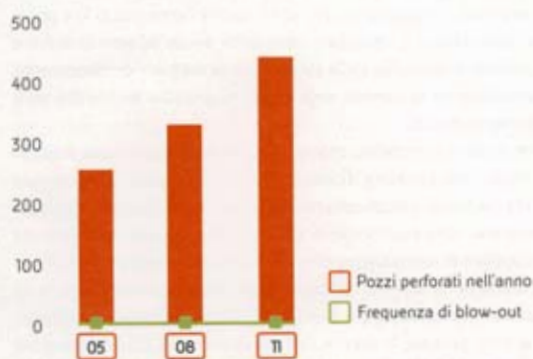


## Eccellenza

Eni è impegnata nel miglioramento continuo di processi, competenze e prodotti come leva per aumentare le performance e l'affidabilità degli impianti nel rispetto di salute, sicurezza e ambiente.

La gestione degli asset fa leva sull'applicazione di tecnologie proprietarie. Nel settore E&P sono adottate strumentazioni, software e flussi di lavoro per migliorare l'attività di operatore di perforazioni e completamenti in ambienti estremi. Particolare attenzione è dedicata agli aspetti di sicurezza operativa e ambientale, soprattutto finalizzata a pozzi deepwater, ad Alta Pressione e Alta Temperatura (HTHP), e al monitoraggio e mitigazione dei rischi ambientali connessi alle attività E&P. Le avanzate tecnologie impiegate, la costante formazione e competenza dei tecnici, il monitoraggio online delle operazioni da sede, l'utilizzo di procedure severe ed il controllo della loro applicazione hanno permesso il raggiungimento nel tempo di performance di sicurezza eccellenti con un indice di frequenza di blow-out (relativo a tutti i pozzi perforati, onshore e offshore) pari a 0 nel periodo 2005-2011.

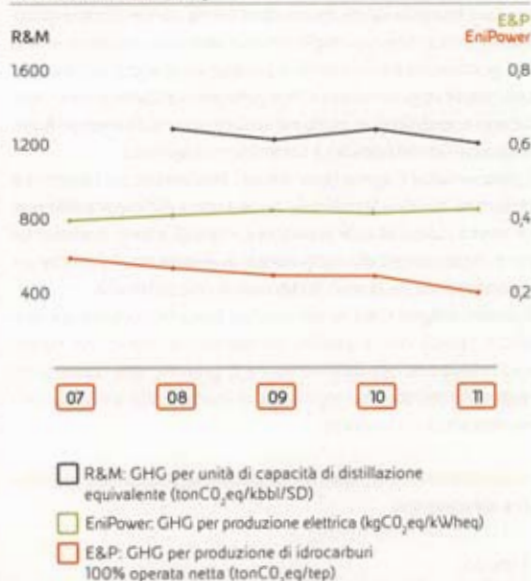
### Pozzi perforati e frequenza di blow-out



L'eccellenza operativa si traduce per Eni nella continua innovazione dei carburanti volta ad offrire al mercato prodotti ad elevata prestazione e qualità ambientale che anticipino le normative sempre più stringenti. L'avvio su scala industriale del primo impianto basato sulla tecnologia proprietaria EST permetterà inoltre di utilizzare anche greggi pesanti riducendo quasi completamente la produzione di scarti. L'innovazione tecnologica permetterà anche il rilancio della chimica attraverso l'offerta di prodotti a basso impatto ambientale e la produzione di bioplastiche da materie prime vegetali.

Ai fini della riduzione dei propri impatti sul clima Eni ha da tempo avviato una strategia che prevede il progressivo abbandono della pratica del flaring nelle attività upstream e lo sviluppo di piani annuali di efficienza energetica in tutti i settori operativi. I risultati di questa strategia sono evidenti dai valori degli indici di emissione di CO<sub>2</sub> registrati nei diversi settori.

### Indice di emissione di CO<sub>2</sub>



Oltre alla continua riduzione dei consumi di acqua dolce e al riutilizzo delle acque industriali e di falda del settore downstream Eni ha mappato le proprie attività in zone a stress idrico per un'ulteriore ottimizzazione nell'uso delle risorse idriche e sta aumentando progressivamente la reiniezione in giacimento delle acque di formazione associate al petrolio.

L'individuazione delle aree ricche di biodiversità potenzialmente influenzate dalle attività esplorative e di produzione permetterà di integrare ancora meglio l'impegno per la conservazione della biodiversità e l'uso responsabile delle risorse ecosistemiche nella gestione delle attività.

Eni continua a promuovere azioni volte ad assicurare l'integrità degli impianti operativi attraverso progetti di "asset integrity", ad innalzare gli standard e, ove necessario, ad avviare progetti impiantistici e gestionali, in accordo con i più avanzati standard internazionali. Nei prossimi 4 anni sarà completata la certificazione di tutte le più significative realtà operative secondo la normativa OHSAS 18001. Inoltre è proseguita la diffusione della cultura della sicurezza con l'attivazione del programma Eni in Safety, piano integrato di interventi formativi e informativi sulla sicurezza. Con riferimento alle ulteriori azioni per la diffusione del know-how e valorizzazione del patrimonio di conoscenze in tutti i suoi business, Eni ha un sistema di gestione delle competenze per mettere a fattor comune il patrimonio di conoscenze e pratiche eccellenti accumulate nel tempo. In particolare, nel settore Exploration & Production, nel corso del 2011 sono stati condotti circa 57 webinar che hanno visto coinvolte 1.800 persone.

Per migliorare la prevenzione e la mitigazione del rischio, Eni mantiene un impegno costante nella formazione delle sue persone sui temi della sicurezza e della prevenzione delle emergenze. Nel corso del 2011 è stata potenziata la piattaforma cartografica a servizio della gestione delle emergenze che permette di visualizzare i dati georefe-

renziati dei siti industriali a rischio incidente rilevante ed il posizionamento in tempo reale dei mezzi navali e delle autobotti in servizio per Eni. La tutela della salute dei lavoratori e delle comunità viene garantita non solo attraverso il miglioramento degli asset industriali e della loro gestione ma anche tramite lo sviluppo di strumenti di indirizzo e best practices su tematiche di tipo generale (valutazione delle esposizioni) e specifiche, in modo particolare per i rischi emergenti (es. Radiazioni Ottiche Artificiali e Campi Elettromagnetici).

È stato avviato il Progetto Health Impact Assessment con l'obiettivo di definire ed applicare standard per la valutazione dell'impatto delle nuove attività industriali sulle popolazioni residenti, aspetti fondamentali per le autorizzazioni alla costruzione e avvio delle attività nonché per una valutazione successiva del benessere delle collettività.

Il settore oil&gas richiede competenze tecniche complesse e specifiche spesso non disponibili sul mercato del lavoro. Per questo motivo la formazione delle persone e la gestione delle competenze rappresentano due leve organizzative fondamentali per garantire i risultati attesi del business.

Ore di formazione



Eni ha sviluppato dei programmi di formazione ad hoc per ciascun settore di attività con l'obiettivo di supportare lo sviluppo delle professionalità necessarie al business: complessivamente sono state erogate 1.176.928 ore di formazione tecnico-professionale, con un incremento rispetto al 2010 pari al 24%.

## Inclusione

Il coinvolgimento, la valorizzazione delle persone e la creazione di un ambiente di lavoro che offra a tutti opportunità sulla base di criteri di merito condivisi e senza discriminazioni creano i presupposti per rispondere in modo adeguato e tempestivo alle dinamiche del mercato. Grazie alle competenze delle proprie persone, alla diversità che Eni valorizza al suo interno, alla capacità di integrazione con i vari contesti locali, Eni garantisce un'offerta distintiva con significativi vantaggi in termini di competitività.

Il coinvolgimento delle persone è fondamentale per motivare e creare un clima positivo di reciproca collaborazione. In tale ottica nel 2011 è stata progettata e realizzata la seconda edizione dell'analisi di clima aziendale "Eni secondo te", un sondaggio volto a raccogliere le opinioni sull'azienda e le aspettative di oltre 32.000 dipendenti in 47 Paesi. Il tasso di partecipazione è stato del 70,5% e sulla base dei risultati emersi sarà definito un piano di interventi trasversali e mirati.

Il difficile scenario economico ha imposto l'avvio di processi di cambiamento e di riorganizzazione del business al fine di realizzare una maggiore competitività. In tale contesto, l'attività di relazioni industriali ha supportato tutte le fasi di riorganizzazione, anche attraverso una nuova modalità di relazione con le organizzazioni sindacali. A tale riguardo, con l'obiettivo di favorire una maggiore flessibilità, efficienza e produttività, il 26 maggio 2011 è stato sottoscritto con le organizzazioni sindacali l'accordo per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di relazioni industriali. I principi contenuti nel verbale di accordo sono stati confermati inoltre nel Protocollo di Intesa per la "chimica verde" a Porto Torres, sottoscritto presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri e relativo al processo di riconversione industriale del sito di Porto Torres.

La disponibilità di persone aperte e capaci di dialogare e collaborare con le diversità presenti nei differenti contesti operativi di Eni è perseguita attraverso un orientamento gestionale inclusivo, rispettoso delle diversità e capace di valorizzarne i differenti contributi. In questo quadro si annovera l'impegno di Eni per la valorizzazione e l'empowerment delle donne al fine di definire obiettivi di aumento della loro presenza nei piani di inserimento, di sviluppo e di nomina negli organi di gestione e controllo delle partecipate Eni.

Per favorire la mobilità internazionale è proseguito il percorso formativo "easy landing" finalizzato allo sviluppo delle competenze internazionali e multiculturali delle persone di Eni che vivono per la prima volta esperienze di lavoro all'estero e sono state avviate iniziative di formazione per la valorizzazione delle diversità interculturali e la corretta gestione degli aspetti correlati. Sono stati attuati inoltre una serie di interventi finalizzati alla valorizzazione delle persone locali che rappresentano il 76,5% dei dipendenti all'estero (il 44% della popolazione complessiva).

Dipendenti all'estero 2011 per tipologia





Per far fronte all'impatto dello "skill shortage" sulla tempistica dei progetti Eni ha mantenuto le core competences in house, come ad esempio geologi e ingegneri con grande esperienza; su queste figure Eni ha un turnover pari a circa l'1%, più basso rispetto al settore. Inoltre, oltre alla crescita interna, ulteriori possibili gap di professionalità sono colmati da ingressi di personale tecnico qualificato reclutato direttamente sul mercato internazionale da Eirl, international employer di Eni.

Eirl è impegnata nello sviluppo delle carriere internazionali con l'intento di valorizzarne le professionalità ed allo stesso tempo rispondere alle esigenze di crescita del business Eni, rendendo disponibili risorse motivate e qualificate ove necessario, con un focus specifico su risorse tecniche, gran parte delle quali qualificate come mid-career Petro Technical Professionals.

Prosegue la collaborazione con il mondo accademico attraverso l'attivazione di Master specifici nel settore oil&gas con il Politecnico di Torino e l'Università di Bologna.

In coerenza con i principi di equità, valorizzazione delle persone e non discriminazione, il sistema di reward Eni ha lo scopo di rafforzare l'engagement delle persone negli obiettivi d'impresa e premiare valori, capacità e comportamenti coerenti con la cultura e la strategia dell'azienda.

Il modello di reward integrato a livello worldwide è stato adeguato nel corso del 2011, in rapporto alle esigenze di retention e di sviluppo delle attività all'estero, attraverso politiche differenziate per famiglie professionali critiche. Nuovi strumenti di reward indirizzati alle risorse professionali maggiormente critiche saranno attuati, a partire dal 2012, adeguando l'offerta retributiva rispetto all'obiettivo di valorizzarne il contributo professionale.

## Responsabilità

Un sistema di gestione dei rischi che stabilisce in modo chiaro limiti e responsabilità e un modo di operare improntato al rispetto delle regole e dei più elevati principi etici sono i fondamenti di una gestione responsabile. Questo approccio permette ad Eni di presentarsi come un interlocutore affidabile, attento a mantenere una reputazione eccellente e a ridurre i potenziali rischi. Nella pratica l'operare in modo responsabile si concretizza nell'attuare una rigorosa disciplina finanziaria, adottando un approccio selettivo nella scelta dei partner e degli investimenti lungo tutta la catena del valore (fornitori e partner industriali), nel contrasto attivo alla corruzione e nel rispetto dei diritti umani.

L'obiettivo di preservare una solida struttura finanziaria è perseguito attraverso il bilanciamento tra esigenze di crescita, di remunerazione e di mantenimento dell'adeguata flessibilità finanziaria. La capacità di generare cassa, l'approccio disciplinato nella selezione dei progetti di investimento, l'efficienza nell'uso del capitale e la strategia di business sono alla base della solidità finanziaria Eni. Eni intende preservare un bilanciamento ottimale tra capitale proprio e di terzi, continuando a investire nella crescita e a garantire remunerazioni attrattive agli azionisti.

Eni è inoltre impegnata a perseguire elevati livelli di efficienza operativa, applicando le best practice del settore nella gestione delle operation, attuando le migliori soluzioni organizzative sui processi interni e aggiornando opportunamente le regole e gli standard di comportamento, trasversali a tutte le realtà operative e specifiche delle singole aree, in relazione alle mutate esigenze operative e di contesto.

Al fine di favorire relazioni stabili e durature, Eni persegue la massima trasparenza e chiarezza nella conduzione delle proprie attività applicando misure a tutela di un business sano ed inclusivo. La lotta alla corruzione, che è un obiettivo prioritario, comporta un duplice vantaggio: riduce i rischi di business e massimizza i benefici derivanti dalle attività nei Paesi di presenza. L'azienda è già attiva da diversi anni su questo tema, proibendo espressamente nel suo Codice Etico pratiche di corruzione, attuando una serie di iniziative volte al rafforzamento della cultura d'impresa e aderendo al Global Compact e in particolare al suo working group sul 10° Principio.

Nel 2011 questo impegno è stato rafforzato attraverso le attività svolte dall'Anti-Corruption Legal Support Unit (ACLSU) che ha proseguito la consulenza legale specialistica in materia di anti-corruzione per le persone di Eni e delle sue controllate non quotate.

Per ridurre i rischi operativi e reputazionali, i principi di trasparenza e correttezza adottati da Eni sono estesi a tutta la catena del valore. Eni adotta processi di qualifica e selezione dei propri partner finalizzati a valutare la capacità tecnica, l'affidabilità etica, economica e finanziaria e a minimizzare i rischi insiti nell'operare con terze parti. Eni impone il rispetto di tutte le norme comprese quelle anti-corruzione ai propri business partner. In tale contesto Eni si è fatta promotrice di attività di mediazione e confronto con i principali operatori del settore petrolifero, finalizzate alla condivisione della policy anti-corruzione dell'azienda e dei più rilevanti principi internazionali in materia. Ne sono esempi le iniziative intraprese nel Golfo del Messico, in Inghilterra e in Nigeria.

L'azienda adotta criteri di gestione altrettanto selettivi per i fornitori. Nel 2011 sono proseguite l'attivazione di sistemi strutturati di gestione dei fornitori in aree critiche e l'emissione, diffusione e applicazione dei nuovi standard contrattuali, in cui sono presenti anche clausole riguardanti il rispetto dei diritti umani. È inoltre proseguito l'impegno nella verifica della condotta delle imprese che lavorano per Eni, con particolare riferimento alla tutela dei diritti umani, attraverso l'applicazione della Norma SAB000. Anche i subappaltatori/subcontrattisti sono richiamati al rispetto del Codice Etico Eni, del Modello 231, delle Linee Guida per la tutela e la promozione dei diritti umani nonché delle normative anti-corruzione.

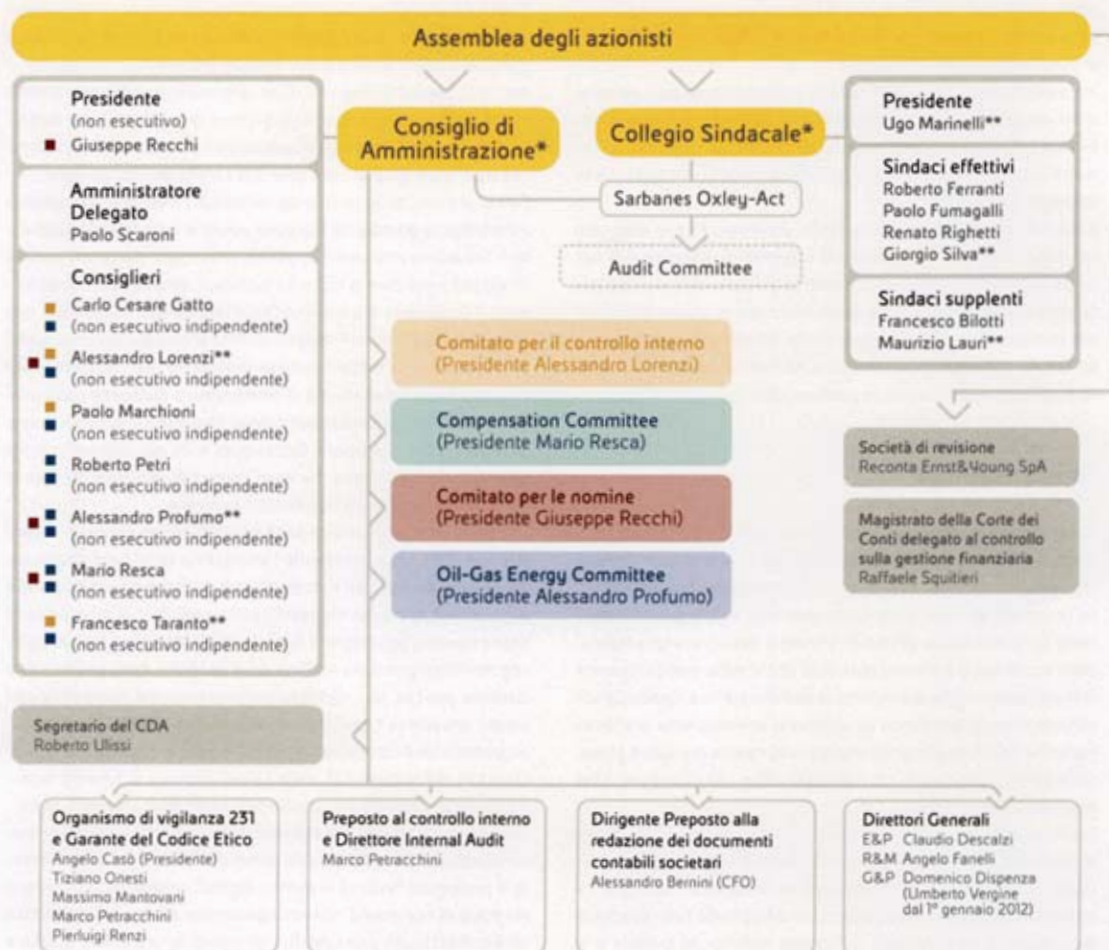
In considerazione dell'alta esposizione a differenti normative e culture locali, derivanti dall'elevato numero di Paesi in cui Eni è presente, è proseguita l'attività di Human Rights Compliance Assessment nei Paesi di operatività con un assessment effettuato in Pakistan ed è stato istituito uno specifico gruppo di lavoro intersettoriale e interfunkzionale a livello Corporate, per affrontare e risolvere alcune aree di miglioramento rilevate negli assessment locali e implementare i Guiding Principles on Business and Human Rights, emessi dalle Nazioni Unite a giugno 2011.

## Governance

Eni considera la Corporate Governance un valore fondante del proprio modello di business, nella consapevolezza che una buona governance è il prerequisito per attuare la missione d'impresa nel rispetto degli standard di correttezza ed economicità: il sistema di governance è disegnato per sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e, affiancando la strategia d'impresa, per contribuire al raggiungimento di risultati di business stabili e alla creazione di valore sostenibile di lungo periodo.

La Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea degli azionisti – attribuisce la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di controllo al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione<sup>1</sup>.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 31 dicembre 2011, con aggiornamenti al 15 marzo 2012:



\* Fino al 5 maggio 2011 sono stati componenti (i) del Consiglio di Amministrazione: Roberto Poli, Paolo Scaroni, Paolo Andrea Colombo, Alberto Clò, Paolo Marchioni, Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta e Francesco Taranto; (ii) del Collegio Sindacale: Ugo Marinelli, Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti e Giorgio Silva.

\*\* Componenti designati dalla lista di minoranza.

[1] Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.



Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni sono nominati dall'Assemblea degli azionisti attraverso il meccanismo del voto di lista. La composizione dell'organo di amministrazione della Società tiene conto della necessità che siano rappresentate nel dibattito collegiale istanze, competenze e caratteristiche diverse e che siano presenti soggetti capaci di assicurare che il ruolo ad essi attribuito sia svolto in modo efficace; in particolare, in Consiglio, siedono manager e professionisti con differenti profili ed esperienze, in grado di esprimere altrettanti punti di vista nel dibattito consiliare, rendendolo completo e bilanciato. Tre consiglieri e due sindaci, fra cui il Presidente del Collegio Sindacale, sono nominati da azionisti diversi da quelli di controllo. Inoltre, dei 9 amministratori, 8 sono non esecutivi, 7 dei quali in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge e dal Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana del 2006, cui Eni aderisce.

Il Consiglio di Amministrazione, investito dei più ampi poteri per l'amministrazione della Società in relazione all'oggetto sociale, ha nominato un Amministratore Delegato, cui ha affidato la gestione della Società, salvi i poteri che si è riservato, ed ha attribuito al Presidente, nominato dall'Assemblea, deleghe, previste dallo Statuto, per l'individuazione e la promozione di progetti integrati ed accordi internazionali di rilevanza strategica. Fra le proprie riserve di competenza, il Consiglio ha individuato le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, oltre a quelle non delegabili per legge; in particolare, si è riservato un ruolo centrale in materia di controllo interno e gestione dei rischi, e nella definizione delle linee fondamentali della Corporate Governance<sup>2</sup>, nonché dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, delle principali società controllate e del Gruppo, di cui valuta annualmente l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento. Il Consiglio si è inoltre riservato la definizione delle politiche di sostenibilità e la condivisione dei risultati che devono essere presentati all'Assemblea degli azionisti, attraverso un sistema di reporting integrato in grado di rappresentare come le buone performance di sostenibilità concorrano a creare valore nel lungo termine.

La politica di remunerazione degli amministratori e del top management di Eni è definita in modo tale da attrarre persone di altissimo profilo professionale e manageriale e da allineare l'interesse del management con l'obiettivo prioritario di creazione di valore per gli azionisti nel medio/lungo periodo. A tal fine, la struttura della remunerazione del top management di Eni è definita in relazione sia al ruolo sia alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per cariche analoghe e per significatività del panel competitivo, ed è composta da un equilibrato

mix di componenti fisse, e di componenti variabili. Nell'ambito della politica di remunerazione Eni, particolare rilevanza assume la componente variabile collegata ai risultati conseguiti, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi economico/finanziari, di sviluppo del business ed operativi, definiti in un'ottica di sostenibilità dei risultati, in coerenza con il Piano Strategico della Società<sup>3</sup>.

Il Consiglio ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato per il controllo interno, il Compensation Committee<sup>4</sup>, il Comitato per le nomine e l'Oil-Gas Energy Committee. In particolare, al Comitato per le nomine, costituito il 28 luglio 2011, sono stati affidati compiti istruttori, fra l'altro, in relazione alla designazione del top management di nomina consiliare e di supervisione dei piani di successione, incluso, eventualmente, quello dell'Amministratore Delegato.

Affinché il Consiglio possa assumere decisioni strategiche consapevoli e sovrintendere in modo adeguato alle attività di gestione, gli Amministratori devono essere, singolarmente e collegialmente, informati compiutamente e con il dovuto anticipo. A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure e vengono accuratamente preparate, con il supporto del Segretario del Consiglio, dal Presidente, cui è riservato un ruolo di leadership e di moderazione del dibattito, affinché ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale. Inoltre, nel giugno 2011, Eni ha avviato un nuovo programma di formazione (cd. "induction") per i Consiglieri e i Sindaci di nuova nomina, aperto anche ai componenti confermati. La sostenibilità e l'etica di impresa sono stati argomenti di induction, con l'obiettivo di formare Amministratori e Sindaci in grado di comprendere come le questioni sociali e ambientali influenzino l'ambito di business dell'azienda, e come le tendenze sociali e normative possono creare nuove opportunità e rischi.

Allo stesso tempo, il Consiglio ha dato corso, per il sesto anno consecutivo, ad un programma di autovalutazione (cd. "board review") della propria composizione e del proprio funzionamento, avvalendosi del supporto di un consulente esterno specializzato e indipendente. Con il supporto dello stesso consulente, il Consiglio di Eni ha sperimentato, primo in Italia, un esercizio di peer review, che si sostanzia nella valutazione del contributo alle attività consiliari fornito da ciascun consigliere da parte degli altri amministratori. I componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e tutte le Persone di Eni, sono tenuti altresì al rispetto del Codice Etico di Eni [parte integrante del Modello 231 della Società], che prescrive i canoni di condotta per una gestione leale e corretta del business della Società.

[2] In particolare, la composizione degli organi delle società controllate non quotate e la definizione dei relativi criteri di designazione sono state oggetto di iniziative volte a promuovere i principi ispiratori della recente normativa relativa all'equilibrio fra i generi (cd. Legge sulle quote rosa): Eni ha deciso di raccomandare l'anticipazione al 1° gennaio 2012 dell'efficacia della norma, programmando un piano di formazione destinato ai nuovi componenti degli organi di amministrazione e controllo delle società controllate da Eni, uomini e donne, con un particolare approfondimento sul contributo apportato dalla diversità nei Consigli.

[3] Per maggiori informazioni, si rinvia alla Relazione sulla Remunerazione, disponibile sul sito internet della Società, in cui la Politica sulla remunerazione è oggetto del voto consultivo dell'Assemblea degli azionisti.

[4] Il Compensation Committee assiste il Consiglio in materia di remunerazione: per maggiori informazioni, si rinvia alla Relazione sulla Remunerazione, disponibile sul sito internet della Società.

Eni adotta un sistema di controllo interno integrato e pervasivo, basato su organi, strumenti e flussi informativi che conducono da ultimo agli organi di amministrazione e controllo al vertice della Società. In questo contesto, Eni ha deciso di attuare un nuovo modello per la gestione integrata dei rischi, in una logica di arricchimento del sistema, anche organizzativo, in essere.

Se quanto detto riflette, seppur in sintesi, i temi più rilevanti in termini di gestione e controllo che caratterizzano il sistema e le regole di governance di Eni, occorre evidenziare che l'attenzione di Eni si riflette anche nella creazione di un canale di comunicazione aperto e trasparente nei confronti dei propri azionisti e di tutti gli altri stakeholder, assicurando un impegno costante per l'effettivo esercizio dei diritti di ciascuno e di tutti gli azionisti. L'impegno di Eni è quello di rendere disponibili informazioni complete, tempestive, comprensibili e accessibili a tutti.

Ancor più, Eni sente la responsabilità, quale prima società italiana per capitalizzazione di borsa, di esprimere riflessioni sulla Corporate Governance utili per il sistema nazionale: in linea con i principi della propria Policy di Corporate Governance, Eni ha inteso fornire un contributo al dibattito sui sistemi di amministrazione e controllo delle società quotate, elaborando alcune proposte (normative o di autodisciplina) che possono contribuire ad incrementare l'efficienza del sistema italiano. Le proposte riguardano in primo luogo il Consiglio di Amministrazione e le principali figu-

re che ne fanno parte, di cui mettono in rilievo il ruolo strategico, che richiede anche la nomina di Amministratori con i necessari requisiti di professionalità. La diversity (non solo di genere) degli Amministratori è considerata come requisito fondamentale per la corretta composizione dell'organo consiliare. L'esigenza di assicurare la continuità del Consiglio ha condotto a suggerire la scadenza differenziata degli Amministratori (cd. "staggered board"), come riflessione da proporre alle società. Anche i compiti dei Comitati del Consiglio sono stati rivisti in funzione del ruolo strategico del Consiglio, valorizzando nel contempo i compiti di controllo del Collegio Sindacale. Accanto alla razionalizzazione del sistema di controllo interno, è stata messa in evidenza la necessità di prevedere, all'interno di esso, un'articolata ed efficace struttura di risk management. Un ultimo gruppo di proposte ha avuto come riferimento gli azionisti, al fine di coinvolgerli maggiormente nella vita della società e di migliorarne l'informazione. Per l'Assemblea sono state auspiccate norme che ne snelliscano le procedure, contenendo gli interventi di mero disturbo e iniziative che promuovano la trasparenza delle politiche di voto degli investitori istituzionali<sup>5</sup>. Le proposte, presentate alla stampa il 13 luglio 2011, sono state sottoposte al pubblico dibattito, aperto al mondo economico, finanziario, accademico e istituzionale; alcune delle Proposte Eni sono state recepite nella nuova edizione del Codice di Autodisciplina delle società quotate del dicembre 2011.

[5] Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, pubblicata sul sito internet della Società.



## Exploration &amp; Production

## Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	[infortuni/ore lavorate] x 1.000.000	0,49	0,72	<b>0,41</b>
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,59	0,48	<b>0,41</b>
Fatality index	[infortuni mortali/ore lavorate] x 100.000.000	1,77	7,90	<b>1,83</b>
Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	[milioni di euro]	23.801	29.497	<b>29.121</b>
Utile operativo		9.120	13.866	<b>15.887</b>
Utile operativo adjusted		9.484	13.884	<b>16.077</b>
Utile netto adjusted		3.878	5.600	<b>6.866</b>
Investimenti tecnici		9.486	9.690	<b>9.435</b>
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		32.455	37.646	<b>42.024</b>
ROACE adjusted	(%)	12,3	16,0	<b>17,2</b>
Profit per boe <sup>(b)</sup>	(\$/boe)	8,14	11,91	<b>16,98</b>
Opex per boe <sup>(b)</sup>		5,77	6,14	<b>7,28</b>
Cash flow per boe		23,70	25,52	<b>31,65</b>
Finding & Development cost per boe <sup>(c)</sup>		28,90	19,32	<b>18,82</b>
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi <sup>(d)</sup>		46,90	55,60	<b>72,26</b>
Produzione di idrocarburi <sup>(d)</sup>	[migliaia di boe/giorno]	1.769	1.815	<b>1.581</b>
Riserve certe di idrocarburi <sup>(d)</sup>	[milioni di boe]	6.571	6.843	<b>7.086</b>
Vita utile residua delle riserve certe <sup>(d)</sup>	[anni]	10,2	10,3	<b>12,3</b>
Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve <sup>(d)</sup>	(%)	96	125	<b>142</b>
Dipendenti in servizio a fine periodo	[numero]	10.271	10.276	<b>10.425</b>
di cui: all'estero		6.388	6.370	<b>6.628</b>
Oil spill da incidenti	[barili]	6.259	3.820	<b>2.930</b>
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		15.288	18.695	<b>6.127</b>
Acqua di formazione re-iniettata	(%)	39	44	<b>43</b>
Emissioni dirette di gas serra	[milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq]	29,73	31,20	<b>23,59</b>
di cui: da flaring		13,84	13,83	<b>9,55</b>
Community investment	[milioni di euro]	67	72	<b>62</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 2011 prosegue il trend di miglioramento degli indici infortunistici pari al -43,1% per i dipendenti e -14,6% per i contrattisti rispetto al 2010.

➤ In sensibile calo le emissioni di gas serra (totali e da flaring) grazie al completamento di alcuni progetti di gas recovery in particolare in Nigeria e all'entrata a regime di due turbine in una centrale elettrica alimentata con gas associato in Congo. La performance è stata anche influenzata dalla minore attività in Libia.

➤ Nel 2011 il settore E&P ha realizzato un'eccellente performance con 6.866 milioni di euro di utile netto adjusted in aumento del 22,6% rispetto al 2010. I driver sono stati l'aumento del prezzo del petrolio e il ripristino della produzione in Libia in tempi record.

➤ Il ROACE adjusted è pari al 17,2% nel 2011 (16% nel 2010).

## Scoperta giant in Mozambico

➤ La scoperta a gas giant in Mozambico supera ogni aspettativa e apre straordinarie opportunità di sviluppo in Asia dove il fabbisogno energetico cresce a ritmi sostenuti. Il pozzo esplorativo Mamba South e i recenti Mamba North e Mamba North East perforati nell'Area 4 del

bacino offshore di Rovuma hanno consentito di individuare un potenziale esplorativo di almeno 1.133 miliardi di metri cubi di gas in posto. Si tratta della più importante scoperta mai realizzata da Eni in qualità di operatore.

#### Ripresa delle attività in Libia

➤ Il ripristino in tempi record delle attività Eni in Libia ha consentito di limitare l'impatto della Rivoluzione sui risultati del 2011. Gli asset Eni erogano alla data corrente circa 240 mila boe/giorno; il management prevede il recupero e la piena regimazione del plateau produttivo ante-crisi di 280 mila boe/giorno entro il secondo semestre del 2012. Il 20 dicembre 2011 Eni ha notificato alla controparte libica NOC la cessazione dello stato di forza maggiore dichiarato nell'aprile 2011.

#### Avvio del progetto Perla in Venezuela

➤ È stato firmato con la compagnia di Stato venezuelana PDVSA il Gas Sale Agreement per lo sfruttamento commerciale della scoperta a gas giant di Perla con volumi in place di oltre 450 miliardi di metri cubi. Il piano di sviluppo prevede tre fasi con la produzione fino al 2036 di circa 246 miliardi di metri cubi e un erogato di picco pari a 34 milioni di metri cubi/giorno. Il gas sarà destinato alla domanda interna e in parte esportato. Gli investimenti riguardanti la prima fase di sviluppo sono stimati in 1,4 miliardi di dollari al 100%.

#### Portafoglio

Nonostante il 2011 sia stato segnato dagli eventi libici, il management ha continuato ad attuare la propria strategia di crescita di lungo termine. L'applicazione del modello di cooperazione Eni, il consolidamento della presenza nelle aree core e l'ingresso in aree ad elevato potenziale assicurano le basi per una nuova fase di sviluppo:

➤ È stato firmato con PetroChina un Memorandum of Understanding per promuovere iniziative congiunte nello sviluppo degli idrocarburi convenzionali e non convenzionali in Cina e all'estero. Analogo accordo strategico è stato firmato con Sinopec.

➤ È stato raggiunto con Sonatrach un accordo di cooperazione per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi non convenzionali in Algeria, in particolare di risorse di shale gas.

➤ È stato ratificato un Memorandum of Understanding di ampia portata con PetroSA, la compagnia di Stato della Repubblica del Sudafrica. L'accordo è volto a promuovere iniziative congiunte nell'esplorazione e nello sviluppo di idrocarburi convenzionali e non convenzionali nel Paese e in Africa. Inoltre Eni assicurerà forniture long-term di GNL e prodotti raffinati a sostegno dello sviluppo economico del Paese.

➤ È stato raggiunto con le Autorità di Stato dell'Egitto un accordo per rilanciare le attività petrolifere nel Paese in particolare nelle aree del Deserto Occidentale, nel Mar Mediterraneo e nella zona del Sinai, che riguarderanno sia lo sviluppo, attraverso la perforazione di pozzi aggiuntivi e l'accelerazione della produzione da nuove scoperte, sia l'esplorazione, con la perforazione di 12 pozzi.

➤ È stata acquisita dalla società Cadogan Petroleum plc un'interessenza in due licenze di esplorazione e sviluppo in aree comprese nel bacino Dniepr-Donetz, in Ucraina.

➤ È stato firmato un accordo con la società MED Australia per l'ingresso nello sviluppo delle scoperte a gas di Heron e Blackwood nel Permeso NT/P-68, nel Mar di Timor. Inoltre, è stata acquisita la quota netta del 32,5% della scoperta a gas Evans Shoal nel Mare di Timor, in Australia, con volumi di gas in place di 198 miliardi di metri cubi.

➤ Sono stati acquisiti i contratti esplorativi con il ruolo di operatore dei Blocchi Arguni I e North Ganai, situati nell'onshore e nell'offshore indonesiano. Le attività a progetto riguardano lo sviluppo di risorse di gas naturale che saranno destinate agli impianti di liquefazione già in produzione nei pressi di entrambe le aree esplorative.

➤ È stata acquisita con il ruolo di operatore la licenza esplorativa PL657 (Eni 80%) nel Mare di Barents, in prossimità del giacimento Goliat operato (Eni 65%). In caso di successo esplorativo l'eventuale sviluppo potrà beneficiare della vicinanza delle facility esistenti e ridurre significativamente il time-to-market.

➤ È stato firmato con le Autorità angolane il Production Sharing Contract per l'esplorazione del Blocco 35 (Eni 30%, operatore) in un bacino offshore di grande interesse minerario.

#### Accordi per il giacimento Karachaganak in Kazakhstan

➤ Il 14 dicembre 2011 le Contractors Companies del Final Production Sharing Agreement di Karachaganak hanno firmato un accordo vincolante con la Repubblica del Kazakhstan per la chiusura di tutti i contenziosi in corso e l'ingresso nel consorzio della compagnia di Stato KazMunaiGaz con il 10% e la diluizione proporzionale delle quote delle contractor companies. L'accordo diverrà effettivo entro il 30 giugno 2012 al verificarsi di una serie di condizioni sospensive.

#### Produzione

➤ La produzione di idrocarburi del 2011 è stata di 1.581 mila boe/giorno, evidenziando una flessione del 12,9% rispetto al 2010 a causa essenzialmente della perdita dell'output libico. Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori entitlement nei contratti di Production Sharing Agreement (PSA) e altri schemi similari stimati in circa 30 mila boe/giorno. Al netto di tale effetto oltre che della citata forza maggiore in Libia, la produzione risulta in linea.



- Nel 2011 i volumi sversati per oil spill da incidenti registrano una riduzione del 23%, grazie alle costanti attività di prevenzione avviate.
- Nel corso dell'anno sono stati effettuati 11 nuovi avvii produttivi che contribuiranno con circa 80 mila boe/giorno di plateau alle produzioni di medio termine.
- Sono state ottenute diverse decisioni finali di investimento relative, oltre al già citato giacimento Perla, ai progetti a gas del giant Samburskoye e Urengoskoye in Siberia, nonché altri progetti in Norvegia e Golfo del Messico che contribuiranno con 140 mila boe/giorno di nuova produzione al plateau 2015.

#### Riserve

- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2011 determinate sulla base del prezzo di 111 dollari/barile per il marker Brent raggiungono il livello di 7,09 miliardi di boe (+3,6% rispetto al 2010). Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è stato del 142%. Escludendo l'effetto prezzo il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 159%. La vita utile residua è di 12,3 anni (10,3 anni al 31 dicembre 2010).

#### Investimenti

- Nel 2011 sono stati investiti 9.435 milioni di euro per la valorizzazione degli asset nelle aree di consolidata presenza quali Africa, Golfo del Messico e Asia Centrale. La selettiva campagna esplorativa dell'anno (1.210 milioni di euro, +19,6% rispetto al 2010) ha riguardato il completamento di 56 nuovi pozzi esplorativi (28 in quota Eni), con un tasso di successo commerciale del 42% (38,6% in quota Eni). A fine esercizio risultano 17 pozzi in progress (9,9 in quota Eni).
- Nel 2011 la resource base Eni è stata incrementata di 1,1 miliardi di boe con numerose scoperte esplorative. I successi esplorativi conseguiti nell'anno hanno riguardato, oltre alla citata scoperta in Mozambico, l'appraisal della scoperta giant di Perla in Venezuela, le importanti scoperte di Jangkrik North East (Eni 55%, operatore) in Indonesia e Skrugard/Havis (Eni 30%) nel Mare di Barents, le scoperte/appraisal nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) nell'offshore angolano, oltre quelle registrate nel Golfo del Messico, Ghana, Egitto, Pakistan, Regno Unito e Nigeria.
- Sono stati investiti 7.357 milioni di euro nel completamento di importanti progetti di sviluppo, in particolare in Norvegia, Kazakistan, Algeria, Stati Uniti, Italia, Congo ed Egitto.
- Nel 2011 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di 90 milioni di euro (98 milioni di euro nel 2010).

## Riserve

### Generalità

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione.

I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. Dal 2009<sup>1</sup> i prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere.

I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valuta-

zione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service e di buy-back.

### Governance delle Riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve della Divisione Exploration & Production ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; (iii)

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

provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore<sup>2</sup>; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio di sede verifica i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi dei Division Reserves Evaluators (DRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi.

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

Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

### Valutazione indipendente delle Riserve

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti<sup>3</sup> tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti<sup>4</sup>. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2011 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton<sup>4</sup> hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2011 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 32% delle riserve Eni al 31 dicembre 2011<sup>5</sup>. Nel triennio 2009-2011 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'85% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2011 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Kashagan (Kazakhstan).

### Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
<b>Riserve certe al 31 dicembre 2010</b>	<b>6.332</b>	<b>511</b>	<b>6.843</b>
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito ed altro (escluso l'effetto prezzo)	279	645	924
Effetto prezzo	[96]	[1]	[97]
Promozioni nette	183	644	827
Acquisizioni	2		2
Cessioni	[9]		[9]
Produzione	[568]	[9]	[577]
<b>Riserve certe al 31 dicembre 2011</b>	<b>5.940</b>	<b>1.146</b>	<b>7.086</b>
Tasso di rimpiazzo all sources	(%)		142
Tasso di rimpiazzo all sources escluso l'effetto prezzo	(%)		159

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

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

[4] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [www.eni.com](http://www.eni.com) nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2011.

[5] Includo le riserve delle società in joint venture e collegate.



Nel 2011 le promozioni nette a riserve certe di 827 milioni di boe sono riferite a: (i) nuove scoperte, estensioni ed altro (+591 milioni di boe), in particolare in Russia, Venezuela, Stati Uniti e Angola; (ii) revisioni di precedenti stime (+228 milioni di boe) in particolare in Norvegia, Russia, Italia, Egitto, Kazakhstan e Iraq; (iii) miglioramenti da recupero assistito (+8 milioni di boe) in particolare in Norvegia e Algeria. L'effetto prezzo negativo di 97 milioni di boe è determinato sulla base della variazione del prezzo del marker Brent di riferimento, passato da 79 dollari/barile del 2010 a 111 dollari/barile del 2011, e i suoi conseguenti effetti sulle riserve equity nei PSA e contratti di servizio e sull'economicità delle code di produzione. Le cessioni (9 milioni di boe) si riferiscono alla vendita di asset in Nigeria e Regno Unito.

Le acquisizioni (2 milioni di boe) riguardano l'acquisto di un'ulteriore quota di partecipazione nel giacimento Annamaria in Italia e la partecipazione in due licenze di esplorazione e sviluppo in Ucraina. Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe<sup>6</sup> nel 2011 è stato del 142%, escludendo l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 159%. La vita utile residua delle riserve è di 12,3 anni (10,3 anni nel 2010).

### Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2011 ammontano a 3.316 milioni di boe, di cui 1.539 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Kazakhstan e 279 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa, Russia e Venezuela. Le società consolidate detengono 1.284 milioni di barili di liquidi e 148 miliardi di metri cubi di gas naturale.

Nel 2011 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 495 milioni di boe a seguito di approvazioni di nuovi progetti essenzialmente in Russia, Venezuela e Stati Uniti (circa 500 milioni di boe) e per la restante parte per revisioni positive e negative di tipo tecnico, contrattuale, effetto prezzo e operazioni di portafoglio.

Durante il 2011, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 193 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Nikaitchuq (Stati Uniti); MLE (Algeria); Denise, Belayim e Taurt (Egitto); M'Boundi (Congo); Zamzama (Pakistan); Kitan (Australia); Karachaganak (Kazakhstan); Tyrihans (Norvegia). Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa 1,9 miliardi di euro.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclas-

sificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nelle infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. Eni valuta circa 0,8 miliardi di boe di riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni, concentrate principalmente in: (i) Kazakhstan nel giacimento di Kashagan (0,4 miliardi di boe) con una riduzione di 120 milioni di boe rispetto al 2010. Le attività di sviluppo sono in corso e lo start-up è previsto entro la fine del 2012 o nei primi mesi del 2013. Tali riserve certe non sviluppate saranno prodotte in funzione della capacità produttiva disponibile con la realizzazione degli impianti della Fase 1 (per maggiori approfondimenti si rimanda al paragrafo "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Kashagan", dove è descritto lo stato di avanzamento del progetto); (ii) alcuni giacimenti a gas in Libia (0,27 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvisi in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; (iii) altri progetti minori dove le attività di sviluppo sono in corso.

### Impegni contrattuali di fornitura

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

Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 341 milioni di boe, principalmente gas naturale, a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati in Australia, Egitto, India, Indonesia, Libia, Nigeria, Norvegia, Pakistan, Tunisia e Regno Unito.

I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa il 69% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

[6] Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Riserve certe di petrolio e gas naturale <sup>(a)</sup>									
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (milioni di metri cubi					

[a] Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio).



## Produzione

La produzione di idrocarburi del 2011 è stata di 1,581 milioni di boe/giorno con una riduzione del 12,9% rispetto al 2010 a causa del ridotto contributo delle attività Eni in Libia, penalizzate dal blocco pressoché totale degli impianti e installazioni e dalla chiusura del gasdotto GreenStream durante la fase acuta della crisi interna del Paese. Lo sforzo straordinario operato nell'ultima parte dell'anno per riprendere le produzioni e riavviare il GreenStream ha consentito di riportare il livello delle produzioni dell'anno in Libia intorno a 110 mila boe/giorno, attenuando l'impatto degli eventi di forza maggiore (pari a circa -200 mila boe/giorno nel periodo). La performance è stata penalizzata dai minori entitlement nei PSA e altri schemi similari per effetto della crescita delle quotazioni del petrolio con un impatto negativo stimato in circa -30 mila boe/giorno. Al netto di tali effetti la produzione dell'anno risulta in linea con l'esercizio precedente. Gli avvisi/regimazioni dell'anno hanno compensato una crescita della produzione più contenuta rispetto alle aspettative in Iraq e le fermate programmate.

La produzione di petrolio (845 mila barili/giorno) è diminuita di 152 mila barili/giorno, pari al 15,2%. La perdita di produzione libica, l'impatto negativo nei PSA e le minori produzioni in Angola, Nigeria e Regno Unito sono stati parzialmente compensati dagli avvisi/ramp-up in: (i) Norvegia, a seguito della crescita produttiva dei giacimenti Morvin (Eni 30%) e Tyrihans (Eni 6,23%); (ii) Italia, a seguito dello start-up dei giacimenti Guendalina (Eni 80%) e Capparuccia (Eni 95%); (iii) Australia, a seguito dell'avvio produttivo di Kitan (Eni operatore con il 40%).

## Pozzi produttivi

Nel 2011 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.427 (3.136,1 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 5.810 (1.963,2 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 2.667 (1.172,9 in quota Eni).

La produzione di gas naturale (116 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 13 milioni di metri cubi/giorno, pari al 10,1% per effetto della perdita di produzione libica e da minori performance negli Stati Uniti. In crescita le produzioni in: (i) Congo e Norvegia, per migliore performance; (ii) Egitto, a seguito dello start-up di Denise B (Eni 50%) e migliore performance di Tuna (Eni 50%, operatore).

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 548,5 milioni di boe. La differenza di 28,5 milioni di boe rispetto alla produzione di 577 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (21,1 milioni di boe).

La produzione venduta di petrolio e condensati (302,6 milioni di barili) è stata destinata per circa il 63% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 26% destinato alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (38,7 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 31% al settore Gas & Power.

La costante attività Eni nella gestione efficiente delle operazioni nel campo della produzione di petrolio e gas naturale ha ridotto del 23% i volumi sversati a seguito di oil spill da incidenti (pari a 2.930 barili nel 2011) e del 30% il numero di eventi (92 eventi nel 2011). Tali oil spill operativi sono registrati principalmente in Algeria, Egitto e Nigeria, mentre gli oil spill dovuti a sabotaggio/terrorismo sono concentrati essenzialmente in Nigeria.

Nella tabella seguente sono riportati il numero dei pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

### Pozzi produttivi <sup>(a)</sup>

[numero]	2011			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	237,0	191,5	630,0	546,5
Resto d'Europa	414,0	63,3	207,0	93,1
Africa Settentrionale	1.357,0	651,8	144,0	56,0
Africa Sub-Sahariana	2.952,0	562,6	479,0	32,1
Kazakhstan	89,0	28,9		
Resto dell'Asia	602,0	381,5	849,0	328,7
America	152,0	79,8	344,0	113,2
Australia e Oceania	7,0	3,8	14,0	3,3
	<b>5.810,0</b>	<b>1.963,2</b>	<b>2.667,0</b>	<b>1.172,9</b>

[a] Include 2.304 (741,7 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.

**Produzione giornaliera di idrocarburi <sup>(a) (b)</sup>**

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
<b>Società consolidate</b>	<b>2009</b>			<b>2010</b>			<b>2011</b>		
<b>Italia</b>	<b>56</b>	<b>18,5</b>	<b>169</b>	<b>61</b>	<b>19,1</b>	<b>183</b>	<b>64</b>	<b>19,1</b>	<b>186</b>
<b>Resto d'Europa</b>	<b>133</b>	<b>18,6</b>	<b>247</b>	<b>121</b>	<b>15,9</b>	<b>222</b>	<b>120</b>	<b>15,2</b>	<b>216</b>
Croazia		2,7	17		1,3	8		0,9	5
Norvegia	78	7,8	126	74	7,7	123	80	8,0	131
Regno Unito	55	8,1	104	47	6,9	91	40	6,3	80
<b>Africa Settentrionale</b>	<b>287</b>	<b>45,5</b>	<b>567</b>	<b>297</b>	<b>47,2</b>	<b>597</b>	<b>204</b>	<b>35,8</b>	<b>432</b>
Algeria	80	0,5	83	74	0,5	77	69	0,5	72
Egitto	91	22,5	230	96	21,4	232	91	22,7	236
Libia	108	22,1	244	116	24,7	273	36	12,0	112
Tunisia	8	0,4	10	11	0,6	15	8	0,6	12
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	<b>309</b>	<b>7,8</b>	<b>357</b>	<b>318</b>	<b>12,5</b>	<b>397</b>	<b>275</b>	<b>14,3</b>	<b>366</b>
Angola	122	0,8	127	110	0,9	115	92	0,9	98
Congo	97	0,8	102	98	1,9	110	87	3,4	108
Nigeria	90	6,2	128	110	9,7	172	96	10,0	160
<b>Kazakhstan</b>	<b>70</b>	<b>7,3</b>	<b>115</b>	<b>65</b>	<b>6,7</b>	<b>108</b>	<b>64</b>	<b>6,5</b>	<b>106</b>
<b>Resto dell'Asia</b>	<b>56</b>	<b>11,7</b>	<b>129</b>	<b>47</b>	<b>12,3</b>	<b>125</b>	<b>33</b>	<b>11,4</b>	<b>106</b>
Cina	7	0,2	8	6	0,2	7	7	0,1	8
India		0,1	1	1	1,0	8		0,6	4
Indonesia	1	2,1	15	1	1,9	13	1	1,6	12
Iran	35		35	21		21	6		6
Iraq				5		5	7		7
Pakistan	1	9,3	58	1	9,2	59	1	9,1	58
Turkmenistan	12		12	12		12	11		11
<b>America</b>	<b>71</b>	<b>12,0</b>	<b>145</b>	<b>60</b>	<b>11,2</b>	<b>132</b>	<b>55</b>	<b>9,5</b>	<b>115</b>
Ecuador	14		14	11		11	7		7
Stati Uniti	57	10,1	119	49	9,4	109	48	7,9	98
Trinidad e Tobago		1,9	12		1,8	12		1,6	10
<b>Australia e Oceania</b>	<b>8</b>	<b>1,4</b>	<b>17</b>	<b>9</b>	<b>2,7</b>	<b>26</b>	<b>11</b>	<b>2,8</b>	<b>28</b>
Australia	8	1,4	17	9	2,7	26	11	2,8	28
	<b>990</b>	<b>122,8</b>	<b>1.746</b>	<b>978</b>	<b>127,6</b>	<b>1.790</b>	<b>826</b>	<b>114,6</b>	<b>1.555</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Angola	3		3	3		3	3	0,1	4
Brasile							1		1
Indonesia	1	0,9	6	1	0,8	6	1	0,7	6
Tunisia	5	0,2	6	4	0,2	5	5	0,2	6
Venezuela	8		8	11		11	9		9
	<b>17</b>	<b>1,1</b>	<b>23</b>	<b>19</b>	<b>1,0</b>	<b>25</b>	<b>19</b>	<b>1,0</b>	<b>26</b>
<b>Totale</b>	<b>1.007</b>	<b>123,9</b>	<b>1.769</b>	<b>997</b>	<b>128,6</b>	<b>1.815</b>	<b>845</b>	<b>115,6</b>	<b>1.581</b>

[a] Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio).

[b] Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo [9,1, 9 e 8,5 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2011, 2010 e 2009].



## Attività di drilling

### Esplorazione

Nel 2011 sono stati ultimati 56 nuovi pozzi esplorativi<sup>(7)</sup> (28 in quota Eni), a fronte dei 47 (23,8 in quota Eni) del 2010 e dei 69 (37,6 in quota Eni) del 2009.

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932). Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 42% (38,6% in quota Eni) a fronte del 41% (39% in quota Eni) del 2010 e del 41,9% (43,6% in quota Eni) nel 2009.

### Sviluppo

Nel 2011 sono stati ultimati 407 nuovi pozzi di sviluppo (186,1 in quota Eni), a fronte dei 399 (178 in quota Eni) del 2010 e dei 418 (175,1 in quota Eni) del 2009.

È attualmente in corso la perforazione di 118 pozzi di sviluppo (39,5 in quota Eni).

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

#### Perforazione esplorativa

(numero)	Pozzi completati <sup>(a)</sup>						Pozzi in progress <sup>(b)</sup>	
	2009		2010		2011		2011	
	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		0,5			6,0	4,4
Resto d'Europa	4,1	0,2	1,7	1,1	0,3	0,7	21,0	6,5
Africa Settentrionale	4,8	3,8	9,3	8,1	6,2	3,4	21,0	15,7
Africa Sub-Sahariana		2,7	2,3	4,7	0,6	2,6	63,0	18,6
Kazakhstan							13,0	2,3
Resto dell'Asia	2,3	3,9	1,0	2,8	0,2	7,6	16,0	6,9
America	1,0	3,8		6,3	2,5		11,0	3,3
Australia e Oceania	0,8	1,4	1,0	0,4		1,4		
	<b>13,0</b>	<b>16,8</b>	<b>15,3</b>	<b>23,9</b>	<b>9,8</b>	<b>15,7</b>	<b>151,0</b>	<b>57,7</b>

#### Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati <sup>(a)</sup>						Pozzi in progress	
	2009		2010		2011		2011	
	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	totale	in quota Eni
Italia	18,3		23,9	1,0	25,3		3,0	2,0
Resto d'Europa	12,5		2,9	0,2	3,3	0,3	18,0	3,9
Africa Settentrionale	40,7	0,4	44,3	0,3	55,9	1,1	27,0	12,5
Africa Sub-Sahariana	35,8	1,9	28,0	2,5	28,2	1,0	28,0	6,6
Kazakhstan	3,8		1,8		1,3		13,0	2,2
Resto dell'Asia	38,6	4,3	41,7	1,8	39,2	2,5	12,0	5,4
America	15,6	1,0	27,6	0,5	27,6		17,0	6,9
Australia e Oceania	2,2		1,5		0,4			
	<b>167,5</b>	<b>7,6</b>	<b>171,7</b>	<b>6,3</b>	<b>181,2</b>	<b>4,9</b>	<b>118,0</b>	<b>39,5</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 giustificare il completamento.

## Superfici

Al 31 dicembre 2011 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.106 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 41 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 254.421 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 41.373 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 213.048 chilometri quadrati in quota Eni.

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

Nel 2011 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisizione di nuovi titoli, principalmente in Angola, Australia, Ghana, Indonesia, Nigeria, Norvegia e Ucraina, per una superficie di circa 14 mila chilometri quadrati; (ii) dal rilascio totale di licenze in Arabia Saudita, Australia, Cina, Danimarca, Indonesia, Italia, Libia, Pakistan, Nigeria e Yemen per 72 mila chilometri quadrati; (iii) dalla diminuzione di superficie netta sia per rilascio parziale che per riduzione della quota di partecipazione in Cina, Congo, India e Mozambico per circa 9 mila chilometri quadrati.

## Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2010	31 dicembre 2011						
	Totale Sup. netta <sup>(a)</sup>	Numero titoli	Sup. lorda <sup>(a) (b)</sup> sviluppata	Sup. lorda <sup>(a)</sup> non sviluppata	Totale Sup. lorda <sup>(a)</sup>	Sup. netta <sup>(a) (b)</sup> sviluppata	Sup. netta <sup>(a)</sup> non sviluppata	Totale Sup. netta <sup>(a)</sup>
EUROPA	29.079	286	17.324	24.007	41.331	11.216	14.807	26.023
Italia	19.097	151	10.927	10.721	21.648	9.055	7.817	16.872
Resto d'Europa	9.982	135	6.397	13.286	19.683	2.161	6.990	9.151
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	2.418	50	2.262	5.838	8.100	337	1.998	2.335
Polonia	1.968	3		1.968	1.968		1.968	1.968
Regno Unito	1.151	74	2.110	789	2.899	807	207	1.014
Ucraina		2	50	49	99	30	15	45
Altri Paesi	3.458	4		4.642	4.642		2.802	2.802
AFRICA	152.671	270	67.154	200.957	268.111	20.167	117.053	137.220
Africa Settentrionale	44.277	112	31.781	36.772	68.553	13.877	16.655	30.532
Algeria	17.244	39	2.261	17.358	19.619	815	8.250	9.065
Egitto	6.594	52	5.109	10.727	15.836	1.837	4.061	5.898
Libia	18.165	10	17.947	8.687	26.634	8.951	4.344	13.295
Tunisia	2.274	11	6.464		6.464	2.274		2.274
Africa Sub-Sahariana	108.394	158	35.373	164.185	199.558	6.290	100.398	106.688
Angola	4.520	68	4.636	20.360	24.996	625	5.593	6.218
Congo	6.074	26	1.835	7.681	9.516	1.012	4.008	5.020
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.086	2		5.144	5.144		1.885	1.885
Mali	21.640	1		32.458	32.458		21.640	21.640
Mozambico	12.352	1		12.956	12.956		9.502	9.502
Nigeria	8.439	46	28.902	11.723	40.625	4.653	3.838	8.491
Repubblica Democratica del Congo	615	1		478	478		263	263
Togo	6.192	2		6.192	6.192		6.192	6.192
Altri Paesi	39.861	5		59.578	59.578		39.862	39.862
ASIA	112.745	74	17.478	100.759	118.237	5.893	49.391	55.284
Kazakhstan	880	6	324	4.609	4.933	105	775	880
Resto dell'Asia	111.865	68	17.154	96.150	113.304	5.788	48.616	54.404
Arabia Saudita	25.844							
Cina	18.232	10	200	5.326	5.526	39	5.326	5.365
India	10.089	13	206	25.364	25.570	109	9.097	9.206
Indonesia	12.912	12	1.735	27.106	28.841	656	17.063	17.719
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Iraq	640	1	1.074		1.074	352		352
Pakistan	11.347	18	8.781	14.172	22.953	2.582	6.707	9.289
Russia	1.507	4	3.502	1.495	4.997	1.030	439	1.469
Timor Leste	6.470	4		8.087	8.087		6.740	6.740
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Yemen	20.560							
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	11.187	460	5.979	15.602	21.581	3.052	7.157	10.209
Brasile	745	2	1.513	745	2.258	50	745	795
Ecuador	2.000	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Stati Uniti	5.896	442	1.721	7.261	8.982	853	4.270	5.123
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	1.154	6	378	2.049	2.427	98	816	914
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	15.279	16	1.980	49.304	51.284	1.045	24.640	25.685
Australia	15.241	15	1.980	48.540	50.520	1.045	24.602	25.647
Altri Paesi	38	1		764	764		38	38
Totale	320.961	1.106	109.915	390.629	500.544	41.373	213.048	254.421

(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.