



MAG. 2007

Grove Energy Ltd.



Ministero Sviluppo Economico
Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie
04/05/2007 - 0007810



Canale di Sicilia - Zona G

Permesso di ricerca G.R16.PU

**Relazione geologica allegata all'istanza di
proroga della perforazione**

Aprile 2007

INDICE

1 – SITUAZIONE LEGALE DEL TITOLO	pag. 3
2 – OBIETTIVI MINERARI	pag. 4
2.1 Inquadramento generale	pag. 4
2.2 Successione petrolifera	pag. 5
2.3 Trappole	pag. 5
2.4 Obiettivi della ricerca	pag. 7
3 – ATTIVITA' SVOLTA	pag. 8
3.1 Acquisto e rielaborazione dei dati sismici pregressi	pag. 8
3.2 Acquisizione sismica e processing	pag. 8
3.3 Interpretazione sismica	pag. 11
4 – VALUTAZIONE DEL POTENZIALE MINERARIO	pag. 14
5 - CONCLUSIONI	pag. 16

FIGURE

- Fig. 1 - Ubicazione del permesso G.R16.PU
- Fig. 2 - Distribuzione dei ritrovamenti di idrocarburi nell'area del permesso
- Fig. 3 - Stratigrafia
- Fig. 4 - Mappa dei lead
- Fig. 5 - Ubicazione delle linee sismiche (Acquisizione 2004)
- Fig. 6 – Profilo sismico GE04-27
- Fig. 7 – Isobate del fondo mare
- Fig. 8 - Aree di interesse minerario
- Fig. 9 – Tentativo di trasformazione in profondità del Prospetto Buttruss

TABELLE

- Tab. 1 - Elenco delle linee sismiche (Acquisizione 2004)





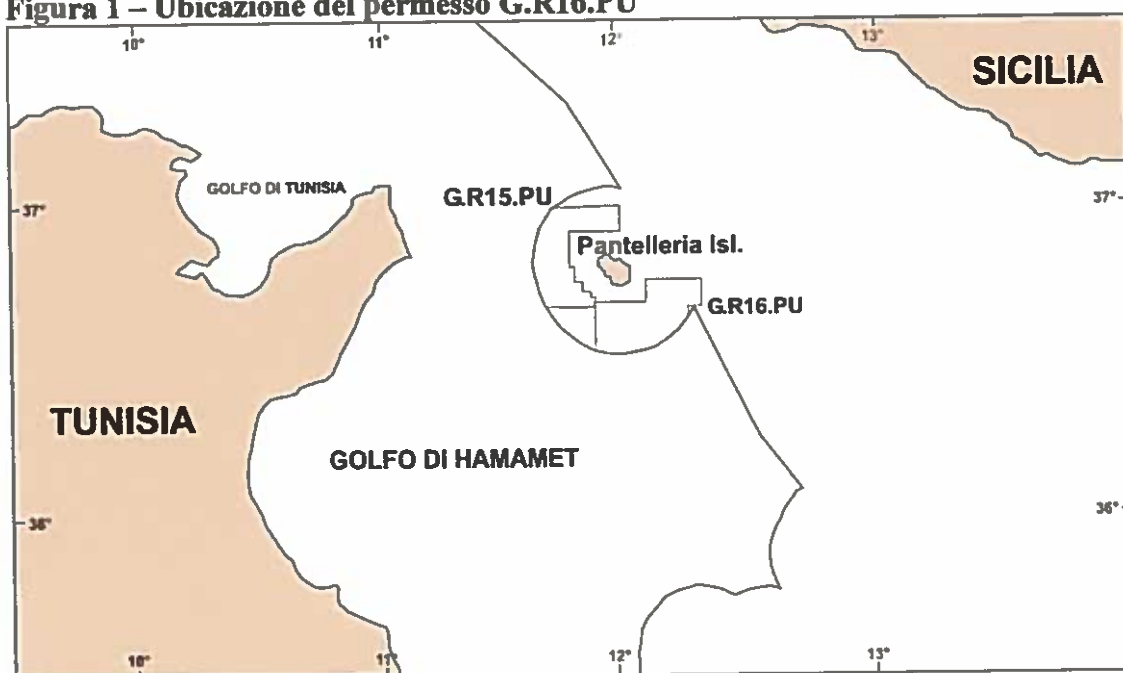
1 - SITUAZIONE LEGALE DEL TITOLO

Il permesso G.R16.PU, conferito con DM 11.11.2002 alla società Puma Petroleum (100%), è ubicato nel Canale di Sicilia, e borda a sud l'isola di Pantelleria (fig. 1). La profondità d'acqua varia dai 200 m dell'angolo SO agli oltre 1.300 m nella parte NE del permesso.

In virtù dei DDMM 22.04.2003 e 27.10.2004 l'intera quota è stata trasferita a Grove Energy Ltd che detiene, pertanto, il 100% della titolarità del permesso. Di seguito vengono riportati i suoi dati generali:

Superficie	: 66.531 ha
Titolarità	: Grove Energy 100 %
Ubicazione	: Canale di Sicilia - Zona "G"
Data di conferimento	: 11.11.2002
UNMIG di competenza	: Napoli
Data pubblicazione decreto	: 31.12.2002
Scadenza obblighi sismici	: 31.12.2003 (assolti)
Scadenza obblighi di perforazione	: 30.06.2007
Scadenza 1° periodo di vigenza	: 11.11.2008

Figura 1 – Ubicazione del permesso G.R16.PU





2 - GEOLOGIA E OBIETTIVI MINERARI

2.1 Inquadramento generale

Dal punto di vista geologico il permesso G.R16.PU è ubicato nel bacino terziario di Hamamet, che si estende in direzione est-ovest dal Golfo omonimo, in Tunisia, alle coste della Sicilia occidentale. In particolare il permesso è situato in corrispondenza del graben di Pantelleria, sviluppatosi nel Bacino di Hamamet durante il Pliocene. Tutto il bacino è interessato dalla evidente discontinuità messiniana che, per la sua estensione e le sue caratteristiche, rappresenta un marker sismico regionale.

Il substrato carbonatico dell'area è caratterizzato da blocchi di piattaforma, tiltati per l'azione di faglie normali e trascorrenti, frutto della tettonica distensiva che ha interessato il Mediterraneo centrale per tutto il Pliocene. Le faglie trascorrenti sono, sia transpressive, sia

L'area del permesso si trova a sud del fronte del Flysh Numidico (fig. 2) in una zona abbastanza prolifica, dal punto di vista minerario, soprattutto nel settore tunisino. Il pozzo di riferimento per la ricerca nell'area è Zibibbo-1, perforato da Agip nel 1988 a NO del permesso G.R16.PU fino a una profondità totale di 1690 m, evidenziando ottime manifestazioni di olio nelle formazioni Birsa (Miocene inferiore) e Nilde (Miocene).

Figura 2 – Distribuzione dei ritrovamenti di idrocarburi nell'area del permesso



Western and Central Mediterranean Sea, Numidian Front and Distribution of Oil and Gas Fields (after Fourati)



2.2 Successione petrolifera (fig. 3)

Roccia madre. Le rocce madri note sono rappresentate dai calcari e dalle argille della formazione *Fahdene* (Albiano), caratterizzata da un TOC pari al 2 %, e dai calcari della formazione *Bou Dabous* (Eocene). La formazione Fahdene costituisce la source rock più importante nella zona: ha infatti generato l'olio rinvenuto nel vicino campo di Tazerka, situato in acque tunisine e, molto probabilmente, l'olio rinvenuto dal pozzo Zibibbo-1. Alcuni dati geochimici fanno inoltre pensare alla presenza di facies anossiche, probabilmente naftogeniche, soprattutto nelle piattaforme carbonatiche del Triassico e, più dubitativamente in quelle del Giurassico.

Serbatoi. Sono piuttosto distribuiti lungo tutta la serie, a partire dal Cretacico, ma quelli mineralizzati ad idrocarburi sono costituiti da:

- arenarie mioceniche della formazione *Birsa*;
- carbonati detritici e detritico-organogeni, medio miocenici, delle formazioni *Nilde* e *Ain Grab*;
- calcari fratturati della formazione *Abiod* (Senoniano superiore).

A questi si possono aggiungere le arenarie delle formazioni *Oum Douil* (Miocene superiore) e *Fortuna* (Oligocene superiore - Miocene inferiore), dai calcari fratturati della formazione *Bou Dabous* (calcari Eocene inferiore) e dalle dolomie e calcari dolomitici della formazione *Halk El Menzel* (Eocene medio).

Coperture. Tutti i possibili serbatoi sopra menzionati sono sormontati in continuità stratigrafica da altrettante formazioni argillose e marnose che ne garantiscono la copertura impermeabile (fig. 3).

2.3 Trappole

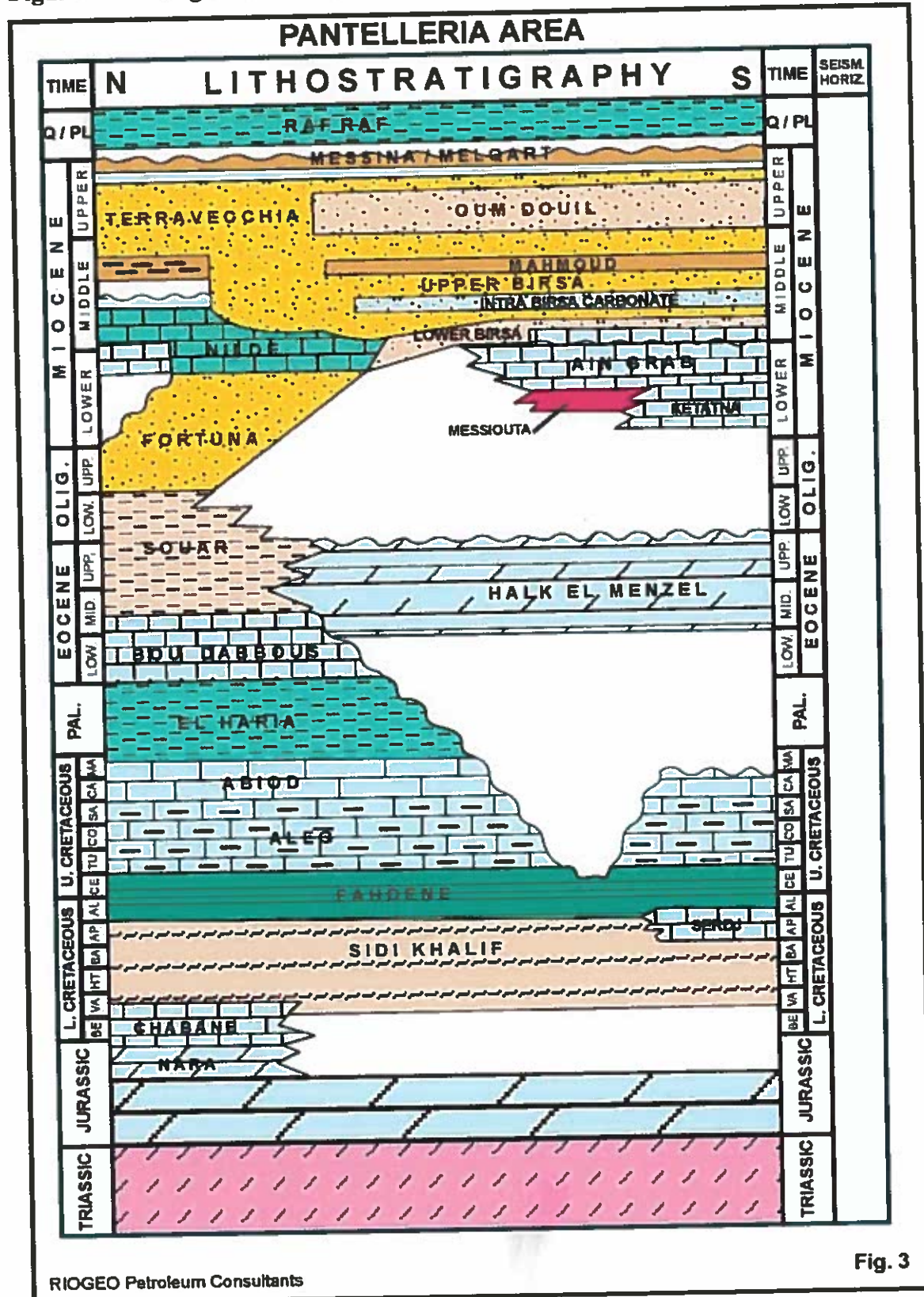
Le trappole sono costituite, in genere, o da:

- anticlinali variamente compartimentate a causa di faglie normali, per lo più impermeabili che agiscono, pertanto, anche come copertura laterale;
- blocchi basculati e tiltati, limitati da faglie impermeabili, come quelle su menzionate, caratterizzati da deboli chiusure strutturali (reversal), formatesi durante la fase tettonica del Pliocene Inferiore.

Sia le anticlinali, sia i blocchi basculati, che le eventuali trappole stratigrafiche del Cretacico, sono coperte da successioni argillose e marnose che garantiscono l'accumulo

degli idrocarburi.

Figura 3 – Stratigrafia schematica





2.4 Obiettivi della ricerca

Gli obiettivi principali della ricerca nel permesso G.R16.PU sono costituiti dalla esplorazione delle formazioni:

- **Birsa** (arenarie del Miocene inferiore e medio) per la ricerca di olio generato durante il tardo Miocene e il Pliocene da rocce madri triassiche e giurassiche;
- **Nilde e Ain Grab** (calcari detritici e detrico-organogeni del Miocene medio). Queste due formazioni sono coeve e presentano facies molto simili tra loro. La loro differenziazione è pertanto dovuta soprattutto alla diversa terminologia usata rispettivamente sulle due sponde, italiana e tunisina, del Canale di Sicilia.
- **Abiod** (calcari fratturati del Senoniano superiore).

Oltre a questi, esistono poi numerosi obiettivi secondari rappresentati dalle arenarie delle formazioni **Oum Douil** (Miocene superiore) e **Fortuna** (Oligocene superiore - Miocene inferiore), dai calcari fratturati della formazioni **Bou Dabous** (Eocene inferiore) e dalle dolomie e calcari dolomitici della formazione **Halk El Menzel** (Eocene medio).

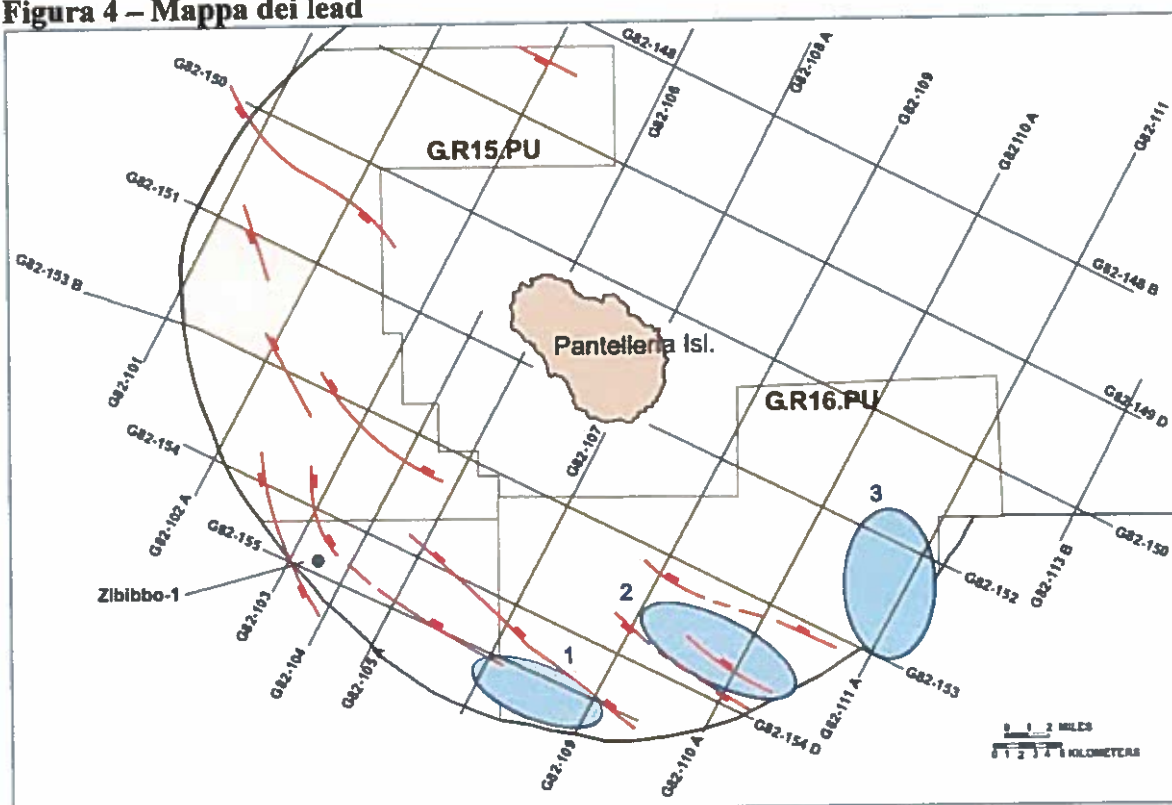


3 - ATTIVITA' SVOLTA

3.1 Acquisto e rielaborazione dei dati sismici pregressi

Nel maggio del 2002, in assolvimento parziale del programma lavori e degli obblighi di legge, sono stati acquistati dal Ministero dell'Industria, 26 linee sismiche pubbliche registrate da Agip nel 1982, per un totale di 715,77 Km. Subito dopo le linee sono state ricopiate con uno scanner ultra sensibile, per poi essere trasferite su supporto digitale. In tal modo, nel mese di Giugno 2002, il centro di calcolo della società Lynx Information Systems Limited di Londra ha potuto effettuare il reprocessing dei profili acquistati. Grazie all'interpretazione dei dati rielaborati è stata realizzata la carta strutturale (in tempi doppi) del tetto della formazione Nilde equivalente, che rappresenta uno degli obiettivi della ricerca nell'area del permesso. Da questa carta strutturale è stata estratta la carta dei "lead", riportata in figura 4, sulla quale è stato progettato il rilievo sismico 2D di dettaglio, eseguito nel 2004.

Figura 4 – Mappa dei lead



3.2 Acquisizione sismica e processing

Nel dicembre del 2004, il programma lavori previsto nell'istanza di permesso è stato completato con l'acquisizione di un rilievo sismico 2D pari a 71 km di profili (85.47 km,



comprese le code), utilizzando la motonave Odin Explorer della società GeoSeas Technology Limited di Singapore. Il rilievo, effettuato nel periodo 24-26 dicembre 2004, è consistito nella registrazione di 4 linee sismiche. L'elenco delle linee acquisite e la loro ubicazione sono rappresentate, rispettivamente, in tabella 1 e in figura 5.

I parametri di acquisizione sono i seguenti:

▪ Lunghezza dello stendimento:	3600 m
▪ Profondità media stendimento:	6,5 m
▪ Sorgente:	Airgun
▪ Profondità della sorgente:	5,25 m
▪ SP interval:	25 m
▪ n° gruppi:	288
▪ Intervallo gruppi:	12,5 m
▪ Sistema di navigazione:	Dual DGPS

La profondità d'acqua rilevata nella zona interessata dalle operazioni, incluso quindi il rilievo sul permesso G.R15.PU, risulta compresa fra 150 e 1.500 m. Per la maggior parte del rilievo la profondità del fondo è però risultata compresa fra 350 e 500 m.

Nel periodo febbraio-settembre 2005 la società Fugro Seismic Imaging di Perth (Australia) ha provveduto alla elaborazione del rilievo sopra menzionato. Nonostante la complessità delle strutture geologiche ed i limiti tecnologici della registrazione 2D i risultati dell'elaborazione sono stati nel complesso soddisfacenti.

Per quanto riguarda la sequenza di trattamento applicata ai dati registrati, il sistema SRME (Surface Related Multiple Elimination), creato dalla Fugro per l'eliminazione delle riflessioni multiple, ha prodotto buoni risultati su gran parte dei dati. La combinazione del sistema Radon Demultiple con l'F/K Demultiple applicato ai dati di superficie ha attenuato la rimanente energia causata dalle multiple.

Il risultato finale dell'elaborazione ha mostrato un netto miglioramento dei dati sismici rispetto a quelli registrati nel 1982 e rielaborati nel 2002. I motivi di tale miglioramento sono dovuti, da una parte, all'evoluzione delle tecniche di acquisizione avvenuta negli ultimi venti anni, dall'altra all'impiego di nuovi e sempre più sofisticati programmi di trattamento dei dati.



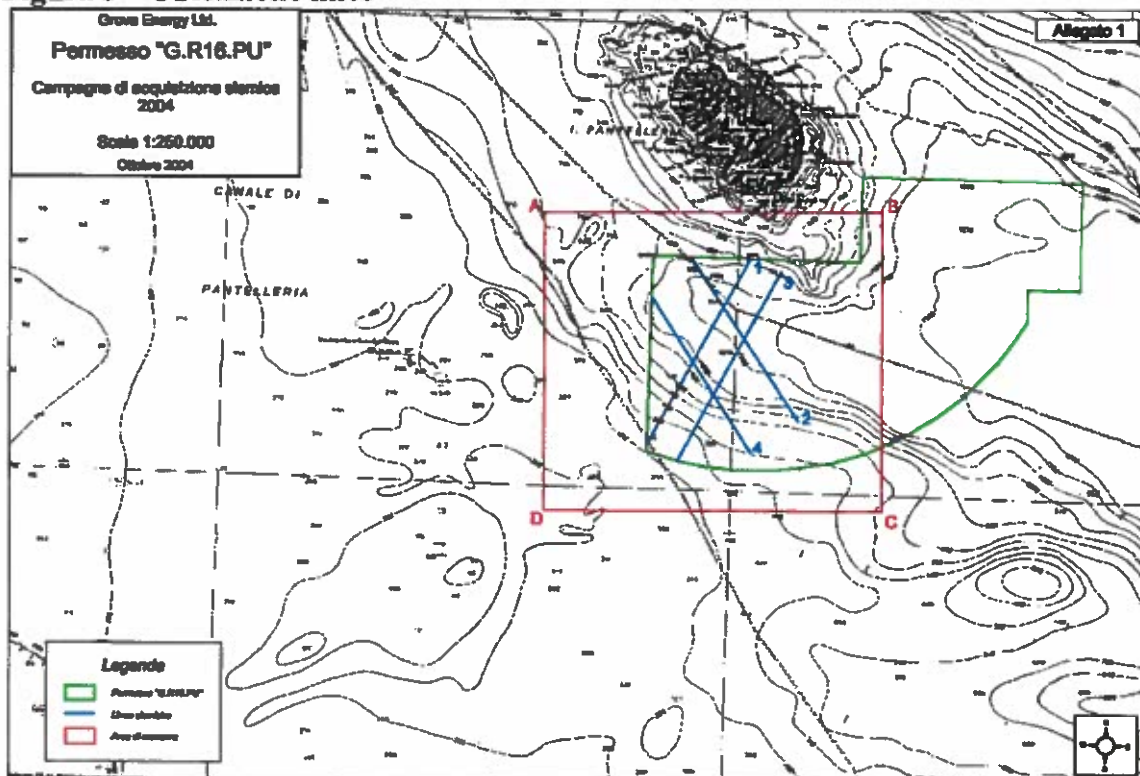
Di seguito vengono evidenziati alcuni dei nuovi sistemi di acquisizione applicati per il rilievo sismico 2D registrato nel 2004:

- Lunghezza maggiore dello stendimento
- Intervallo dei gruppi più fitto
- Sorgente più efficiente
- Maggiore intervallo dinamico del sistema di registrazione

Tabella 1 – Elenco linee

n. fig.	Nome Linea	SPNO1	SPNON	CDP1	CDPN	Lunghezza (km)
4	GE04-08A	3480	988	1	5128	22.33
2	GE04-10A	3289	929	1	4864	19.03
1	GE04-27	1823	929	1	1932	22.38
3	GE04-29	1001	1869	1	18.80	21.73
TOTALE:						85.47

Figura 5 – Ubicazione linee

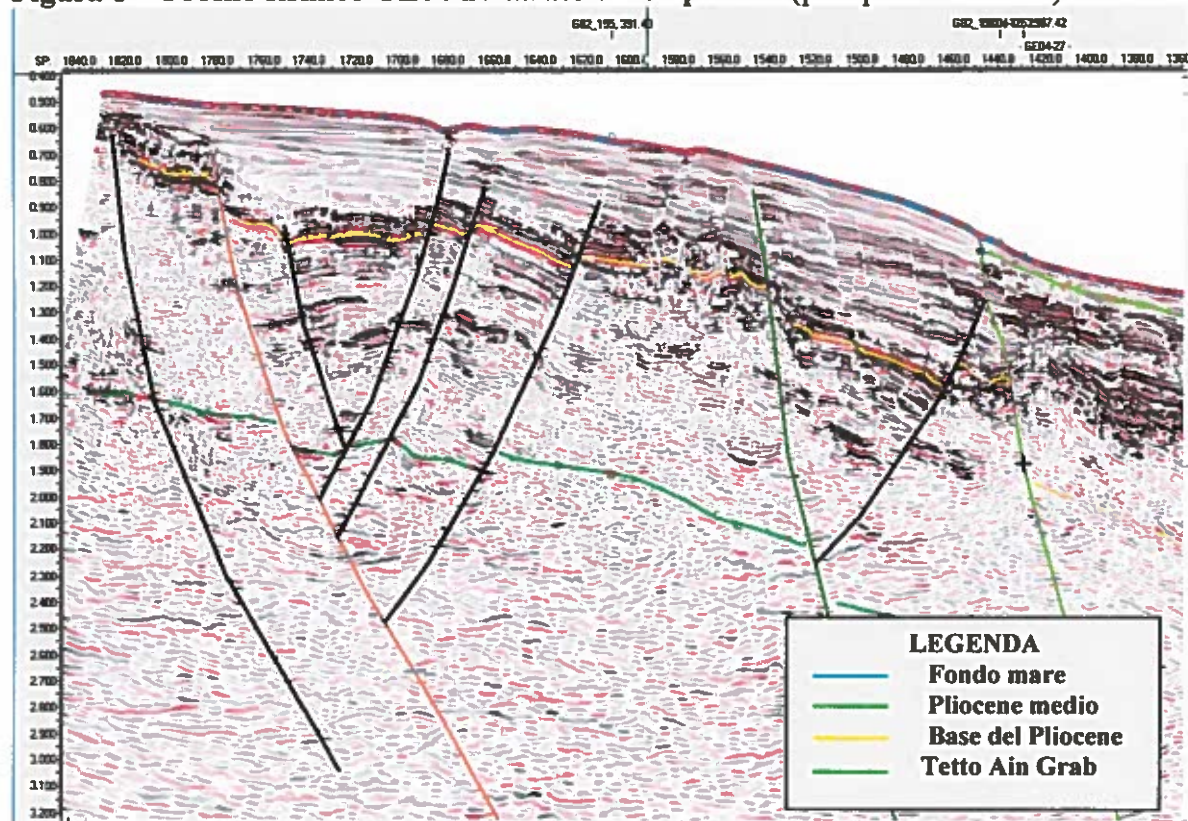




3.3 Interpretazione sismica

L'interpretazione sismica è stata eseguita su Work Station Landmark utilizzando dati disponibili nell'area, compresi quelli ricadenti nel limitrofo offshore della Tunisia. La taratura degli orizzonti sismici è stata eseguita attraverso i dati dei pozzi: Piera-1, Santuzza-1, Nilde-1bis, Zibibbo-1 e Tazerka-1.

Figura 6 - Profilo sismico GE04-27 tarato e interpretato (prospetto Buttress)



Ciò ha permesso di identificare e successivamente interpretare, sia sul permesso G.R16.PU, sia sul limitrofo G.R15.PU, gli eventi sismici attribuiti a (fig. 6):

- Pliocene medio
- base Pliocene / top Miocene (Messiniano)
- Top formazione Birsia (Miocene medio)
- Formazione Ain Grab (Miocene medio)
- Miocene inferiore, Oligocene e Eocene
- Argille di El Haria (Paleocene)
- Formazione Abiod (Cretacico superiore)

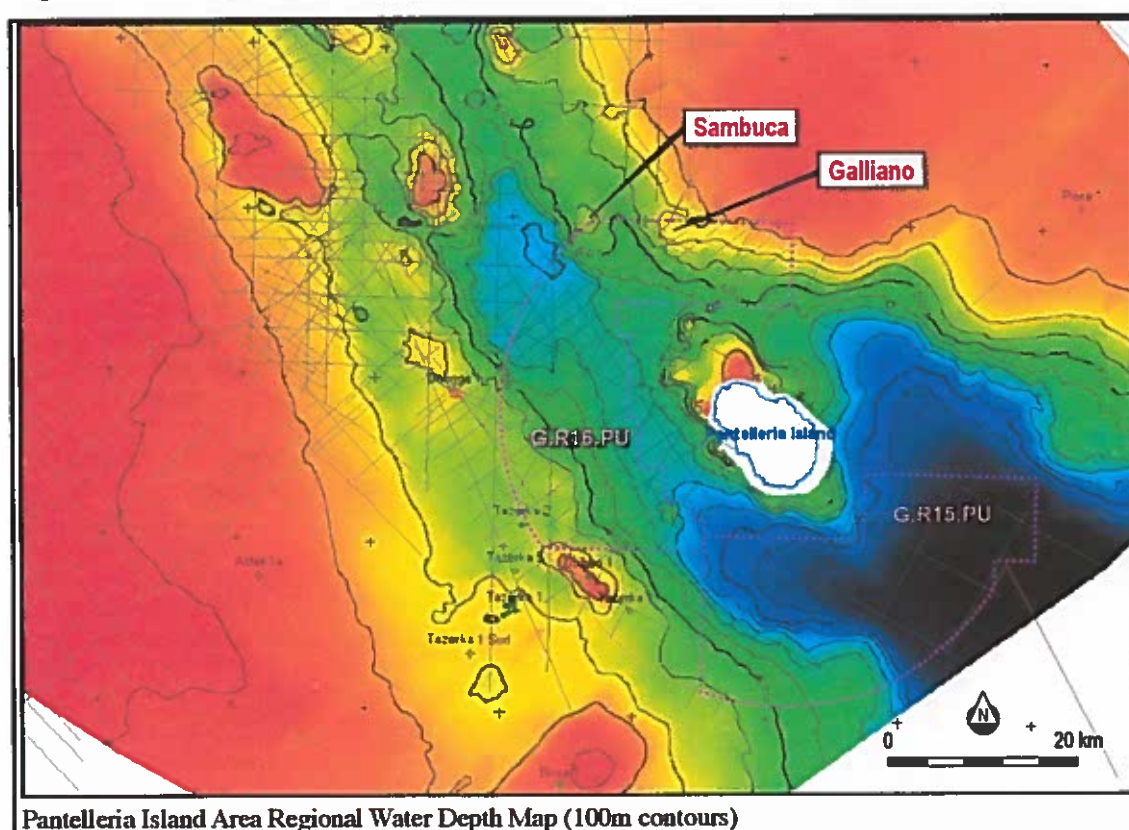


Profondità del fondo mare – Per ottenere una corretta conversione in profondità dei dati sismici è essenziale avere una accurata mappatura del fondo marino. Il primo lavoro è pertanto consistito nella realizzazione della mappa delle sue riflessioni. I dati rilevati e mappati (fig. 7) possono essere considerati attendibili in quanto si integrano bene, sia con quelli della campagna sismica effettuata da Agip 1982, sia con quelli di altri rilievi precedenti. Al contrario non si correlano con i dati del settore tunisino che presentano, molto probabilmente, problemi di posizionamento e di elaborazione.

Pliocene medio - Nel graben di Pantelleria è stato mappato un marker superficiale appartenente al Pliocene medio, per facilitare il riconoscimento dei singoli comparti strutturali che caratterizzano questa depressione tettonica.

Molte delle emissioni vulcaniche che caratterizzano gli affioramenti di Pantelleria e le riflessioni nella parte più superficiale delle sezioni sismiche sono posteriori all'orizzonte mappato che si può far risalire ad un evento databile a circa 3 milioni di anni fa.

Figura 7 – Isobate del fondo mare





Base Pliocene / top Miocene (Messiniano) – Questo intervallo è rappresentato, nell'area, da un pacco di riflessioni molto marcate associate alla discordanza del Pliocene e alle formazioni prevalentemente evaporitiche e più raramente calcaree del Messiniano.

Top della formazione Birsà (Miocene medio) – E' un evento sismico poco continuo, difficilmente identificabile sulle linee del rilievo 1982. E' pertanto stato mappato solo dove riconoscibile.

Formazione Ain Grab (Miocene Medio) – L'orizzonte sismico relativo a questa formazione è, senza dubbio, l'evento più diffuso e quindi più attendibile in tutta l'area in studio. Le caratteristiche di ampiezza del segnale e la sua estensione areale ne fanno uno dei pochi eventi correlabili, con una certa attendibilità, attraverso le faglie.

Miocene inferiore, Oligocene e Eocene - La serie oligo-miocenica, a causa della forte disconformità dell'Oligocene, si presenta spesso molto assottigliata o è del tutto assente come risulta da quanto rappresentato nelle colonne stratigrafiche (fig. 3).

Argille di El Haria (Paleocene) - Sono generalmente presenti su tutta la zona del permesso. Dal punto di vista sismico questa formazione non costituisce un evento rappresentativo, a causa delle numerose faglie che la interessano, ma può talvolta essere riconosciuta tra la formazione Ain Grab e la formazione Abiod.

Formazione Abiod (Cretacico superiore) – Questa formazione, del Maastrichtiano, corrisponde un evento sismico ben riconoscibile e rappresentativo dell'area, specialmente verso sud, dove la frequenza delle faglie diminuisce notevolmente. Assieme alla formazione Ain Grab, costituisce uno dei reservoir principali. Entrambe sono associate ai marker sismici più importanti dell'intero bacino e sono state raggiunti da tutti i pozzi perforati nell'area del permesso.

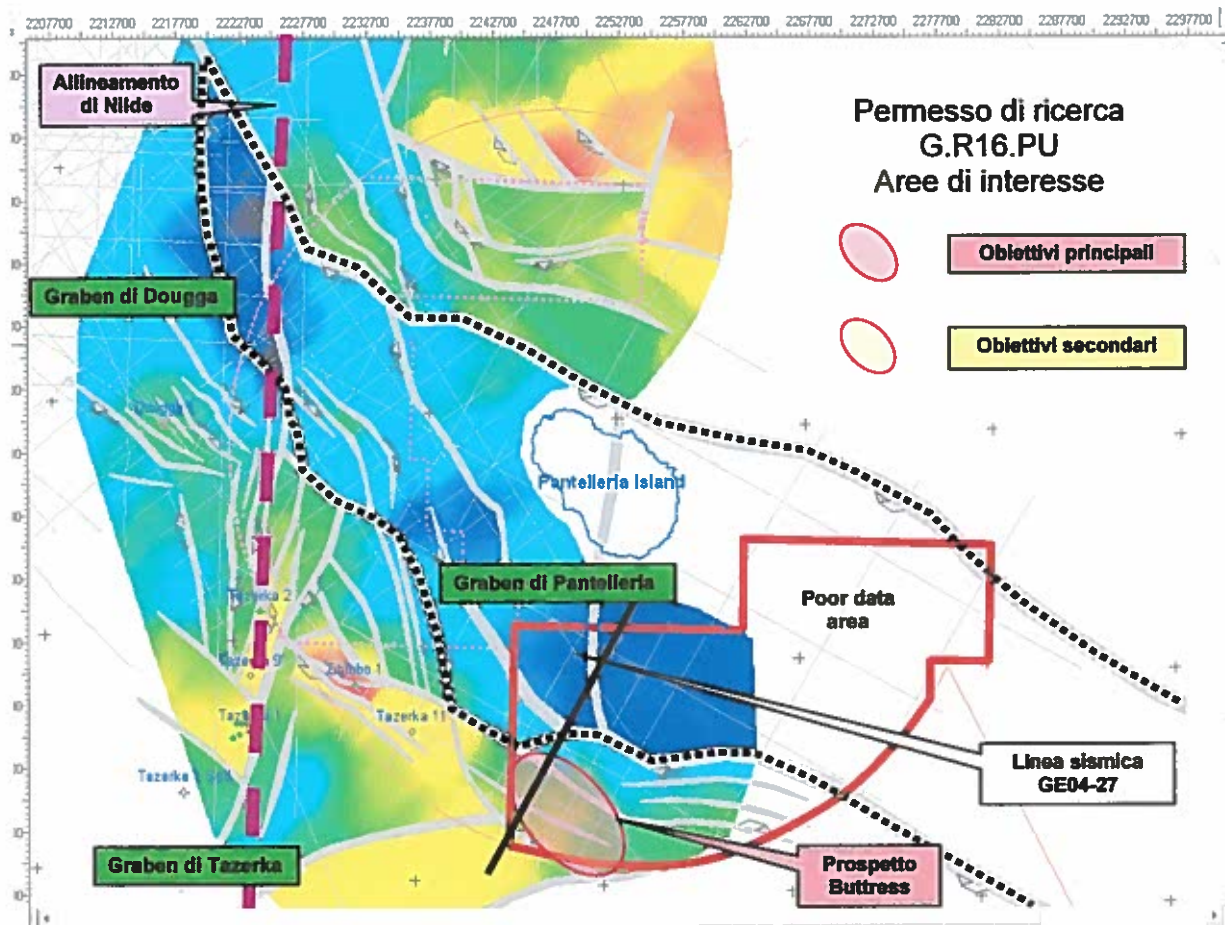


4 - VALUTAZIONE DEL POTENZIALE MINERARIO

Ad ovest del permesso G.R16.PU è stato riconosciuto un allineamento strutturale con andamento N-S della lunghezza di circa 200 km che si estende, da nord a sud, dal giacimento Nilde al giacimento ad olio di Halk El Menzel (HEM – fig. 8). L'allineamento è associato alla formazione dei tre graben di HEM, Tazerka e Dougga ed è anche direttamente coinvolto nella formazione degli accumuli di idrocarburi di Nilde, Dougga, Zibibbo, Tazerka e Birsia.

La campagna di acquisizione sismica registrata dalla scrivente nel 2004 ha interessato solamente la parte occidentale del permesso G.R16.PU (fig. 5). Ciò in quanto: la profondità dell'acqua superava i 1.200 nella porzione centro orientale del permesso; per i lead identificati a seguito dell'interpretazione del 2002 era stata accertata la mancanza di chiusura verso NO.

Figura 8 – Permesso G.R16.PU. Aree di interesse minerario



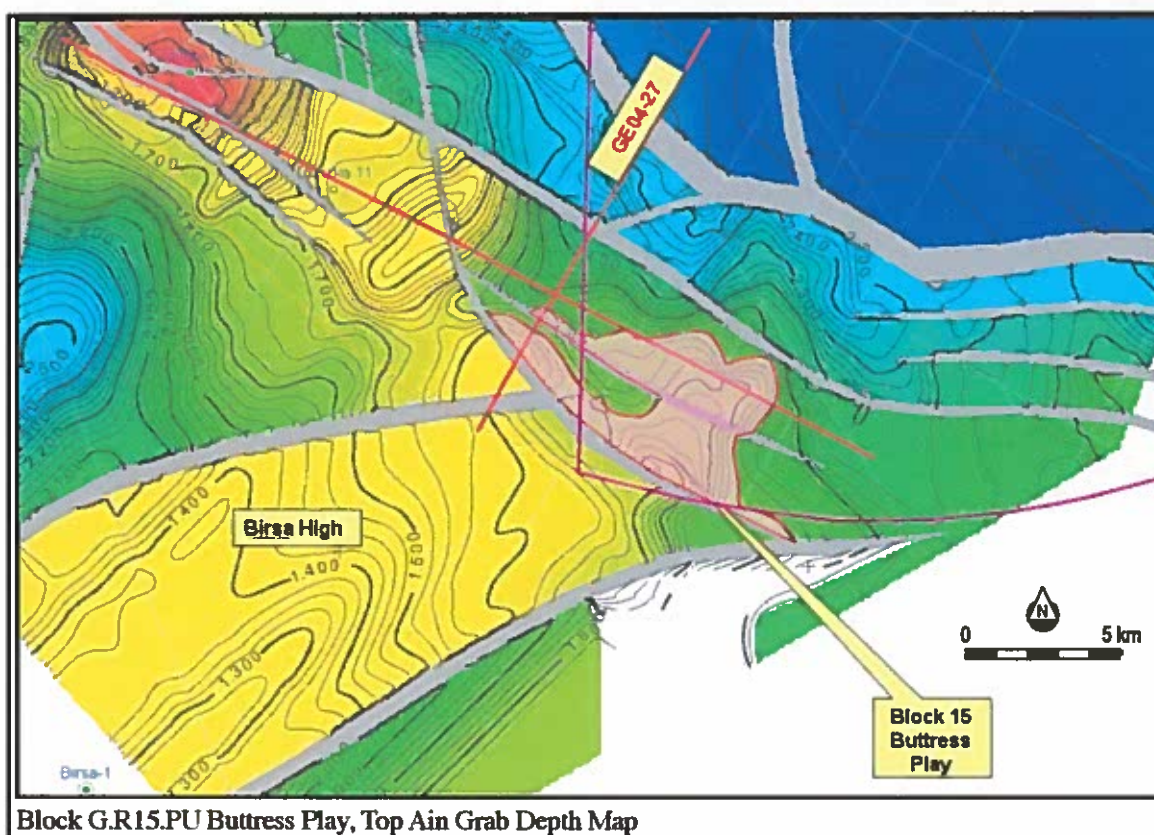


Nell'area del permesso G.R16.PU con l'interpretazione dei dati acquisiti con il rilievo 2D del 2004, è stata evidenziata una sola area di interesse minerario (fig. 8).

Prospetto Buttress - Nell'area del permesso G.R16.PU è stato identificato un solo alto strutturale al livello della formazione Ain Grab (Miocene medio), il prospetto Buttress (fig. 9). Esso è situato nella parte sud-occidentale del permesso dove è attraversato dalla linea sismica GE04-27 (fig. 6).

E' rappresentato da un insieme di blocchi tiltati, allungati in direzione NO-SE, fagliati sul loro fianco sud-occidentale ed immergenti verso NE. A livello della Formazione Ain Grab presenta una superficie chiusa di circa 30 km² e una chiusura verticale di circa 150 metri. La profondità del fondo marino in corrispondenza di questa struttura è mediamente compresa tra 500 e 600 metri.

Figura 9 – Tentativo di trasformazione in profondità del prospetto Buttress



5 - CONCLUSIONI



In conclusione, dunque, nel permesso G.R16.PU è stata identificata una sola zona di interesse minerario costituita dall'insieme di blocchi tiltati evidenziati nella porzione occidentale dell'area e denominato "Prospetto Buttress" (figg. 8 e 9). Per questa struttura è comunque necessaria una ulteriore conferma della sua chiusura che potrà essere ottenuta con l'acquisizione di un rilievo sismico di dettaglio ubicato ad hoc.

La valutazione del potenziale minerario e quindi delle riserve del prospetto sopra menzionato presenta un diverso grado di attendibilità in funzione:

- del grado di affidabilità dell'interpretazione sismica che dipende dalla qualità dei dati, non sempre tale da consentire una valutazione univoca;
- delle possibili alternative per quanto riguarda la valutazione degli altri elementi del sistema petrolifero quali:
 - l'efficienza della roccia di copertura e
 - l'età della genesi e della migrazione degli idrocarburi in rapporto all'età in cui le strutture si sono formate;
- della trasformazione in profondità della struttura in tempi a causa della difficoltà di ricostruire, nell'area, la distribuzione delle velocità al tetto dell'obiettivo minerario, fondamentale punto di partenza per calcolare il volume totale di roccia coinvolta nella struttura e potere procedere alla valutazione delle riserve in posto;
- dei parametri petrofisici che dovrebbero caratterizzare il serbatoio. Queste caratteristiche non sono sempre disponibili e, quando lo sono, la loro attendibilità non sempre è sicura, tanto che non è ancora possibile stabilire i loro campi di distribuzione, statisticamente validi, per potere fornire risultati soddisfacenti utilizzando il metodo Montecarlo.

Non essendo in grado di stabilire in modo appropriato la qualità del Prospetto Buttress e il volume delle sue riserve in quanto non ancora in possesso di tutti gli elementi di valutazione necessari, non si è in grado di effettuare una appropriata analisi del rischio esplorativo per il pozzo d'obbligo. Attualmente sono ancora in corso diversi approfondimenti degli aspetti geochimici, stratigrafici e geodinamici dell'area in cui detto prospetto ricade. Inoltre, come già detto, per confermare questa struttura è necessario acquisire nuovi dati sismici, programmando e registrando una prospezione di



dettaglio ubicata ad hoc.

Si prevede che nei prossimi mesi, a conclusione di tali studi, sarà possibile sciogliere i dubbi non risolti con l'interpretazione sismica in modo da stabilire le probabilità di successo per il pozzo esplorativo, parametro fondamentale per il calcolo della economicità del progetto e quindi per la sua eventuale perforazione. Soltanto allora potrà essere presa la decisione di perforare il pozzo d'obbligo. Al riguardo si ricorda che la delibera 5939/VIA/A del 03.06.2002 del Ministero dell'Ambiente prevede per l'attività di perforazione del pozzo esplorativo l'esclusione dall'assoggettamento alla procedura di VIA, di cui all'art. 6 della legge 349/1986, fatta salva l'osservanza delle prescrizioni e condizioni previste dalla delibera stessa.

Roma, 03 MAG. 2007

Grove Energy Ltd

Werter Paltrinieri