'anno di 75 studenti.

Nigeria Nel blocco OML 125 (Eni 85%, operatore) è stato conseguito lo start-up del progetto Abo-Fase 3, sanzionato a fine 2012, con una produzione pari a circa 5 mila boe/giorno in quota Eni. Il progetto ha sfruttato una tecnologia innovativa per l'installazione di un completamento con controllo intelligente del pozzo necessario per l'avvio produttivo simultaneo da diversi livelli del reservoir, che ha ridotto sensibilmente i tempi delle attività di installazione con significativi risparmi.

Proseguono le principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny: [i] nei blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), è stata completata la flowstation di Ogbainbiri che consente di trattare il gas proveniente dal giacimento omonimo, permettendo anche la riduzione di gas flared di 0,14 milioni di metri cubi/giorno. Il programma di flaring down nell'area ha beneficiato nell'anno del completamento a fine 2012 dell'upgrade della flowstation del giacimento Idu, con una riduzione di gas flared pari a 1,4 milioni di metri cubi/giorno e dell'ottimizzazione del flaring down di Akri con una riduzione di 0,71 milioni di metri cubi/giorno; [ii] nel blocco OML 28 (Eni 5%) nell'ambito del progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie, è stata finalizzata la campagna di drilling di sviluppo. Il progetto 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. Sono previste ulteriori fasi di sviluppo per mettere in produzione il potenziale minierario residuo dell'area.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato: [i] il giacimento Forkados-Yokri (Eni 5%). Il progetto prevede la perforazione di 24 pozzi produttori, l'upgrading delle flowstations esistenti e la realizzazione di facility di trasporto; [ii] il giacimento Bonga NW nel blocco OML 118 (Eni 12,5%). Le attività prevedono la perforazione e completamento di pozzi produttori e iniettori; [iii] progetti a sostegno dello sviluppo locale per il miglioramento delle condizioni sanitarie, lo sviluppo in ambito agricolo e di accesso all'istruzione; [iv] il supporto tecnico del Centro di Eccellenza per le ESP per l'analisi dei dati di performance in diverse realtà produttive del Paese. Le analisi in tempo reale dei pozzi in produzione hanno consentito di evitare possibili interruzioni produttive.

Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture 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 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 Nigerian LNG Co.

Kazakhstan

Kashagan L'11 settembre 2013, a seguito del completamento, test e consegna di tutti gli impianti, è stata avviata la produzione del first oil del giacimento giant di Kashagan (Eni 16,81%).

Nell'ottobre 2013 la produzione è stata interrotta a causa di un problema tecnico alla pipeline che trasporta il gas acido dagli impianti offshore a quelli onshore, senza alcun impatto sull'ambiente e alla comunità circostante. Sono iniziate le operazioni di riparazione e per il 2014 è stato assunto un contributo prudentiale al profilo produttivo Eni. Si prevede dal 2015 il raggiungimento del livello di produzione originariamente pianificato.

La capacità produttiva iniziale della Fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) è prevista a 150 mila barili/giorno, con l'obiettivo di raggiungere 370 mila barili/giorno di capacità installata grazie all'avvio del secondo treno di trattamento offshore e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento. Un ulteriore incremento fino a 450 mila barili/giorno potrà essere 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.

Nel corso dell'anno è stato presentato il piano di sviluppo della sezione occidentale della scoperta adiacente di Kalamkas. Si prevede di ricevere l'approvazione per iniziare il FEED nel 2014. 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 per la candidatura all'UNESCO del delta dell'Ural per l'inserimento nel programma "Man and Biosphere" ha raccolto favorevoli consensi da parte delle Autorità kazake ed è in fase di conclusione.

Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione di risorse kazake per posizioni manageriali.

Al 31 dicembre 2013 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$8,2 miliardi pari a €5,9 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2013, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2013 (\$6,1 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,1 miliardi).

Al 31 dicembre 2013 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 565 milioni di boe in linea rispetto al 2012.

Karachaganak È attualmente allo studio l'Expansion Project del giacimento Karachaganak (Eni 29,25%). Il progetto si propone di ampliare lo sfruttamento del giacimento attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti di trattamento gas per la re-iniezione al fine di mantenere il profilo produttivo di liquidi e per incrementare le vendite di gas.

Sono in corso discussioni tecniche e commerciali per la definizione della prima fase di sviluppo per incrementare la capacità di

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

re-iniezione, con il FEED atteso entro il 2014.

Nel 2013 è stato avviato il programma Eni di monitoraggio ambientale al fine di valutare le migliori pratiche di monitoraggio della biodiversità.

Prosegue l'impegno a sostegno delle comunità locali adiacenti al giacimento di Karachaganak. Le attività dell'anno hanno riguardato la realizzazione di infrastrutture scolastiche e ricreative nonché l'attuazione di programmi sanitari.

Al 31 dicembre 2013 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 470 milioni di boe, in linea rispetto al 2012.

Resto dell'Asia

Indonesia 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 2017 con picco di 80 mila boe/giorno (42 mila in quota Eni) nel 2018. Il progetto Jau comprende la perforazione di pozzi produttori e la connessione alle facility di trattamento per il trasporto onshore via pipeline. Lo start-up è atteso nel 2017.

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, con avvio atteso nel 2016. Il programma prevede successivamente lo sviluppo integrato dei quattro giacimenti su due Hub, il primo per Gendalo, Gandang, Maha e il secondo per Gehem. Lo start-up è atteso nel 2018.

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 Nel luglio 2013 è stato firmato un emendamento con la compagnia di stato irachena South Oil Company e il Ministero del Petrolio iracheno al contratto di servizio del giacimento Zubair (Eni 41,6%) che stabilisce in 850 mila barili/giorno il target di produzione e l'estensione della durata del contratto per altri cinque anni, fino al 2035.

Il Rural Support Project a sostegno delle aziende agricole e delle comunità nell'area del giacimento di Zubair è stato completato nell'anno. Il programma in collaborazione con il Dipartimento Agricoltura di Zubair, la Farmers Association e sotto la supervisione delle Autorità locali ha riguardato 165 aziende durante la stagione agricola 2012-2013.

Russia È stata ceduta a società del Gruppo Gazprom la partecipazione del 60% nella joint venture Artic Russia che possiede il 49% di Severenergia, società titolare di quattro licenze di esplorazione e produzione d'idrocarburi nella Regione dello Yamal Nenets (Siberia), tra le quali in particolare il giacimento in produzione di Samburgskoye primo sviluppo Eni nell'upstream russo. Il corrispettivo della cessione di € 2,16 miliardi (\$ 2.940 milioni) è

stato incassato il 15 gennaio 2014 [per ulteriori informazioni v. il capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari"]. Con questa dismissione Eni monetizza l'investimento giunto a un elevato grado di maturità, continuando a mantenere un forte impegno nell'upstream russo attraverso la partnership con Rosneft per l'esplorazione nell'offshore russo di Mar Nero e Mare di Barents. Nel giugno 2013 è stato completato con Rosneft l'accordo di cooperazione strategica per la conduzione di attività esplorative nell'offshore russo del Mare di Barents (licenze di Fedynsky e Central Barents, Eni 33,33%), dove sono stati avviati i rilievi sismografici, e del Mar Nero (licenza di Western Chernomorsky, Eni 33,33%). I rilievi sismici saranno realizzati nel rispetto dei requisiti ambientali richiesti dalla legislazione russa.

America

Stati Uniti Le Autorità competenti hanno ufficializzato l'assegnazione di uno dei cinque blocchi offshore, situati nelle aree di Mississippi Canyon e Desoto Canyon nel Golfo del Messico, per cui Eni era risultata migliore offerente nel corso della Lease Sale 227 del marzo 2013.

Nel novembre 2013 è stato definito con la società statunitense Quicksilver un accordo di esplorazione e sviluppo di giacimenti a olio non convenzionale (shale oil) nell'onshore degli Stati Uniti. Eni acquisirà un interest del 50% nel titolo minerario di Leon Valley, situata nel Texas occidentale. Il programma di lavoro prevede la perforazione fino a un massimo di 5 pozzi esplorativi e una prospezione geofisica per definire il potenziale minerario dell'area in base al quale sarà definito il piano di sviluppo. Eni investirà fino a \$52 milioni per l'esecuzione delle attività esplorative programmate. L'accordo prevede inoltre l'acquisizione senza costi aggiuntivi della quota del 50% posseduta da Quicksilver in un titolo limitrofo.

È stata sanzionata la Fase 1 del programma di sviluppo del giacimento Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore profondo del Golfo del Messico. Il progetto prevede la perforazione di 5 pozzi produttori e l'installazione di una piattaforma produttiva. Lo start-up è atteso alla fine del 2016, con una produzione pari a circa 9 mila boe/giorno in quota Eni.

Le attività di sviluppo nel Golfo del Messico hanno riguardato principalmente: (i) la perforazione e il completamento dei pozzi e installazione delle facility sui giacimenti di Hadrian South (Eni 30%), Lucius/Hadrian North (Eni 5,4%) e St. Malo (Eni 1,25%); (ii) attività di infilling sui giacimenti in produzione di Appaloosa (Eni 100%, operatore), Longhorn (Eni 75%, operatore), Pegasus (Eni 58%, operatore) e Front Runner (Eni 37,5%); (iii) attività di manutenzione sulla pipeline di collegamento alla piattaforma produttiva di Corral.

Proseguono le attività di drilling sui giacimenti di Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Ooogruk (Eni 30%) in Alaska.

Venezuela Nel marzo 2013 è stata avviata la produzione (accelerated early production) del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), situato 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 alla fine del 2015, con un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria con

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

una capacità di circa 350 mila barili/giorno. Eni finanzierà 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. Proseguono le attività di drilling e installazione delle facility di trasporto e trattamento.

Prosegue il progetto sanzionato del giacimento a gas di Perla, localizzato nel Blocco Cardon IV [Eni 50%, nel Golfo di Venezuela. PDVSA ha esercitato il diritto di ingresso nella società con una partecipazione del 35%. Successivamente al perfezionarsi del trasferimento della quota, Eni conserverà il 32,5% nel progetto. La prima fase 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 13 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.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production [€10.475 milioni] hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo [€8.580 milioni], realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Congo, Nigeria, Kazakhstan, Egitto e Regno Unito. 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, Norvegia, Congo, Togo, Nigeria, Stati Uniti e Angola, nonché acquisizione di nuove licenze nella Repubblica di Cipro e in Vietnam. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Nel 2013 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata pari a €87 milioni. Sono state depositate 9 domande di brevetto, di cui uno congiuntamente con Versalis.

Investimenti tecnici	[€ milioni]	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved		754	43	109	66	..
Africa Settentrionale	57	14	109			
Africa Sub-Sahariana	697	27				
America		2				
Esplorazione	1.210	1.850	1.669	(181)	[9,8]	
Italia	38	32	32			
Resto d'Europa	100	151	357	206	..	
Africa Settentrionale	128	153	95	(58)	(37,9)	
Africa Sub-Sahariana	482	1.142	757	(385)	..	
Kazakhstan	6	3	1	(2)	(66,7)	
Resto dell'Asia	156	193	233	40	20,7	
America	60	80	110	30	37,5	
Australia e Oceania	240	96	84	(12)	(12,5)	
Sviluppo	7.357	8.304	8.580	276	3,3	
Italia	720	744	743	(1)	(0,1)	
Resto d'Europa	1.596	2.008	1.768	(240)	(12,0)	
Africa Settentrionale	1.380	1.299	808	(491)	(37,8)	
Africa Sub-Sahariana	1.521	1.931	2.675	744	38,5	
Kazakhstan	897	719	658	(61)	(8,5)	
Resto dell'Asia	361	641	749	108	16,8	
America	831	953	1.127	174	18,3	
Australia e Oceania	51	9	52	43	..	
Altro	114	110	117	7	6,4	
	9.435	10.307	10.475	168	1,6	