

La situazione in Libia

> Dal 22 febbraio 2011, alcune attività di produzione petrolifera, di gas naturale e le forniture tramite il gasdotto GreenStream sono state sospese. Gli impianti non hanno subito alcun danneggiamento e tali sospensioni non pregiudicano la capacità di Eni di assicurare ai propri clienti l'approvvigionamento di gas. Eni è tecnicamente in grado di riportare la produzione di gas a livelli vicini ai precedenti, una volta che la situazione tornerà alla normalità. Gli effetti della situazione libica sui risultati economici e sui flussi finanziari saranno funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile. La produzione di idrocarburi si è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila boe/giorno ad un livello attuale di circa 70-75 mila boe/giorno di gas totalmente destinato alla produzione locale di energia elettrica. Il capitale investito netto alla data di bilancio è di circa 2,5 miliardi di dollari inclusa la quota di competenza (50%) della GreenStream BV. Per la descrizione degli impatti della crisi libica sull'outlook delle produzioni di idrocarburi e delle vendite di gas si rinvia a pg. 99 "Evoluzione prevedibile della gestione"; sull'outlook degli impegni take-or-pay dei contratti gas pg. 94 "Rischi e incertezze associati con il contesto competitivo del settore gas".

Sviluppi in Iraq e Venezuela

> Nell'ambito dello sviluppo del giant Zubair, Eni nel quarto trimestre ha iniziato il recupero dei costi per le attività svolte nel campo e il riconoscimento della remuneration fee con l'ottenimento del target incrementale (+10%) della produzione iniziale di circa 180 mila barili/giorno. Eni con il 32,8% è capofila del consorzio che svilupperà il giacimento per il periodo di 20 anni con target produttivo di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.

> È stata costituita la joint-venture con la società di Stato venezuelana PDVSA che svilupperà il giacimento giant a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene volumi di olio in place certificati di 35 miliardi di barili. Il first oil è atteso nel 2013 al livello iniziale di 75 mila barili/giorno; il plateau produttivo di 240 mila barili/giorno è previsto nel 2018.

> L'attività di appraisal eseguita nel corso dell'anno ha confermato Perla come una delle maggiori scoperte a gas degli ultimi anni e la maggiore di sempre in Venezuela, con un ammontare di volumi di gas in place pari a oltre 400 miliardi di metri cubi. La scoperta sarà sviluppata in modalità early production per ridurre il time-to-market, con avvio entro il 2013 al livello iniziale di 8,5 milioni di metri cubi/giorno.

Portafoglio

> È stata acquisita la quota del 55% e il ruolo di operatore nel blocco esplorativo onshore Ndunda, nella Repubblica Democratica del Congo.

> Sono stati firmati con il Ministero dell'Energia e delle Risorse Minerarie del Togo due contratti per l'esplorazione e la produzione di idrocarburi nell'offshore del Paese. Eni ha acquisito con una quota del 100% il ruolo di operatore di due Blocchi nel Dahomey Basin.

> È stata acquisita la società Minsk Energy Resources titolare di tre licenze esplorative nel bacino baltico in Polonia relative ad aree a elevato potenziale di shale gas. L'inizio delle operazioni di perforazione è previsto nella seconda metà del 2011.

> È stato acquisito il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco 35 nell'offshore profondo angolano (Eni 30%). L'operazione è soggetta ad approvazione da parte delle competenti autorità.

> È stato firmato uno Strategic Framework Agreement con il Ministero del Petrolio egiziano per nuove iniziative nelle attività di esplorazione, produzione e trasporto di idrocarburi.

> È stato firmato un Memorandum of Understanding con la compagnia di stato PetroChina per promuovere iniziative congiunte nello sviluppo degli idrocarburi convenzionali e non convenzionali in Cina e all'estero.

> Sono stati rinnovati i termini del contratto di servizio del giacimento a olio di Villano che scade nel 2023. L'accordo prevede l'estensione dell'area operata con l'inclusione della scoperta a olio di Oglan, con volumi in place di 300 milioni di barili, il cui sviluppo avverrà in sinergia con le facility produttive installate.

> Le recenti scoperte effettuate nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) nell'offshore angolano saranno sviluppate in via accelerata nell'ambito del progetto sanzionato West Hub. Lo start-up è atteso nel 2013 con un picco produttivo di 22 mila barili/giorno.

> Sono stati ottenuti permessi esplorativi in Pakistan e Venezuela.

> Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, è stato ceduto a Gas Plus il 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia.

Risultati finanziari

> Nel 2010 il settore E&P ha realizzato un'eccellente performance con 5.600 milioni di euro di utile netto adjusted in aumento del 44,4% rispetto al 2009. I driver sono stati l'aumento del prezzo del petrolio, il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e i maggiori volumi.

> Il ROACE adjusted è pari al 16% nel 2010 (12,3% nel 2009).

Produzione

> La produzione di idrocarburi reported del 2010 è stata di 1.815 mila boe/giorno. Su base omogenea la produzione è aumentata dell'1,1% rispetto al 2009. La performance produttiva riflette il contributo di 12 avvii programmati per il 2010, in particolare lo start-up del giacimento Zubair in Iraq, e le regimazioni di quelli effettuati nel 2009 che hanno contribuito con 40 mila boe/giorno e che avranno produzione di picco di 230 mila boe/giorno.

> Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio annuo di oltre il 3% con l'obiettivo di superare i 2,05 milioni di barili/giorno nel 2014, con un prezzo del Brent di 70 dollari/barile, facendo leva sulla crescita organica.

Riserve

> Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2010 determinate sulla base del prezzo di 79 dollari/barile per il marker Brent ammontano a 6,84 miliardi di boe (+2,5% rispetto al 2009 su base omogenea). Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è stato del 125% su base omogenea. Escludendo l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 135%. La vita utile residua è di 10,3 anni (10,2 nel 2009).

Investimenti di esplorazione e sviluppo

> Nel 2010 sono stati investiti 9.690 milioni di euro per la valorizzazione degli asset nelle aree di consolidata presenza quali Africa, Golfo del Messico e Asia centrale. L'attività esplorativa dell'anno (1.012 milioni di euro) ha conseguito numerosi successi esplorativi in particolare con l'appraisal della scoperta giant di Perla in Venezuela e le scoperte nel Blocco 15/06 nell'offshore angolano. Inoltre ulteriori importanti scoperte sono state effettuate nel Mare del Nord, Egitto, Pakistan, Indonesia, Nigeria e, tramite Galp (Eni 33%), in Brasile.

> Sono stati completati 47 nuovi pozzi esplorativi (23,8 in quota Eni), con un tasso di successo commerciale del 41% (39% in quota Eni). A fine esercizio risultano 9 ulteriori pozzi in progress (3,8 in quota Eni).

> Sono stati investiti 8.578 milioni di euro nel completamento di importanti progetti di sviluppo, in particolare in Kazakhstan, Congo, Stati Uniti, Algeria, Egitto e Norvegia.

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 2009¹ i prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere.

I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di Production Sharing Agreement (PSA) sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service e di buy-back.

Governance delle Riserve

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

Il Dipartimento Riserve della Divisione Exploration & Production ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore²; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrólio di sede che verifica i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative; (iii) i responsabili di area geografica di sede che effettuano il controllo delle valutazioni delle unità operative; (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.

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

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

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

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

Valutazione indipendente delle Riserve

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione³ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti⁴. Le loro valutazioni sono basate su dati e informazioni forniti da Eni e non verificate, 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 (pressio-

ne, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giamento/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 2010 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton⁴ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2010 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 28% delle riserve Eni al 31 dicembre 2010⁵. Nel triennio 2008-2010 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 78% del totale delle riserve certe. Al 31 Dicembre 2010 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Karachaganak (Kazakhstan), Samburgskoye e Yaro-Yakhinskoye (Russia).

Evoluzione

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

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2009			
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito ed altro di cui:	6.209	362	6.571
Effetto prezzo	(80)		
Effetto aggiornamento coefficiente di conversione del gas	788	158	946
Cessioni			
Produzione	(12)		
Riserve certe al 31 dicembre 2010	6.332	511	6.843
Tasso di rimpiazzo all sources ^[a] [%]	104	..	125
Tasso di rimpiazzo all sources escluso l'effetto prezzo ^[a] [%]	114	..	135

[a] Valori al netto dell'effetto del coefficiente di conversione del gas aggiornato nel 2010 in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,36 barili.

Nel 2010 le promozioni nette a riserve certe di 946 milioni di boe, che includono l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas (106 milioni di boe), sono riferite a: [i] revisioni di precedenti stime (+680 milioni di boe) in particolare in Libia, Nigeria, Egitto, Iraq e Italia; [ii] nuove scoperte, estensioni ed altro (+252 milioni di boe), in particolare in Venezuela, Regno Unito e Algeria; [iii] miglioramenti di recupero assistito (+14 milioni di boe) in particolare in Venezuela. L'effetto prezzo negativo di 80 milioni di boe è determinato sulla base della variazione del prezzo del marker Brent di riferimento, passato da 59,9 dollari/barile del 2009 a 79 dollari/barile del 2010,

e i suoi conseguenti effetti sulle riserve equity nei PSA e contratti di servizio e sull'economicità delle code di produzione.

Le cessioni si riferiscono principalmente alla vendita a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia.

Escludendo l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe⁶ nel 2010 è stato del 125%, escludendo anche l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 135%. La vita utile residua delle riserve è di 10,3 anni (10,2 anni nel 2009).

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

[4] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo enip.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2010.

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

[6] Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (compresa 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.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Riserve certe di idrocarburi ^[a]												
										(milioni di boe)		
	Italia		Resto d'Europa		Africa Settentrionale		Africa Occidentale		Kazakhstan		America	
Riserve certe al 31 dicembre 2008 ^[b]	681	525	1.922	1.146	1.336	265	235	132	6.242	358	6.600	
Sviluppate	465	417	1.229	827	647	168	133	62	3.948	68	4.016	
Non sviluppate	216	108	693	319	689	97	102	70	2.294	290	2.584	
Riserve certe al 31 dicembre 2009	703	590	1.922	1.141	1.221	236	263	133	6.209	362	6.571	
Sviluppate	490	432	1.266	799	614	139	168	122	4.030	74	4.104	
Non sviluppate	213	158	656	342	607	97	95	11	2.179	288	2.467	
Riserve certe al 31 dicembre 2010	724	601	2.096	1.133	1.126	295	230	127	6.332	511	6.843	
Sviluppate	554	405	1.215	812	543	139	141	117	3.926	96	4.022	
Non sviluppate	170	196	881	321	583	156	89	10	2.406	415	2.821	

Riserve certe di petrolio e condensati												
										(milioni di barili)		
	Italia		Resto d'Europa		Africa Settentrionale		Africa Occidentale		Kazakhstan		America	
Riserve certe al 31 dicembre 2008 ^[b]	186	277	823	783	911	106	131	26	3.243	92	3.335	
Sviluppate	111	222	613	576	298	92	74	23	2.009	27	2.036	
Non sviluppate	75	55	210	207	613	14	57	3	1.234	65	1.299	
Riserve certe al 31 dicembre 2009	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377	86	3.463	
Sviluppate	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001	34	2.035	
Non sviluppate	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376	52	1.428	
Riserve certe al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415	208	3.623	
Sviluppate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951	52	2.003	
Non sviluppate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464	156	1.620	

Riserve certe di gas naturale												
										(miliardi di metri cubi)		
	Italia		Resto d'Europa		Africa Settentrionale		Africa Occidentale		Kazakhstan		America	
Riserve certe al 31 dicembre 2008 ^[b]	81	40	179	59	69	26	17	17	488	43	531	
Sviluppate	58	32	100	41	57	12	10	6	316	6	322	
Non sviluppate	23	8	79	18	12	14	7	11	172	37	209	
Riserve certe al 31 dicembre 2009	77	39	167	60	61	23	18	16	461	45	506	
Sviluppate	57	35	99	41	53	15	14	16	330	7	337	
Non sviluppate	20	4	68	19	8	8	4		131	38	169	
Riserve certe al 31 dicembre 2010	75	40	176	60	53	25	15	15	459	47	506	
Sviluppate	59	31	88	44	46	16	12	15	311	6	317	
Non sviluppate	16	9	88	16	7	9	3		148	41	189	

[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]. Per ulteriori informazioni v. il paragrafo "Modifica dei criteri contabili" delle Note al bilancio consolidato.

[b] In particolare include il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la joint venture 000 SeverEnergia delle quali è stato ceduto dai due partner Eni-Enei il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della call option.

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2010 ammontano a 2.821 milioni di boe, in particolare 1.620 milioni di barili di liquidi, principalmente in Africa e Kazakhstan e 189 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Russia.

Nel 2010 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 354 milioni di boe; tale aumento è dovuto a revisioni e a sanzioni di nuovi progetti, essenzialmente in Libia, Venezuela e Iraq.

Durante il 2010, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 295 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione dei seguenti progetti: Cerro Falcone (Italia), M'Boundi (Congo), Wafa (Libia), Bhit e Sawan (Pakistan), Morvin (Norvegia), Tuna e Hapy (Egitto) e Karachaganak (Kazakhstan). Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa 1,7 miliardi di euro.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. 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 0,9 miliardi di boe di riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni, concentrate principalmente in: [i] Kazakhstan nel giacimento di Kashagan (0,6 miliardi di boe) dove le attività di sviluppo sono in corso e lo start-up è previsto entro la fine del 2012; 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 campi a gas in Libia dove lo sviluppo delle riserve e gli avvii in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; [iii] altri progetti minori dove le attività di sviluppo sono in corso.

Impegni contrattuali di fornitura

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

Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 334 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 68% degli impegni di fornitura.

Con riferimento alla temporanea sospensione delle forniture tramite il gasdotto Greenstream a seguito della crisi attualmente in

atto in Libia, si prevede che eventuali default sugli impegni di consegna esistenti saranno soddisfatti tramite altre fonti di approvvigionamento disponibili nel Gruppo.

Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

Produzione

La produzione di idrocarburi reported del 2010 è stata di 1.815 milioni di boe/giorno calcolata sulla base del coefficiente di conversione del gas aggiornato in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,36 barili a partire dal 1º aprile 2010. Su base omogenea, escludendo cioè gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione è aumentata dell'1,1% rispetto al 2009. I principali driver della crescita sono stati le produzioni incrementali di 12 giacimenti avviati nell'esercizio, in particolare lo start-up del giacimento Zubair (Eni 32,8%) in Iraq e le regimazioni di quelle effettuate nel 2009 che hanno contribuito complessivamente per circa 40 mila boe/giorno, parzialmente assorbiti dai declini di giacimenti maturi. L'effetto netto di minori entitlement nei PSA dovuti all'aumento del prezzo del petrolio, minori ritiri di gas in Libia a causa dell'oversupply nel mercato europeo e minori tagli OPEC, ha inciso in negativo per circa 7 mila boe/giorno. La quota di produzione estera è stata del 90% (90% nel 2009).

La produzione di petrolio (997 mila barili/giorno) è diminuita di 10 mila barili/giorno, pari all'1%. Il declino dei giacimenti maturi è stato parzialmente compensato dal contributo degli avvii/regimazioni in particolare in Nigeria, per effetto del ramp-up del progetto Oyo (Eni 40%), in Italia, a seguito della crescita del progetto potenziamento sviluppo Val d'Agri (Eni 60,7%), in Tunisia, a seguito dello start-up/ramp-up dei progetti operati di Baraka e Maamoura (Eni 49%, in entrambi) nonché Zubair in Iraq.

La produzione di gas naturale (129 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 5 milioni di metri cubi/giorno, pari al 4%, beneficiando della crescita in Nigeria, a seguito dello start-up di alcuni progetti nel blocco OML 28 (Eni 5%), in Australia, per effetto del ramp-up del progetto Blacktip (Eni 100%), in Congo, per il ramp-up del progetto di M'Boundi gas (Eni 83%, operatore), in Egitto grazie allo start-up di Tuna (Eni 50%, operatore), in Italia a seguito dell'avvio di Annamaria (Eni 90%, operatore) e in India, per la crescita del giacimento PY1 (Eni 47,18%). Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal declino di giacimenti maturi.

In linea con i piani produttivi sono stati avviati in produzione i 12 giacimenti pianificati per l'anno. I principali, oltre Zubair in Iraq, sono stati: Annamaria fra l'Italia e la Croazia, Baraka in Tunisia, Rom Integrated in Algeria, M'Boundi IPP (Eni 100%) in Congo, Morvin (Eni 30%) in Norvegia, Arcadia (Eni 56%, operatore) e Tuna in Egitto, oltre progetti minori in Cina, Congo, Nigeria e Regno Unito.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 638 milioni di boe. La differenza di 24,5 milioni di boe rispetto alla produzione di 662,5 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (20,9 milioni di boe).

La produzione venduta di petrolio e condensati (361,3 milioni di barili) è stata destinata per circa il 58% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 18% destinate alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (43,5 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 28% al settore Gas & Power.

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

	2008			2009			2010		
	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]
Italia	68	21,2	199	56	18,5	169	61	19,1	183
Resto d'Europa	140	17,8	249	133	18,6	247	121	15,9	222
Croazia		2,0	12		2,7	17		1,3	8
Norvegia		83	7,5	129	7,8	126	74	7,7	123
Regno Unito		57	8,3	108	55	8,1	104	6,9	91
Africa Settentrionale	338	49,9	645	292	45,7	573	301	47,4	602
Algeria	80	0,5	83	80	0,5	83	74	0,5	77
Egitto	98	23,2	240	91	22,5	230	96	21,4	232
Libia	147	25,7	306	108	22,1	244	116	24,7	273
Tunisia	13	0,5	16	13	0,6	16	15	0,8	20
Africa Occidentale	289	7,4	335	312	7,8	360	321	12,5	400
Angola	121	0,8	126	125	0,8	130	113	0,9	118
Congo	84	0,4	87	97	0,8	102	98	1,9	110
Nigeria	84	6,2	122	90	6,2	128	110	9,7	172
Kazakhstan	69	6,9	111	70	7,3	115	65	6,7	108
Resto dell'Asia	49	12,0	124	57	12,6	135	48	13,1	131
Cina	6	0,3	8	7	0,2	8	6	0,2	7
India					0,1	1	1	1,0	8
Indonesia	2	2,8	20	2	3,0	21	2	2,7	19
Iran	28		28	35		35	21		21
Iraq							5		5
Pakistan	1	8,9	56	1	9,3	58	1	9,2	59
Turkmenistan	12		12	12		12	12		12
America	63	8,9	117	79	12,0	153	71	11,2	143
Ecuador	16		16	14		14	11		11
Stati Uniti	42	7,3	87	57	10,1	119	50	9,4	110
Trinidad e Tobago		1,6	9		1,9	12		1,8	12
Venezuela	5		5	8		8	10		10
Australia e Oceania	10	1,2	17	8	1,4	17	9	2,7	26
Australia	10	1,2	17	8	1,4	17	9	2,7	26
Totale	1.026	125,3	1.797	1.007	123,9	1.769	997	128,6	1.815
Totale al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas	-	-	1.797	-	-	1.769	-	-	1.789

(a) Dal 1^o 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). Per ulteriori informazioni v. il paragrafo "Modifica dei criteri contabili" delle Note al bilancio consolidato.

(b) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (9,8,5 e 8 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2010, 2009 e 2008).

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

Attività di drilling

Esplosione

Nel 2010 sono stati ultimati 47 nuovi pozzi esplorativi⁷ (23,8 in quota Eni), a fronte dei 69 (37,6 in quota Eni) del 2009 e dei 111 (58,4 in quota Eni) del 2008.

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

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 41% (39% in quota Eni) a fronte del 41,9% (43,6% in quota Eni) del 2009 e del 36,5% (43,4% in quota Eni) nel 2008.

Sviluppo

Nel 2010 sono stati ultimati 399 nuovi pozzi di sviluppo (178 in quota Eni), a fronte dei 418 (175,1 in quota Eni) del 2009 e dei 366 (155,1 in quota Eni) del 2008.

È attualmente in corso la perforazione di 122 pozzi di sviluppo (43 in quota Eni) mentre i pozzi dedicati alla produzione di petrolio e gas sono 8.153 pozzi (2.895,6 in quota Eni).

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

Perforazione esplorativa e di sviluppo^[a]

[numero]	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentriionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2008									
Pozzi esplorativi	0,7	3,7	22,9	7,4		16,2	3,4	1,4	55,7
<i>Pozzi di successo commerciale</i>		0,7	8,7	4,0		9,4	1,4		24,2
<i>Pozzi sterili^[b]</i>	0,7	3,0	14,2	3,4		6,8	2,0	1,4	31,5
Pozzi di sviluppo	12,9	5,5	47,6	37,2	2,6	43,0	6,3		155,1
<i>Pozzi produttivi</i>	11,3	5,5	46,4	36,4	2,6	36,5	6,3		145,0
<i>Pozzi sterili^[b]</i>	1,6		1,2	0,8		6,5			10,1
2009									
Pozzi esplorativi	1,0	4,3	8,6	2,7		6,2	4,8	2,2	29,8
<i>Pozzi di successo commerciale</i>		4,1	4,8			2,3	1,0	0,8	13,0
<i>Pozzi sterili^[b]</i>	1,0	0,2	3,8	2,7		3,9	3,8	1,4	16,8
Pozzi di sviluppo	18,3	12,5	41,1	37,7	3,8	42,9	16,6	2,2	175,1
<i>Pozzi produttivi</i>	18,3	12,5	40,7	35,8	3,8	38,6	15,6	2,2	167,5
<i>Pozzi sterili^[b]</i>				0,4	1,9		4,3	1,0	7,6
2010									
Pozzi esplorativi	0,5	2,8	17,4	7,0		3,8	6,3	1,4	39,2
<i>Pozzi di successo commerciale</i>		1,7	9,3	2,3		1,0		1,0	15,3
<i>Pozzi sterili^[b]</i>	0,5	1,1	8,1	4,7		2,8	6,3	0,4	23,9
Pozzi di sviluppo	24,9	3,1	44,6	30,5	1,8	43,5	28,1	1,5	178,0
<i>Pozzi produttivi</i>	23,9	2,9	44,3	28,0	1,8	41,7	27,6	1,5	171,7
<i>Pozzi sterili^[b]</i>	1,0	0,2	0,3	2,5		1,8	0,5		6,3

[a] Numero di pozzi in quota Eni.

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

Attività dell'anno**Pozzi in progress**

[numero]	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Pozzi esplorativi [a]									
totali	6,0	19,0	11,0	52,0	13,0	22,0	13,0	1,0	132,0
in quota Eni	4,4	5,0	8,7	12,6	2,3	11,7	4,0	0,4	49,1
Pozzi di sviluppo									
totali	4,0	18,0	18,0	23,0	8,0	11,0	40,0		122,0
in quota Eni	3,5	2,9	8,1	8,4	1,5	5,8	12,8		43,0

[a] Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

Proprietà di petrolio e gas naturale, superfici e attività**Pozzi produttivi [a]**

[numero]	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Petrolio									
totali	224,0	408,0	1.240,0	3.002,0	91,0	618,0	134,0	4,0	5.721,0
in quota Eni	184,4	63,1	601,1	515,3	29,6	383,8	63,6	2,6	1.843,5
Gas naturale									
totali	525,0	206,0	131,0	505,0		762,0	289,0	14,0	2.432,0
in quota Eni	479,3	93,2	52,6	37,1		290,5	96,1	3,3	1.052,1

[a] Include 2.320 (700 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.

Superfici

Al 31 dicembre 2010 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.176 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 43 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 320.961 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 41.386 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 279.575 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2010 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisizione di nuovi titoli, principalmente in Polonia, Repubblica Democratica del

Congo, Togo, Angola, Pakistan e Venezuela, per una superficie di circa 13 mila chilometri quadrati; (ii) dalla cessione della Società Padana Energia in Italia e di titoli minori in Nigeria per circa 1.500 chilometri quadrati; (iii) dal rilascio totale di licenze prevalentemente in aree non sviluppate in Pakistan, Australia, Congo, Italia, Egitto, Russia e Timor Est, per oltre 23.000 chilometri quadrati; (iv) dalla diminuzione di superficie netta sia per rilascio parziale che per riduzione della quota di partecipazione in Mali e Indonesia, per circa 15.000 chilometri quadrati.