



Grove Energy Ltd.

Canale di Sicilia - Zona G

Permesso di ricerca G.R16.PU

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

Novembre 2007



INDICE

1 – SITUAZIONE LEGALE DEL TITOLO	pag. 3
2 – INQUADRAMENTO GEOLOGICO	pag. 4
2.1 Generalità	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	
5.1 Investimenti effettuati	
5.2 Sintesi dei risultati	
5.3 Decisioni	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 Buttress

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
Istanza di proroga obbligo perforazione	:	03.05.2007 (fino al 31.12.2007)
Scadenza 1° periodo di vigenza	:	11.11.2008

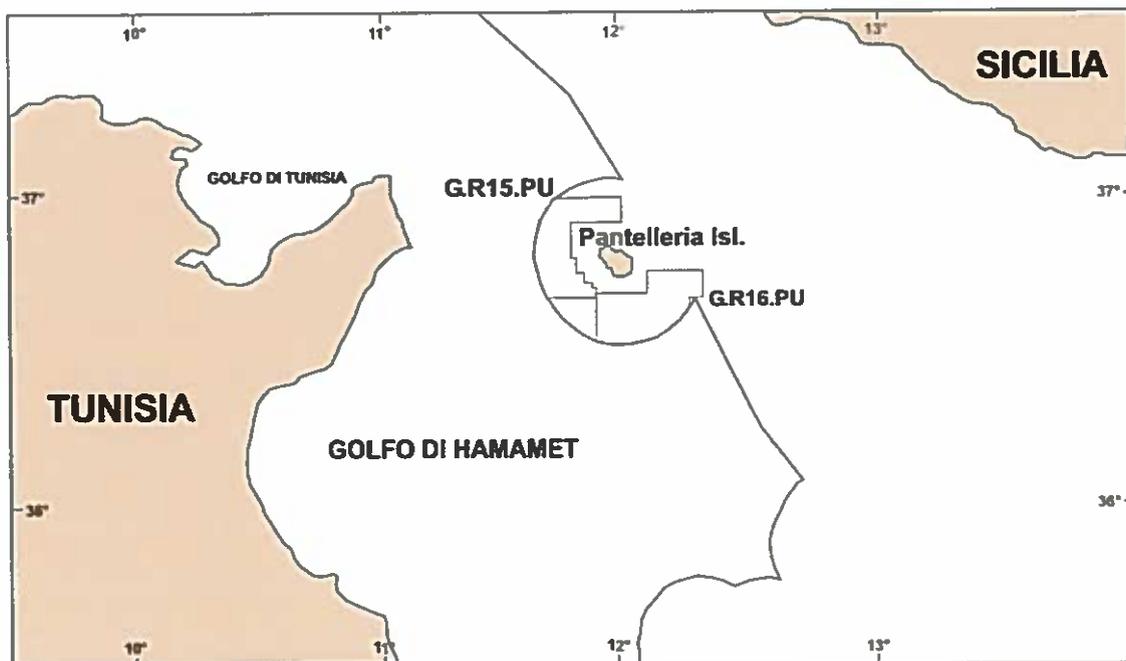


Figura 1 – Ubicazione del permesso G.R16.PU



2 - GEOLOGIA E OBIETTIVI MINERARI

2.1 Generalità

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 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).

2.2 Successione petrolifera (fig. 2)

Roccia madre. E' rappresentata dai calcari e dalle argille della formazione *Fahdene* (Albiano) e dai calcari della formazione *Bou Dabous* (Eocene). La prima formazione costituisce la source rock più importante nella zona avendo generato l'olio rinvenuto nel vicino campo di Tazerka, in acque tunisine e, molto probabilmente, l'olio del pozzo Zibibbo-1.

Serbatoi. Risultano 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), i calcari fratturati della



formazione *Bou Dabous* (calcari Eocene inferiore) le dolomie e calcari dolomitici della formazione *Halk El Menzel* (Eocene medio).

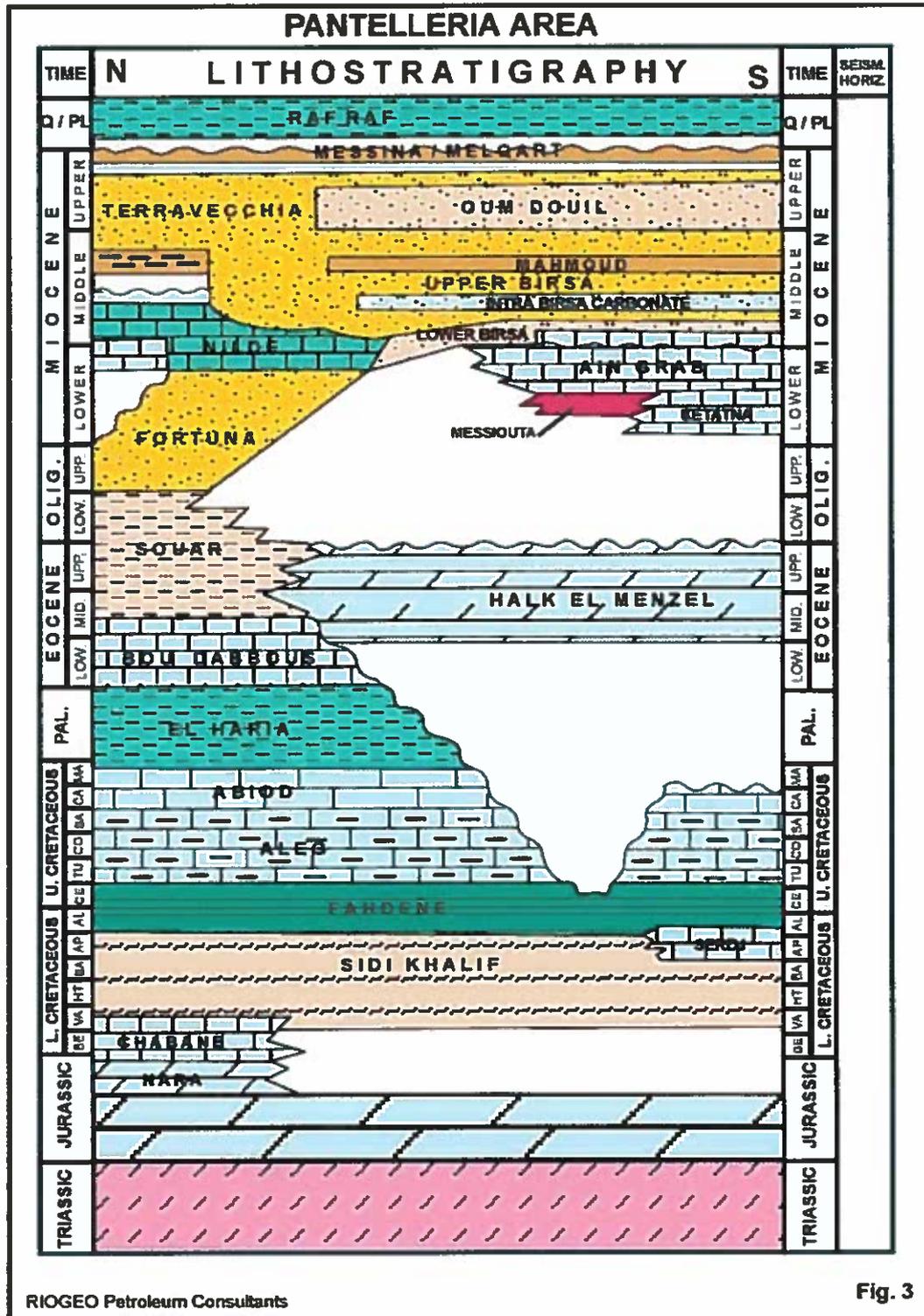


Figura 2 – Stratigrafia schematica



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. 2).

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.

2.4 Obiettivi della ricerca

Gli obiettivi principali della ricerca nel permesso G.R16.PU sono costituiti dalla esplorazione delle seguenti 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** (calcarei 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** (calcarei 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).



DIC. 2007

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.

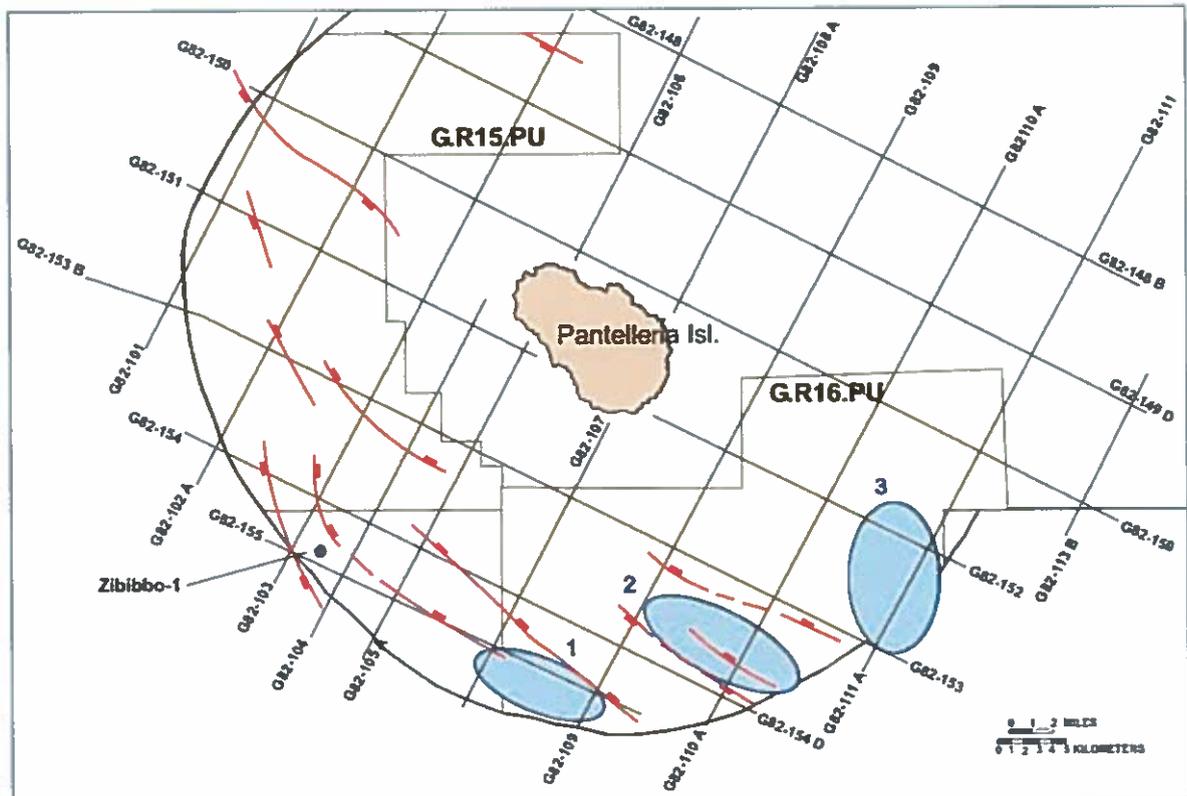


Figura 3 – Mappa dei lead

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 85,47 km di profili (code comprese), 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, elencate in, in tabella 1, la cui ubicazione è rappresentata in figura 4.

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.

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

Tabella 1 – Elenco linee

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, mostrando un netto miglioramento dei dati 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.

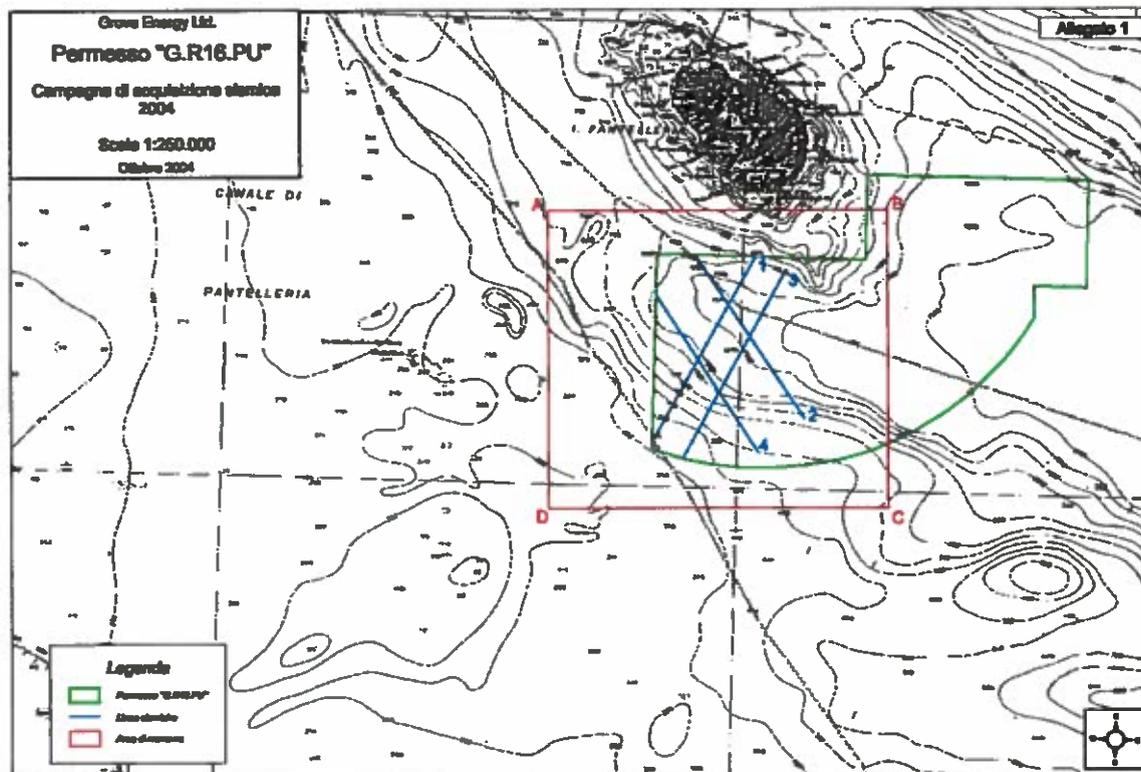


Figura 4 – Ubicazione delle linee sismiche (acquisizione 2004)

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. Ciò, oltre alla ricostruzione del fondo marino, 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. 5):

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

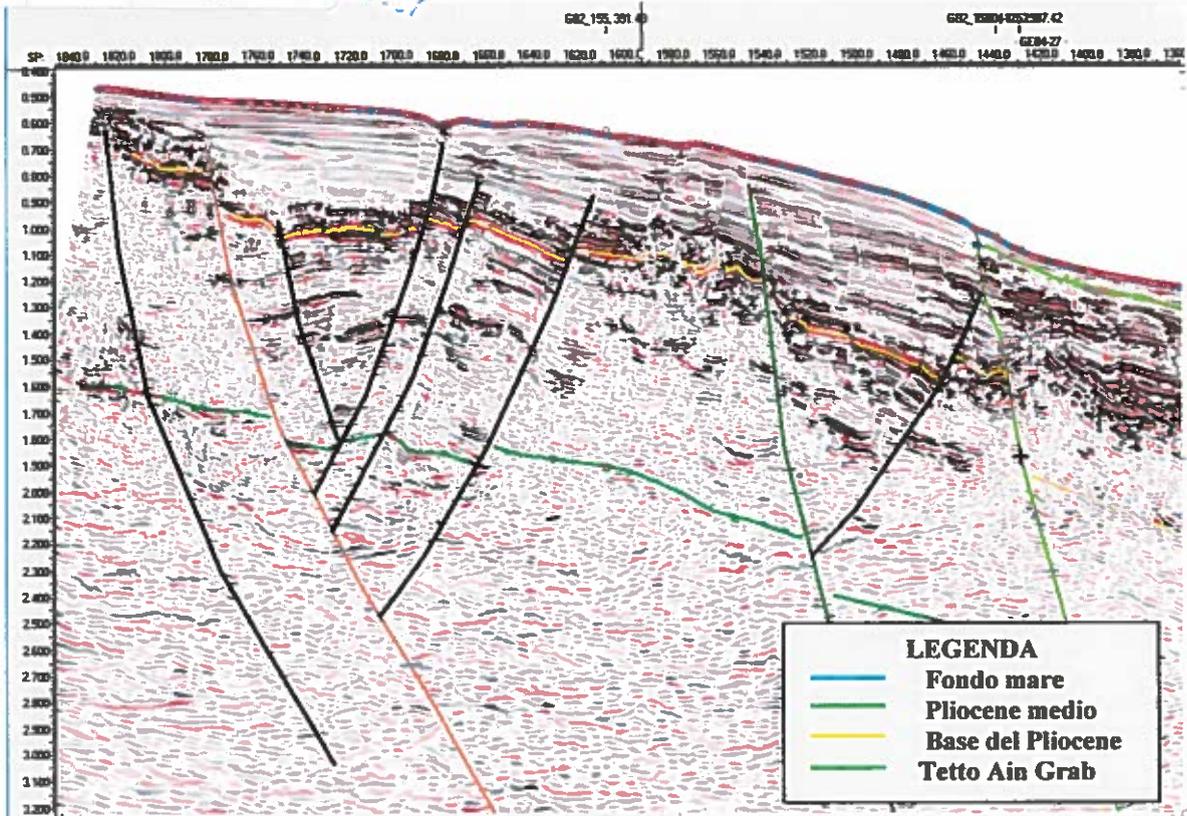


Figura 5 - Profilo sismico GE04-27 tarato e interpretato (prospetto Buttress)

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. 6) 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.

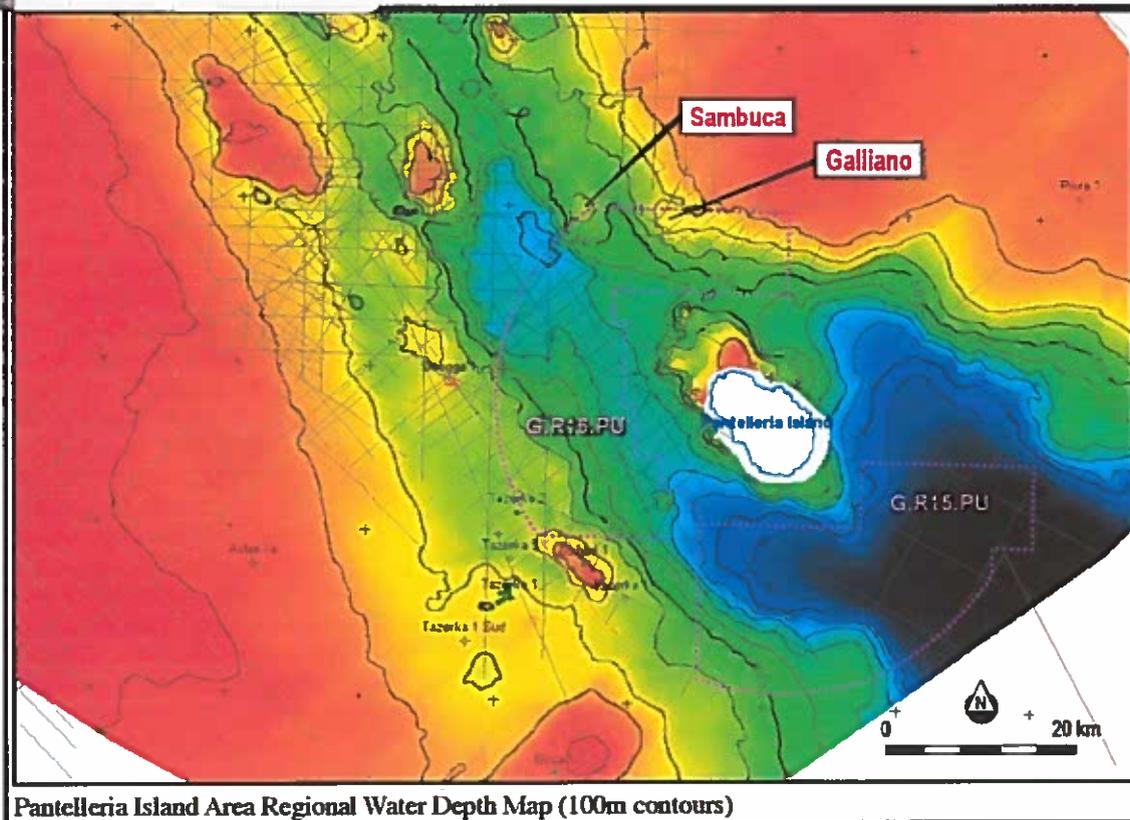


Figura 6 – Isobate del fondo mare

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 Birsia (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 dal giacimento Nilde al giacimento ad olio di Halk El Menzel (HEM). L'allineamento di Nilde 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 Birsa.

La campagna di acquisizione sismica registrata dalla scrivente nel 2004 ha interessato solamente la parte occidentale del permesso G.R16.PU (fig. 3). Ciò in quanto:

- la profondità dell'acqua superava i 1.200 nella parte centro orientale del permesso;
- per i lead identificati a seguito dell'interpretazione del 2002 era stata accertata la mancanza di chiusura verso NO.

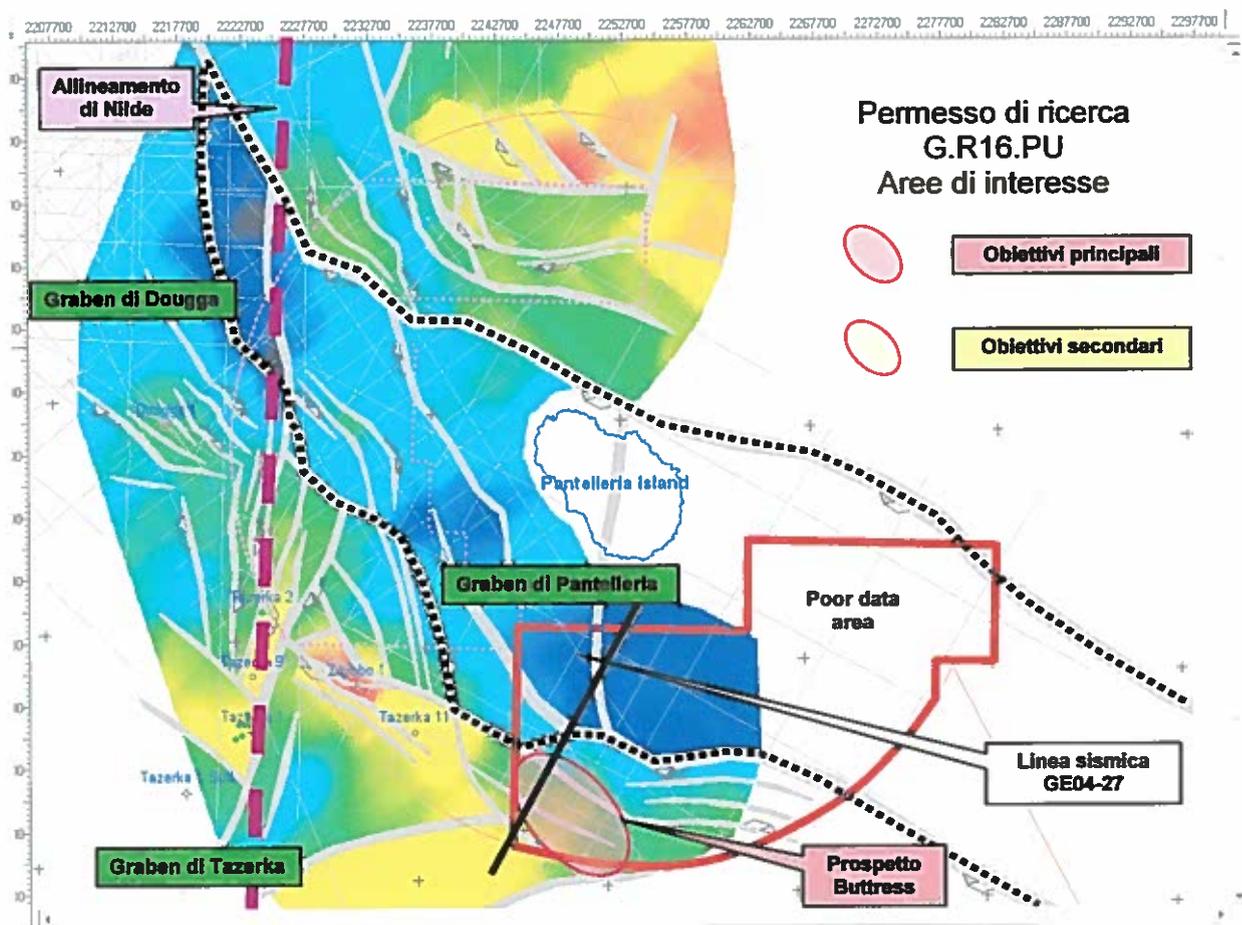


Figura 7 – Permesso G.R16.PU. Aree di interesse minerario



J.C. 2007

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. 7).

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. 8). 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.

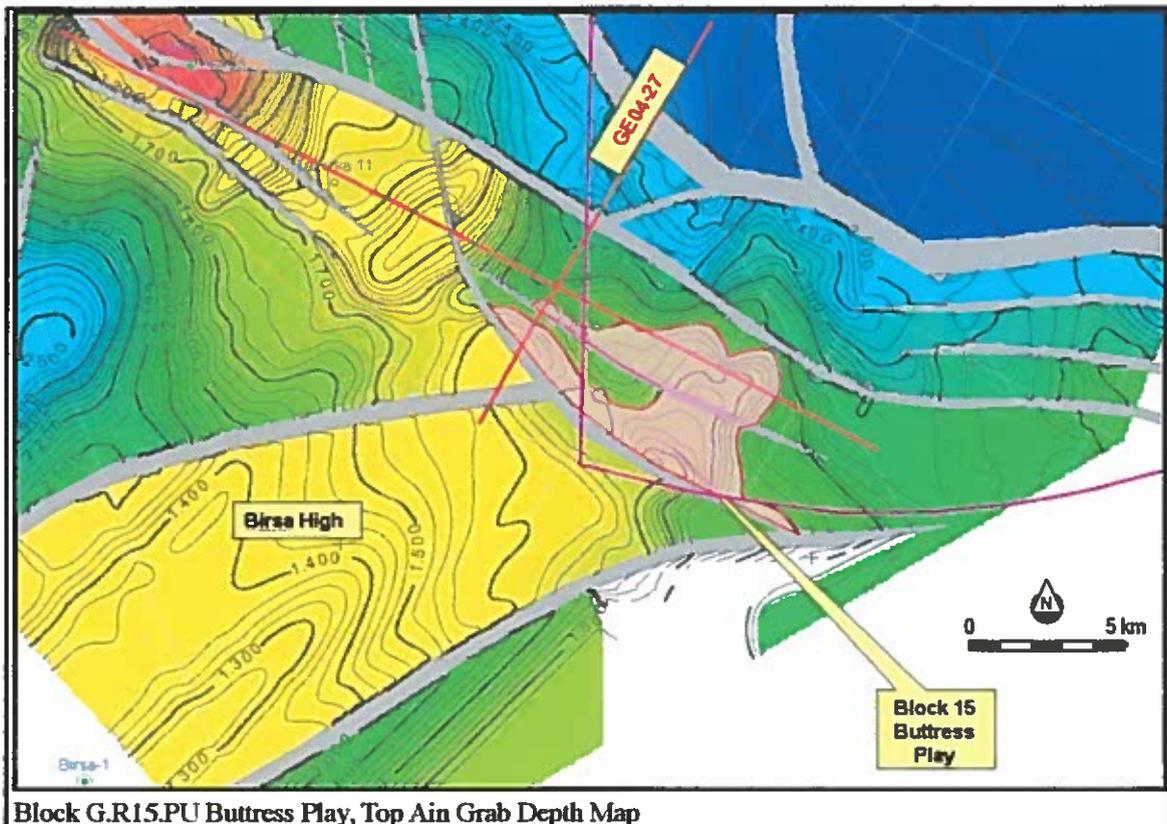


Figura 8 – Tentativo di trasformazione in profondità del prospetto Buttress



Nell'area del permesso G.R16.PU è dunque stato interpretato un solo lead al tetto delle formazioni Ain Grab, nella parte sud-orientale del permesso. A prescindere dalla incertezza relativa ai parametri petrofisici dei serbatoi, il rischio maggiore per la struttura evidenziata è costituito dalla possibile permeabilità delle faglie dirette che interessano il suo fianco nord-orientale, la cui chiusura mostra comunque alcune incertezze. Ignorando i problemi relativi alla chiusura e considerando le faglie non impermeabili, la superficie chiusa del prospetto Buttress si ridurrebbe a meno della metà, passando dai circa 30 km² nel caso di faglie impermeabili, a poco meno di 15 km². Anche la chiusura verticale del prospetto in questione si ridurrebbe sensibilmente, passando da 150 a 100 metri, con una significativa diminuzione del volume lordo di roccia e quindi delle possibili riserve in posto.

Per cercare di ridurre il rischio relativo alla possibile permeabilità delle faglie era stato programmato un rilievo sismico di dettaglio, ad alta definizione, di circa 70 km da effettuare congiuntamente con il rilievo previsto sul permesso G.R15.PU, ma la mancanza nel Mediterraneo di navi adatte allo scopo ne ha impedito la registrazione, prevista alla fine del periodo estivo 2007, in accordo con le prescrizioni del DM di conferimento del permesso.



distribuzione, statisticamente validi, per potere fornire risultati soddisfacenti utilizzando il metodo Montecarlo.

5.3 Decisioni conclusive

Stante le condizioni esposte al paragrafo precedente il calcolo delle riserve è un mero esercizio speculativo in quanto l'attendibilità dei dati utilizzabili è del tutto aleatoria. Non avendo potuto calcolare in modo adeguato le riserve e di conseguenza l'economicità del prospetto Buttress, si è giunti alla decisione di rinunciare al permesso nonostante i consistenti investimenti effettuati, pari a 219.000 €.

Roma, 07 DIC. 2007

Werter Paltrinieri

Werter Paltrinieri