

# Exploration & Production

## Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,49	0,72	0,41	0,28	<b>0,14</b>
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,59	0,48	0,41	0,36	<b>0,26</b>
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,77	7,90	1,83	0,81	-
Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	23.801	29.497	29.121	35.881	<b>31.268</b>
Utile operativo		9.120	13.866	15.887	18.470	<b>14.871</b>
Utile operativo adjusted		9.489	13.898	16.075	18.537	<b>14.646</b>
Utile netto adjusted		3.881	5.609	6.865	7.426	<b>5.952</b>
Investimenti tecnici		9.486	9.690	9.435	10.307	<b>10.475</b>
ROACE adjusted	(%)	12,3	16,0	17,2	17,6	<b>13,5</b>
Profit per boe <sup>(b)</sup>	(\$/boe)	8,1	11,9	17,0	16,0	<b>15,5</b>
Opex per boe <sup>(b)</sup>		5,8	6,1	7,3	7,1	<b>8,3</b>
Cash Flow per boe <sup>(d)</sup>		23,7	25,5	31,7	32,8	<b>31,9</b>
Finding & Development cost per boe <sup>(c) (d)</sup>		28,9	19,3	18,8	17,4	<b>19,2</b>
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi <sup>(d)</sup>		46,90	55,60	72,26	73,39	<b>71,87</b>
Produzione di idrocarburi <sup>(d)</sup>	(migliaia di boe/giorno)	1.769	1.815	1.581	1.701	<b>1.619</b>
Riserve certe di idrocarburi <sup>(d)</sup>	(milioni di boe)	6.571	6.843	7.086	7.166	<b>6.535</b>
Vita utile residua delle riserve certe <sup>(d)</sup>	(anni)	10,2	10,3	12,3	11,5	<b>11,1</b>
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve <sup>(d)</sup>	(%)	93	127	143	147	<b>105</b>
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.271	10.276	10.425	11.304	<b>12.352</b>
di cui: <i>all'estero</i>		6.388	6.370	6.628	7.371	<b>8.219</b>
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	6.259	3.820	2.930	3.015	<b>1.728</b>
Oil spill da sabotaggio (>1 barile)		15.288	18.695	7.657	8.436	<b>5.493</b>
Acqua di formazione ri-iniettata	(%)	39	44	43	49	<b>55</b>
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	29,73	31,20	23,59	28,46	<b>25,71</b>
di cui: <i>da flaring</i>		13,84	13,83	9,55	9,46	<b>8,48</b>
Community investment	(€ milioni)	67	72	62	59	<b>53</b>

(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.

- Le emissioni di gas serra sono diminuite del 9,7% (-10,4% le emissioni da flaring), grazie ai 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.
- L'acqua re-iniettata ha raggiunto un livello record pari al 55%. In particolare è stato esteso per i prossimi anni un piano di re-iniezione di acqua nell'onshore Nigeriano.
- Nel 2013 il settore E&P registra una riduzione di €1.474 milioni

dell'utile netto adjusted pari al 20% rispetto al 2012, a causa delle interruzioni straordinarie, in Libia, Nigeria e Algeria. La generazione di cassa è stata robusta con \$30 per barile prodotto grazie alla competitiva posizione di costo.

- 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 Artic 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 Agulha. 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, confermano 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 dispo-

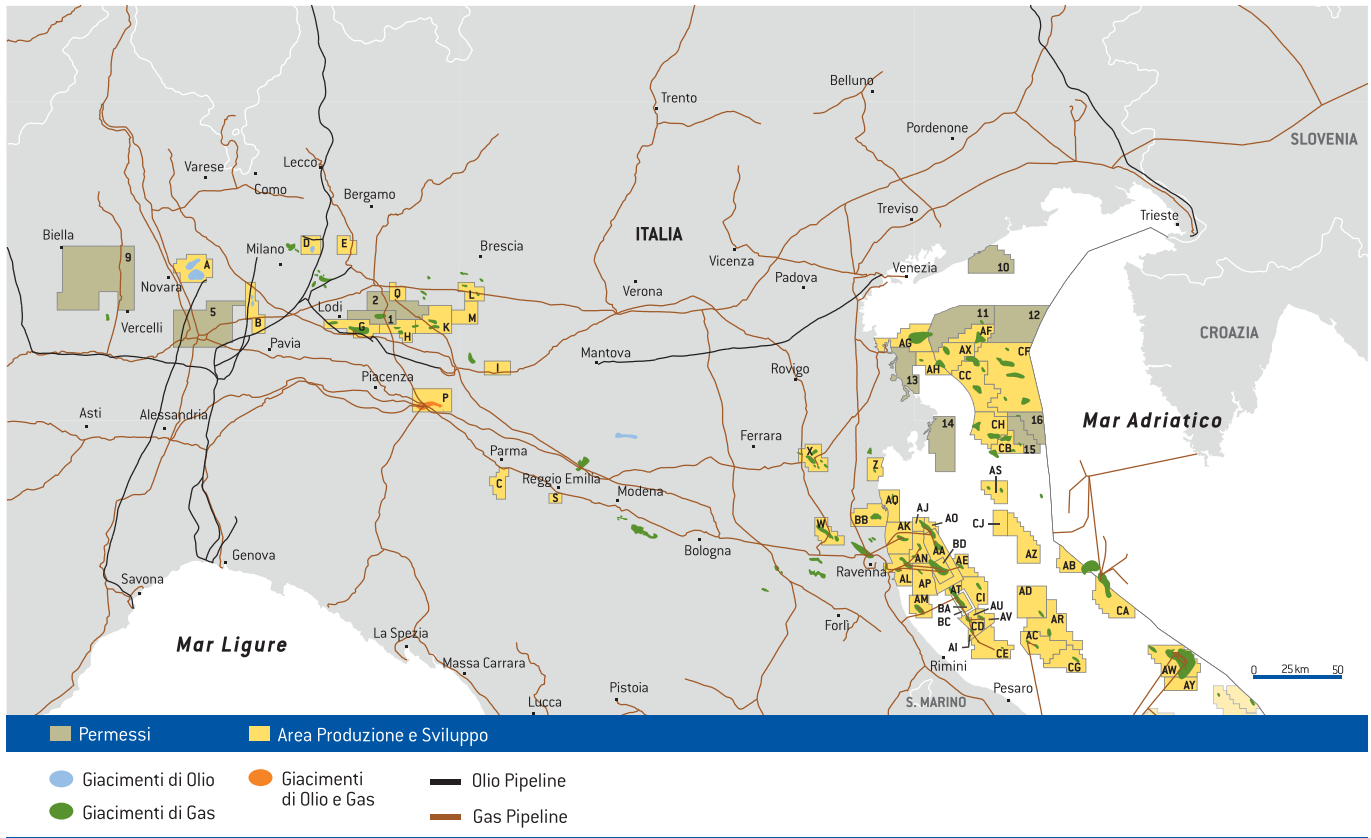
nibilità di infrastrutture consentirà uno sviluppo con costi contenuti e ridotto time-to-market.

- 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 progetti di sostenibilità a favore del 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 fase di early production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno alla fine del 2015.
- 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, Kazakhstan, 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).

## I Paesi di attività



### Italia

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2013 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 186 mila boe/giorno. L'attività è condotta nel Mare Adriatico e Ionico, nell'Appennino Centro-Meridionale, nell'onshore e nell'offshore siciliano e nella Val Padana per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.478 chilometri quadrati (17.282 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività operate di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione (67 nell'onshore e 72 nell'offshore).

### Mare Adriatico e Ionico

**Produzione** I giacimenti hanno fornito nel 2013 il 49% della produzione Eni in Italia, principalmente gas. I principali sono Barbara, Annamaria, Angela-Angelina, Porto Garibaldi, Cervia, Bonaccia, Luna e Hera Lacinia. La produzione è operata attraverso 73 piattaforme fisse (di cui 3 presidiate) installate presso i giacimenti principali alle quali sono collegati i giacimenti satelliti attraverso infrastrutture sottomarine. La produzione è convogliata mediante sealine sulla terraferma per essere immessa nella rete di trasporto nazionale del gas. Il sistema è continuamente sottoposto a rigorosi controlli di sicurezza, attività manutentiva e ottimizzazione della produzione in particolare dei campi di Annamaria, Armida, Angela Angelina, Cervia ed Emilio.

**Sviluppo** Le principali attività hanno riguardato: (i) l'upgrading dei sistemi di compressione degli idrocarburi sulle piattaforme produttive del giacimento Barbara; e (ii) l'avvio dei rispettivi programmi di sviluppo dei giacimenti Elettra e Fauzia.

**Esplorazione** L'attività esplorativa concentrata nelle aree limitrofe dei giacimenti in produzione, ha permesso l'individuazione di possi-

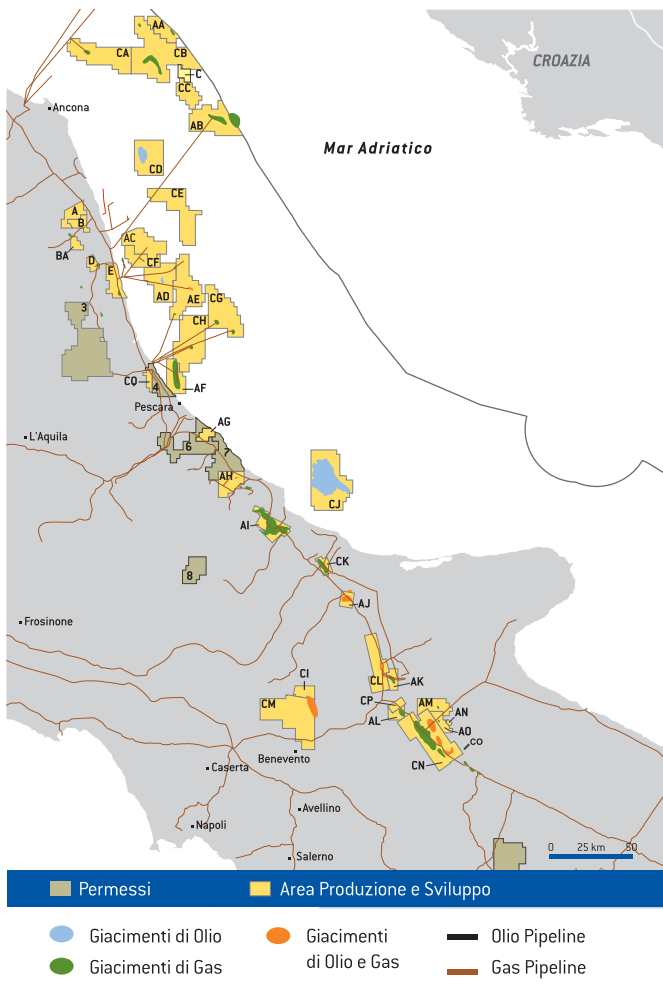
bili opportunità near field. Inoltre, nell'anno, è stata presentata alle Autorità competenti richiesta di un nuovo titolo minerario adiacente alle aree in produzione Eni.

### Appennino Centro-Meridionale

**Produzione** Eni è operatore della concessione Val d'Agri (Eni 60,77%) in Basilicata, risultante dall'unificazione delle concessioni Volturino e Grumento Nova a fine 2005. La produzione proveniente dai giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone è alimentata da 29 pozzi produttori ed è trattata presso il centro olio di Viggiano. Nel 2013, la concessione ha prodotto il 34% della produzione Eni in Italia.

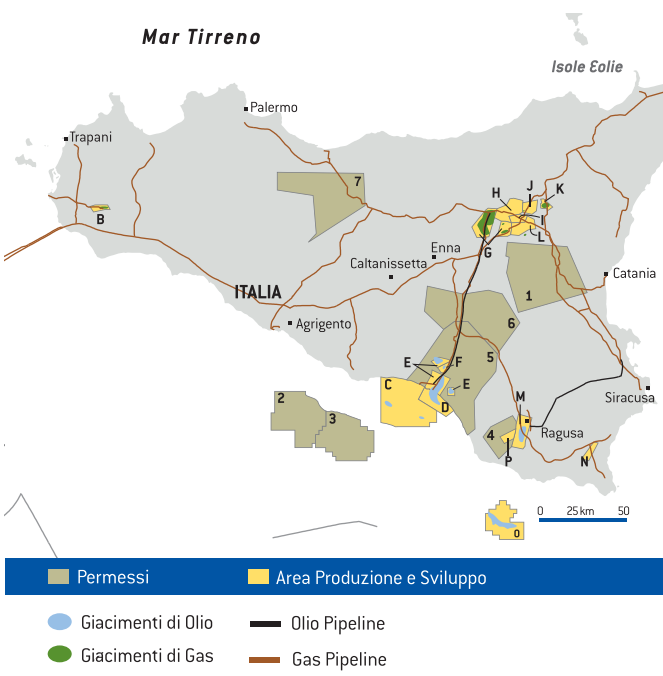
**Sviluppo** Prosegue l'attività volta a finalizzare il programma di sviluppo di Val d'Agri oggetto di accordo con la Regione Basilicata nel 1998: (i) i lavori per l'installazione di una nuova linea di trattamento gas continuano con l'obiettivo di migliorare le performance ambientali della centrale di 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.

**Esplorazione** Proseguono le attività di accertamento del potenziale minerario residuo dell'area.



## Sicilia

**Produzione** Eni è operatore in 12 concessioni di coltivazione nell'onshore e 2 nell'offshore siciliano, che nel 2013 hanno prodotto circa il 10% della produzione Eni in Italia. I principali giacimenti sono Gela, Ragusa, Tresauro, Giarone, Fiumetto e Prezioso.



**Sviluppo** Continua l'attività di manutenzione e ottimizzazione sui pozzi in produzione dei campi di Gela, Ragusa e Tresauro. Sono state presentate alle Autorità competenti le integrazioni richieste nell'ambito della procedura ambientale necessaria al rilascio della concessione di sviluppo delle scoperte di Argo e Cassiopea nel canale di Sicilia. È stato ottenuto parere positivo dall'Autorità tecnica competente.

## Resto d'Europa

### Norvegia

Eni è presente in Norvegia dal 1965. L'attività è condotta nel Mare di Norvegia, nel Mare del Nord norvegese e nel Mare di Barents per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 11.566 chilometri quadrati (3.779 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2013 la produzione Eni nel Paese è stata di 106 mila boe/giorno.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Norvegia sono regolate da Production License. La Production License (PL) autorizza il detentore a effettuare rilievi sismografici, attività di perforazione e produzione sino alla scadenza contrattuale, con possibilità di rinnovo.

Nel medio termine, la produzione Eni nel Paese è prevista in crescita per effetto dello sviluppo dei progetti in portafoglio.

### Mare di Norvegia

**Produzione** Eni partecipa in 10 licenze produttive. I principali giacimenti sono Åsgard (Eni 14,82%), Kristin (Eni 8,25%), Heidrun (Eni 5,17%), Mikkel (Eni 14,9%), Tyrihans (Eni 6,2%), Marulk (Eni 20%, operatore) e Morvin (Eni 30%) che nel 2013 hanno fornito il 79% della produzione Eni del Paese.

Nell'anno 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). Le facility di Åsgard raccolgono la produzione gas dei giacimenti della zona per il successivo trasferimento via pipeline al centro di trattamento di Karsto e da lì in Europa presso il terminale di Dornum in Germania. La produzione di liquidi dell'area, ottenuta prevalentemente mediante FPSO, è venduta FOB.

**Sviluppo** Sono proseguite le attività di installazione di una stazione di compressione sottomarina del giacimento Åsgard. Il programma in corso ha l'obiettivo di mantenere l'attuale profilo produttivo del giacimento. Continuano le attività di valorizzazione delle recenti scoperte nei pressi di Åsgard, in particolare su Midgard e Mikkel.

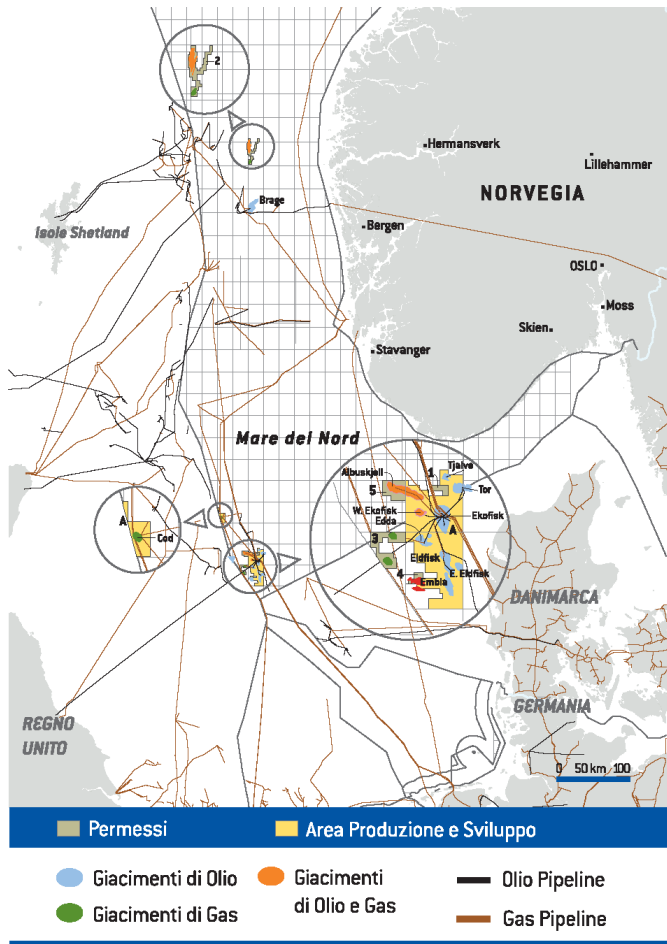
**Esplorazione** Eni partecipa in 33 Prospecting License con quote comprese tra il 5% e il 50%, 4 delle quali operate.

### Mare del Nord Norvegese

**Produzione** Eni partecipa in 5 licenze produttive. Il principale giacimento è Ekofisk (Eni 12,39%) nella PL 018, che nel 2013 ha prodotto circa 22 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 21% della produzione Eni del Paese. La produzione di Ekofisk e dei satelliti è trasportata via pipeline presso il terminale di Teesside nel Regno Unito per il petrolio e il terminale di Emden in Germania per il gas.

**Sviluppo** Le attività dell'anno hanno riguardato l'attività di mantenimento e ottimizzazione della produzione di Ekofisk. 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.

**Esplorazione** Eni partecipa in 6 Prospecting License con quote comprese tra il 12% e il 45%, una delle quali operate. Nell'anno l'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella PL479 (Eni 19,6%) con la scoperta near field a gas e condensati di Smørbuk, che sfrutterà le sinergie delle facility produttive presenti nell'area.



### Mare di Barents

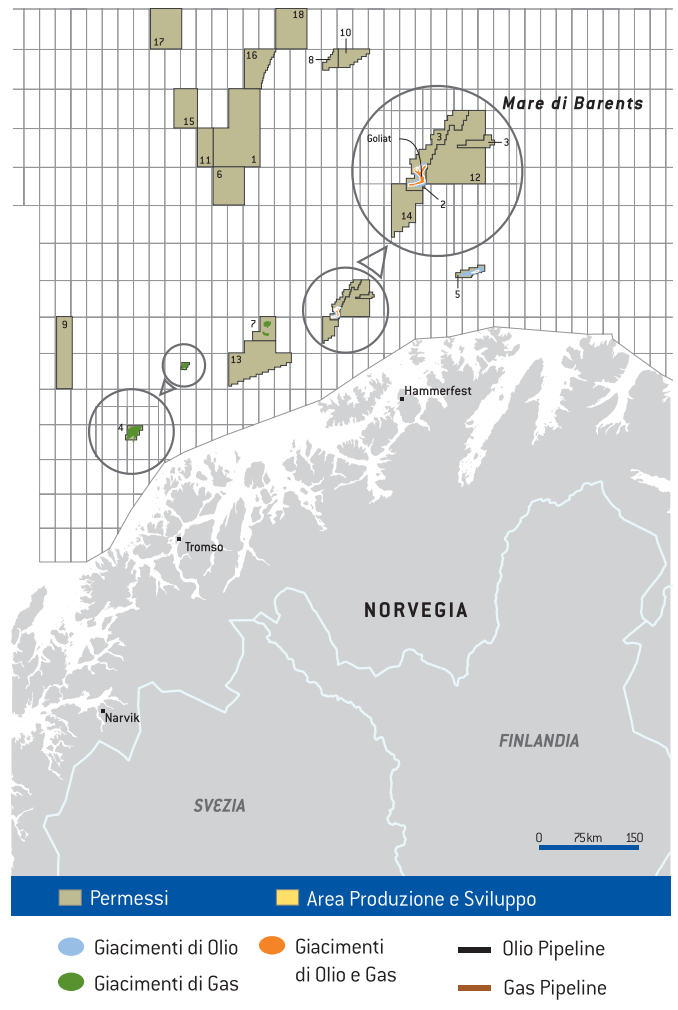
L'attività condotta nel Mare di Barents riguarda attualmente la fase esplorativa e di sviluppo. Eni partecipa in 18 licenze, di cui 13 come operatore. Si tratta di un'area strategica considerata l'entità delle risorse in sviluppo che dovrà avvenire nel rispetto dei più rigorosi standard di sicurezza e tutela delle persone e dell'ambiente considerata la delicatezza dell'ecosistema.

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.

**Sviluppo** L'attività di sviluppo è concentrata sul giacimento Goliat nella PL 229 (Eni 65%, operatore), la principale scoperta dell'area effettuata nel 2000 a una profondità d'acqua di 370 metri. Il progetto è in fase di realizzazione con start-up produttivo atteso alla fine del 2014 e 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 attrezzature e tecnologie. Le attività si concluderanno nel corso del 2014.

**Esplorazione** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo 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.



### Regno Unito

Eni è presente nel Regno Unito dal 1964. L'attività è condotta nel Mare del Nord inglese, nel Mare d'Irlanda e nell'oceano Atlantico per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 1.441 chilometri quadrati (638 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2013, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 41 mila boe/giorno (di cui circa il 40% di liquidi).

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.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Regno Unito sono regolate da contratti di concessione.

**Produzione** Eni partecipa in 5 aree produttive, di cui la Hewett Area come operatore con una quota dell'89,3%. Gli altri principali giacimenti sono Elgin/Franklin, West Franklin (Eni 21,87%), Liverpool Bay (Eni 53,9%, 100% a seguito dell'acquisizione nel 2014 della quota residua), J Block Area (Eni 33%) e MacCulloch (Eni 40%) che nel 2013 hanno fornito l'80% della produzione Eni del Paese.

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.



**Sviluppo** Nel corso dell'anno sono stati assegnati i contratti per l'avvio del programma di sviluppo della fase a olio di CAFC. Il completamento è atteso nel 2017.

**Blocco 208**

**Produzione** Nel 2013 il blocco ha fornito circa il 4% della produzione Eni nel Paese, a seguito dell'avvio del giacimento El Merk. Lo start-up produttivo è stato conseguito attraverso 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.

**Sviluppo** Il programma di sviluppo di El Merk prevede principalmente la perforazione di ulteriori 25 pozzi produttivi.

**Egitto**

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2013 la produzione di idrocarburi è stata di 227 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 14% della produzione annuale di idrocarburi. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 10.386 chilometri quadrati (3.665 chilometri quadrati in quota Eni). Le principali attività produttive Eni sono condotte: (i) nel Golfo di Suez, principalmente nel giacimento Belayim (Eni 100%) e nel Western Desert, essenzialmente nella concessione Melehia (Eni 76%) e Ras Qattara (Eni 75%) con produzione di petrolio e condensati; (ii) nelle concessioni del Delta del Nilo di North Port Said (Eni 100%), di El Tamsah (Eni 50%, operatore), di Baltim (Eni 50%, operatore), di Ras el Barr (Eni 50%) con produzione prevalentemente a gas. Nel 2013, la produzione di queste concessioni ha rappresentato circa il 94% della produzione in quota Eni del Paese.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Egitto sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement.

Nel prossimo quadriennio l'Egitto si confermerà tra i primi Paesi produttori di Eni.

**Golfo di Suez**

**Produzione** La produzione dell'area è fornita principalmente dal giacimento Belayim, la prima grande scoperta a olio nel Paese, che ha prodotto circa 105 mila barili/giorno (56 mila in quota Eni) nel 2013.

**Sviluppo** Proseguono le attività di perforazione di pozzi di infilling nell'area di Belayim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario. Le altre attività di sviluppo hanno riguardato il potenziamento del sistema di water injection del giacimento Abu Rudeis (Eni 100%). Il livello di acqua re-iniettata è del 99,5% pari a circa 27 mila metri cubi/giorno.

**Esplorazione** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con due scoperte near field mineralizzate a olio nell'area di Belayim.

**Delta del Nilo**

**North Port Said**

**Produzione** Nel 2013, la produzione della concessione è stata di 31 mila boe/giorno (24 mila in quota Eni), circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 3 mila barili/giorno di condensati. Parte della produzione della concessione è destinata all'impianto di proprietà United Gas Derivatives Co (Eni 33,33%) con una capacità di trattamento di 37 milioni di metri cubi di gas/giorno, incrementata nel corso dell'anno, e una produzione annua di circa 380 mila tonnellate di propano, 305 mila tonnellate di GPL e 1,5 milioni di barili di condensati.

**Sviluppo** Le iniziative in corso hanno l'obiettivo di mantenere la produzione di gas sul livello attuale.

**Baltim**

**Produzione** Nel 2013 la produzione della concessione è stata di circa 62 mila boe/giorno (circa 20 mila in quota Eni); circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 3 mila barili/giorno di condensati.

**Sviluppo** Le attività eseguite hanno avuto l'obiettivo di mantenere la produzione di gas sul livello attuale.

**Ras el Barr**

**Produzione** Nel 2013 la produzione dell'area è stata di circa 112 mila boe/giorno (40 mila in quota Eni), principalmente gas proveniente dai giacimenti Ha'py, Akhen, Taurt e Seth.

**Sviluppo** Sono state completate le attività di perforazione di sviluppo del giacimento Seth.

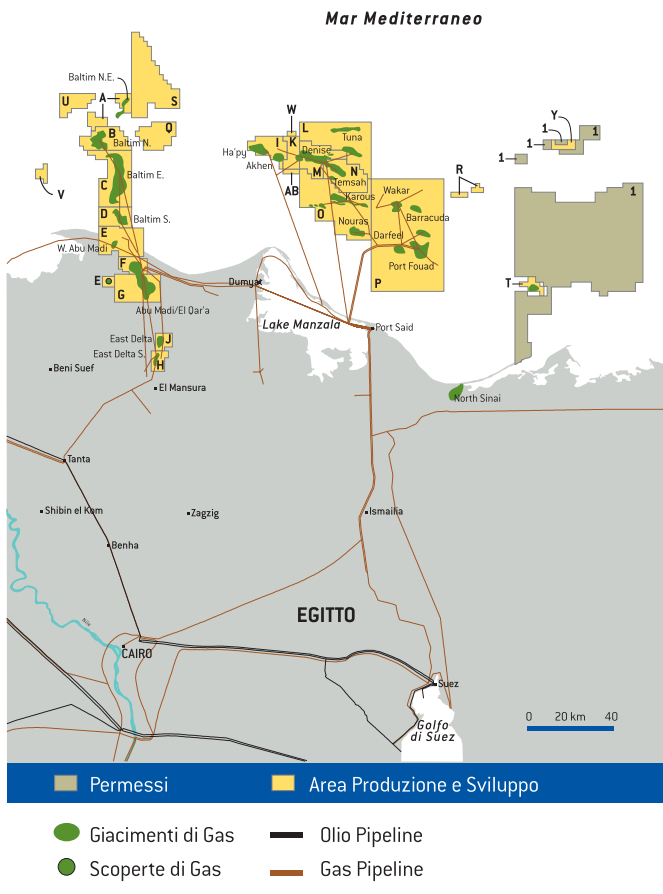
**El Tamsah**

**Produzione** La concessione comprende principalmente i campi di Tamsah, Denise e Tuna la cui produzione nel 2013 è stata di circa 174 mila boe/giorno (52 mila in quota Eni); circa 8 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 3 mila barili/giorno di condensati in quota Eni.

**Sviluppo** Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) attività di infilling nei giacimenti Denise e Tuna al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario residuo; (ii) il proseguimento del programma di sviluppo del giacimento Deka.

**Esplorazione nel Delta del Nilo**

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



## Western Desert

**Produzione** Altre attività produttive operate da Eni sono condotte nel Western Desert, in particolare nei permessi di sviluppo di Meleiha, Ras Qattara, West Abu Gharadig (Eni 45%) e West Razzak (Eni 100%) prevalentemente di petrolio. Nel 2013, le concessioni localizzate nel Western Desert hanno fornito circa l'11% della produzione in quota Eni del Paese.

**Sviluppo** L'attività dell'anno ha riguardato il proseguimento del programma di sviluppo della scoperta Emry Deep e attività di infilling in tutta l'area al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario residuo.

**Esplorazione** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella development lease di Meleiha 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.

## Libia

Eni è presente in Libia dal 1959. L'attività è condotta nell'offshore mediterraneo di fronte a Tripoli e nel deserto libico per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 26.634 chilometri quadrati (13.294 chilometri quadrati in quota Eni). L'attività di esplorazione e sviluppo è concentrata nelle seguenti aree; onshore: (i) Area A, comprendente l'ex Concessione 82 (Eni 50%); (ii) Area B, ex-Concessione 100 (Bu Attifel) e il giacimento NC125 (Eni 50%); (iii) Area E, con il giacimento El Feel (Elephant) (Eni 33,3%); (iv) Area F con il Blocco 118 (Eni 50%); offshore: (i) Area C con il giacimento a olio di Bouri (Eni 50%); (ii) Area D con i Blocchi NC41 e NC169 (onshore), facenti parte del Western Libyan Gas Project (Eni 50%).

Nella fase esplorativa, Eni è operatore nell'area di Kufra (186/1,2,3 e 4 onshore) e nelle Aree Contrattuali onshore A e B e offshore D.

Le attività Eni in Libia sono regolate da contratti di Exploration and Production Sharing (EPSA) che hanno durata fino al 2042 per le produzioni a olio e al 2047 per quelle a gas.

Nell'attuale momento storico la Libia è uno dei Paesi a maggiore rischio per Eni a causa della perdurante fase d'instabilità interna che ha fatto seguito alla rivoluzione civile del 2011, talvolta da comportare interruzioni precauzionali delle nostre attività industriali. Nel corso del 2013 la performance operativa Eni è stata penalizzata in maniera rilevante da una lunga serie di eventi di forza maggiore riconducibili a scioperi, proteste, tensioni sociali che hanno costretto Eni a sospendere completamente per alcuni giorni nella parte finale dell'anno l'attività presso l'importante sito di Mellitah e a chiudere il gasdotto GreenStream. Ricordiamo che Eni è impegnata nel pieno ripristino del plateau produttivo nel Paese dopo la rivoluzione del 2011 a causa della quale Eni fu costretta a sospendere la quasi totalità delle attività operative e le esportazioni di gas per un periodo di circa 8 mesi con pesanti ripercussioni sui volumi e i risultati operativi di quell'esercizio. Nel 2013 gli impianti Eni in Libia hanno erogato 228 mila boe/giorno con una flessione dell'11,6% rispetto al 2012.

## Area A

**Produzione** Situata nel deserto libico orientale, l'area comprende sei giacimenti a olio la cui produzione, avviata nel 1984, è trattata presso gli impianti del vicino giacimento Bu Attifel (Area B). Nel 2013 la produzione ottenuta da questi giacimenti è stata di circa 4 mila barili/giorno.

## Area B

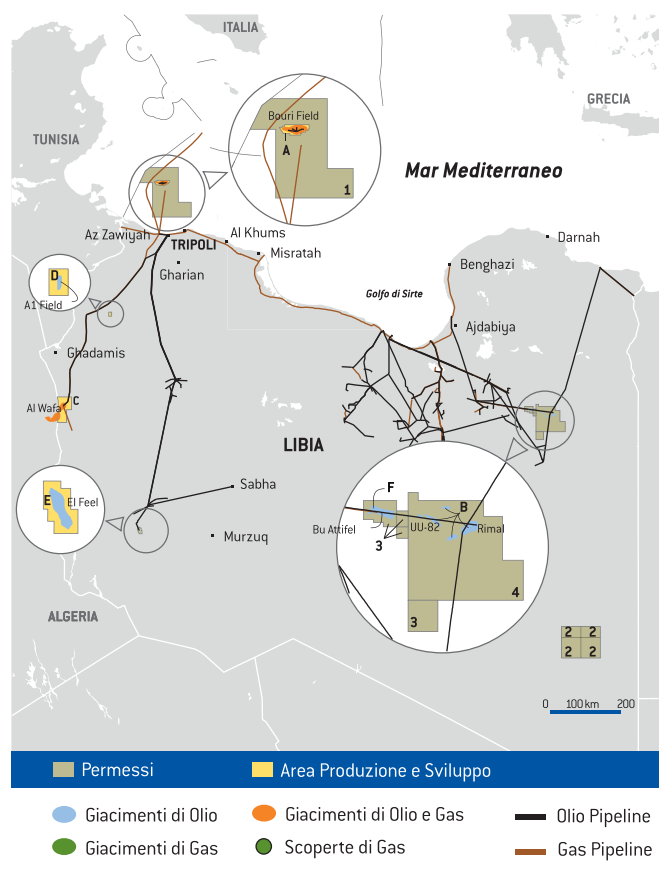
**Produzione** L'area, situata nel deserto libico orientale, comprende il giacimento a olio di Bu Attifel, scoperto nel 1967 e in produzione dal 1972, e il giacimento minore situato nel Blocco NC 125. Nel 2013 la produzione dell'area è stata di circa 53 mila barili/giorno (circa 6 mila in quota Eni).

## Area C

**Produzione** L'area, situata nell'offshore mediterraneo di fronte a Tripoli, comprende il giacimento a olio Bouri, scoperto nel 1976 e in produzione dal 1988, che nel 2013 ha fornito circa 39 mila barili/giorno (circa 15 mila in quota Eni). Lo sfruttamento avviene mediante due piattaforme di produzione collegate a un'unità navale di stoccaggio e di un terminale offshore della capacità di circa 1,5 milioni di barili.

## Area D

**Produzione** L'area comprende il Blocco offshore NC41 e quello onshore NC169 sviluppati congiuntamente nell'ambito del Western Libyan Gas Project. La produzione è fornita: (i) dal giacimento onshore Wafa avviato nel settembre 2004, che nel 2013 ha prodotto circa 91 mila boe/giorno di liquidi e gas naturale (74 mila in quota Eni); (ii) dal giacimento offshore Bahr Essalam, avviato nell'agosto 2005, che nel 2013 ha prodotto circa 160 mila boe/giorno di liquidi e gas naturale (131 mila in quota Eni). La produzione onshore è trattata presso le facility di Wafa, il gas è commercializzato in loco o destinato all'export; i liquidi sono inviati via pipeline all'impianto di Mellitah per il frazionamento e la commercializzazione dell'olio e dei condensati. La produzione offshore è operata attraverso la piattaforma Sabratha, installata sul giacimento di Bahr Essalam, dove i liquidi e il gas sono sottoposti a pre-trattamento e, tramite condotte sottomarine, inviati all'impianto costiero di Mellitah per il



trattamento finale. La maggior parte del gas prodotto dai due giacimenti è esportato in Europa attraverso il gasdotto GreenStream. Nel 2013 i volumi esportati sono stati di circa 5,5 miliardi di metri cubi, mentre sono circa 4 miliardi di metri cubi quelli venduti in Libia per la generazione di energia elettrica.

### Area E

**Produzione** L'area, situata nella zona desertica Sud-Occidentale a circa 800 chilometri da Tripoli, comprende il giacimento a olio El Feel (Elephant) che nel 2013 ha prodotto circa 53 mila barili/giorno (circa 2 mila in quota Eni). Il petrolio è trattato presso le facility presenti nell'area e poi inviato tramite oleodotto all'impianto costiero di Mellitah per lo stoccaggio e la commercializzazione.

### Tunisia

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 13 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nelle aree desertiche del sud e nell'offshore mediterraneo di fronte a Hammamet, per una superficie complessiva sviluppata di 6.464 chilometri quadrati (di cui 2.274 in quota Eni).

Le attività d'esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da contratti di concessione.

**Produzione** La produzione è fornita principalmente dai blocchi offshore di Maamoura e Baraka (entrambi operati con una quota del 49%) e onshore di Adam (Eni 25%, operatore), Oued Zar (Eni 50%, operatore), Djebel Grouz (Eni 50%, operatore), MLD (Eni 50%) ed El Borma (Eni 50%).

**Sviluppo** Le attività di sviluppo hanno riguardato interventi di ottimizzazione sulle concessioni in produzione per contrastare il naturale declino produttivo.

## Africa Sub-Sahariana

### Angola

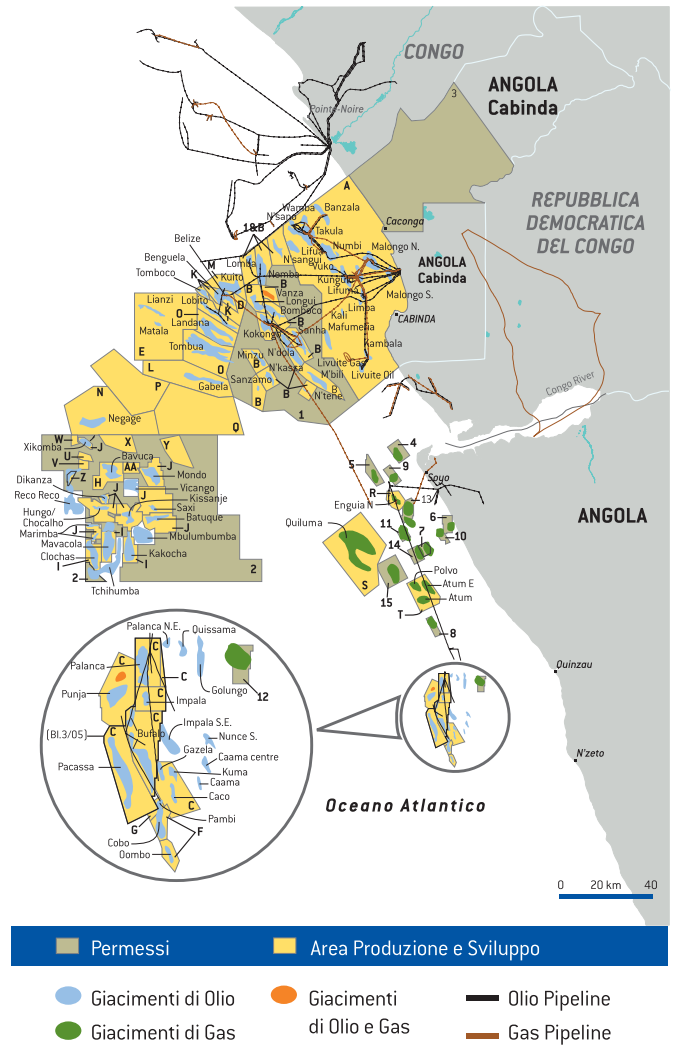
Eni è presente in Angola dal 1980; nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 87 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.489 chilometri quadrati (4.443 in quota Eni). I principali blocchi produttivi partecipati da Eni sono: (i) il Blocco 0 (Eni 9,8%) nell'offshore di fronte a Cabinda nel nord della costa angolana; (ii) le Development Area dell'ex Blocco 3 (Eni 12%) nell'offshore del bacino del Congo; (iii) le Development Area del Blocco 14 (Eni 20%) nell'offshore profondo a ovest del Blocco 0; (iv) le Development Area dell'ex Blocco 15 (Eni 20%) nell'offshore profondo del bacino del Congo; e (v) Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) in fase di sviluppo.

Eni partecipa in concessioni non in produzione, in particolare nella Development Area Lianzi (14K/A Imi Unit Area; Eni 10%), nel Blocco 35/11 (Eni 30%, operatore), nel Blocco 3/05-A (Eni 12%), nell'onshore di Cabinda North (Eni 15%) e nelle Open Areas (del Blocco 2) del Progetto Gas con il 20%.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Angola sono regolate da contratti di concessione e da Production Sharing Agreement. Nel prossimo quadriennio, grazie al contributo dei progetti in fase di sviluppo, la produzione di Eni è prevista in crescita.

#### Blocco 0

**Produzione** Il blocco è suddiviso nelle due Aree A e B. Nel 2013 la produzione di petrolio del blocco è stata di circa 303 mila barili/giorno



(circa 30 mila in quota Eni) fornita principalmente dai giacimenti Takula, Malongo e Mafumeira nell'Area A (circa 19 mila barili/giorno in quota Eni) e dai giacimenti di Bomboco, Kokongo, Lomba, N'Dola, Nemba e Sanha nell'Area B (circa 11 mila barili in quota Eni).

**Sviluppo** Sono proseguite le attività di riduzione del flaring gas sul giacimento Nemba nell'Area B. Il completamento è atteso nel 2015 con una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Nell'area A, 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. Per contrastare il naturale declino dell'area, sono in corso attività di infilling ed esplorative near field.

#### Blocco 3

**Produzione** Il Blocco 3 è suddiviso in tre aree produttive offshore. Nel 2013 la produzione complessiva dell'area è stata di circa 50 mila barili/giorno (circa 3 mila in quota Eni).

**Sviluppo** Sono in corso studi di Concept Definition sulle scoperte di Punja e Caco-Gazela.

#### Blocco 14

**Produzione** Nel 2013 le Development Area del Blocco 14 hanno prodotto circa 139 mila barili/giorno (circa 18 mila in quota Eni) pari a

circa il 20% della produzione Eni nel Paese. Si tratta di una delle aree più prolifiche dell'offshore dell'Africa Occidentale, annoverando a oggi 9 scoperte commerciali. I principali giacimenti del blocco sono: (i) Kuito, in produzione dal 1999, con circa 3 mila barili/giorno in quota Eni nel 2013; (ii) Landana e Tombua, avviati nel 2009, con circa 9 mila boe/giorno in quota Eni. Lo sfruttamento avviene attraverso una Compliant Piled Tower (CPT) dotata di facility di trattamento; (iii) Benguela-Belize/Lobito-Tomboco, avviati nel 2006, con circa 6 mila barili/giorno in quota Eni. Lo sfruttamento avviene attraverso una CPT dotata di facility di trattamento per Benguela/Belize e un sistema sottomarino di collegamento per Lobito/Tomboco. Il petrolio è trattato presso il terminale di Malongo. Il gas associato prodotto nell'area, inizialmente re-iniettato nel reservoir di Nemba, sarà successivamente trasportato, attraverso la realizzazione di facility di trasporto, all'impianto di liquefazione A-LNG (v. di seguito).

**Sviluppo** Le attività hanno riguardato principalmente il progetto Lianzi nel Blocco 14 K/A Imi (Eni 10%) attraverso il collegamento alle facility produttive presenti nell'area. Sono in corso attività di Concept Selection delle recenti scoperte di Malange e Lucapa.

## Blocco 15

**Produzione** Nel 2013 il blocco ha prodotto circa 385 mila barili/giorno (circa 33 mila in quota Eni). È considerata l'area con il più elevato potenziale minerario dell'offshore dell'Africa Occidentale con riserve recuperabili di petrolio stimate in 2,55 miliardi di barili. I principali giacimenti in produzione localizzati nell'area di scoperta denominata Kizomba sono: (i) Hungo/Chocalho, avviati nell'agosto 2004 nell'ambito della fase A di sviluppo delle riserve di Kizomba; (ii) Kissanje/Dikanza, avviati nel luglio 2005 nell'ambito della fase Kizomba B; (iii) il progetto Kizomba satelliti-fase 1, avviato nel 2012. Lo sfruttamento dei giacimenti avviene attraverso l'impiego di unità FPSO. Nel 2013 i giacimenti dell'area Kizomba hanno prodotto complessivamente circa 278 mila barili/giorno (circa 27 mila in quota Eni). Altri importanti giacimenti del Blocco 15 sono Mondo e Saxi/Batuque, che nel 2013 hanno prodotto complessivamente circa 107 mila barili/giorno (circa 6 mila in quota Eni).

Nel medio termine, il contrasto del declino produttivo dell'area sarà assicurato dal progressivo sviluppo delle scoperte satelliti.

**Sviluppo** Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto Kizomba satelliti Fase 2. 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.

## Blocco 15/06

Le attività dell'area riguardano il programma di sviluppo dei due progetti West Hub, sanzionato nel 2010, ed East Hub, sanzionato nel corso del 2013.

Il progetto West Hub prevede lo sviluppo delle scoperte di Sangos, Cinguvu e Mpungi cui saranno aggiunte, in fase successiva, l'importante ritrovamento di Vandumbu per un totale di circa 200 milioni di barili di petrolio. La prima fase del progetto West Hub prevede la perforazione di 21 pozzi sottomarini (12 produttori e 9 iniettori) collegati a FPSO della capacità di 100 mila barili/giorno con start-up atteso alla fine del 2014, al quale si aggiungerà l'inclusione del campo di Vandumbu collegato alla stessa FPSO. Il picco produttivo stimato è pari a circa 80 mila barili/giorno nel 2016.

Il progetto East Hub prevede la messa in produzione della scoperta Cabaça South-East, con potenziale minerario complessivo stimato in oltre 230 milioni di barili. Il programma di sviluppo prevede la perforazione di 10 pozzi sottomarini collegati ad una FPSO con una

capacità di 80 mila barili/giorno. Il picco produttivo pari a 55 mila barili/giorno è previsto nel 2017.

Ulteriori studi di sviluppo sono in corso per l'avvio produttivo delle scoperte limitrofe.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco con la scoperta a olio di Vandumbu 1.

## Angola LNG

Nel corso dell'anno 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 di liquefazione del gas è 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 tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. Eni partecipa inoltre con il 20% nel consorzio Gas Project per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di liquefazione GNL o a progetti alternativi per la commercializzazione del gas e dei liquidi associati.

## Congo

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2013 è stata di 120 mila boe/giorno. L'attività è condotta nell'offshore convenzionale e profondo di fronte a Pointe-Noire e nell'onshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 4.725 chilometri quadrati (3.125 in quota Eni).

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.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Congo sono regolate da Production Sharing Agreement.

Nel medio termine, la produzione di Eni è prevista in crescita per effetto dello sviluppo dei progetti in corso.

**Produzione** La produzione è fornita principalmente dai giacimenti operati di Zatchi (Eni 65%), Loango (Eni 50%), Ikalou (Eni 100%), Djambala, Foukanda e Mwafi (Eni 35%), Kitina (Eni 65%), Awa Paloukou (Eni 90%), M'Boundi (Eni 83%), Kouakouala (Eni 75%), Zingali e Loufika (Eni 85%), con una produzione nel 2013 di circa 90 mila boe/giorno. I giacimenti non operati situati nei permessi produttivi PEX, Pointe Noire Grand Fond e Likouala (Eni 35%) hanno fornito complessivamente circa 30 mila boe/giorno.

**Sviluppo** 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 (Eni 65%, operatore). 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.



### Mozambico

Eni è presente nel Paese dal 2006 ed è operatore dell'Area 4 esplorativa nel bacino offshore di Rovuma. Si tratta di una nuova frontiera nell'industria mondiale degli idrocarburi grazie alle straordinarie scoperte di gas che sono state realizzate a esito di un'intensa campagna esplorativa nell'arco di 2 anni. Ad oggi sono state accertate risorse pari a 2.650 miliardi di metri cubi localizzate in differenti sezioni dell'area.

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. 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. 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. 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

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2013 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 125 mila boe/giorno. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 36.286 chilometri quadrati (7.646 chilometri quadrati in quota Eni) concentrata nelle aree onshore e offshore del Delta del Niger.

Nella fase di produzione/sviluppo Eni è operatore nell'onshore dei quattro Oil Mining Leases (OML) 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%) e nell'offshore degli OML 125 (Eni 85%), OPL 245 (Eni 50%) e partecipa nell'OML 118 (Eni 12,5%), nonché nei service contract OMLs 116 e 119.

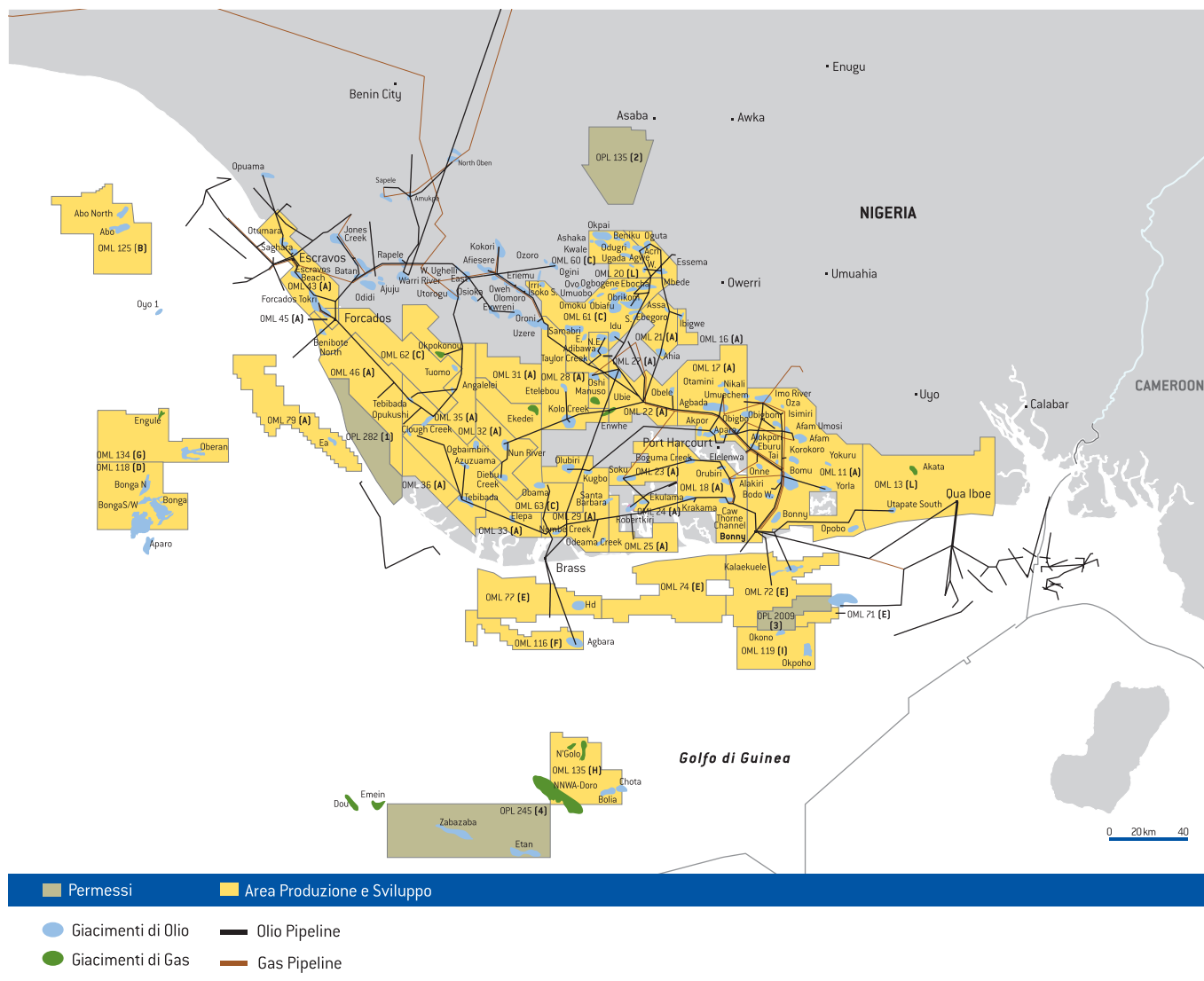
Attraverso la SPDC JV, la principale joint venture petrolifera del Paese, Eni partecipa in 22 blocchi onshore (Eni 5%) e in 5 blocchi dell'offshore convenzionale (Eni 12,86%).

Nella fase esplorativa Eni è operatore delle OML 134 (Eni 85%) e OPL 2009 (Eni 49%) nell'offshore e dell'OPL 282 (Eni 90%) e OPL 135 (Eni 48%) nell'onshore. Inoltre partecipa nell'OML 135 (Eni 12,5%).

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.

**Esplorazione** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco offshore Marine XII con la scoperta a olio e gas e l'appraisal di Nenè 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.



Nell'anno, sono stati avviati: (i) progetti a sostegno dello sviluppo locale per il miglioramento delle condizioni sanitarie, lo sviluppo in ambito agricolo e di accesso all'istruzione; (ii) 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.

L'attività Eni in Nigeria è regolata da Production Sharing Agreement e da contratti di concessione e, in due titoli, da contratti di servizio nei quali Eni agisce in qualità di contractor per conto delle compagnie di Stato.

### Blocchi OMLs 60, 61, 62 e 63

**Produzione** Le quattro licenze onshore hanno fornito nel 2013 il 43% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 53 mila boe/giorno. La produzione di liquidi e gas è supportata dall'impianto di Obiafu-Obrikom della capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e dal terminale di carico delle petroliere a Brass con la capacità di stoccaggio di circa 3,5 milioni di barili di petrolio. Una parte significativa delle riserve di gas delle quattro licenze è destinata all'impianto di liquefazione di Bonny Island N-LNG (v. di seguito). Parte della produzione di gas alimenta la centrale termo-

elettrica a ciclo combinato di Kwale-Okpai della capacità di generazione di 480 megawatt. Nel 2013 le forniture alla centrale sono state di circa 2 milioni di metri cubi/giorno, pari a circa 10 mila boe/giorno (circa 2 mila boe/giorno in quota Eni).

**Sviluppo** Proseguono le principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny. In particolare, 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.

### Blocco OML 118

**Produzione** Nel 2013 il giacimento Bonga ha prodotto circa 13 mila barili/giorno di petrolio in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 225 mila barili/giorno e di stoccaggio di 2 milioni di barili. Il gas associato è convogliato su una piattaforma di raccolta situata sul campo EA e da qui inviato all'impianto di liquefazione di Bonny.

**Sviluppo** Le attività dell'anno hanno riguardato il giacimento Bonga NW. Il programma di sviluppo prevede la perforazione e completamento di pozzi produttori e iniettori.

#### Blocco OML 119

**Produzione** La produzione è fornita dai giacimenti Okono/Okpoho che nel 2013 hanno prodotto circa 2 mila barili/giorno di petrolio in quota Eni attraverso una FPSO con capacità di trattamento di 80 mila barili/giorno e di stoccaggio di 1 milione di barili.

#### Blocco OML 116

**Produzione** La produzione è fornita dal giacimento Agbara che nel 2013 ha prodotto circa 3 mila barili/giorno di petrolio in quota Eni.

#### Blocco OML 125

**Produzione** La produzione è fornita dal giacimento Abo che nel 2013 ha prodotto circa 19 mila barili/giorno di petrolio in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 45 mila barili/giorno e di stoccaggio di 800 mila barili.

Nell'anno è stato conseguito lo start-up del progetto Abo-Fase 3, sanzionato a fine 2012, con una produzione pari a circa 5 mila barili/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.

#### SPDC Joint Venture (NASE)

Nel 2013, la produzione fornita dalla SPDC JV ha rappresentato circa il 28% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 35 mila boe/giorno. 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 minerario residuo dell'area.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato 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.

#### Nigeria GNL

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 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 Nigeria LNG Co.

Eni partecipa con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass, a circa 100 chilometri a ovest di Bonny. L'impianto avrà a regime una capacità produttiva di 10 milioni di tonnellate/anno di GNL, articolata su due treni di trattamento, corrispondenti al feed gas di circa 16,7 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,3 miliardi di metri cubi in quota Eni) per venti anni. Le forniture all'impianto saranno assicurate attraverso la raccolta del gas associato proveniente da giacimenti in produzione e lo sviluppo di giacimenti a gas dei Blocchi onshore OMLs 60 e 61.

## ■ Kazakhstan

Eni è presente in Kazakhstan dal 1992 dove è co-operatore del giacimento in produzione di Karachaganak e partecipa al consorzio North Caspian Sea PSA responsabile delle operazioni del giacimento Kashagan.

### Kashagan

Eni partecipa con il 16,81% nel consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. In questa area contrattuale è localizzato il giacimento Kashagan, scoperto nel 2000 e considerato uno dei maggiori ritrovamenti di idrocarburi degli ultimi 35 anni. Il NCSPSA ha termine nel 2041.

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 singole fasi operative e riconosce al partner kazako un significativo ruolo nella gestione operativa.

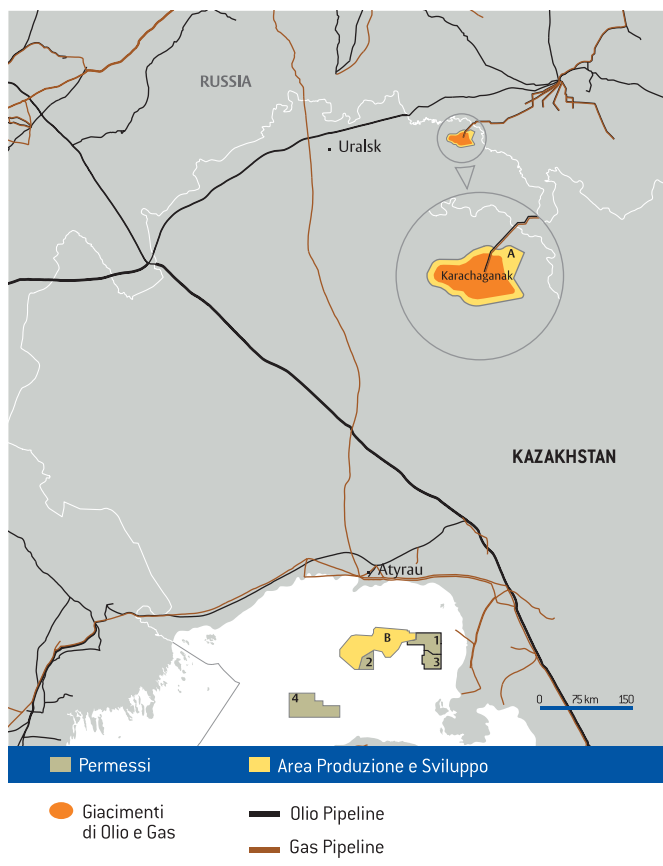
Le responsabilità dell'Operatore sono assegnate alla società North Caspian Operating Company (NCO) BV, di proprietà dei sette partner del consorzio, che a sua volta ha delegato le attività di sviluppo, perforazione e produzione ai partner del Consorzio. In particolare, Eni è responsabile dell'esecuzione della Fase 1 (cosiddetta Experimental Program) e, in caso di approvazione, della parte onshore della successiva fase di sviluppo (Fase 2) del giacimento.

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. 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 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.

### Karachaganak

Localizzato onshore nella parte occidentale del Paese, Karachaganak (Eni 29,25%) è un giacimento giant che produce petrolio, condensati e gas naturale.

Le operazioni condotte dal consorzio Karachaganak Petroleum Operating (KPO) sono regolate da un Production Sharing Agreement della durata di 40 anni, fino al 2037. Eni e British Gas sono co-operatori.

**Produzione** La produzione di Karachaganak nell'anno è stata di 250 mila barili/giorno di liquidi (61 mila in quota Eni) e 25 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (circa 6 milioni in quota Eni).

L'attività operativa è condotta producendo liquidi (condensati e olio) dalle parti più profonde del giacimento e utilizzando il gas prodotto per la vendita (circa 50%) alla centrale di Orenburg, la re-iniezione nelle parti superiori del giacimento e per la produzione di fuel gas. Oltre il 90% della produzione di liquidi è stabilizzata presso il Karachaganak Processing Complex (KPC) della capacità di circa 250 mila barili/giorno per la successiva commercializzazione sui mercati occidentali attraverso il Caspian Pipeline Consortium (Eni 2%) e tramite la pipeline Atyrau-Samara che si connette con i sistemi di esportazione russi. La rimanente parte di liquidi (circa 16 mila barili/giorno) viene inviata non stabilizzata alla centrale di Orenburg.

**Sviluppo** È attualmente allo studio l'Expansion Project del giacimento Karachaganak. 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 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.

## Resto dell'Asia

### Cina

Eni è presente in Cina dal 1984. Nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 8 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nel Mar Cinese Meridionale su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 5.206 chilometri quadrati (5.149 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel marzo 2013, Eni e CNPC hanno firmato un Joint Study Agreement per lo sviluppo del blocco a shale gas denominato Rongchangbei, che si estende per circa 2.000 chilometri quadrati nel Sichuan Basin, in Cina. Quest'area è a oggi la più promettente nel Paese.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Cina sono regolate da Production Sharing Agreement.

**Produzione** La produzione è fornita dai Blocchi offshore 16/08 e 16/19, attraverso 8 piattaforme fisse con collegamento sottomarino a una FPSO. La produzione di gas naturale proveniente dal giacimento HZ21-1 è trasferita mediante pipeline sottomarina al terminale di Zhuhai e venduta alla compagnia di Stato cinese CNOOC. La produzione di petrolio è fornita principalmente dal giacimento HZ25-4 (Eni 49%). Le operazioni sono condotte dal consorzio CACT-OG (Eni 16,33%). Nel dicembre 2013, il Blocco 16/08 è stato rilasciato.

### Indonesia

Eni è presente in Indonesia dal 2001; nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 16 mila boe/giorno prevalentemente gas. L'attività è concentrata nell'area offshore orientale e nell'onshore del Kalimantan orientale, nell'offshore dell'isola di Sumatra e nell'onshore/offshore di West Timor e West Papua. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 28.999 chilometri quadrati (19.209 chilometri quadrati in quota Eni) su un totale di 13 blocchi.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement.

Nel medio termine, le iniziative di sviluppo in corso consentiranno di aumentare la produzione.

**Produzione** La produzione deriva dal permesso Sanga Sanga (Eni 37,8%), dove sono in produzione sette giacimenti prevalentemente a gas che alimentano l'impianto di liquefazione di Bontang, uno dei più grandi al mondo. Il gas liquefatto viene esportato in Giappone, Corea del Sud e Taiwan.

**Sviluppo** 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 connes-

sione 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.

## Iraq

Eni è presente in Iraq dal 2009 con attività di sviluppo di idrocarburi su una superficie sviluppata di 1.074 chilometri quadrati (446 chilometri quadrati in quota Eni). La produzione è fornita dal giacimento Zubair (Eni 41,6%) che nel 2013 ha prodotto 22 mila barili/giorno in quota Eni. Le attività di produzione e sviluppo sono regolate da un Technical Service Contract.

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 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.

## Pakistan

Eni è presente in Pakistan dal 2000; nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 52 mila boe/giorno, prevalentemente gas. L'attività di Eni si svolge principalmente in ambito onshore, su di una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 28.121 chilometri quadrati (10.335 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione di Eni sono regolate da contratti di concessione (attività onshore) e Production Sharing Agreement (attività offshore).

**Produzione** I principali permessi partecipati da Eni sono Bhit/Badhra (Eni 40%, operatore), Sawan (Eni 23,68%) e Zamzama (Eni 17,75%) che nel 2013 hanno prodotto circa il 75% della produzione Eni nel Paese.

**Sviluppo** Le attività dell'anno hanno riguardato interventi per contrastare il declino produttivo dei giacimenti.

**Esplorazione** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta onshore a gas di Lundali 1 nella concessione Sukhpur (Eni 45%, operatore) con un potenziale produttivo superiore alle 3 mila boe/giorno e con la scoperta a gas di Bhadra North-2.

## Turkmenistan

Eni è presente in Turkmenistan dal 2008 a seguito dell'acquisizione di Burren Energy Plc. L'attività è condotta nella parte occidentale del Paese per una superficie sviluppata di 200 chilometri quadrati in quota Eni, suddivisa in quattro aree. Nel 2013, la produzione in quota Eni è stata di 10 mila boe/giorno.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Turkmenistan sono regolate da Production Sharing Agreement.

**Produzione** Eni è operatore con la quota del 100% del Blocco Nebit Dag. La produzione è fornita essenzialmente dal giacimento a olio di Burun. L'olio prodotto è trattato dalla locale Raffineria di Turkmenbashi. Eni viene compensata dalle Autorità Turkmene con un'e-

quivalente quantità, in valore, di greggio al terminale di Okarem, sulla costa meridionale del Mar Caspio, dove è venduta FOB. Il gas prodotto è utilizzato per consumi interni e per gas lift a supporto della produzione del campo di Burun. L'ammontare residuo è trasportato da Turkmenneft, tramite il grid locale.

**Sviluppo** Le attività dell'anno hanno riguardato interventi a sostegno della produzione.

## America

### Ecuador

Eni è presente in Ecuador dal 1988, nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 13 mila barili/giorno. L'attività è condotta nel Blocco 10 (Eni 100%) situato nella Foresta Amazzonica, per una superficie sviluppata di 1.985 chilometri quadrati in quota Eni.

Le attività di Eni nel Paese sono regolate da un contratto di servizio, con durata fino al 2023.

**Produzione** La produzione è fornita dal giacimento a olio di Villano, avviato nel 1999. Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una Central Production Facility collegata via pipeline alle facility di stoccaggio sulla costa pacifica.

**Sviluppo** Le attività dell'anno hanno riguardato le attività di workover per contrastare il naturale declino dell'area e lo sviluppo del potenziale minerario residuo. È stato completato l'upgrading delle strutture logistiche e attività di manutenzione degli impianti.

**Esplorazione** Sono state completate le attività necessarie per avviare un nuovo programma esplorativo nel corso del 2014.

### Stati Uniti

Eni è presente negli Stati Uniti dal 1968 e opera nel Golfo del Messico, Alaska e, più recentemente, nell'onshore del Texas.

La superficie sviluppata e non sviluppata si estende per 6.729 chilometri quadrati (3.843 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2013 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 82 mila boe/giorno. Le attività di esplorazione e produzione di Eni negli Stati Uniti sono regolate da contratti di concessione.

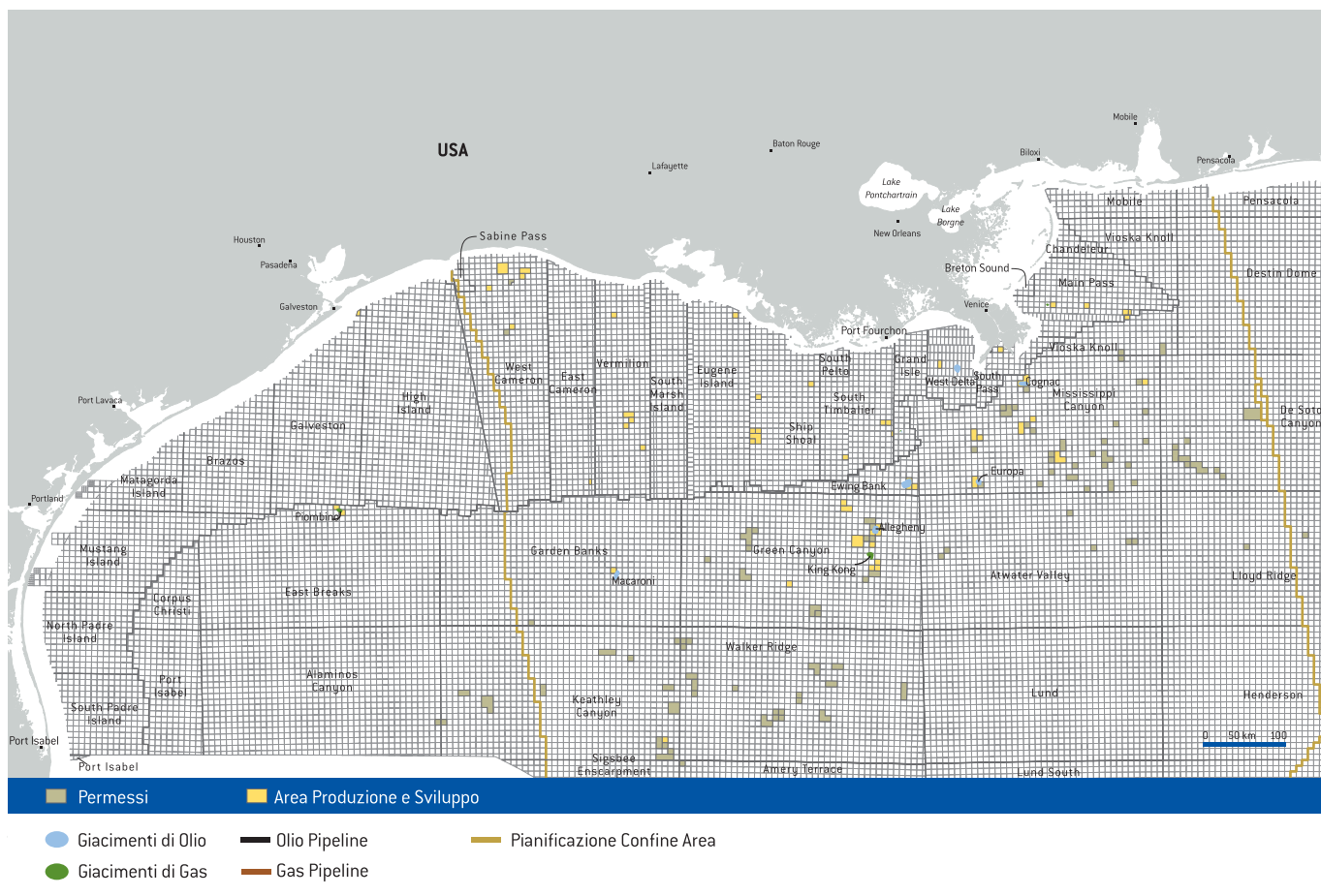
### Golfo del Messico

Eni partecipa in 228 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 139 come operatore.

**Produzione** I principali giacimenti operati sono Allegheny, Appaloosa e Morphet (Eni 100%); Longhorn-Leo, Devils Towers e Triton (Eni 75%) e Pegasus (Eni 58%). Inoltre Eni partecipa nei giacimenti non operati di Medusa (Eni 25%), Europa (Eni 32%) e Thunder Hawk (Eni 25%).

**Sviluppo** 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, Longhorn, Pegasus e Front Runner (Eni 37,5%); (iii) attività di manutenzione sulla pipeline di collegamento alla piattaforma produttiva di Corral.

**Esplorazione** Le Autorità competenti hanno ufficializzato l'assegnazione di uno dei cinque blocchi offshore, situati nelle aree di Mississipp-



pi Canyon e Desoto Canyon nel Golfo del Messico, per cui Eni era risultata migliore offerente nel corso della Lease Sale 227 del marzo 2013.

## Texas

**Produzione** La produzione è fornita essenzialmente dall'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo con Quicksilver, contenente riserve di gas non convenzionale (shale gas). La produzione nell'anno è stata pari a circa 8 mila boe/giorno in quota Eni.

**Sviluppo** 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.

## Alaska

Eni partecipa in 102 blocchi di esplorazione e sviluppo con quote comprese tra il 10% e il 100%, dei quali 49 operati.

**Produzione** I principali giacimenti sono Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Ooguruk (Eni 30%) con una produzione complessiva pari a circa 12 mila barili/giorno in quota Eni nel 2013.

**Sviluppo** Proseguono le attività di drilling sui giacimenti di Nikaitchuq e Ooguruk.

## Trinidad e Tobago

Eni è presente in Trinidad e Tobago dal 1970; nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 2 milioni di metri cubi/giorno (pari a 11 mila boe/giorno). L'attività è concentrata nell'offshore settentrionale di Trinidad, per una superficie sviluppata di 382 chilometri quadrati (66 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Trinidad e Tobago sono regolate da Production Sharing Agreement.

**Produzione** La produzione è fornita dai giacimenti a gas di Chaconia, Ixora, Hibiscus, Poinsettia, Bougainvillea e Heliconia nel Blocco North Coast Marine Area 1 (Eni 17,3%). Lo sfruttamento dei giacimenti avviene mediante l'utilizzo di due piattaforme fisse collegate alle facility di trattamento di Hibiscus. Il gas prodotto è utilizzato per alimentare i treni 2, 3 e 4 dell'impianto di liquefazione Atlantic LNG, destinati principalmente al mercato statunitense in base a contratti di lungo termine. La produzione eccedente di gas liquefatto è venduta principalmente su altri mercati su base spot.

## Venezuela

Eni è presente in Venezuela dal 1998; nel 2013 la produzione in quota Eni è stata di 10 mila barili/giorno. L'attività è concentrata nel Golfo del Venezuela, nel Golfo di Paria e nell'onshore dell'Orinoco per una superficie sviluppata e non sviluppata di 2.804 chilometri quadrati (1.066 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione dei giacimenti di petrolio di Eni in Venezuela sono regolate dal regime di "Impresa Mista". Nel regime di Impresa Mista una società di diritto venezuelano è titolare dei relativi diritti minerari, svolge direttamente le operazioni petrolifere

ed è partecipata da CVP (Corporación Venezolana de Petróleo) o altra affiliata di PDVSA con una quota minima pari al 60%.

Nel medio termine, le attività di sviluppo in corso consentiranno di aumentare la produzione collocando il Paese tra i primi produttori di Eni.

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

L'altro giacimento in produzione è Corocoro (Eni 26%), con una produzione pari a 37 mila barili/giorno nel 2013.

**Sviluppo** 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.

**Esplorazione** Le attività esplorative riguardano il blocco Golfo di Paria Centrale (Eni 19,5%), dove è situata la scoperta a olio Punta Sur.

Nel corso dell'anno sono stati definiti i tempi e il programma della campagna esplorativa del potenziale minerario a gas dei permessi di Punta Pescador e Golfo de Paria Ovest (Eni 40%).

## ■ Australia e Oceania

### Australia

Eni è presente in Australia dal 2001; nel 2013 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 30 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie sviluppata e non sviluppata di 23.576 chilometri quadrati (13.622 chilometri quadrati in quota Eni).

Le principali aree di produzione partecipate da Eni si trovano nei Blocchi WA-33-L (Eni 100%), JPDA 03-13 (Eni 10,99%) e JPDA 06-105 (Eni 40%, operatore).

Nella fase di appraisal/sviluppo Eni partecipa nelle aree NT/P68 (Eni 50%) e NT/P48 (Eni 32,5%). Nell'ottobre 2013 è stata effettuata la scoperta a gas con il pozzo di appraisal Evans Shoal North-1 nel permesso NT/P48. Il potenziale della scoperta è stimato in circa 226 miliardi di metri cubi di gas in place.

Inoltre Eni detiene quote in ulteriori 7 licenze esplorative, di cui una in JPDA.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Australia sono regolate da contratti di concessione e, limitatamente alla zona di cooperazione tra Australia e Timor Leste (Joint Petroleum Development Area - JPDA), da Production Sharing Agreement.

### Blocco JPDA 03-13

**Produzione** Il giacimento a gas e liquidi di Bayu Undan, in produzione dal 2004, ha prodotto 173 mila boe/giorno (circa 13 mila boe in quota Eni) nel 2013. La produzione di liquidi è supportata da tre piattaforme di trattamento e da un'unità FSO. Il gas è trattato presso l'impianto di liquefazione di Darwin della capacità di 3,6 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti alla carica di 5 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale) collegato attraverso un gasdotto della lunghezza di circa 500 chilometri. Il GNL è venduto a operatori elettrici giapponesi sulla base di contratti di lungo termine.

**Sviluppo** Sono in corso le attività della fase 3 di sviluppo con l'obiettivo d'incrementare la produzione di liquidi e sostenere la produzione di GNL.

### Blocco JPDA 06-105

**Produzione** Il giacimento a olio di Kitan (Eni operatore con il 40%), in produzione dal 2011, ha prodotto 16 mila barili/giorno nel 2013 (circa 5 mila in quota Eni). Lo sfruttamento del giacimento avviene attraverso 3 pozzi di produzione sottomarini e un impianto FPSO per il trattamento dell'olio.

**Sviluppo** Sono state avviate le attività della Fase 2 di sviluppo del giacimento Kitan che prevede la perforazione e il completamento di un pozzo di sviluppo nella parte orientale del giacimento e collegamento all'esistente FPSO.

### Blocco WA-33-L

**Produzione** Il giacimento a gas Blacktip (Eni 100%), in produzione dal 2009, ha prodotto 662 milioni di metri cubi/anno nel 2013. Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una piattaforma di produzione collegata attraverso una pipeline della lunghezza di 108 chilometri a un impianto di trattamento del gas onshore della capacità di 1,2 miliardi di metri cubi/anno. Il gas è fornito alla società australiana Power & Water Utility Co per l'alimentazione di una centrale di generazione elettrica sulla base di un contratto della durata di 25 anni.

Riserve certe di idrocarburi per area geografica		(milioni di boe)							
	Italia <sup>(a)</sup>	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
<b>2009</b>									
<b>Riserve certe di idrocarburi</b>	<b>703</b>	<b>590</b>	<b>1.937</b>	<b>1.163</b>	<b>1.221</b>	<b>545</b>	<b>279</b>	<b>133</b>	<b>6.571</b>
<i>Società consolidate</i>	703	590	1.922	1.141	1.221	236	263	133	6.209
<i>Società in joint venture e collegate</i>			15	22		309	16		362
<b>Sviluppate</b>	<b>490</b>	<b>432</b>	<b>1.278</b>	<b>804</b>	<b>614</b>	<b>183</b>	<b>181</b>	<b>122</b>	<b>4.104</b>
<i>Società consolidate</i>	490	432	1.266	799	614	139	168	122	4.030
<i>Società in joint venture e collegate</i>			12	5		44	13		74
<b>Non sviluppate</b>	<b>213</b>	<b>158</b>	<b>659</b>	<b>359</b>	<b>607</b>	<b>362</b>	<b>98</b>	<b>11</b>	<b>2.467</b>
<i>Società consolidate</i>	213	158	656	342	607	97	95	11	2.179
<i>Società in joint venture e collegate</i>			3	17		265	3		288
<b>2010</b>									
<b>Riserve certe di idrocarburi</b>	<b>724</b>	<b>601</b>	<b>2.119</b>	<b>1.161</b>	<b>1.126</b>	<b>612</b>	<b>373</b>	<b>127</b>	<b>6.843</b>
<i>Società consolidate</i>	724	601	2.096	1.133	1.126	295	230	127	6.332
<i>Società in joint venture e collegate</i>			23	28		317	143		511
<b>Sviluppate</b>	<b>554</b>	<b>405</b>	<b>1.237</b>	<b>817</b>	<b>543</b>	<b>182</b>	<b>167</b>	<b>117</b>	<b>4.022</b>
<i>Società consolidate</i>	554	405	1.215	812	543	139	141	117	3.926
<i>Società in joint venture e collegate</i>			22	5		43	26		96
<b>Non sviluppate</b>	<b>170</b>	<b>196</b>	<b>882</b>	<b>344</b>	<b>583</b>	<b>430</b>	<b>206</b>	<b>10</b>	<b>2.821</b>
<i>Società consolidate</i>	170	196	881	321	583	156	89	10	2.406
<i>Società in joint venture e collegate</i>			1	23		274	117		415
<b>2011</b>									
<b>Riserve certe di idrocarburi</b>	<b>707</b>	<b>630</b>	<b>2.052</b>	<b>1.104</b>	<b>950</b>	<b>886</b>	<b>624</b>	<b>133</b>	<b>7.086</b>
<i>Società consolidate</i>	707	630	2.031	1.021	950	230	238	133	5.940
<i>Società in joint venture e collegate</i>			21	83		656	386		1.146
<b>Sviluppate</b>	<b>540</b>	<b>374</b>	<b>1.194</b>	<b>746</b>	<b>482</b>	<b>134</b>	<b>188</b>	<b>112</b>	<b>3.770</b>
<i>Società consolidate</i>	540	374	1.175	742	482	129	162	112	3.716
<i>Società in joint venture e collegate</i>			19	4		5	26		54
<b>Non sviluppate</b>	<b>167</b>	<b>256</b>	<b>858</b>	<b>358</b>	<b>468</b>	<b>752</b>	<b>436</b>	<b>21</b>	<b>3.316</b>
<i>Società consolidate</i>	167	256	856	279	468	101	76	21	2.224
<i>Società in joint venture e collegate</i>			2	79		651	360		1.092
<b>2012</b>									
<b>Riserve certe di idrocarburi</b>	<b>524</b>	<b>591</b>	<b>1.935</b>	<b>1.129</b>	<b>1.041</b>	<b>852</b>	<b>966</b>	<b>128</b>	<b>7.166</b>
<i>Società consolidate</i>	524	591	1.915	1.048	1.041	184	236	128	5.667
<i>Società in joint venture e collegate</i>			20	81		668	730		1.499
<b>Sviluppate</b>	<b>406</b>	<b>349</b>	<b>1.100</b>	<b>716</b>	<b>458</b>	<b>190</b>	<b>190</b>	<b>107</b>	<b>3.516</b>
<i>Società consolidate</i>	406	349	1.080	716	458	108	170	107	3.394
<i>Società in joint venture e collegate</i>			20			82	20		122
<b>Non sviluppate</b>	<b>118</b>	<b>242</b>	<b>835</b>	<b>413</b>	<b>583</b>	<b>662</b>	<b>776</b>	<b>21</b>	<b>3.650</b>
<i>Società consolidate</i>	118	242	835	332	583	76	66	21	2.273
<i>Società in joint venture e collegate</i>				81		586	710		1.377
<b>2013</b>									
<b>Riserve certe di idrocarburi</b>	<b>499</b>	<b>557</b>	<b>1.802</b>	<b>1.230</b>	<b>1.035</b>	<b>270</b>	<b>966</b>	<b>176</b>	<b>6.535</b>
<i>Società consolidate</i>	499	557	1.783	1.155	1.035	263	240	176	5.708
<i>Società in joint venture e collegate</i>			19	75		7	726		827
<b>Sviluppate</b>	<b>408</b>	<b>343</b>	<b>1.022</b>	<b>701</b>	<b>566</b>	<b>93</b>	<b>171</b>	<b>123</b>	<b>3.427</b>
<i>Società consolidate</i>	408	343	1.003	701	566	90	153	123	3.387
<i>Società in joint venture e collegate</i>			19			3	18		40
<b>Non sviluppate</b>	<b>91</b>	<b>214</b>	<b>780</b>	<b>529</b>	<b>469</b>	<b>177</b>	<b>795</b>	<b>53</b>	<b>3.108</b>
<i>Società consolidate</i>	91	214	780	454	469	173	87	53	2.321
<i>Società in joint venture e collegate</i>				75		4	708		787

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2009, 2010 e 2011 comprendono rispettivamente 21.766, 21.728 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica (milioni di barili)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
<b>2009</b>									
<b>Riserve certe di petrolio e condensati</b>	<b>233</b>	<b>351</b>	<b>908</b>	<b>777</b>	<b>849</b>	<b>144</b>	<b>169</b>	<b>32</b>	<b>3.463</b>
Società consolidate	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377
Società in joint venture e collegate			13	7		50	16		86
<b>Sviluppate</b>	<b>141</b>	<b>218</b>	<b>669</b>	<b>548</b>	<b>291</b>	<b>52</b>	<b>93</b>	<b>23</b>	<b>2.035</b>
Società consolidate	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001
Società in joint venture e collegate			10	4		7	13		34
<b>Non sviluppate</b>	<b>92</b>	<b>133</b>	<b>239</b>	<b>229</b>	<b>558</b>	<b>92</b>	<b>76</b>	<b>9</b>	<b>1.428</b>
Società consolidate	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376
Società in joint venture e collegate			3	3		43	3		52
<b>2010</b>									
<b>Riserve certe di petrolio e condensati</b>	<b>248</b>	<b>349</b>	<b>997</b>	<b>756</b>	<b>788</b>	<b>183</b>	<b>273</b>	<b>29</b>	<b>3.623</b>
Società consolidate	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
Società in joint venture e collegate			19	6		44	139		208
<b>Sviluppate</b>	<b>183</b>	<b>207</b>	<b>674</b>	<b>537</b>	<b>251</b>	<b>44</b>	<b>87</b>	<b>20</b>	<b>2.003</b>
Società consolidate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
Società in joint venture e collegate			18	4		5	25		52
<b>Non sviluppate</b>	<b>65</b>	<b>142</b>	<b>323</b>	<b>219</b>	<b>537</b>	<b>139</b>	<b>186</b>	<b>9</b>	<b>1.620</b>
Società consolidate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
Società in joint venture e collegate			1	2		39	114		156
<b>2011</b>									
<b>Riserve certe di petrolio e condensati</b>	<b>259</b>	<b>372</b>	<b>934</b>	<b>692</b>	<b>653</b>	<b>216</b>	<b>283</b>	<b>25</b>	<b>3.434</b>
Società consolidate	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
Società in joint venture e collegate			17	22		110	151		300
<b>Sviluppate</b>	<b>184</b>	<b>195</b>	<b>638</b>	<b>487</b>	<b>215</b>	<b>34</b>	<b>117</b>	<b>25</b>	<b>1.895</b>
Società consolidate	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
Società in joint venture e collegate			16	4			25		45
<b>Non sviluppate</b>	<b>75</b>	<b>177</b>	<b>296</b>	<b>205</b>	<b>438</b>	<b>182</b>	<b>166</b>		<b>1.539</b>
Società consolidate	75	177	295	187	438	72	40		1.284
Società in joint venture e collegate			1	18		110	126		255
<b>2012</b>									
<b>Riserve certe di petrolio e condensati</b>	<b>227</b>	<b>351</b>	<b>921</b>	<b>688</b>	<b>670</b>	<b>196</b>	<b>273</b>	<b>24</b>	<b>3.350</b>
Società consolidate	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
Società in joint venture e collegate			17	16		114	119		266
<b>Sviluppate</b>	<b>165</b>	<b>180</b>	<b>601</b>	<b>456</b>	<b>203</b>	<b>49</b>	<b>128</b>	<b>24</b>	<b>1.806</b>
Società consolidate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
Società in joint venture e collegate			17			8	19		44
<b>Non sviluppate</b>	<b>62</b>	<b>171</b>	<b>320</b>	<b>232</b>	<b>467</b>	<b>147</b>	<b>145</b>		<b>1.544</b>
Società consolidate	62	171	320	216	467	41	45		1.322
Società in joint venture e collegate				16		106	100		222
<b>2013</b>									
<b>Riserve certe di petrolio e condensati</b>	<b>220</b>	<b>330</b>	<b>846</b>	<b>738</b>	<b>679</b>	<b>129</b>	<b>263</b>	<b>22</b>	<b>3.227</b>
Società consolidate	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
Società in joint venture e collegate			16	15		1	116		148
<b>Sviluppate</b>	<b>177</b>	<b>179</b>	<b>577</b>	<b>465</b>	<b>295</b>	<b>38</b>	<b>115</b>	<b>20</b>	<b>1.866</b>
Società consolidate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
Società in joint venture e collegate			16				19		35
<b>Non sviluppate</b>	<b>43</b>	<b>151</b>	<b>269</b>	<b>273</b>	<b>384</b>	<b>91</b>	<b>148</b>	<b>2</b>	<b>1.361</b>
Società consolidate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
Società in joint venture e collegate				15		1	97		113

Riserve certe di gas naturale per area geografica (milioni di metri cubi)									
	Italia <sup>(a)</sup>	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
[al 31 dicembre]									
<b>2009</b>									
<b>Riserve certe di gas naturale</b>	<b>76.556</b>	<b>39.066</b>	<b>167.326</b>	<b>62.636</b>	<b>60.571</b>	<b>65.173</b>	<b>17.851</b>	<b>16.280</b>	<b>505.459</b>
<i>Società consolidate</i>	76.556	39.066	166.907	60.219	60.571	23.062	17.807	16.280	460.468
<i>Società in joint venture e collegate</i>			419	2.417		42.111	44		44.991
<b>Sviluppate</b>	<b>56.643</b>	<b>34.853</b>	<b>99.038</b>	<b>41.572</b>	<b>52.651</b>	<b>21.402</b>	<b>14.352</b>	<b>15.991</b>	<b>336.502</b>
<i>Società consolidate</i>	56.643	34.853	98.724	41.430	52.651	15.269	14.317	15.991	329.878
<i>Società in joint venture e collegate</i>			314	142		6.133	35		6.624
<b>Non sviluppate</b>	<b>19.913</b>	<b>4.213</b>	<b>68.288</b>	<b>21.064</b>	<b>7.920</b>	<b>43.771</b>	<b>3.499</b>	<b>289</b>	<b>168.957</b>
<i>Società consolidate</i>	19.913	4.213	68.183	18.789	7.920	7.793	3.490	289	130.590
<i>Società in joint venture e collegate</i>			105	2.275		35.978	9		38.367
<b>2010</b>									
<b>Riserve certe di gas naturale</b>	<b>74.877</b>	<b>39.659</b>	<b>176.463</b>	<b>63.578</b>	<b>53.063</b>	<b>67.694</b>	<b>15.629</b>	<b>15.393</b>	<b>506.356</b>
<i>Società consolidate</i>	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
<i>Società in joint venture e collegate</i>			696	3.339		43.030	627		47.692
<b>Sviluppate</b>	<b>58.379</b>	<b>31.220</b>	<b>88.416</b>	<b>43.991</b>	<b>45.893</b>	<b>21.907</b>	<b>12.384</b>	<b>15.268</b>	<b>317.458</b>
<i>Società consolidate</i>	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
<i>Società in joint venture e collegate</i>			627	107		6.051	173		6.958
<b>Non sviluppate</b>	<b>16.498</b>	<b>8.439</b>	<b>88.047</b>	<b>19.587</b>	<b>7.170</b>	<b>45.787</b>	<b>3.245</b>	<b>125</b>	<b>188.898</b>
<i>Società consolidate</i>	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
<i>Società in joint venture e collegate</i>			69	3.232		36.979	454		40.734
<b>2011</b>									
<b>Riserve certe di gas naturale</b>	<b>70.520</b>	<b>40.410</b>	<b>175.871</b>	<b>64.766</b>	<b>46.642</b>	<b>105.285</b>	<b>53.714</b>	<b>17.103</b>	<b>574.311</b>
<i>Società consolidate</i>	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
<i>Società in joint venture e collegate</i>		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
<b>Sviluppate</b>	<b>55.989</b>	<b>28.159</b>	<b>87.427</b>	<b>40.807</b>	<b>41.917</b>	<b>15.623</b>	<b>11.124</b>	<b>13.909</b>	<b>294.955</b>
<i>Società consolidate</i>	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
<i>Società in joint venture e collegate</i>		3	498	108		665	237		1.511
<b>Non sviluppate</b>	<b>14.531</b>	<b>12.251</b>	<b>88.444</b>	<b>23.959</b>	<b>4.725</b>	<b>89.662</b>	<b>42.590</b>	<b>3.194</b>	<b>279.356</b>
<i>Società consolidate</i>	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
<i>Società in joint venture e collegate</i>		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582
<b>2012</b>									
<b>Riserve certe di gas naturale</b>	<b>46.201</b>	<b>37.319</b>	<b>157.878</b>	<b>68.348</b>	<b>57.701</b>	<b>102.108</b>	<b>107.715</b>	<b>16.197</b>	<b>593.467</b>
<i>Società consolidate</i>	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
<i>Società in joint venture e collegate</i>		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
<b>Sviluppate</b>	<b>37.512</b>	<b>26.186</b>	<b>77.473</b>	<b>40.477</b>	<b>39.686</b>	<b>21.926</b>	<b>9.617</b>	<b>13.003</b>	<b>265.880</b>
<i>Società consolidate</i>	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
<i>Società in joint venture e collegate</i>		2	460			11.388	164		12.014
<b>Non sviluppate</b>	<b>8.689</b>	<b>11.133</b>	<b>80.405</b>	<b>27.871</b>	<b>18.015</b>	<b>80.182</b>	<b>98.098</b>	<b>3.194</b>	<b>327.587</b>
<i>Società consolidate</i>	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
<i>Società in joint venture e collegate</i>				10.007		74.795	94.842		179.644
<b>2013</b>									
<b>Riserve certe di gas naturale</b>	<b>43.329</b>	<b>35.341</b>	<b>148.583</b>	<b>76.552</b>	<b>55.402</b>	<b>21.892</b>	<b>109.352</b>	<b>24.001</b>	<b>514.452</b>
<i>Società consolidate</i>	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
<i>Società in joint venture e collegate</i>			421	9.350		803	94.955		105.529
<b>Sviluppate</b>	<b>35.835</b>	<b>25.587</b>	<b>69.282</b>	<b>36.666</b>	<b>42.144</b>	<b>8.483</b>	<b>8.920</b>	<b>15.894</b>	<b>242.811</b>
<i>Società consolidate</i>	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
<i>Società in joint venture e collegate</i>			418			382	151		951
<b>Non sviluppate</b>	<b>7.494</b>	<b>9.754</b>	<b>79.301</b>	<b>39.886</b>	<b>13.258</b>	<b>13.409</b>	<b>100.432</b>	<b>8.107</b>	<b>271.641</b>
<i>Società consolidate</i>	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	167.063
<i>Società in joint venture e collegate</i>			3	9.350		421	94.804		104.578

[a] Le riserve certe al 31 dicembre 2009, 2010 e 2011 comprendono rispettivamente 21.766, 21.728 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Produzione di idrocarburi per Paese <sup>(a)</sup>	(migliaia di boe/giorno)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Italia</b>		<b>169</b>	<b>183</b>	<b>186</b>	<b>189</b>	<b>186</b>
<b>Resto d'Europa</b>		<b>247</b>	<b>222</b>	<b>216</b>	<b>178</b>	<b>155</b>
Croazia		17	8	5	5	8
Norvegia		126	123	131	126	106
Regno Unito		104	91	80	47	41
<b>Africa Settentrionale</b>		<b>573</b>	<b>602</b>	<b>438</b>	<b>586</b>	<b>556</b>
Algeria		83	77	72	78	88
Egitto		230	232	236	235	227
Libia		244	273	112	258	228
Tunisia		16	20	18	15	13
<b>Africa Sub-Sahariana</b>		<b>360</b>	<b>400</b>	<b>370</b>	<b>345</b>	<b>332</b>
Angola		130	118	102	87	87
Congo		102	110	108	104	120
Nigeria		128	172	160	154	125
<b>Kazakhstan</b>		<b>115</b>	<b>108</b>	<b>106</b>	<b>102</b>	<b>100</b>
<b>Resto dell'Asia</b>		<b>135</b>	<b>131</b>	<b>112</b>	<b>129</b>	<b>144</b>
Cina		8	7	8	9	8
India		1	8	4	2	1
Indonesia		21	19	18	18	16
Iran		35	21	6	3	4
Iraq			5	7	18	22
Pakistan		58	59	58	57	52
Russia					11	31
Turkmenistan		12	12	11	11	10
<b>America</b>		<b>153</b>	<b>143</b>	<b>125</b>	<b>135</b>	<b>116</b>
Brasile				1	2	
Ecuador		14	11	7	25	13
Stati Uniti		119	109	98	88	82
Trinidad e Tobago		12	12	10	11	11
Venezuela		8	11	9	9	10
<b>Australia e Oceania</b>		<b>17</b>	<b>26</b>	<b>28</b>	<b>37</b>	<b>30</b>
Australia		17	26	28	37	30
<b>Totale estero</b>		<b>1.600</b>	<b>1.632</b>	<b>1.395</b>	<b>1.512</b>	<b>1.433</b>
		<b>1.769</b>	<b>1.815</b>	<b>1.581</b>	<b>1.701</b>	<b>1.619</b>
<b>di cui società in joint venture e collegate</b>		<b>23</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>35</b>	<b>54</b>
Angola		3	3	4	2	3
Brasile				1	2	
Indonesia		6	6	6	6	5
Russia					11	31
Tunisia		6	5	6	5	5
Venezuela		8	11	9	9	10

Produzione venduta di idrocarburi	(milioni di boe)	2009	2010	2011	2012	2013
Produzione di idrocarburi		645,7	662,3	577,0	622,6	591,0
Variazione rimanenze/altre		(3,8)	(3,4)	(7,4)	1,6	(5,7)
Autoconsumi di gas		(19,1)	(20,9)	(21,1)	(25,5)	(30,0)
<b>Produzione venduta di idrocarburi <sup>(b)</sup></b>		<b>622,8</b>	<b>638,0</b>	<b>548,5</b>	<b>598,7</b>	<b>555,3</b>
petrolio	(milioni di barili)	365,20	361,30	302,61	325,41	299,54
- di cui a settore R&M		224,98	206,41	190,65	185,48	178,83
gas naturale	(miliardi di metri cubi)	41,90	43,50	38,65	42,50	39,78
- di cui a settore G&P		12,57	12,23	11,98	12,33	10,89

[a] Comprende la produzione di gas naturale utilizzato come autoconsumo (12,8, 10,9, 9,1, 9 e 8,5 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2013, 2012, 2011, 2010 e 2009).

[b] Include 17,1 milioni di boe di produzione venduta dalle società in joint venture e collegate nel 2013 (11,2, 7,7, 8, e 7,1 milioni di boe nel 2012, 2011, 2010 e 2009, rispettivamente).

Produzione di petrolio e condensati per Paese	(migliaia di barili/giorno)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Italia</b>		<b>56</b>	<b>61</b>	<b>64</b>	<b>63</b>	<b>71</b>
<b>Resto d'Europa</b>		<b>133</b>	<b>121</b>	<b>120</b>	<b>95</b>	<b>77</b>
Norvegia		78	74	80	74	60
Regno Unito		55	47	40	21	17
<b>Africa Settentrionale</b>		<b>292</b>	<b>301</b>	<b>209</b>	<b>271</b>	<b>252</b>
Algeria		80	74	69	71	73
Egitto		91	96	91	88	93
Libia		108	116	36	101	76
Tunisia		13	15	13	11	10
<b>Africa Sub-Sahariana</b>		<b>312</b>	<b>321</b>	<b>278</b>	<b>247</b>	<b>242</b>
Angola		125	113	95	80	79
Congo		97	98	87	82	90
Nigeria		90	110	96	85	73
<b>Kazakhstan</b>		<b>70</b>	<b>65</b>	<b>64</b>	<b>61</b>	<b>61</b>
<b>Resto dell'Asia</b>		<b>57</b>	<b>48</b>	<b>34</b>	<b>44</b>	<b>49</b>
Cina		7	6	7	8	7
India			1			
Indonesia		2	2	2	2	2
Iran		35	21	6	3	4
Iraq			5	7	18	22
Pakistan		1	1	1	1	
Russia					2	5
Turkmenistan		12	12	11	10	9
<b>America</b>		<b>79</b>	<b>71</b>	<b>65</b>	<b>83</b>	<b>71</b>
Brasile				1	2	
Ecuador		14	11	7	25	13
Stati Uniti		57	49	48	47	48
Venezuela		8	11	9	9	10
<b>Australia e Oceania</b>		<b>8</b>	<b>9</b>	<b>11</b>	<b>18</b>	<b>10</b>
Australia		8	9	11	18	10
<b>Totale estero</b>		<b>951</b>	<b>936</b>	<b>781</b>	<b>819</b>	<b>762</b>
		<b>1.007</b>	<b>997</b>	<b>845</b>	<b>882</b>	<b>833</b>
<b>di cui società in joint venture e collegate</b>		<b>17</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
Angola		3	3	3	2	
Brasile				1	2	
Indonesia		1	1	1	1	1
Russia					2	5
Tunisia		5	4	5	4	4
Venezuela		8	11	9	9	10

Produzione di idrocarburi disponibile per la vendita <sup>(a)</sup>	(migliaia di boe/giorno)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		165	178	181	184	179
Resto d'Europa		239	214	209	171	149
Africa Settentrionale		554	582	420	561	528
Africa Sub-Sahariana		349	386	354	327	307
Kazakhstan		113	104	102	98	96
Resto dell'Asia		130	126	106	121	135
America		150	141	124	133	114
Australia e Oceania		16	26	27	36	29
		<b>1.716</b>	<b>1.757</b>	<b>1.523</b>	<b>1.631</b>	<b>1.537</b>
<b>di cui società in joint venture e collegate</b>		<b>21</b>	<b>23</b>	<b>23</b>	<b>33</b>	<b>50</b>
Africa Settentrionale		5	5	5	5	4
Africa Sub-Sahariana		3	3	3	2	2
Resto dell'Asia		5	5	4	15	34
America		8	10	11	11	10

(a) Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

Produzione di gas naturale per Paese <sup>(a)</sup>	[milioni di metri cubi/giorno]	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Italia</b>		<b>18,5</b>	<b>19,1</b>	<b>19,1</b>	<b>19,7</b>	<b>17,9</b>
<b>Resto d'Europa</b>		<b>18,6</b>	<b>15,9</b>	<b>15,2</b>	<b>13,0</b>	<b>12,2</b>
Croazia		2,7	1,3	0,9	0,7	1,2
Norvegia		7,8	7,7	8,0	8,2	7,1
Regno Unito		8,1	6,9	6,3	4,1	3,9
<b>Africa Settentrionale</b>		<b>45,7</b>	<b>47,4</b>	<b>36,0</b>	<b>49,0</b>	<b>47,4</b>
Algeria		0,5	0,5	0,5	1,1	2,3
Egitto		22,5	21,4	22,7	22,8	20,8
Libia		22,1	24,7	12,0	24,4	23,7
Tunisia		0,6	0,8	0,8	0,7	0,6
<b>Africa Sub-Sahariana</b>		<b>7,8</b>	<b>12,5</b>	<b>14,4</b>	<b>15,2</b>	<b>14,0</b>
Angola		0,8	0,9	1,0	1,1	1,3
Congo		0,8	1,9	3,4	3,4	4,6
Nigeria		6,2	9,7	10,0	10,7	8,1
<b>Kazakhstan</b>		<b>7,3</b>	<b>6,7</b>	<b>6,5</b>	<b>6,3</b>	<b>6,0</b>
<b>Resto dell'Asia</b>		<b>12,6</b>	<b>13,1</b>	<b>12,1</b>	<b>13,3</b>	<b>14,7</b>
Cina		0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
India		0,1	1,0	0,6	0,3	0,2
Indonesia		3,0	2,7	2,3	2,4	2,2
Pakistan		9,3	9,2	9,1	8,8	8,0
Russia					1,5	4,0
Turkmenistan					0,2	0,2
<b>America</b>		<b>12,0</b>	<b>11,2</b>	<b>9,5</b>	<b>8,1</b>	<b>7,0</b>
Stati Uniti		10,1	9,4	7,9	6,4	5,3
Trinidad e Tobago		1,9	1,8	1,6	1,7	1,7
<b>Australia e Oceania</b>		<b>1,4</b>	<b>2,7</b>	<b>2,8</b>	<b>2,9</b>	<b>3,1</b>
Australia		1,4	2,7	2,8	2,9	3,1
<b>Totale estero</b>		<b>105,4</b>	<b>109,5</b>	<b>96,5</b>	<b>107,8</b>	<b>104,4</b>
		<b>123,9</b>	<b>128,6</b>	<b>115,6</b>	<b>127,5</b>	<b>122,3</b>
<b>di cui società in joint venture e collegate</b>		<b>1,1</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>2,5</b>	<b>5,3</b>
Angola				0,1	0,1	0,4
Indonesia		0,9	0,8	0,7	0,7	0,7
Russia					1,5	4,0
Tunisia		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Produzione di gas naturale disponibile per la vendita <sup>(b)</sup>	[milioni di metri cubi/giorno]	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		18	18	18	19	17
Resto d'Europa		17	15	14	12	11
Africa Settentrionale		43	44	33	45	43
Africa Sub-Sahariana		6	11	12	12	10
Kazakhstan		6	6	6	6	6
Resto dell'Asia		12	12	12	12	13
America		12	11	9	8	7
Australia e Oceania		1	3	3	3	3
		<b>115</b>	<b>120</b>	<b>107</b>	<b>117</b>	<b>110</b>
<b>di cui società in joint venture e collegate</b>		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>5</b>
Resto dell'Asia		1	1	1	2	5

(a) Comprende la produzione di gas naturale utilizzato come autoconsumo [12,8, 10,9, 9,1, 9 e 8,5 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2013, 2012, 2011, 2010 e 2009].

(b) Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

Prezzi medi di realizzo	2009		2010		2011		2012		2013	
	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
<b>Petrolio e condensati</b>										
(\$/bbl)										
Italia	56,02		72,19		101,20		100,52		98,50	
Resto d'Europa	56,46		67,26		97,56	97,18	100,67	93,11	98,97	
Africa Settentrionale	56,42	14,60	70,96	16,09	97,63	17,98	103,63	17,93	100,42	17,96
Africa Sub-Sahariana	59,75	56,85	78,23	77,78	110,09	108,92	108,34	112,28	105,13	
Kazakhstan	52,34		66,74		98,68		102,25		99,37	
Resto dell'Asia	55,34	9,01	75,20	57,05	101,09	74,98	103,44	40,36	99,69	33,87
America	55,66	56,41	72,84	71,70	101,15	93,03	85,94	93,45	85,27	93,32
Australia e Oceania	50,40		73,00		98,05		102,06		98,72	
	<b>57,02</b>	<b>44,43</b>	<b>72,95</b>	<b>58,86</b>	<b>102,47</b>	<b>84,78</b>	<b>103,06</b>	<b>77,94</b>	<b>100,20</b>	<b>64,92</b>
<b>Gas naturale</b>										
(\$/kmc)										
Italia	318,11		307,46		408,21		377,14		411,27	
Resto d'Europa	249,08		261,43		343,15	375,75	357,70	411,16	374,85	
Africa Settentrionale	204,45		242,59		209,98	190,43	287,06	173,53	281,23	221,98
Africa Sub-Sahariana	58,86		66,03		69,60		76,12		76,38	
Kazakhstan	16,16		17,38		20,19		23,55		22,53	
Resto dell'Asia	144,35	262,77	153,39	348,48	186,11	553,63	209,85	217,84	205,75	123,32
America	142,97		165,81		141,97		102,30		119,10	
Australia e Oceania	287,17		261,19		260,33		273,00		275,41	
	<b>198,38</b>	<b>240,51</b>	<b>212,06</b>	<b>308,21</b>	<b>227,36</b>	<b>490,34</b>	<b>252,28</b>	<b>217,44</b>	<b>261,66</b>	<b>141,43</b>
<b>Idrocarburi</b>										
(\$/boe)										
Italia	53,17		56,60		77,26		73,24		77,56	
Resto d'Europa	49,53		56,00		79,03	66,14	80,79	69,05	79,14	
Africa Settentrionale	45,47	13,19	55,06	13,53	64,85	20,87	73,06	19,45	70,51	21,47
Africa Sub-Sahariana	54,61	56,85	66,35	77,78	88,02	108,92	84,93	112,28	85,08	
Kazakhstan	33,65		42,24		62,87		64,92		62,02	
Resto dell'Asia	38,21	41,80	42,45	55,04	51,51	85,80	57,98	34,78	62,59	21,46
America	39,29	56,32	47,84	71,70	60,28	93,03	54,61	93,45	57,89	93,32
Australia e Oceania	48,63		52,51		61,00		73,82		61,79	
	<b>46,90</b>	<b>42,82</b>	<b>55,59</b>	<b>56,10</b>	<b>72,20</b>	<b>83,15</b>	<b>73,65</b>	<b>59,25</b>	<b>72,97</b>	<b>37,57</b>
<b>Gruppo Eni</b>		<b>2009</b>		<b>2010</b>		<b>2011</b>		<b>2012</b>		<b>2013</b>
Petrolio e condensati (\$/bbl)		56,95		72,76		102,11		102,58		99,44
Gas Naturale (\$/kmc)		198,64		212,67		229,06		251,67		256,57
Idrocarburi (\$/boe)		<b>46,90</b>		<b>55,60</b>		<b>72,26</b>		<b>73,39</b>		<b>71,87</b>

Superficie netta sviluppata e non sviluppata	(chilometri quadrati)				
	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Europa</b>	<b>31.607</b>	<b>29.079</b>	<b>26.023</b>	<b>27.423</b>	<b>37.018</b>
Italia	22.038	19.097	16.872	17.556	17.282
Resto d'Europa	9.569	9.982	9.151	9.867	19.736
<b>Africa</b>	<b>158.749</b>	<b>152.671</b>	<b>137.220</b>	<b>142.796</b>	<b>137.096</b>
Africa Settentrionale	46.011	44.277	30.532	21.390	20.412
Africa Sub-Sahariana	112.738	108.394	106.688	121.406	116.684
<b>Asia</b>	<b>125.641</b>	<b>112.745</b>	<b>55.284</b>	<b>58.042</b>	<b>79.314</b>
Kazakhstan	880	880	880	869	869
Resto dell'Asia	124.761	111.865	54.404	57.173	78.445
<b>America</b>	<b>11.523</b>	<b>11.187</b>	<b>10.209</b>	<b>9.075</b>	<b>9.206</b>
<b>Australia e Oceania</b>	<b>20.342</b>	<b>15.279</b>	<b>25.685</b>	<b>13.834</b>	<b>13.622</b>
<b>Totale</b>	<b>347.862</b>	<b>320.961</b>	<b>254.421</b>	<b>251.170</b>	<b>276.256</b>

## Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2013

	Inizio operazioni	Numero titoli	Sup. lorda <sup>(a)</sup> <sup>(b)</sup> sviluppata	Sup. netta <sup>(a)</sup> <sup>(b)</sup> sviluppata	Sup. lorda <sup>(a)</sup> non sviluppata	Sup. netta <sup>(a)</sup> non sviluppata	Tipo di giacimenti/ superficie	Numero di giacimenti in produzione	Numero di giacimenti non in produzione
<b>EUROPA</b>		<b>264</b>	<b>16.170</b>	<b>10.907</b>	<b>40.753</b>	<b>26.111</b>		<b>121</b>	<b>94</b>
<b>Italia</b>	<b>1926</b>	<b>151</b>	<b>10.663</b>	<b>8.948</b>	<b>10.815</b>	<b>8.334</b>	<b>Onshore/Offshore</b>	<b>81</b>	<b>68</b>
<b>Resto d'Europa</b>		<b>113</b>	<b>5.507</b>	<b>1.959</b>	<b>29.938</b>	<b>17.777</b>		<b>40</b>	<b>26</b>
Cipro	2013	3			12.523	10.018	Offshore		
Croazia	1996	2	1.975	987			Offshore	9	3
Norvegia	1965	57	2.264	346	9.302	3.433	Offshore	18	19
Polonia	2010	2			969	969	Onshore		
Regno Unito	1964	34	1.218	596	223	42	Offshore	13	3
Ucraina	2011	12	50	30	3.840	1.911	Onshore		1
Altri Paesi		3			3.081	1.404	Offshore		
<b>AFRICA</b>		<b>280</b>	<b>66.341</b>	<b>20.131</b>	<b>185.574</b>	<b>116.965</b>		<b>275</b>	<b>130</b>
<b>Africa Settentrionale</b>		<b>116</b>	<b>32.560</b>	<b>14.150</b>	<b>14.334</b>	<b>6.262</b>		<b>110</b>	<b>50</b>
Algeria	1981	42	3.223	1.148	187	31	Onshore	37	6
Egitto	1954	53	4.926	1.778	5.460	1.887	Onshore/Offshore	41	24
Libia	1959	10	17.947	8.950	8.687	4.344	Onshore/Offshore	11	15
Tunisia	1961	11	6.464	2.274			Onshore/Offshore	21	5
<b>Africa Sub-Sahariana</b>		<b>164</b>	<b>33.781</b>	<b>5.981</b>	<b>171.240</b>	<b>110.703</b>		<b>165</b>	<b>80</b>
Angola	1980	71	6.498	802	14.991	3.641	Onshore/Offshore	50	32
Congo	1968	28	1.835	1.017	2.890	2.108	Onshore/Offshore	24	6
Gabon	2008	6			7.615	7.615	Onshore/Offshore		
Ghana	2009	2			4.676	1.664	Offshore		2
Kenia	2012	4			46.410	38.930	Offshore		
Liberia	2012	3			7.365	1.841	Offshore		
Mozambico	2007	1			10.207	5.103	Offshore		8
Nigeria	1962	41	25.448	4.162	10.838	3.484	Onshore/Offshore	91	32
Repubblica Democratica del Congo	2010	1			478	263	Onshore		
Togo	2010	2			6.192	6.192	Offshore		
Altri Paesi		5			59.578	39.862	Onshore		
<b>ASIA</b>		<b>70</b>	<b>19.013</b>	<b>6.650</b>	<b>168.024</b>	<b>72.664</b>		<b>31</b>	<b>25</b>
<b>Kazakhstan</b>	<b>1992</b>	<b>6</b>	<b>2.391</b>	<b>442</b>	<b>2.542</b>	<b>427</b>	<b>Onshore/Offshore</b>	<b>1</b>	<b>5</b>
<b>Resto dell'Asia</b>		<b>64</b>	<b>16.622</b>	<b>6.208</b>	<b>165.482</b>	<b>72.237</b>		<b>30</b>	<b>20</b>
Cina	1984	8	76	19	5.130	5.130	Offshore	4	1
India	2005	11	206	109	16.546	6.058	Onshore/Offshore	4	3
Indonesia	2001	13	3.220	1.218	25.779	17.991	Onshore/Offshore	7	15
Iran	1957	4	1.456	820			Onshore/Offshore	1	
Iraq	2009	1	1.074	446			Onshore	1	
Pakistan	2000	18	10.390	3.396	17.731	6.939	Onshore/Offshore	11	1
Russia	2007	3			62.592	20.862	Offshore		
Timor Leste	2006	1			1.538	1.230	Offshore		
Turkmenistan	2008	1	200	200			Onshore	2	
Vietnam	2013	3			21.566	10.783	Offshore		
Altri Paesi		1			14.600	3.244	Offshore		
<b>AMERICA</b>		<b>348</b>	<b>4.809</b>	<b>3.141</b>	<b>15.268</b>	<b>6.065</b>		<b>65</b>	<b>18</b>
Ecuador	1988	1	1.985	1.985			Onshore	1	1
Groenlandia	2013	1			2.630	920	Offshore		
Stati Uniti	1968	331	1.640	822	5.089	3.021	Onshore/Offshore	55	14
Trinidad e Tobago	1970	1	382	66			Offshore	7	
Venezuela	1998	6	802	268	2.002	798	Onshore/Offshore	2	2
Altri Paesi		8			5.547	1.326	Offshore		1
<b>AUSTRALIA E OCEANIA</b>		<b>14</b>	<b>1.140</b>	<b>709</b>	<b>22.436</b>	<b>12.913</b>		<b>3</b>	<b>2</b>
Australia	2001	14	1.140	709	22.436	12.913	Offshore	3	2
<b>Totale</b>		<b>976</b>	<b>107.473</b>	<b>41.538</b>	<b>432.055</b>	<b>234.718</b>		<b>495</b>	<b>269</b>

(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.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Acquisto di riserve proved e unproved</b>		<b>697</b>		<b>754</b>	<b>43</b>	<b>109</b>
Africa Settentrionale		351		57	14	109
Africa Sub-Sahariana		73		697	27	
Resto dell'Asia		94				
America		179			2	
<b>Esplorazione</b>		<b>1.228</b>	<b>1.012</b>	<b>1.210</b>	<b>1.850</b>	<b>1.669</b>
Italia		40	34	38	32	32
Resto d'Europa		113	114	100	151	357
Africa Settentrionale		317	84	128	153	95
Africa Sub-Sahariana		284	406	482	1.142	757
Kazakhstan		20	6	6	3	1
Resto dell'Asia		159	223	156	193	233
America		243	119	60	80	110
Australia e Oceania		52	26	240	96	84
<b>Sviluppo</b>		<b>7.478</b>	<b>8.578</b>	<b>7.357</b>	<b>8.304</b>	<b>8.580</b>
Italia		689	630	720	744	743
Resto d'Europa		673	863	1.596	2.008	1.768
Africa Settentrionale		1.381	2.584	1.380	1.299	808
Africa Sub-Sahariana		2.105	1.818	1.521	1.931	2.675
Kazakhstan		1.083	1.030	897	719	658
Resto dell'Asia		406	311	361	641	749
America		706	1.187	831	953	1.127
Australia e Oceania		435	155	51	9	52
<b>Altro</b>		<b>83</b>	<b>100</b>	<b>114</b>	<b>110</b>	<b>117</b>
		<b>9.486</b>	<b>9.690</b>	<b>9.435</b>	<b>10.307</b>	<b>10.475</b>

Vita utile residua delle riserve	(anni)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		11,4	10,9	10,4	7,6	7,3
Resto d'Europa		6,6	7,4	8,0	9,0	9,8
Africa Settentrionale		9,3	9,6	12,8	9,0	8,9
Africa Sub-Sahariana		8,9	7,9	8,2	8,9	10,2
Kazakhstan		29,0	28,7	24,5	28,1	28,8
Resto dell'Asia		11,1	12,8	21,7	18,1	5,1
America		5,0	7,2	13,6	19,7	23,0
Australia e Oceania		21,5	13,1	12,8	9,8	16,0
		<b>10,2</b>	<b>10,3</b>	<b>12,3</b>	<b>11,5</b>	<b>11,1</b>

Tasso di rimpiazzo delle riserve all sources	2009		2010		2011		2012		2013	
	organico	all sources	organico	all sources	organico	all sources	organico	all sources	organico	all sources
(%)										
Italia	135	136	121	107	72	75	34		62	62
Resto d'Europa	173	174	103	102	140	136	37	37	63	40
Africa Settentrionale	99	99	167	167	58	58	40	40	32	34
Africa Sub-Sahariana	105	106	91	90	63	58	138	117	183	183
Kazakhstan							467	337	83	83
Resto dell'Asia	42		211	212	768	771	12	12	232	
America	102	144	274	273	646	647	855	786	102	102
Australia e Oceania	117	112	6	5	155	163	51	51	536	536
	<b>93</b>	<b>96</b>	<b>127</b>	<b>125</b>	<b>143</b>	<b>142</b>	<b>147</b>	<b>107</b>	<b>105</b>	<b>(?)</b>

Perforazione esplorativa									
(numero)	Pozzi completati <sup>(a)</sup>						Pozzi in progress <sup>(b)</sup>		
	2011		2012		2013		2013		
	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	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	1,2	
Australia e Oceania		1,4		0,4		0,5	2,0	0,8	
	<b>9,8</b>	<b>15,7</b>	<b>13,3</b>	<b>19,3</b>	<b>12,6</b>	<b>20,2</b>	<b>129,0</b>	<b>55,0</b>	

Perforazione di sviluppo									
(numero)	Pozzi completati <sup>(a)</sup>						Pozzi in progress		
	2011		2012		2013		2013		
	produttivi	sterili <sup>(c)</sup>	produttivi	sterili <sup>(c)</sup>	produttivi	sterili <sup>(c)</sup>	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	
	<b>181,2</b>	<b>4,9</b>	<b>160,0</b>	<b>3,6</b>	<b>177,4</b>	<b>9,8</b>	<b>130,0</b>	<b>45,0</b>	

Pozzi produttivi <sup>(d)</sup>				
(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 Occidentale	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
	<b>6.099,0</b>	<b>2.217,4</b>	<b>2.598,0</b>	<b>1.207,0</b>

(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.

(d) 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 temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.