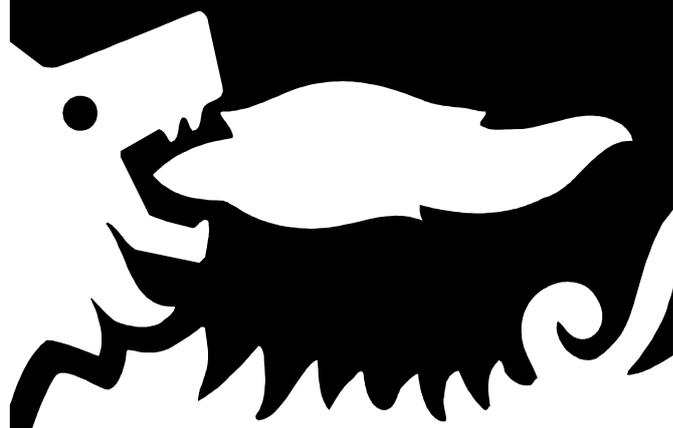


ENI DIVISIONE **EXPLORATION & PRODUCTION**



Doc. n. SAOP/108

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

**Istanza di Concessione
"MEZZOCOLLE"**

Novembre 2007



Eni S.p.A.

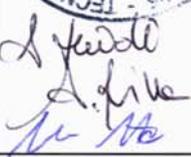
Divisione Exploration & Production
Unità Geografica Italia

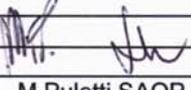
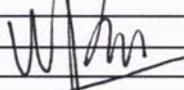
Doc. SAOP/108
Istanza di Concessione MEZZOCOLLE

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

ISTANZA DI CONCESSIONE "MEZZOCOLLE"



ENSR AECOM Via Francesco Ferrucci 17/A 20145 Milano – Italia T: +39 02 318077.1 www.ensr.aecom.com	Contratto n. 5200002788RA5	  		
	Rev.0			
	A. Guidi			
	M. Rametta			
		A. Riva	L. Sanese	R. Ruggeri
		Elaborato	Verificato	Approvato

					
			M. Puletti SAOP		
0	Emissione	Ensr Aecom	L. Liverani SAOP	W. Rizzi SAOP	Novembre 2007
REV.	DESCRIZIONE	PREPARATO	VERIFICATO	APPROVATO	DATA



Eni S.p.A.

Divisione Exploration & Production
Unità Geografica Italia

Doc. SAOP/108
Istanza di Concessione MEZZOCOLLE

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

ISTANZA DI CONCESSIONE "MEZZOCOLLE"

ENSR AECOM Via Francesco Ferrucci 17/A 20145 Milano – Italia T: +39 02 318077.1 www.ensr.aecom.com	Contratto n. 5200002788RA5 Rev.0			
		A.Guidi		
		M. Rametta		
		A. Riva	L. Sanese	R. Ruggeri
		Elaborato	Verificato	Approvato

			M.Puletti SAOP		
0	Emissione	Ensr Aecom	L. Liverani SAOP	W. Rizzi SAOP	Novembre 2007
REV.	DESCRIZIONE	PREPARATO	VERIFICATO	APPROVATO	DATA



Eni

Eni S.p.A.

Divisione Exploration & Production
Unità Geografica Italia

Doc. SAOP/108
Istanza di Concessione MEZZOCOLLE



Sommario

ELENCO DELLE TAVOLE	II
ELENCO DEGLI ALLEGATI.....	III
INTRODUZIONE	IV
MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	IV
INDAGINI PREGRESSE	IV
PROCEDURA DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	VI
PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE	VII
<i>I settori di attività.....</i>	<i>VII</i>
<i>Andamento della Divisione E&P nell'anno 2006</i>	<i>VIII</i>
<i>Le attività di Eni E&P in Italia</i>	<i>IX</i>
<i>Risultati Ultimo Anno</i>	<i>X</i>
<i>La Politica Ambientale di Eni E&P.....</i>	<i>XI</i>



ELENCO DELLE TAVOLE

N. Tavola	Titolo	Formato	Scala
Quadro programmatico			
1.1A	Inquadramento territoriale e localizzazione del Pozzo Mezzocolle 1 Dir e relative condotte	A2	1:10.000
1.1B	Inquadramento territoriale e localizzazione delle indagini geofisiche 2D e 3D	A3	1:100.000
1.2	Trasformazioni fisiche ammissibili e utilizzazioni compatibili (estratto da Tav. 1A del PRG del Comune di Imola)	A1	1:5.000
1.3	Vincoli e fasce di rispetto (estratto da Tav. 3 del PRG del Comune di Imola)	A1	1:5.000
1.4	Rischio di dissesto	A3	1:10.000
1.5	Rischio idraulico	A3	1:10.000
Quadro progettuale			
2.1	Planimetria disposizione apparecchiature area Pozzo Mezzocolle 1 Dir	A1	1:250
2.2	Tracciato delle future condotte	A1	1:5.000
2.3	Planimetria strade e fognature area Pozzo Mezzocolle 1 Dir	A1	1:250
Quadro ambientale			
3.1	Punti di campionamento della qualità dell'aria	A3	1:10.000
3.2	Punti di campionamento acque superficiali	A3	1:10.000
3.3	Punti di campionamento acque sotterranee	A3	1:10.000
3.4	Carta Geomorfologia	A1	1:5.000
3.5	Carta Idrogeologica	A3	1:10.000
3.6	Carta vegetazionale	A3	1:10.000
3.7	Paesaggio	A3	1:10.000
3.8	Uso del suolo	A1	1:5.000



ELENCO DEGLI ALLEGATI

1.	MANIFESTO DELLA POLITICA INTEGRATA HSE (H-Salute, S-Sicurezza, E-Ambiente, Q-Qualità, R-Radioprotezione) - ESTRATTA dal MANUALE del Sistema di Gestione Integrato HSE Doc. SGI-UGIT-B-MAN-1-001), Settembre 2007, Rev.2
2.	Certificato ISO 14001 ENI Exploration & Production
3.	Distanze significative in area pozzo – documentazione fotografica
4.	Tracciato delle future condotte – documentazione fotografica
5.	Caratterizzazione meteorologica e di qualità dell'aria
6.	Schede di rilevamento IFF
7.	Rapporti di prova acque superficiali
8.	Rapporti di prova sedimenti
9.	Rapporti di prova acque sotterranee
10.	Rapporti di prova terreni
11.	Monitoraggio del clima acustico

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production Unità Geografica Italia	Doc. SAOP/108 Istanza di Concessione MEZZOCOLLE	Pag. IV
---	--	--	---------

INTRODUZIONE

MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Il presente Studio di Impatto Ambientale si riferisce al Programma lavori presentato da Eni E&P Unità Geografica Italia, nell'Istanza di Concessione di Coltivazione Idrocarburi liquidi e gassosi denominata "MEZZOCOLLE".

Le attività previste nel suddetto programma lavori sono:

1. Sviluppo del pozzo Mezzocolle 1 Dir, perforato con esito positivo nel 2005, tramite l'istallazione di *facilities* di superficie ed allaccio all'esistente Centrale gas di Santerno per mezzo di due condotte di circa 4 km.
2. Esecuzione di un rilievo sismico 2D e 3D, di cui il rilievo 3D verrà eseguito parzialmente anche nell'area di Concessione Santerno. Tale acquisizione sarà unica e verrà effettuata una volta attribuita la nuova Concessione Mezzocolle.
3. Al termine delle campagne di rilevamento geofisico, se le prove daranno esito positivo, verranno realizzate 1 o 2 perforazioni esplorative, presso postazioni da individuare sulla base dei risultati ottenuti dai rilievi sismici. Tali attività saranno comunque oggetto di *iter* autorizzativi specifici e successivi alla realizzazione delle attività in oggetto.

Come mostrato nella figura seguente, l'area della concessione è una porzione di circa 145 km², interna al Permesso di Ricerca Imola, localizzato nel settore orientale della Valle Padana, nella regione Emilia Romagna, a Sud-Ovest della città di Imola, ed occupa parte delle Province di Bologna e di Ravenna.

INDAGINI PREGRESSE

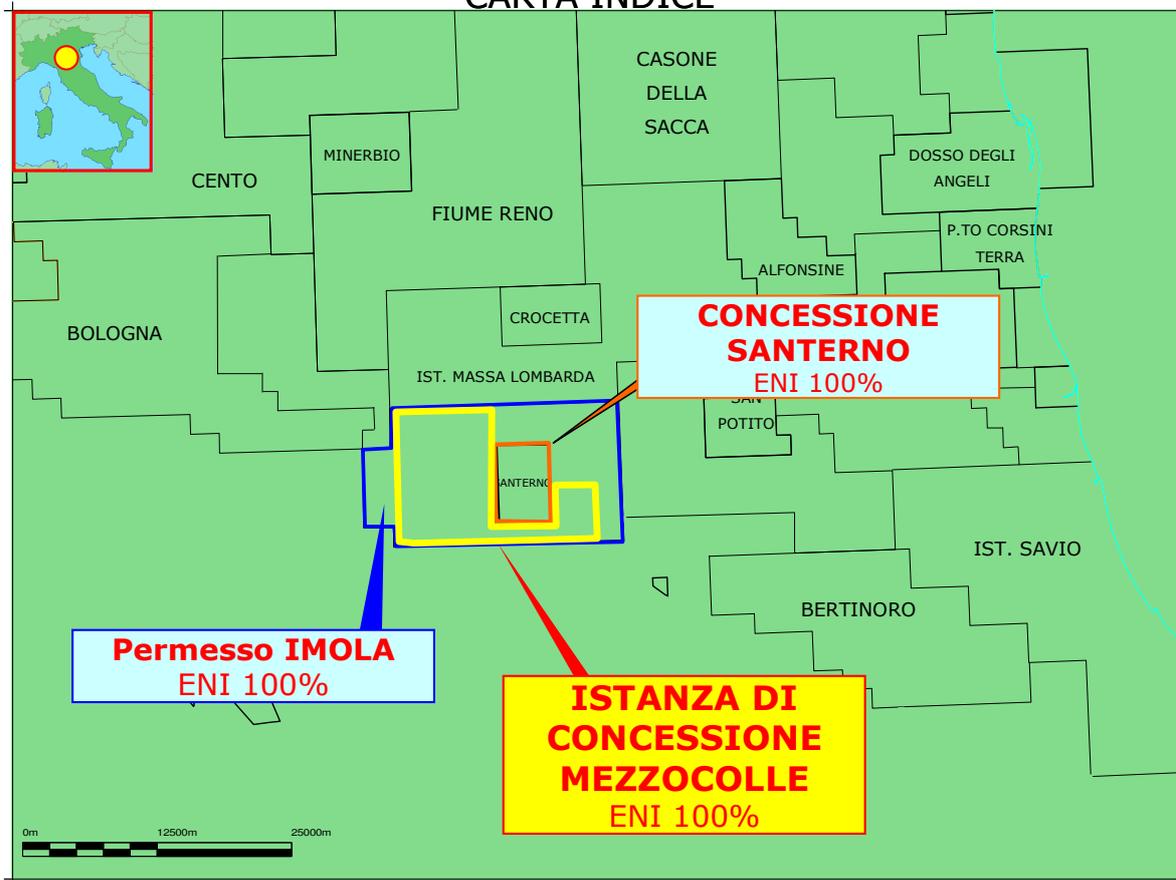
Il Permesso Imola, della superficie di 295,39 km², è stato attribuito ad Eni S.p.A. ai sensi del D. Lgs. 25 Novembre 1996, con Decreto del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato del 18 Febbraio 1998. Eni è operatore e titolare del permesso con una quota pari al 100% per un periodo di anni sei con decorrenza 01/01/1997. In seguito a ritardate autorizzazioni, la decorrenza temporale del titolo è stata sospesa più volte, con scadenza della vigenza del permesso prorogata al 17/07/2006.

L'area relativa all'istanza di concessione di coltivazione MEZZOCOLLE comprende una parte del Permesso IMOLA per una superficie di 145.20 Km², come indicato nella figura seguente.



ISTANZA DI CONCESSIONE MEZZOCOLLE

CARTA INDICE



Per quanto concerne gli studi esplorativi eseguiti nell'area di Permesso di Ricerca Imola, l'acquisizione sismica con tecniche moderne è iniziata nel 1967, successivamente sono stati acquisiti diversi rilievi con caratteristiche variabili in funzione degli obiettivi (esplosivo e vibroseis) per un totale di circa 234 km di linee sismiche 2D. La qualità del grid sismico è stata progressivamente migliorata soprattutto grazie a rilievi più recenti (*infilling* 2004 linee BO-03-416/417/418), i *reprocessing* realizzati nel corso degli anni hanno comunque contribuito ad aumentare la qualità del dato anche dei rilievi più vecchi.

Nel Gennaio 2004 l'area in oggetto è stata interessata da attività di rilievo sismico 2D a riflessione, nel dettaglio sono state realizzate tre (3) linee sismiche per un totale di 26,4 km, i cui esiti hanno avvalorato e particolareggiato la ricostruzione geologico strutturale precedente.

A seguito dell'autorizzazione all'esplorazione ottenuta con Delibera n. 133 del 31/01/2005 Regione E/R - Ass. Ambiente - Sondaggio "Mezzocolle 1 Dir", Eni ha proceduto alla perforazione del pozzo Mezzocolle 1 Dir, permettendo in tal modo di adempiere al programma lavori previsto nel permesso (realizzazione di un pozzo esplorativo prima della scadenza definitiva del titolo).

Il sondaggio "Mezzocolle 1 Dir" ha avuto l'obiettivo di esplorare la sequenza clastica miocenica coinvolta nella strutturazione appenninica e posta appena ad Ovest del Campo di Santerno. In particolare, i pozzi del campo Santerno, ubicati sulla culminazione assiale di una grande anticlinale ad andamento Est-Ovest, hanno prodotto importanti quantità di gas dalle intercalazioni sabbiose della F.ne Bagnolo, del Tortoniano. Il campo è stato aperto alla produzione nel 1957.

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production Unità Geografica Italia	Doc. SAOP/108 Istanza di Concessione MEZZOCOLLE	Pag. VI
---	--	--	---------

La fase esplorativa ha avuto esiti positivi rilevando la presenza di sabbie della Frazione Bagnolo / Marnoso Arenacea di età tortoniana, mineralizzate a gas metano biogenico, come nel vicino campo di Santerno. A seguito degli esiti ottenuti con le attività di esplorazione, si è deciso di procedere alla messa in produzione del pozzo Mezzocolle 1 Dir (cfr. Allegato 1.1A), ma poiché la sismica 2D a disposizione non permette di definire con precisione la separazione tra i vari culmini strutturali osservati, è stato valutato necessario esplorare l'area in oggetto con maggiore dettaglio: a tale scopo sono state quindi pianificate due nuove campagne di rilievi sismici, 2D e 3D. L'ubicazione geografica dei rilievi geofisici è riportata in Allegato 1.1B.

Il progetto viene sottoposto a V.I.A. con lo scopo di verificarne, in ottemperanza alla legislazione vigente, gli impatti indotti sulle componenti biotiche ed abiotiche del contesto socio-ambientale di riferimento.

PROCEDURA DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Il presente Studio di Impatto Ambientale è di competenza del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, ai sensi del D.Lgs. n. 152 del 03/04/2006, Art. 25 in quanto il progetto rientra nell'Allegato III, Elenco A, comma 14 a del medesimo D. Lgs.: *"attività di coltivazione degli idrocarburi e delle risorse geotermiche sulla terraferma"*¹.

I contenuti del SIA tengono conto, oltre che della normativa a cui è assoggettato il progetto (D.Lgs 152/06 e normativa di settore D.P.R. 526/94), di quanto riportato nel documento *"Linee Guida per le Procedure di VIA dei Progetti di Coltivazione di Idrocarburi e di Risorse Geotermiche sulla Terraferma"*, Volume A.1. 3 *"Attività di coltivazione degli idrocarburi e delle risorse geotermiche sulla terraferma"* (Regione Emilia Romagna, 1999a) preparato dalla Regione Emilia Romagna e della Legge Regionale n. 9 del 18/05/1999 (*"Disciplina della procedura di valutazione dell'impatto ambientale"*), integrata dalla Legge Regionale n. 35 del 16/11/2000 (*"Modifiche alla L.R. 18/05/1999 N. 9: "Discipline della procedura di valutazione dell'impatto ambientale"*).

La normativa generale di riferimento per i progetti coltivazione degli idrocarburi e delle risorse geotermiche sulla terraferma è la seguente.

NORMATIVA DI RIFERIMENTO PER I PROGETTI COLTIVAZIONE DEGLI IDROCARBURI E DELLE RISORSE GEOTERMICHE SULLA TERRAFERMA	
Legge Regionale 18 Maggio 1999, No. 9, come integrata dalla Legge Regionale 16 Novembre 2000, No. 35	<i>Disciplina della Procedura di Valutazione dell'Impatto Ambientale.</i> Testo coordinato, pubblicato nel Bollettino Ufficiale No. 190 del 22/12/2000
D. Lgs. No. 625/1996 e s.m.i.	<i>Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi</i>
D.P.R. 18 Aprile 1994, No. 484	<i>Regolamento recante la disciplina dei procedimenti di conferimento dei permessi di prospezione o ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi in terraferma e in mare</i>

¹ In particolare, i progetti delle opere e degli interventi di cui all'articolo 1, comma a) *"opere o interventi sottoposti ad autorizzazione alla costruzione o all'esercizio da parte degli organi dello Stato"*, *"devono essere inoltrati al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, al Ministero per i beni e le attività culturali, alla regione territorialmente interessata, alla Commissione tecnico-consulativa per le valutazioni ambientali di cui all'art.6 ed agli altri Ministeri eventualmente interessati. Al progetto deve essere allegato lo studio di impatto ambientale di cui all'articolo 27 e la relativa sintesi non tecnica"* (Art. 36, comma 1).

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production Unità Geografica Italia	Doc. SAOP/108 Istanza di Concessione MEZZOCOLLE	Pag. VII
---	--	--	----------

NORMATIVA DI RIFERIMENTO PER I PROGETTI COLTIVAZIONE DEGLI IDROCARBURI E DELLE RISORSE GEOTERMICHE SULLA TERRAFERMA	
D.P.R. No. 526/1994	<i>Regolamento recante norme per disciplinare la valutazione dell' impatto ambientale relativa alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi</i>
Legge 9 Gennaio 1991, No. 9 e s.m.i.	<i>Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali</i>
D.P.C.M. 27 Dicembre 1988 e s.m.i.	<i>Norme Tecniche per la Redazione degli Studi di Impatto Ambientale che disciplina le modalità ed i contenuti per la redazione dei SIA</i>
D.P.C.M. 10 Agosto 1988 No. 377 e s.m.i.	<i>Regolamentazione Procedure di Compatibilità Ambientale a recepimento della Direttiva Comunitaria 85/337/CEE</i>
Legge 8 Luglio 1986, No. 349 e s.m.i.	<i>Istituzione del Ministero dell'Ambiente e Norme in Materia di Danno Ambientale</i>
Legge 11 Gennaio 1957, No. 6 e s.m.i.	<i>Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi</i>
Regio Decreto 29 Luglio 1927, No. 1443 e s.m.i.	<i>Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel Regno</i>

Uno Studio di Impatto Ambientale si articola in tre Quadri di Riferimento: Programmatico, Progettuale ed Ambientale, e comprende la fase di Stima qualitativa-quantitativa degli impatti sulle differenti componenti ambientali. Inoltre, viene fornita una sintesi in linguaggio non tecnico presentata con modalità e linguaggio tali da consentire la comprensione e valutazione critica da parte del pubblico; tale Sintesi non Tecnica riporta il quadro riepilogativo delle informazioni e dei dati significativi prodotti nell'ambito dello Studio di Impatto Ambientale, comprese cartografie illustrative della localizzazione del progetto.

Viene, inoltre, presentato il PROGETTO di cui tutta la documentazione sopra riportata è un allegato.

PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE

I settori di attività

Eni è un'impresa integrata nell'energia, impegnata a crescere nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale.

Opera nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni, in cui vanta competenze di eccellenza e forti posizioni di mercato a livello internazionale. Eni è presente in 70 paesi con oltre 73.000 dipendenti.

Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione per le sfide, il miglioramento continuo, l'eccellenza e attribuiscono un valore fondamentale alla persona, all'ambiente e all'integrità.

Ogni azione di Eni è caratterizzata dal forte impegno per lo sviluppo sostenibile: valorizzare le persone, contribuire allo sviluppo e al benessere delle comunità nelle quali opera, rispettare l'ambiente, investire nell'innovazione tecnica, perseguire l'efficienza energetica e mitigare i rischi del cambiamento climatico.



I settori di attività di ENI sono:

Exploration & Production (E&P): svolge la ricerca e produzione di idrocarburi, operando in Italia, Africa Settentrionale e Occidentale, Mare del Nord, Golfo del Messico, America Latina, Australia e in aree ad alto potenziale quali il Mar Caspio e il Medio e Estremo Oriente.

Gas & Power (G&P): opera nelle attività di approvvigionamento, trasporto, distribuzione e vendita di gas naturale ed è attiva nella generazione e commercializzazione di energia elettrica. È presente in Italia, in Europa, Australia, Sud America, Africa Settentrionale e Occidentale e nei mercati del GNL dell'Estremo Oriente.

Refining & Marketing (R&M): opera nella raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi. Per garantire la piena disponibilità di greggio al proprio sistema di raffinazione, svolge un'attività di trading sul mercato petrolifero. L'attività di approvvigionamento di greggio è affidata ad un efficiente sistema di oleodotti di proprietà e di terzi e al trasporto via mare.

Petrolchimica: nel settore petrolchimico Eni controlla Polimeri Europa, che gestisce dal 2002 l'attività delle aree di business Stirenici & Elastomeri, Polietilene e Chimica di Base.

Ingegneria e Costruzioni: Eni è presente nel settore ingegneria e costruzioni attraverso le Società Saipem e Snamprogetti; il 24 febbraio 2006 è stata definita la vendita alla Saipem della partecipazione totalitaria posseduta dall'Eni SpA nella Snamprogetti.

Corporate e Altre attività: Eni opera anche in altri settori industriali attraverso il controllo di molte società, quali Ambiente, EniTecnologie, Sieco, Syndial, Tecnomare, Eni Corporate e Società finanziarie.

Andamento della Divisione E&P nell'anno 2006

▪ La produzione di idrocarburi

Eni ricerca e produce idrocarburi in Italia, Africa Settentrionale, Africa Occidentale, Mare del Nord, Golfo del Messico e Australia e in aree ad alto potenziale quali il Mar Caspio, il Medio e l'Estremo Oriente, l'India e l'Alaska.

Nel 2006 la produzione di idrocarburi è stata di 1,77 milioni di barili di petrolio equivalente (boe)/giorno, in crescita dell'1,9% rispetto al 2005. Rispetto alle previsioni formulate nel corso dell'anno, assumendo uno

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production Unità Geografica Italia	Doc. SAOP/108 Istanza di Concessione MEZZOCOLLE	Pag. IX
---	--	--	---------

scenario di riferimento del prezzo medio del Brent di 55 dollari/barile, è stato confermato il target di crescita del 3% rispetto al 2005.

- **Le riserve certe di idrocarburi**

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 sono **6,44 miliardi di boe** (-6% rispetto al 2005), con un tasso di rimpiazzo organico del 65% e un indice di vita utile residua di 10 anni. Assumendo uno scenario di prezzo del Brent di 40 dollari/barile nella determinazione delle attribuzioni nei PSA e nei contratti di buy-back, il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è del 106% in media triennale. Nel medio termine il rimpiazzo delle riserve prodotte sarà sostenuto dal significativo potenziale minerario delle aree *core* di Eni del Mar Caspio, dell'Africa Occidentale e dell'Africa Settentrionale.

Sono state effettuate numerose scoperte di idrocarburi; le principali sono avvenute in Indonesia, Egitto, Kazakistan, Norvegia, Nigeria, Regno Unito, Golfo del Messico, Italia, Angola e Congo. Complessivamente sono stati completati 68 pozzi esplorativi (35,9 in quota Eni), oltre a 26 pozzi *in progress* a fine esercizio, con un tasso di successo commerciale del 43% (49% in quota Eni).

Il portafoglio esplorativo è stato rafforzato attraverso l'acquisizione di *asset* sia in aree di presenza consolidata quali Angola, Alaska, Brasile, Congo, Egitto, Nigeria, Norvegia, Pakistan e Golfo del Messico, sia con l'ingresso in nuovi Paesi/aree a elevato potenziale quali Mali, Mozambico e Timor Est.

Le attività di Eni E&P in Italia

- **Produzione**

Eni è attiva in Italia dal 1926, nel 2006 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 238 mila boe/giorno. L'attività è condotta nel Mare Adriatico, nell'Appennino centro-meridionale, nell'onshore e nell'offshore siciliano e nella Val Padana. Nel medio termine, nonostante il declino naturale dei giacimenti maturi, la produzione è prevista stabile grazie alla crescita attesa in Val d'Agri, ai progetti di sviluppo in corso e alle iniziative programmate di mantenimento della produzione di gas naturale.

Eni è operatore in 13 concessioni di coltivazione, nell'onshore e nell'offshore siciliano. I principali giacimenti sono Gela, Ragusa, Giaurone, Fiumetto e Prezioso che nel 2006 hanno prodotto il 6% della produzione Eni in Italia. Nella seconda metà del 2006 è stato avviato il pozzo Samperi 1 la cui produzione a regime nel 2007 è di circa 500 boe/giorno.

La zona del Mare Adriatico rappresenta la principale area produttiva italiana, che nel corso dell'anno ha prodotto il 49% della produzione Eni nel Paese. I principali giacimenti operati da Eni sono Barbara (5 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni), Angela-Angelina (2 milioni di metri cubi/giorno), Porto Garibaldi (2 milioni di metri cubi/giorno) e Cervia (1,6 milioni di metri cubi/giorno).

Eni è operatore della concessione Val d'Agri (Eni 60,77%) in Basilicata, risultante dall'unificazione delle concessioni Volturino e Grumento Nova a fine 2005. Le riserve recuperabili della concessione sono di 608 milioni di boe; la produzione proveniente dai giacimenti Monte Alpi Enoc e Cerro Falcone è alimentata da 22 pozzi produttori dei 27 previsti dal progetto di sviluppo approvato ed è supportata: dal centro di trattamento olio di Viggiano, articolato su 6 treni, con capacità di trattamento di 104 mila barili/giorno di petrolio e di 2,8 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale; il trasporto del petrolio alla raffineria Eni di Taranto viene effettuato tramite un oleodotto della lunghezza di 136 chilometri. Nel 2006 la concessione ha prodotto 105 mila boe/giorno (68 mila in quota Eni), rappresentando il 29% della produzione Eni in Italia.

- **Esplorazione**

In Sicilia l'attività esplorativa ha dato esito positivo con scoperte a gas nel permesso offshore GR.13. AG (Eni 60%) con il pozzo Argo 1, erogando in fase di test fino a 134.000 metri cubi/giorno. Nel permesso onshore San Teodoro è in corso l'attività di accertamento minerario sul pozzo Borgo Giuliano 1. In seguito a questa scoperta è stata richiesta una istanza di concessione. L'attività esplorativa ha dato esito positivo con una scoperta a gas, anche nel permesso AR.95.EA, pozzo Benedetta 1, erogando in fase di test 145.000 metri/cubi giorno.

Risultati positivi si sono avuti anche nella Pianura Padana con la scoperta a gas nella concessione San Potito, mediante la perforazione del pozzo Longanesi 1, che ha erogato in fase di test 89.000 metri/cubi giorno; e nell'Appennino centro-meridionale con la scoperta a gas nella concessione Mezzocolle, pozzo Longanesi 1.

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production Unità Geografica Italia	Doc. SAOP/108 Istanza di Concessione MEZZOCOLLE	Pag. X
---	--	--	--------

- **Sviluppo**

I principali progetti di sviluppo in corso riguardano i giacimenti a gas dell'onshore siciliano: Pizzo Tamburino, il progetto prevede la perforazione di due pozzi produttori, l'installazione di facility per la separazione dei liquidi dal gas e il collegamento, attraverso una condotta lunga 16 chilometri, alla centrale di Gagliano. Lo start-up del primo pozzo Pizzo Tamburino 1 è previsto nel secondo semestre del 2007 con una produzione attesa di circa 1.000 boe/giorno. Il principale progetto in corso riguarda lo sviluppo delle riserve a gas del giacimento Tea-Arnica-Lavanda. Lo start-up produttivo è atteso nel 2007 con un picco produttivo di circa 1 milione di metri cubi/giorno che sarà raggiunto nello stesso anno.

Nell'Appennino centro-meridionale il principale progetto di sviluppo in corso riguarda il giacimento a petrolio e gas naturale Miglianico, nell'onshore abruzzese. Il progetto prevede l'allacciamento dei tre pozzi già perforati, la realizzazione di una centrale di trattamento per il petrolio, che sarà consegnato alle strutture logistiche del settore Refining & Marketing, e per il gas che sarà immesso tramite un raccordo nella rete nazionale di trasporto. Lo start-up è atteso nel secondo semestre del 2008 con un picco produttivo di 7,2 mila boe/giorno che sarà raggiunto nel 2009. Per quanto riguarda lo sviluppo delle riserve gas, è in fase avanzata il progetto nell'area sud-est nel permesso Candela, con start-up atteso nella seconda metà del 2007. Le attività in Val d'Agri hanno riguardato l'avanzamento del programma di perforazione e l'adeguamento delle facility di produzione.

Risultati Ultimo Anno

Nel 2006 la produzione di idrocarburi è stata di 1,77 milioni di barili di petrolio equivalente (boe)/giorno, in crescita dell'1,9% rispetto al 2005, nonostante gli effetti della perdita della produzione di Dación e della minore attribuzione di produzione nei *Production Sharing Agreement* (PSA) e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile. Rispetto alle previsioni formulate nel corso dell'anno, assumendo uno scenario di riferimento del prezzo medio del Brent di 55 dollari/barile, è stato confermato il target di crescita del 3% rispetto al 2005.

L'utile netto adjusted di 7.279 milioni di euro è aumentato di 1.093 milioni di euro rispetto al 2005 (+17,7%) per effetto essenzialmente dei maggiori prezzi di realizzo del petrolio e del gas e della crescita della produzione venduta, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'incremento dei costi di produzione e del tax rate adjusted.

Il ROACE adjusted è pari al 37,5% nel 2006, in aumento rispetto al 2005 (32,4%).

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 sono 6,44 miliardi di boe (-6% rispetto al 2005), con un tasso di rimpiazzo organico del 65% e un indice di vita utile residua di 10 anni. Assumendo uno scenario di prezzo del Brent di 40 dollari/barile nella determinazione delle attribuzioni nei PSA e nei contratti di *buy-back*, il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è del 106% in media triennale.

La crescita produttiva dell'anno è dovuta agli importanti avvii/regimazioni di progetti gas in Libia (entrata a regime del giacimento Bahr Essalam nell'ambito del Western Libyan Gas Project), Egitto (sviluppo riserve *offshore* delta del Nilo), Nigeria (treni 4 e 5 dell'impianto GNL di Bonny), Australia (fase gas di Bayu Undan) e Croazia, nonché alla crescita della produzione di petrolio in Angola e in Libia.

Il portafoglio esplorativo è stato rafforzato attraverso l'acquisizione di asset sia in aree di presenza consolidata quali Angola, Alaska, Brasile, Congo, Egitto, Nigeria, Norvegia, Pakistan e Golfo del Messico, sia con l'ingresso in nuovi Paesi/aree a elevato potenziale quali Mali, Mozambico e Timor Est.

In Egitto, nel giugno 2006 è stato firmato l'accordo quadro per il raddoppio della capacità dell'impianto GNL di Damietta attraverso la realizzazione di un secondo treno di trattamento della capacità di 5 milioni di tonnellate annue di GNL (corrispondenti alla carica di 7,6 miliardi di metri cubi di gas/anno) per 20 anni con avvio nel 2010.

Nell'ambito del progetto Western Libyan Gas (Eni 50%), a meno di un anno dallo *start-up* del giacimento offshore Bahr Essalam situato nel permesso NC-41, è stata completata l'attività di perforazione dei 26 pozzi produttori previsti nella fase 1 del progetto, collegati alla piattaforma Sabratha. La produzione di liquidi e gas di Bahr Essalam e del giacimento onshore Wafa è trasferita, mediante due condotte sottomarine, all'impianto di trattamento onshore di Mellitah, articolato su tre treni entrati in pieno esercizio nel 2006. I volumi di gas esportati in Italia attraverso il gasdotto sottomarino Greenstream sono stati di 6,8 miliardi di metri cubi nel 2006 e raggiungeranno a regime, nel 2007, 8 miliardi di metri cubi/anno pari a circa 22 milioni di metri

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production Unità Geografica Italia	Doc. SAOP/108 Istanza di Concessione MEZZOCOLLE	Pag. XI
---	--	--	---------

cubi/giorno, già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura di lungo termine. Ulteriori 2 miliardi di metri cubi/anno della produzione di regime saranno destinati al mercato libico.

In Kazakhstan, nell'ambito del North Caspian Sea PSA, di cui Eni è operatore unico con il 18,52%, proseguono le attività di sviluppo del giacimento Kashagan, considerato la più importante scoperta petrolifera al mondo degli ultimi trent'anni. Il piano di sviluppo approvato nel febbraio 2004 prevede la messa in produzione in tre fasi successive, di riserve pari a 7-9 miliardi di barili, incrementabili fino a 13 miliardi mediante la re-iniezione parziale del gas.

Principali risultati economico-finanziari					
(milioni di euro)					
			2004	2005	2006
Ricavi			15.346	22.477	27.173
Utile operativo			5.746	8.185	15.580
Investimenti di ricerca esplorativa			635	499	1.348
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari				301	152
Investimenti di sviluppo e di dotazioni patrimoniali			4.354	4.007	3.703
Principali dati operativi					
			2004	2005	2006
Riserve certe di idrocarburi	(mln boe)		7.218	6.837	6.436
petrolio e condensati	(mln bbls)		4.008	3.773	3.481
gas naturale	(mln boe)		3.210	3.064	480
Produzione giornaliera di idrocarburi	(mgl boe/g)		1.624	1.737	1.770
petrolio e condensati	(mgl bbls/g)		1.034	1.111	1.079
gas naturale	(mgl boe/g)		590	626	691
Vita utile residua delle riserve	(anni)		12,1	10,8	10,0

- **Ricerca, Sviluppo e Innovazione Tecnologica**

I Progetti di Ricerca e Sviluppo (R&D) e i Progetti di Efficienza e Innovazione Tecnologica sono portati a conseguire, attraverso un miglioramento dei processi produttivi, una riduzione dell'impatto dell'attività sull'ambiente, una maggiore sicurezza per i lavoratori e gli impianti e la riduzione dei costi dei processi produttivi.

La Politica Ambientale di Eni E&P

Nell'ambito delle proprie attività, Eni SpA Corporate e le Società da essa controllate perseguono l'obiettivo di garantire la sicurezza e la salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti, la salvaguardia dell'ambiente e la tutela dell'incolumità pubblica.

La Divisione E&P Unità Geografica Italia è, fin dal 2004, certificata ISO 14001:2004.

In **Allegato 1** si riporta la Politica HSE di ENI E&P UGIT, a seguito dell'ultimo aggiornamento del 19/09/2007. In **Allegato 2** si riporta il Certificato ISO 14001 rilasciato dall'Ente Certificatore ad ENI E&P – Unità Geografica Italia, per i seguenti campi di attività: esplorazione e produzione di idrocarburi, generazione di energia elettrica, produzione di fluidi geotermici (acqua calda).