



**Northern Petroleum (UK) Ltd**

**Permesso "C.R.147NP"**

**Relazione Tecnica allegata all'Istanza di Rinuncia**



## 1. Informazioni generali

### *Ubicazione Geografica*

Il Permesso di ricerca per idrocarburi liquidi e gassosi denominato "C.R147.NP" e' situato nel Canale di Sicilia nei pressi dell'Isola di Pantelleria, adiacente al confine con le acque territoriali Tunisine, e si estende principalmente all'interno della Zona C ma in parte anche in Zona G. Tale permesso ha una estensione di 637.18 km<sup>2</sup> (Figura 1)

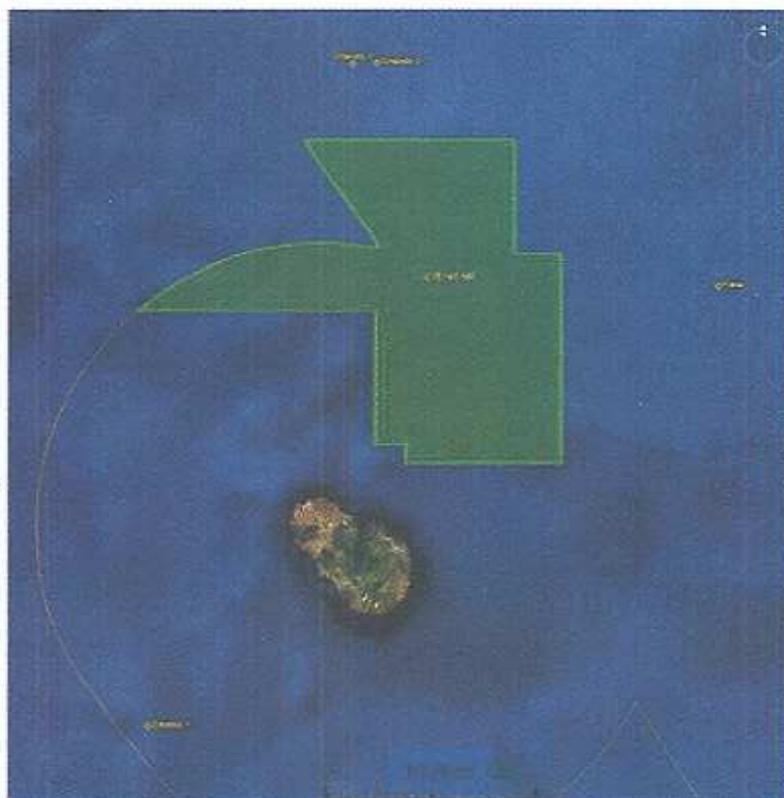


Figura 1 - Mappa del Permesso C.R147.NP

### **Situazione legale del permesso**

**Data di Conferimento:** 30 Settembre 2004

**Titolare:** Northern Petroleum (UK) Ltd. 100%

**Area:** 637.18 km<sup>2</sup>

**Termine Perforazione Pozzo Esplorativo:** 30 Giugno 2010

**Scadenza Definitiva del Permesso:** 30 Settembre 2010

**Situazione Attuale del permesso:** il permesso e' stato temporaneamente sospeso in attesa di un adeguato impianto di perforazione. La richiesta di temporanea sospensione del decorso temporale del permesso e' stata inoltrata in data 24 Maggio 2010 ed approvata con decreto ministeriale in data 27 Luglio 2010.

**Ufficio di competenza:** UNMIG Napoli Divisione IV

## **2. Inquadramento Geologico**

Il sistema petrolifero del permesso CR147 e' riferibile ai termini della piattaforma carbonatica Siculo-Tunisina (Di Stefano et al., 1996) caratterizzata da unita' deposte lungo il margine continentale africano tra il Triassico superiore ed il Terziario. La piattaforma carbonatica Siculo Tunisina si estende nell'offshore sud occidentale della Sicilia e comprende numerose rocce serbatoio di tipo "tunisino" con nomenclatura mista tra Italia e Tunisia (Figura 2) la cui efficacia e qualita' e' stata confermata dai numerosi campi ad olio e gas nell'offshore della Tunisia Settentrionale.

Il Miocene sembra fornire la maggioranza delle rocce serbatoio; queste includono le formazioni Ain Grab e Fortuna rinvenute in numerosi pozzi nell'offshore della Sicilia occidentale (Nilde, Nora Nord, etc.) e nell'offshore Tunisino, ed i livelli sabbiosi della formazione Birsa identificati nei pozzi dell'offshore Tunisino in prossimita' del Graben di Pantelleria (Tazerka, Birsa, Oudna). Ricostruzioni paleogeografiche suggeriscono che tali rocce serbatoio possano estendersi anche nell'area del permesso CR147.

Il pozzo Orlando-1 (Figura 3) situato in prossimita' del permesso CR147, conferma l'esistenza di rocce serbatoio di buona qualita' in questa area.

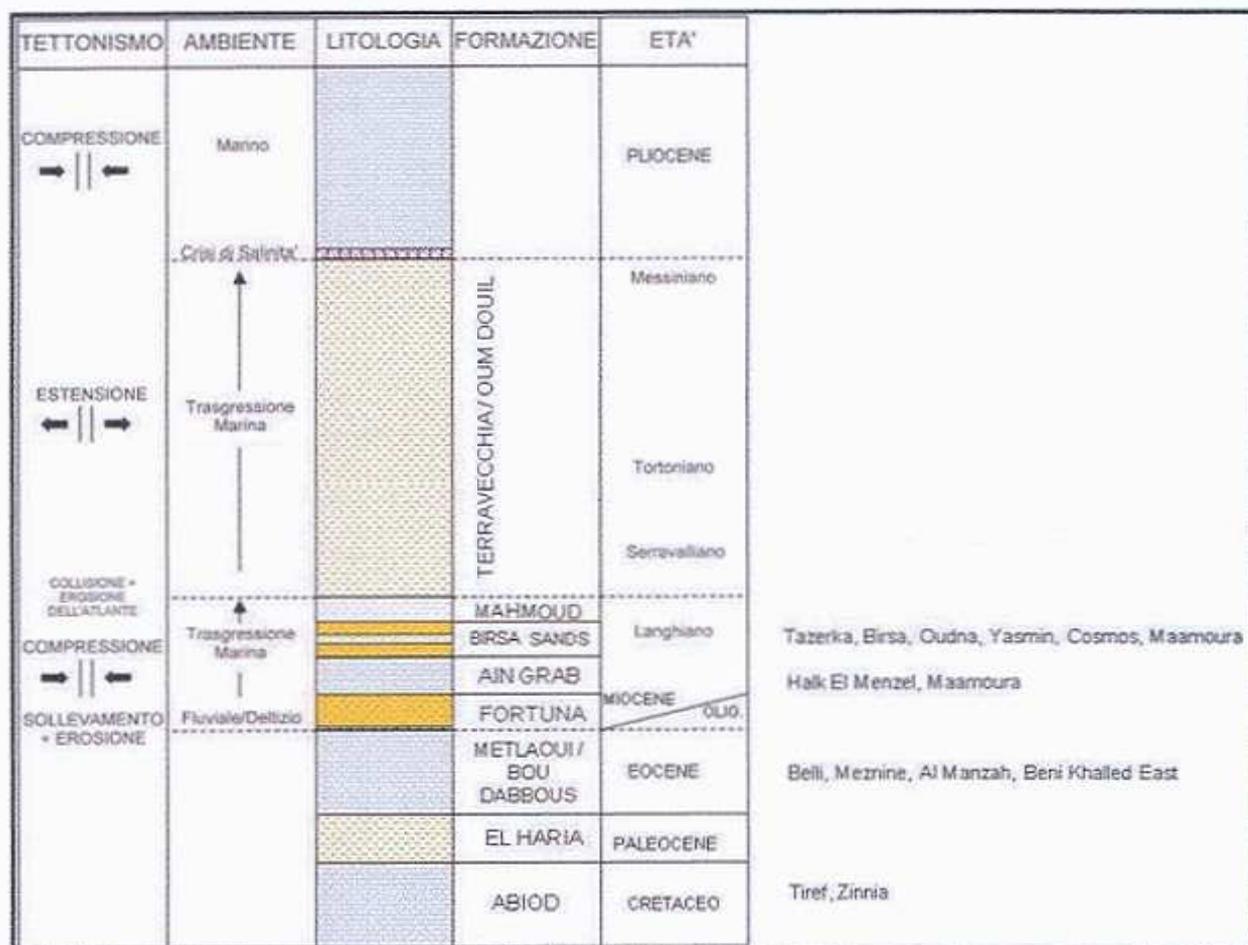


Figura 2 – Schema stratigrafico dell'area

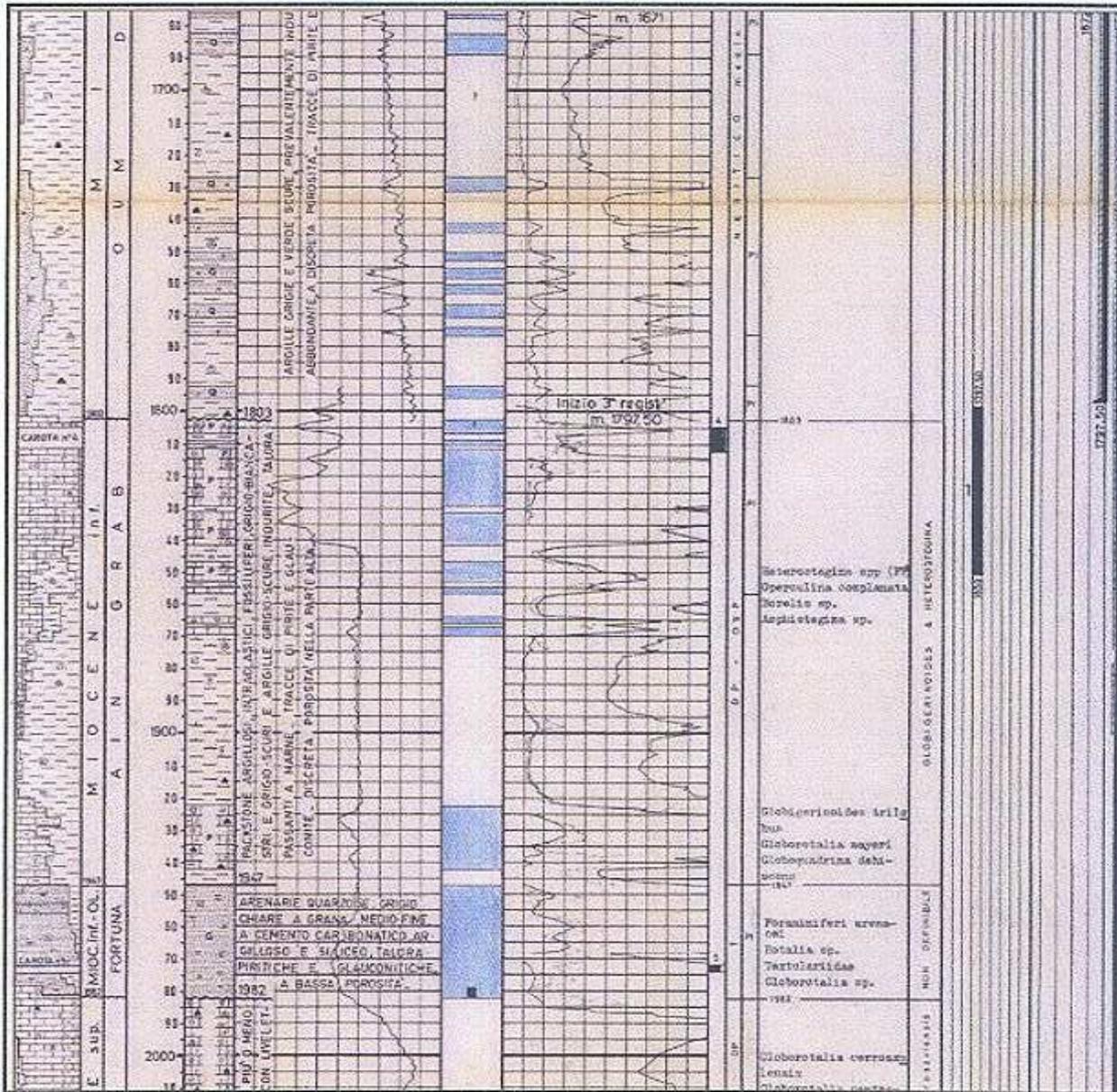
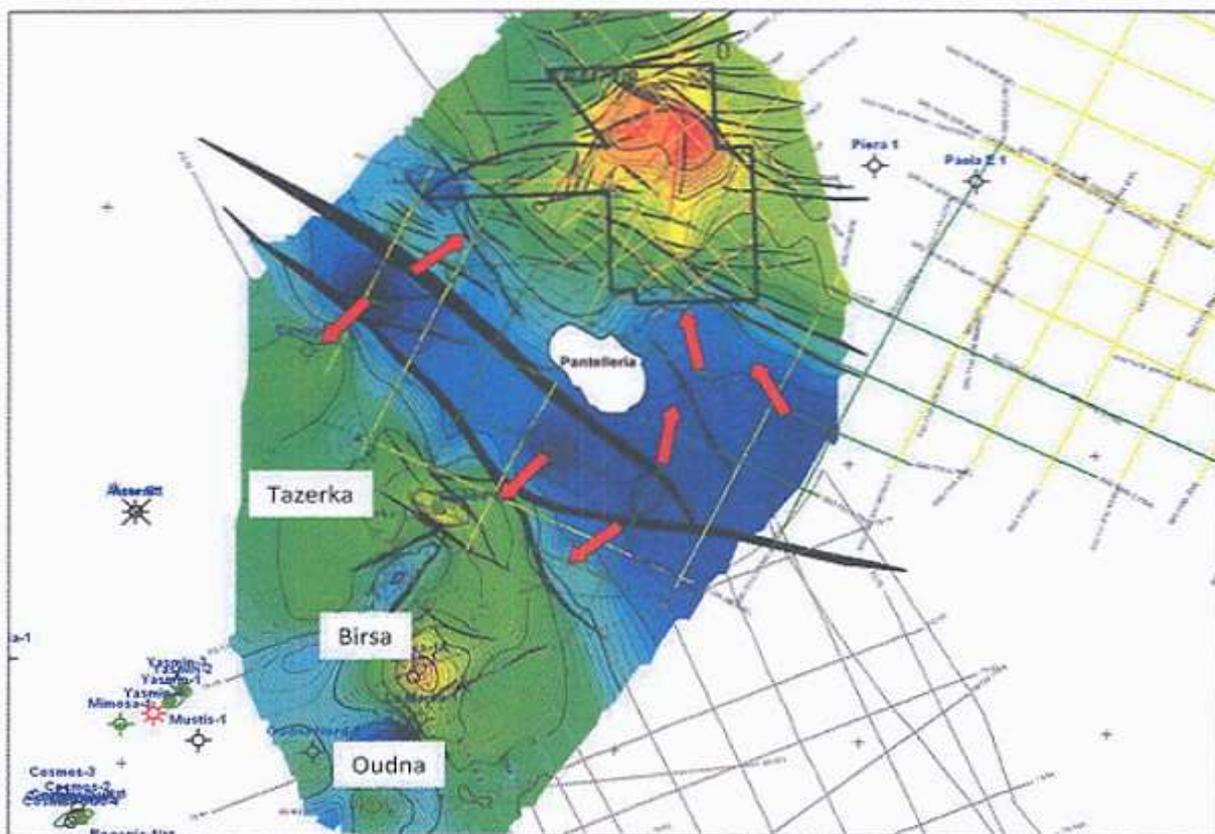


Figura 3 - Pozzo Orlando 1-Stralcio dal composite Log

Per quanto riguarda le rocce madri si ritiene che le formazioni Bahloul (Cenomaniano-Turoniano), Bou Dabbous (Eocene) and Fadhene (Aptiano-Albiano) possano essere presenti nell'area in condizioni favorevoli per la generazione di idrocarburi in quantità commerciali, come testimoniato dalla presenza di numerosi campi ad olio nel vicino offshore tunisino. I campi ivi presenti, nonostante la scarsa profondità e la recentissima età delle trappole (che hanno spesso espressione a fondo mare) sono caratterizzati da una ottima qualità degli idrocarburi intrappolati (campo di Tazerka, Figura 4, reservoir Birsa a meno di 1300 m di profondità, olio 31 API; campo di Oudna, reservoir Birsa a

circa 1600 m di profondita', olio 41 API; campo di Birsa, reservoir Birsa a soli 850 m di profondita', olio 30 API).



**Figura 4 - Percorsi di migrazione degli idrocarburi, ubicazione dei principali campi ad olio in Tunisia in prossimita' del permesso CR147.**

Si ritiene che la migrazione degli idrocarburi nell'area sia avvenuta nel Plio-Pleistocene concomitante con lo sviluppo del Graben di Pantelleria, come confermato dall'eta' molto recente delle strutture contenenti idrocarburi nell'offshore Tunisino.

Si ritiene che la formazione Terravecchia (Oum Douil nella nomenclatura Tunisina, Figura 2) sia in grado di assicurare un'ottima copertura alle rocce serbatoio mioceniche dell'area, come confermato dalle scoperte di idrocarburi nell'area della piattaforma carbonatica Siculo Tunisina in tutta la zona di avanfossa-avampaese della catena Maghrebide. Tale formazione include marne e argille con spessori nell'ordine di diversi centinaia di metri derivante dal disfacimento delle coltri alloctone della catena Maghrebide durante il Miocene Superiore.

### 3. Stato della ricerca e Valutazione Mineraria

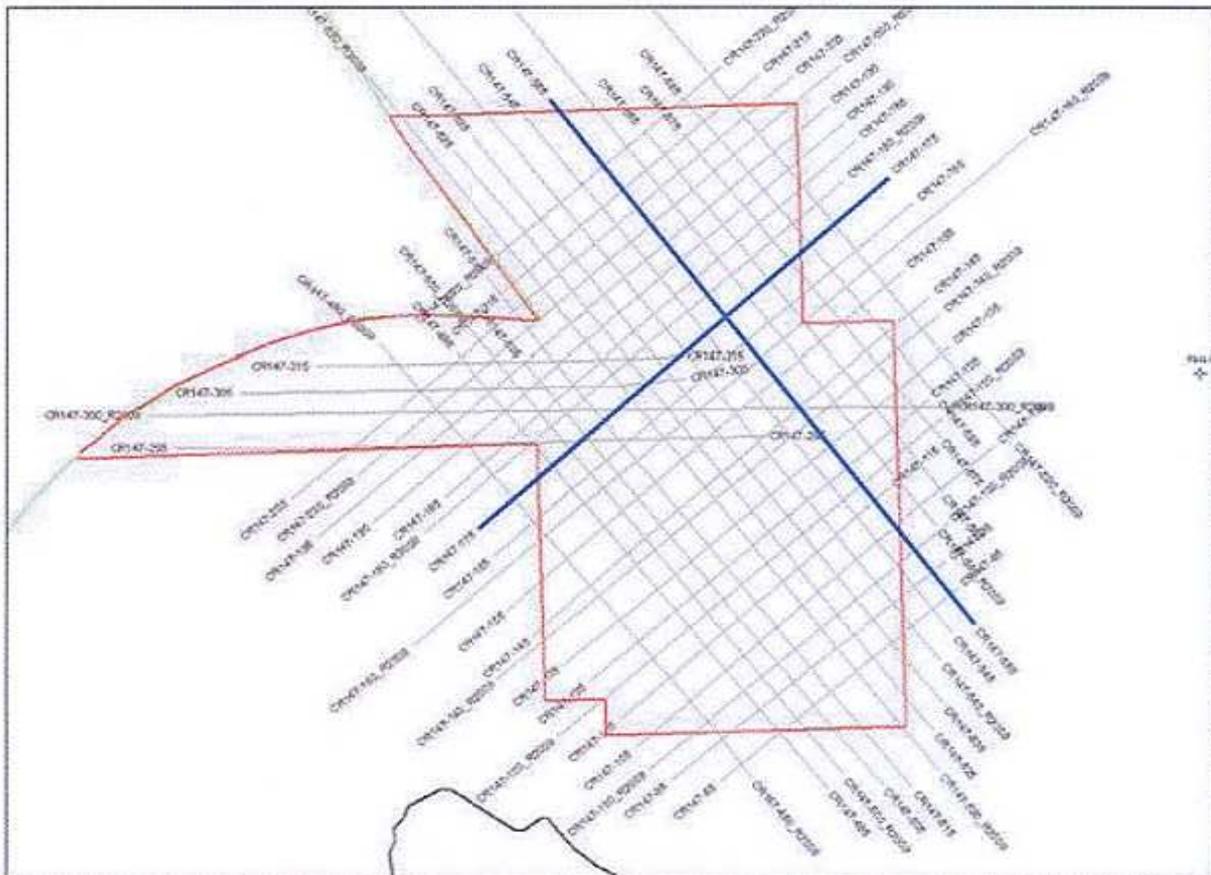
#### *Attività svolte e database sismico*

Una campagna di acquisizione di dati sismici 2D è stata effettuata dalla Northern Petroleum durante il 2006. Questi dati hanno permesso una prima mappatura in profondità della unconformity del Miocene Medio ed una delineazione dei possibili prospect. Al fine di ottenere una più accurata delineazione dei prospect, una nuova campagna di acquisizione 2D è stata effettuata sul permesso durante il 2009.

I nuovi dati sono stati interpretati a partire dal mese di Agosto 2009, mentre il risultato della rielaborazione dei dati acquisiti precedentemente nel 2006 si è reso disponibile nel mese di Novembre 2009. L'interpretazione integrata del nuovo dataset si è conclusa nel mese di Febbraio 2010. Il rilievo ha dato alla Northern Petroleum anche l'opportunità di effettuare il rilievo gravimetrico e magnetometrico, che nel 2006 non era stato possibile eseguire a causa di un guasto alle apparecchiature di acquisizione. Tali dati sono stati elaborati ed analizzati da un contrattista esterno, che ha costruito un modello sulla base della interpretazione dei dati sismici effettuata dalla Northern Petroleum.

A causa dei continui miglioramenti negli algoritmi di elaborazione dei dati sismici, è stata presa la decisione di riprocessare i dati acquisiti nel 2006 con la stessa sequenza di elaborazione dei dati del 2009, in maniera da ottenere un database omogeneo di buona qualità.

L'unione del nuovo rilievo con la rielaborazione del rilievo precedente vengono a costituire un reticolo sufficientemente fitto e di qualità sufficiente a permettere una precisa delineazione dei prospect presenti sul permesso (Figura 5). In particolare la considerevole riduzione sia del rumore di fondo che dell'energia derivante dalle riflessioni multiple ha permesso una migliore definizione delle riflessioni primarie che a sua volta ha portato ad una interpretazione più affidabile.



**Figura 5 – Reticolo sismico aggiornato al Maggio 2010. Le linee blu si riferiscono alle sezioni mostrate in Figura 9 e Figura 10**

### ***Interpretazione sismica e temi individuati***

L'interpretazione sismica si e' concentrata sugli orizzonti caratterizzati da buona continuita' sismica (Figura 6) oltre che sulla sommita' delle intrusioni vulcaniche, che sono la caratteristica piu' evidente del permesso.

I prospect mappati si riferiscono a livelli diversi e sono per lo piu' legati a trappole di tipo stratigrafico o misto. In particolare nel prospect Elettra la trappola e' di tipo stratigrafico (Figura 7), mentre i prospect di Atlas, Antares e West Arcturus fanno affidamento a chiusure per faglia o contro corpi vulcanici. Nel caso dei prospect Altair e East Arcturus la trappola e' rappresentata da biocostruzioni carbonatiche mioceniche sviluppatesi sulla sommita' di intrusioni vulcaniche.

Alcuni dei prospect originariamente mappati dopo l'acquisizione sismica del 2006 sono stati ridimensionati od eliminati, mentre altri sono stati confermati ed ampliati.

Gli approfonditi studi geologici e geofisici effettuati negli ultimi anni dalla Northern Petroleum su questo permesso e sul suo sistema petrolifero fanno ritenere che i principali percorsi di migrazione degli idrocarburi siano avvenuti dal graben di Pantelleria, dove le rocce madri presenti nella serie stratigrafica hanno subito un notevole approfondimento e copertura che hanno verosimilmente favorito la maturazione e l'espulsione verso l'alto e i fianchi, ponendo le strutture di Altair ed Antares in prima fila ed in posizione chiaramente favorevole (Figura 4, Figura 8). In questi ultimi prospect il principale rischio è legato sia all'isolamento idraulico delle faglie che alla presenza dei reservoir ipotizzati.

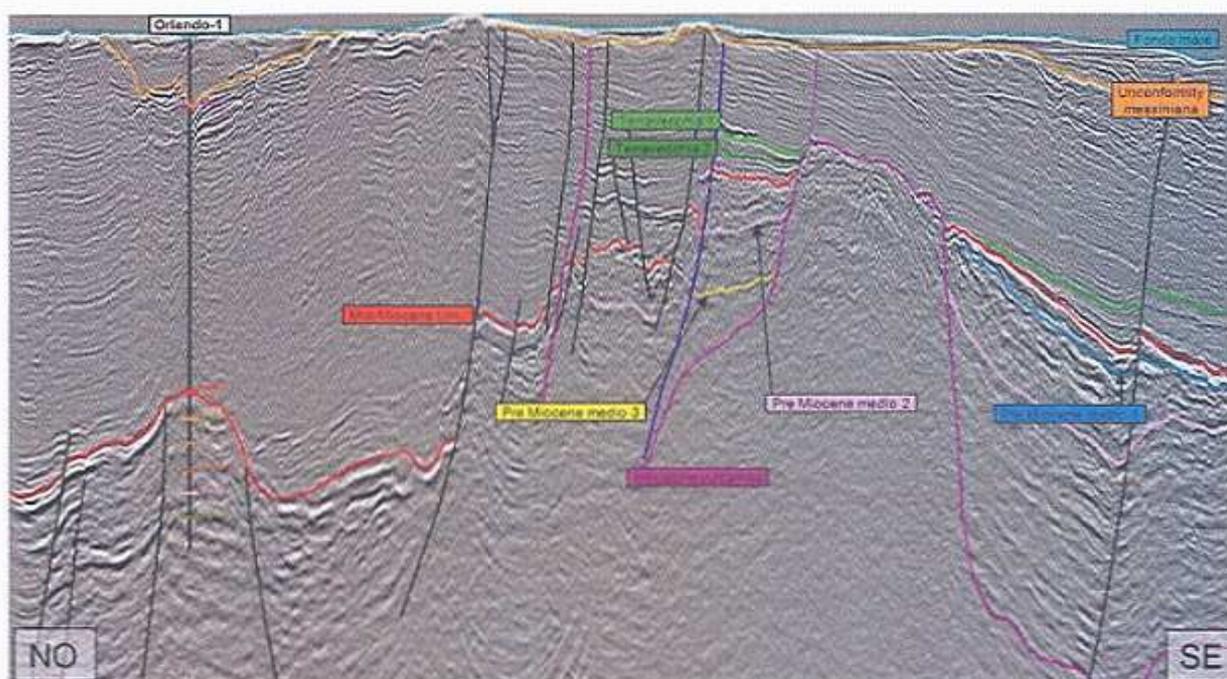


Figura 6 - Linea 560 (calibrazione con Orlando 1) – Orizzonti interpretati

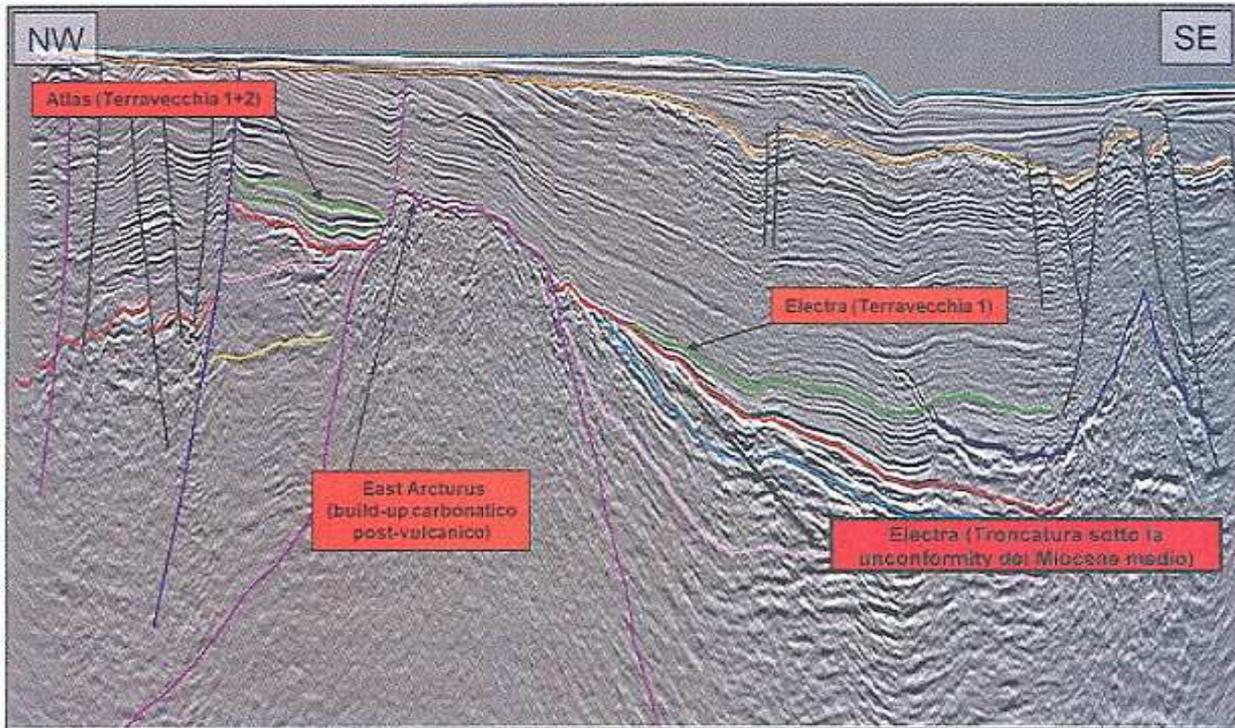


Figura 7 – Linea 555- Esempio di trappola stratigrafica nel prospect Electra.

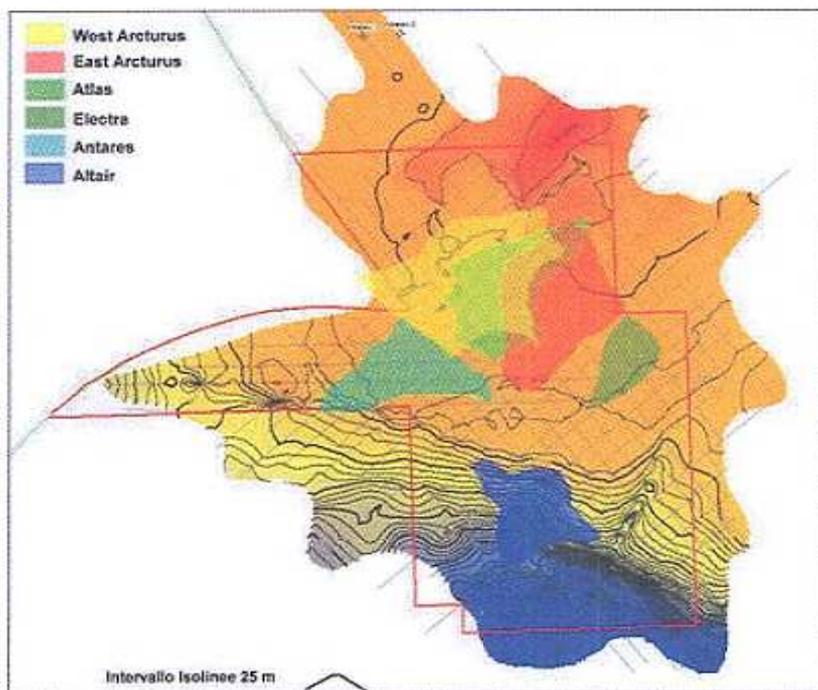


Figura 8 – Mappa batimetrica con localizzazione dei prospect individuati



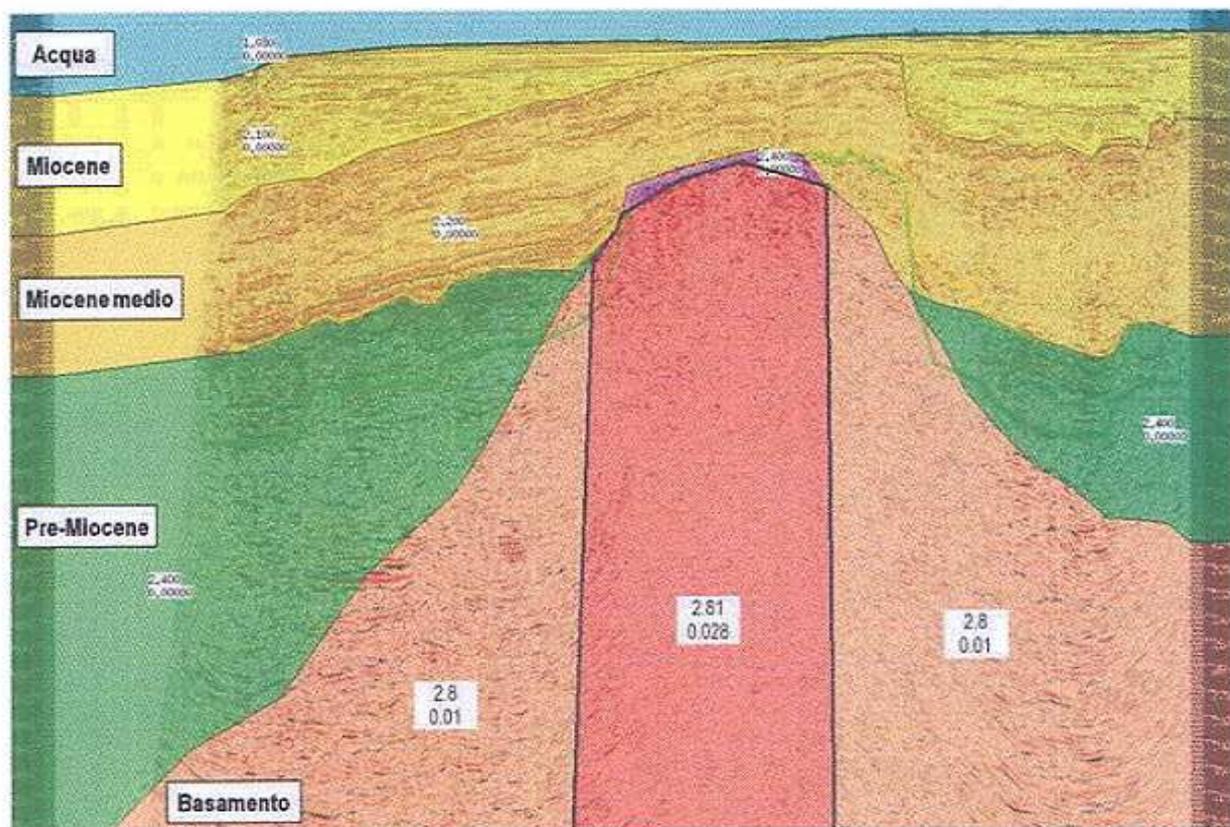


Figura 10 – Modello magneto-gravimetrico sovrainposto sulla linea sismica 175 evidenziata in Figura 5

#### 4. Valutazione Mineraria e Motivazioni Riconducibili all'Istanza di Rinuncia del permesso CR147

A seguito di studi geologici e geofisici di dettaglio la Northern Petroleum ha identificato buona prospettiva sia per olio che per gas all'interno del permesso. La prospettiva dell'area e' stata anche recentemente confermata dalla scoperta di idrocarburi al pozzo Lambuka-1 situato in proximita' del permesso CR147 nel settore tunisino. Tuttavia altri fattori, di natura non tecnica, hanno influito sulla nostra decisione di procedere all'istanza di rinuncia di codesto permesso. Questi includono:

La Northern Petroleum intendeva effettuare una perforazione nel prospect di Altair, nella porzione meridionale del permesso, ritenendo, come precedentemente specificato, di avere maggiori probabilita' di successo in questa zona. A causa delle elevate profondita' marine che richiedevano particolari impianti di perforazione difficilmente reperibili, venne richiesta in data 24/05/2010 la temporanea sospensione del decorso temporale del permesso, in attesa di un idoneo impianto. Tuttavia a seguito

del nuovo decreto legge DL 128/2010 che proibisce qualsiasi attività di esplorazione e produzione di idrocarburi liquidi e gassosi all'interno di 12 miglia da aree protette marine o costiere, la possibilità della perforazione del prospect Altair veniva verosimilmente compromessa a causa della varietà delle possibili interpretazioni del decreto stesso.

Il nuovo decreto legge sembra rendere impossibile operare su circa il 65% dell'area di questo permesso (Figura 11) ed ha inoltre introdotto potenziali problemi riguardo ad operazioni condotte subito al di fuori dell'area interdetta ma abbastanza vicine tanto da essere visibili dalla costa.

Nel corso del 2011, un secondo obiettivo venne individuato a circa 4 km dal confine della zona interdetta, a circa 26 km dalle coste di Pantelleria e quindi data l'orografia dell'isola potenzialmente visibile, soprattutto nelle ore notturne.

Una preoccupazione ancora superiore ed un rischio commerciale vero e proprio derivano a nostro avviso dall'impatto negativo delle inevitabili, numerose ed insistenti opposizioni che una autorizzazione alla perforazione susciterebbe nelle comunità e nelle autorità locali, che in ripetute occasioni si sono dichiarate contrarie a qualsiasi attività esplorativa per idrocarburi nei pressi dell'isola di Pantelleria.

In caso di rinvenimento di una risorsa commerciale in seguito alla perforazione del permesso C.R147.NP, Northern Petroleum ritiene improbabile l'ottenimento della Concessione di produzione in presenza di una forte opposizione locale e regionale a qualsiasi attività di perforazione e sviluppo nei pressi dell'Isola di Pantelleria.

Inoltre Northern Petroleum attualmente considera la tempistica verosimilmente necessaria ad ottenere tutti i permessi richiesti per la perforazione in questa ubicazione come un rischio eccessivamente elevato.

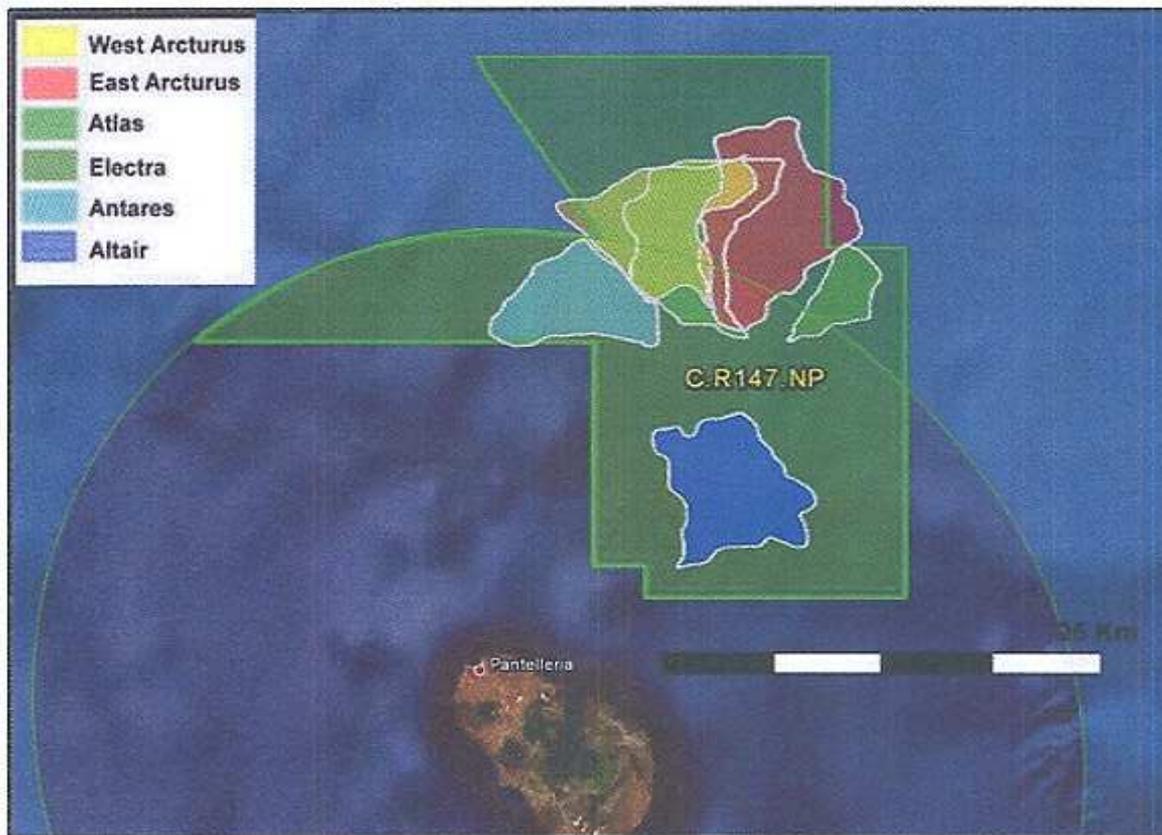


Figura 11 - Ubicazione dei prospect individuati nel permesso 147e limite della zona interdetta come stabilito dal DL 128/2010

## 5. Conclusioni

In seguito alla valutazione di possibili piani di sviluppo e sulla base delle difficoltà introdotte dal nuovo decreto legislativo DL 128/2010, dalle forti opposizioni locali e dai rischi legati alla tempistica necessaria ad ottenere tutte le autorizzazioni, e con grande disappunto che riteniamo troppo elevato il rischio legato alla possibilità di poter effettivamente procedere con la fase di perforazione, L'operatore intende pertanto presentare istanza di rinuncia volontaria al titolo minerario.

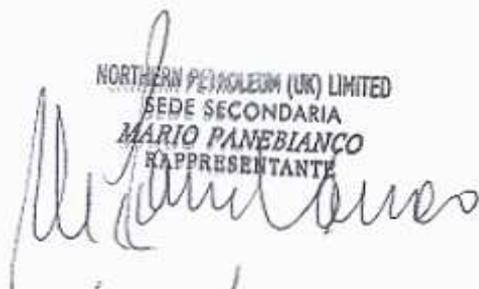
## 6. Spese sostenute

L'impegno finanziario sostenuto fino ad oggi sul permesso ammonta ad un totale di circa 2.426.778 €. Tale ammontare comprende le seguenti spese:

- 79.951 € per costi amministrativi legati all'attività esplorativa
- 40.267 € per la gestione del progetto
- 58.877 € per studi geologici
- 1.326 € per l'acquisto di dati geofisici
- 29.976 € per il riprocessamento di dati sismici
- 1.032.169 € per l'acquisizione di nuovi dati sismici
- 254.017 € per il processamento di dati sismici
- 348.611 € per l'interpretazione geofisica e relativi costi amministrativi
- 182.977 € per altri costi legati ad attività esplorative
- 20.975 € per costi del canone annuo del permesso
- 65.535 € per costi interni del personale della Northern Petroleum
- 312.098 € per la ricerca di ulteriori partners nel progetto

Totale 2.426.778 €

NORTHERN PETROLEUM (UK) LIMITED  
SEDE SECONDARIA  
MARIO PANEBIANCO  
RAPPRESENTANTE



Rosetta 22/03/2012