

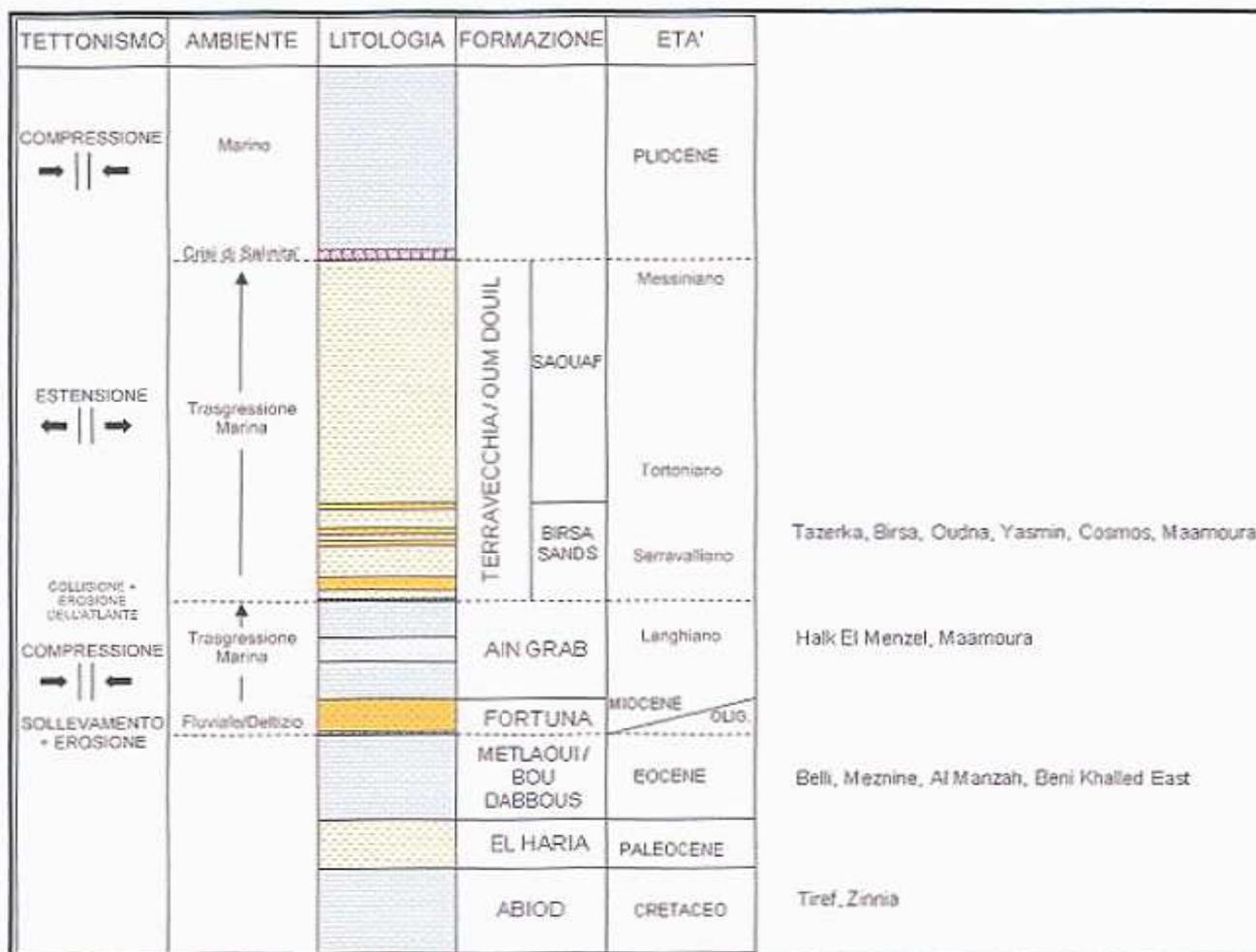


## RELAZIONE TECNICA

**Istanza di Ampliamento del Programma Lavori e di Differimento del Termine di Perforazione relativo al Permesso di Ricerca di Idrocarburi Liquidi e Gassosi denominato "CR.147.NP".**

## Sommario

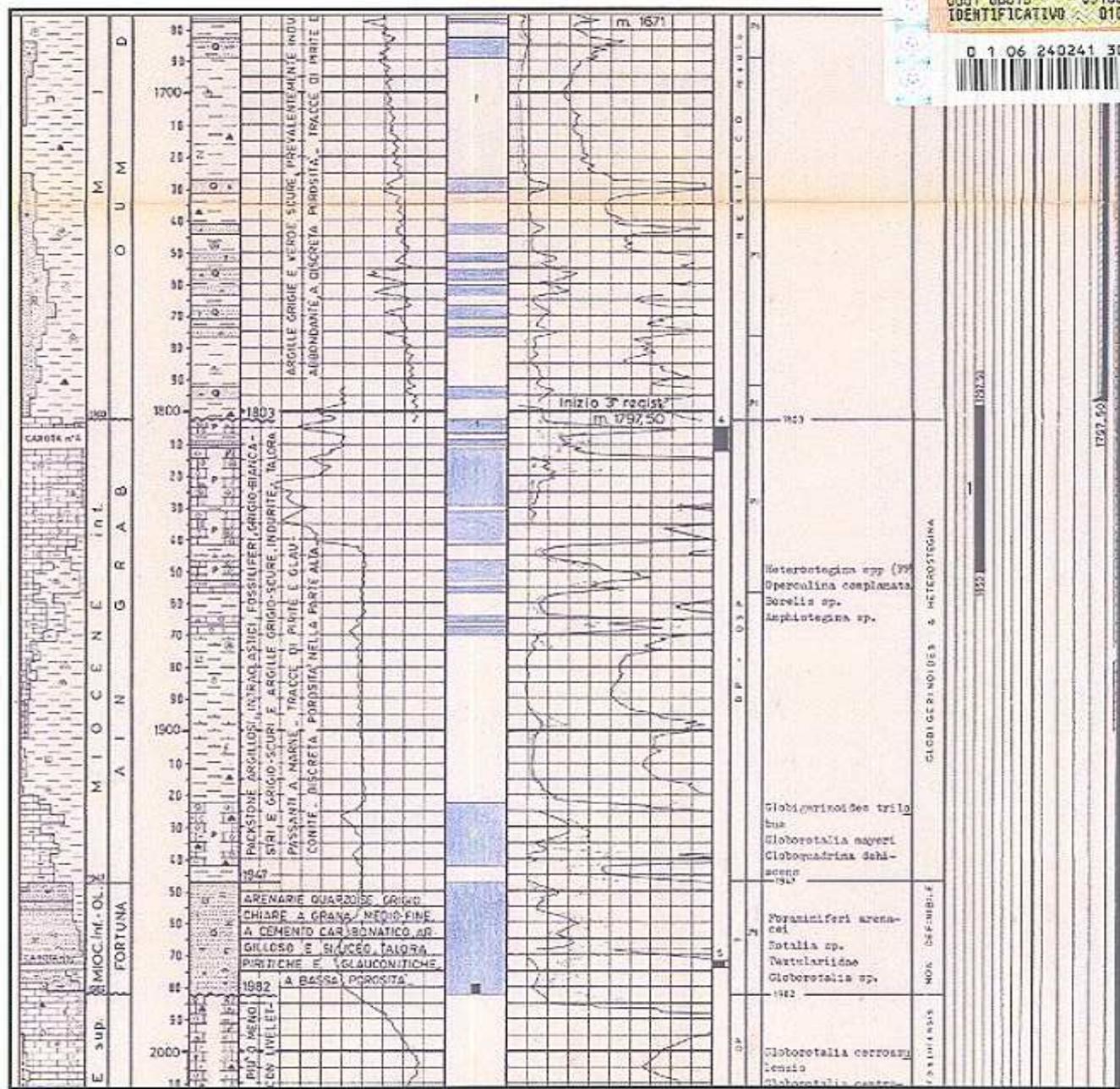
L'interpretazione geologica e geofisica indica che la licenza C.R147.NP e' localizzata in una estensione del fairway Oligo-Miocenico gia' accertato e molto prolifico in territorio Tunisino nel graben di Pantelleria. Uno schema stratigrafico rappresentativo e' riportato in Figura 1



**Figura 1 – Schema stratigrafico**

L'interpretazione petrofisica dei pozzi perforati nei pressi della licenza C.R147.NP (ad esempio Orlando-1, vedere Figura 2) dimostra la potenziale presenza di diversi intervalli reservoir. Nel pozzo Orlando-1 il reservoir principale del Miocene Superiore (Formazione Terravecchia, equivalente alla Formazione Birsa in Tunisia) e quello secondario delle formazioni Ain Graib e Fortuna del Miocene Medio / Oligocene sono entrambe presenti. Nel vicino pozzo Dugga-1, la formazione Cretacea Abiod ha erogato gas e condensato durante i test di produzione.

Rocce di copertura sono presenti in tutta l'area. Nel caso della Formazione Abiod, queste sono rappresentate dalla formazione Paleocenica El Haria, mentre per le sabbie della Formazione Terravecchia la copertura e' assicurata dalla porzione argillosa sovrastante all'interno della formazione stessa.



**Figura 2 - Pozzo Orlando-1, stralcio dal Composite Log**

La Northern Petroleum ha acquisito nel 2006 circa 200 Km di linee sismiche 2D. Questi dati sono risultati di alta qualità e forniscono un reticolo regionale sull'intera licenza, che in gran parte è ancora inesplorata.

Numerosi orizzonti sono stati mappati sulla base di questi dati. Tra questi il Near Top Abiod e l'Unconformity del Miocene Medio. Quest'ultima definisce diverse strutture al top delle formazioni Oligo-Mioceniche Ain Grab / Fortuna, mentre onlap e troncature sia al di sopra che al di sotto di essa potrebbero rappresentare significativi play stratigrafici di tipo pinch-out per le formazioni Terravecchia e Ain Grab. La Figura 3 e la Figura 4 mostrano i prospect individuati sulle mappe in profondità dell'unconformity del Miocene Medio e di uno dei livelli sabbiosi all'interno dell'Formazione Terravecchia, rispettivamente.

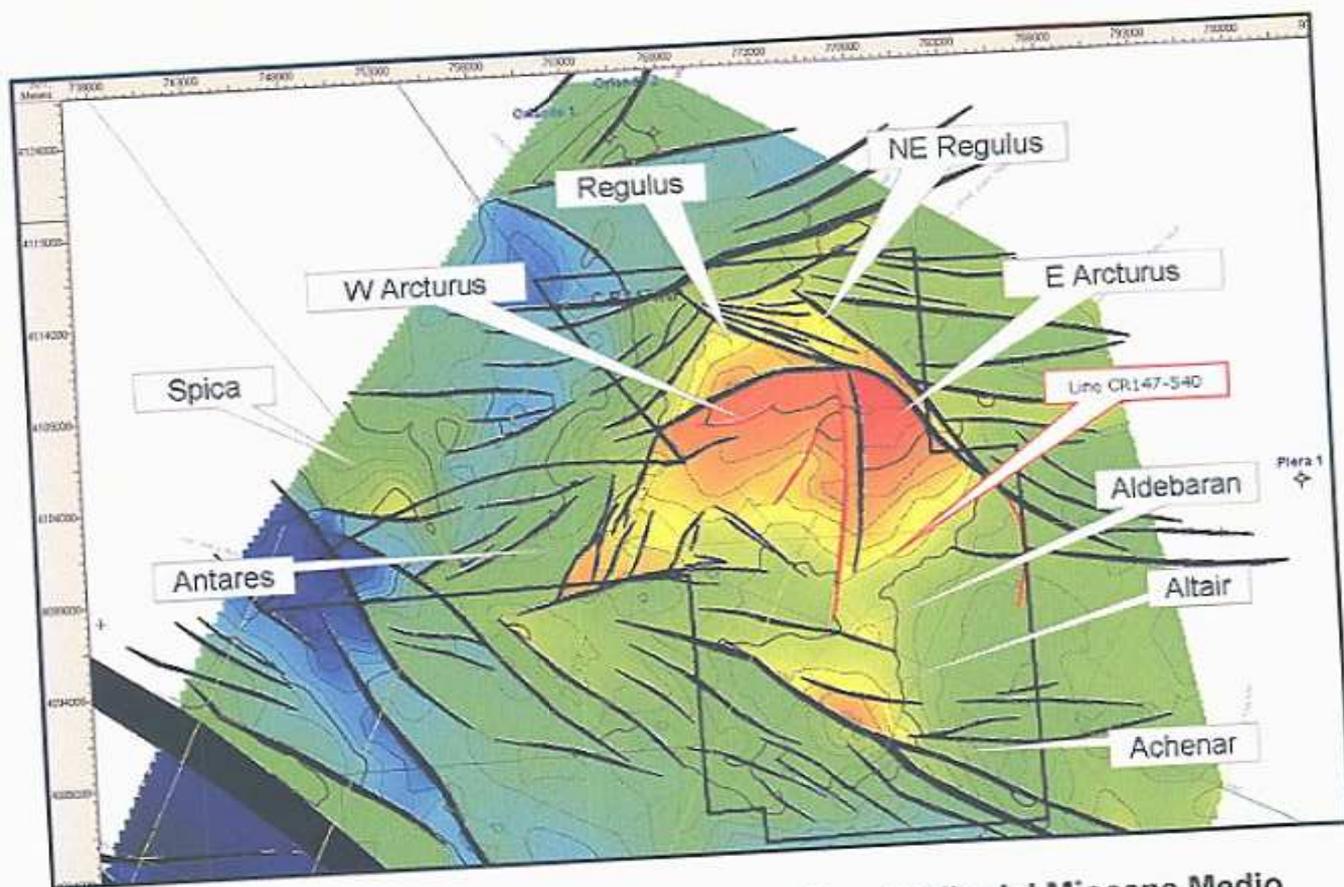


Figura 3 – Mappa in profondita' della Unconformity a livello del Miocene Medio

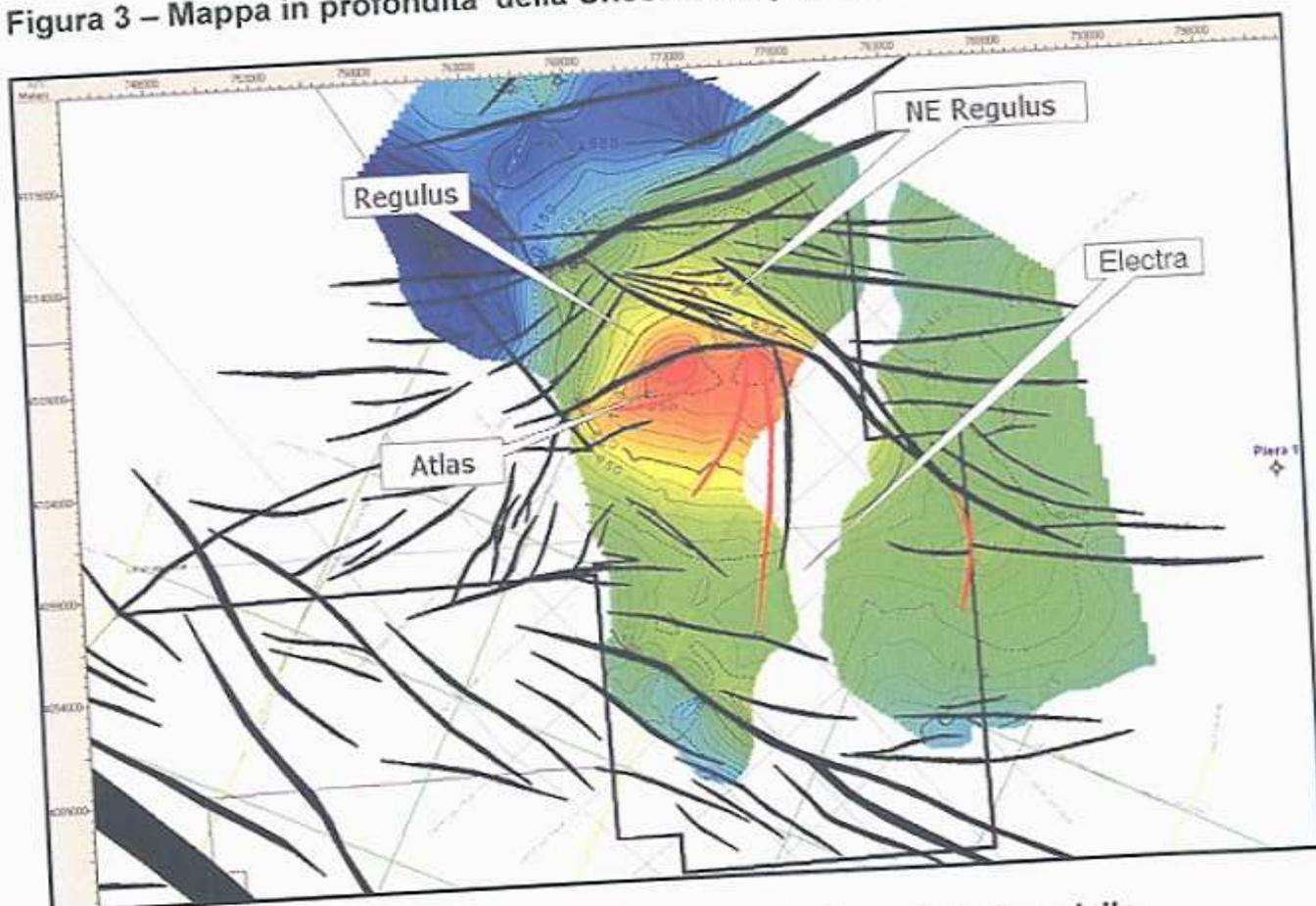


Figura 4 – Mappa in profondita' del top livello sabbioso superiore della Formazione Terravecchia

Grazie alle mappe generate, diversi prospect significativi sono stati individuati a vari livelli stratigrafici. Questi possono essere classificati in quattro gruppi a seconda del tipo di play:

- 1) Play strutturali a livello Oligo/Miocenico (Ain Grab/Fortuna)
- 2) Play strutturali a livello Cretacico (Abiod)
- 3) Play stratigrafici di tipo onlap a livello del Miocene Medio (Terravecchia/Birsa)
- 4) Play stratigrafici con troncature a livello della parte alta della Formazione Ain Grab

La Figura 5 mostra un esempio di linea sismica e la Figura 6 riporta uno schema dei diversi tipi di play presenti all'interno della licenza.



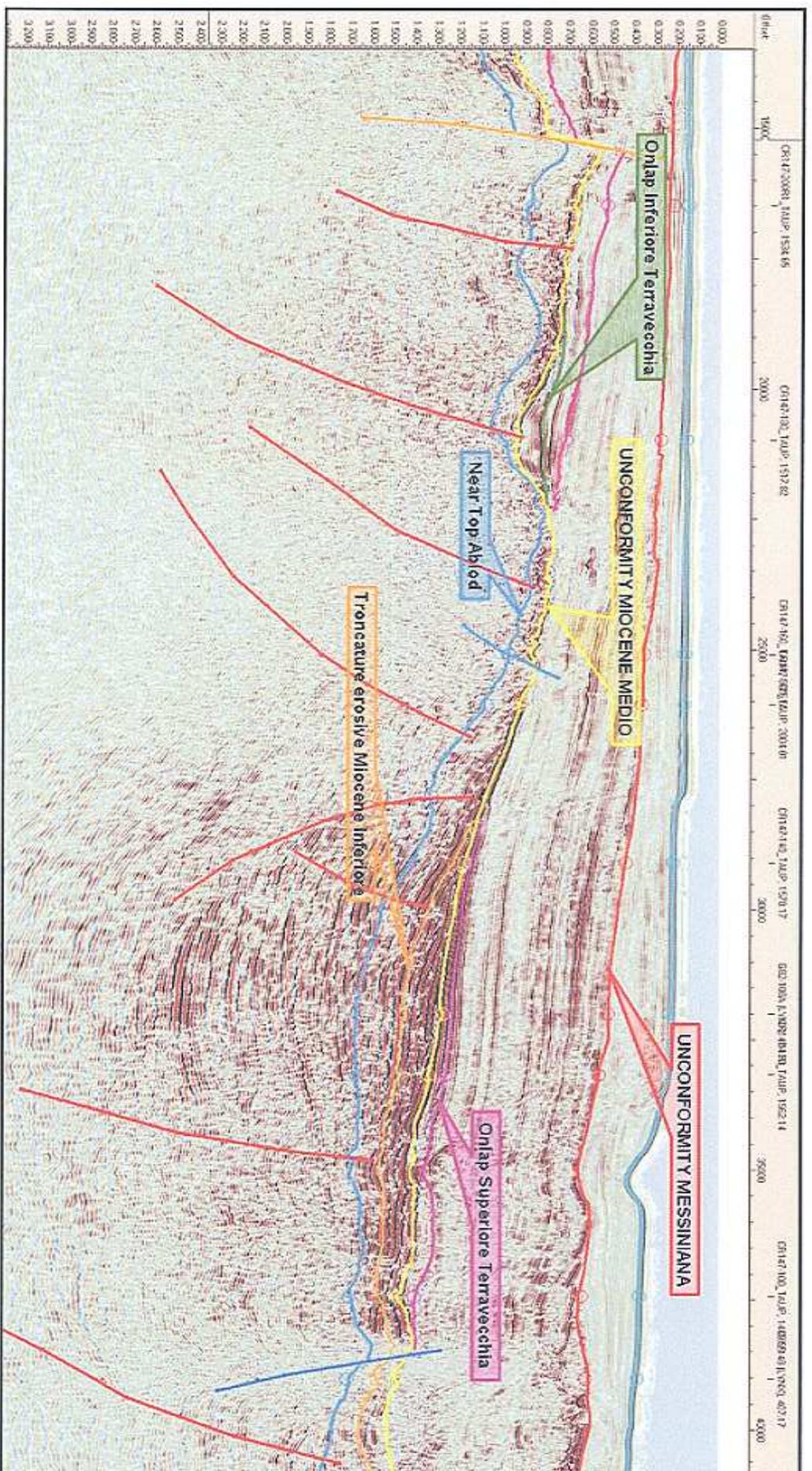


Figura 5 – Esempio di linea sismica

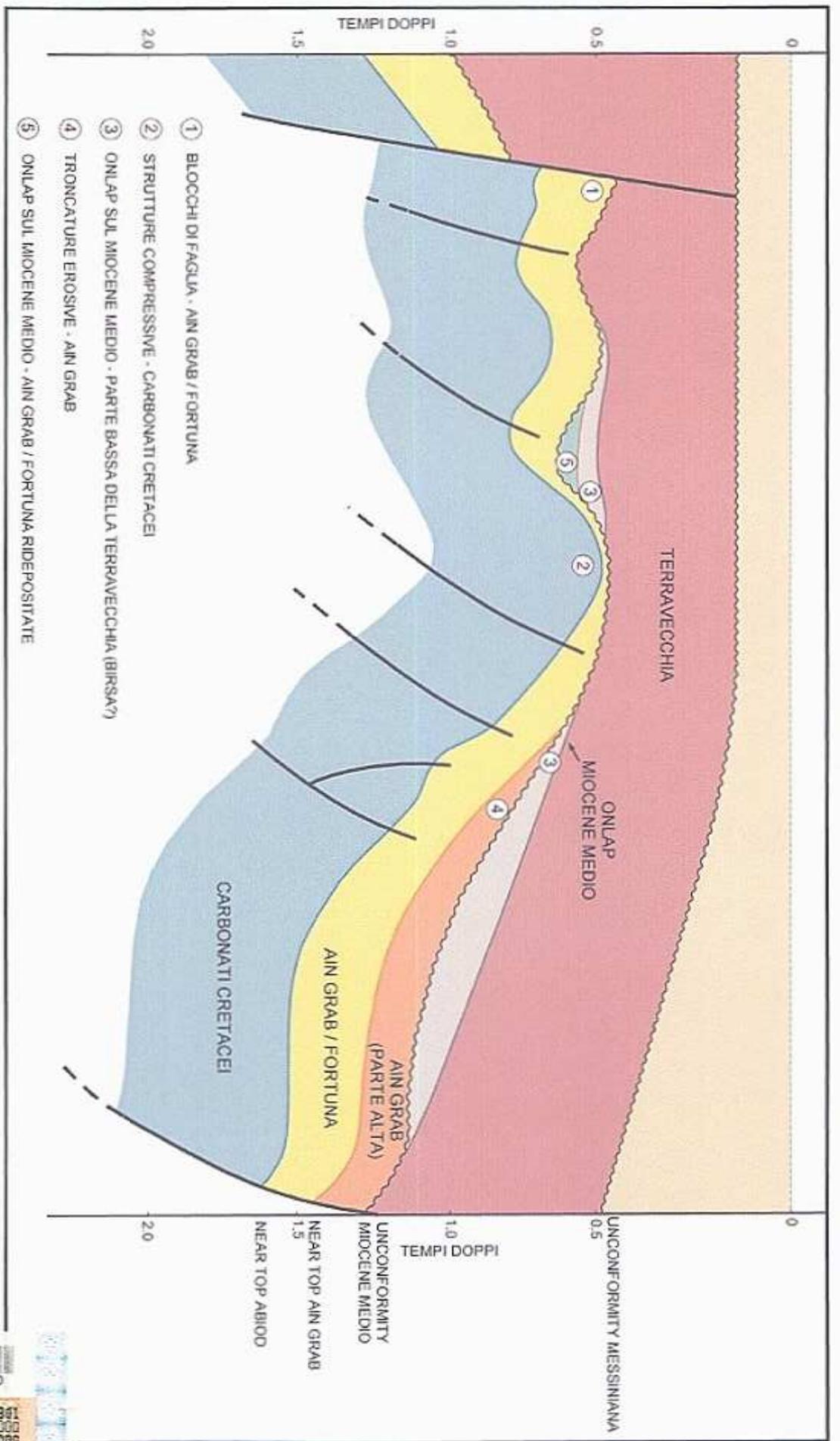


Figura 6 – Schema dei vari tipi di play presenti nell'area in esame

MARCA DA BILLO  
 Ministero dell'Economia  
 e delle Finanze  
 ntrate  
 UNO/04  
 €1,04  
 DDD18254 DDD0482C W020001  
 B0009578 22/09/2008 19:14:14  
 D001-00010 6D95E3188006E6C07  
 IDENTIFICATIVO - 01082402413078  
 0 1 06 240241 307 8

I calcoli di olio in posto e di reserve potenziali dei vari prospect sono riportati per ciascun tipo di play nella tabella sottostante:

Tipo di Play	Prospect	Media Olio in posto (MMbbls)	Riserve P90	Riserve P10	Riserve (media)
Oligo-Miocene	W Arcturus	794	67	369	199
	E Arcturus	542	43	257	136
	Altair	444	37	207	111
	Antares	118	10	55	30
	Regulus	179	15	83	45
	Achenar	96	8	45	24
	Spica (on block)	17	1	8	4
	Abiod	Arcturus	1528	67	452
Altair		365	16	108	55
Antares		87	4	26	13
Regulus		289	13	43	43
Achenar		135	6	20	20
Spica (on block)		80	3	24	12
Aldebaran		40	2	12	6
W Aldebaran		16	1	5	2
Terravecchia Onlap	Atlas (Lower)	203	23	109	61
	Atlas (Upper)	424	43	239	127
	Regulus	77	8	43	23
	NE Regulus	17	2	10	5
	Electra	89	10	50	30
Ain Grab Truncature	Electra	867	87	488	260

Appare evidente dal numero e dalle caratteristiche dei prospect e delle altre strutture attualmente mappate, che il potenziale minerario di questa licenza e' significativo. Nella porzione Tunisina del graben di Pantelleria i campi presenti sono caratterizzati da volumi modesti ma notevole producibilita'. Sulla mappa regionale della Unconformity del Miocene Medio (approssimativamente a livello della porzione sabbiosa della Formazione Terravecchia / Birsa, si veda la Figura 7) si possono confrontare le dimensioni delle strutture in Tunisia con quelle presenti nella licenza C.R147.NP. E'

evidente che quest'ultima e' dominata da un alto regionale (Arcturus) che e' di dimensioni notevolmente superiori alle strutture attualmente mappate in Tunisia.

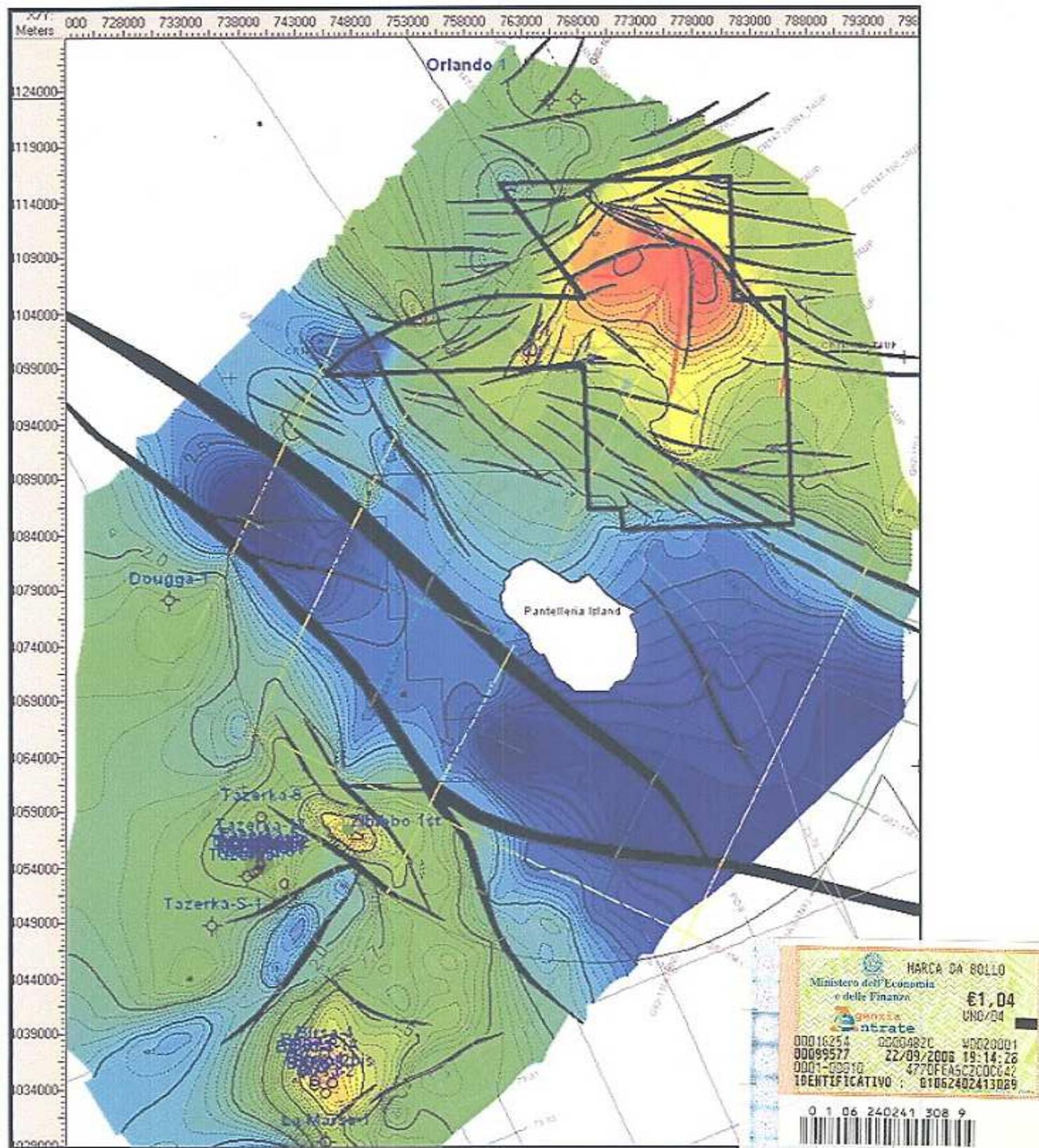


Figura 7 – Mappa regionale in profondita' dell Unconformity del Miocene Medio

La perforazione di un pozzo esplorativo in quest'area risulta di grande importanza per la Northern Petroleum. Tuttavia il reticolo sismico di dimensioni 4 x 4 Km e' da considerarsi insufficiente per definire una ubicazione esplorativa ottimale. C'e' il rischio che le rocce con buone caratteristiche di reservoir siano assenti al culmine delle strutture e che infatti l'ubicazione ottimale risulti essere in posizione leggermente laterale rispetto al culmine stesso, ove vi e' maggiore probabilita' di perforare sabbie Mioceniche di alta qualita'. Percio' la Northern Petroleum propone l'acquisizione di un ulteriore programma di sismica sulla licenza per un totale di circa 500 Km di linee 2D, che saranno mirate ad infittire i dati sui principali prospect mappati - Arcturus, Atlas, Electra e Altair - prevedendo di perforare un pozzo esplorativo nel 2010.

## **Introduzione**

La licenza C.R147.NP veniva conferita con D.M. del 30 Settembre 2004, il testo dello stesso veniva pubblicato nel Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e Geotermia Anno XLVIII n° 11 del 30 Novembre 2004.

Le indagini Geologiche intraprese dalla Northern Petroleum hanno evidenziato la necessita' di acquisire dati sismici aggiuntivi rispetto a quelli esistenti, risultati di qualita' non adeguata alla generazione di prospect perforabili.

Nel corso del 2006 un rilievo sismico e' stato effettuato su tutta la licenza per un totale di 200 km di linee 2D.

## **Dati Sismici**

I 200 Km di dati sismici 2D acquisiti dalla Northern Petroleum nel 2006 hanno fornito un reticolo di 4 x 4 Km sulla maggior parte della licenza. Tali dati sono di alta qualita' e sono migliori, in termini di imaging sismico, rispetto ai dati acquisiti in precedenza nella parte settentrionale della licenza.

I dati sismici sono stati calibrati sul pozzo Orlando-1 ed hanno le seguenti caratteristiche (si veda la Figura 5):

- I dati sono ad alta frequenza, particolarmente nella sezione piu' superficiale del Terziario Superiore;
- Essi dimostrano la complessita' strutturale dell'area, con evidenze di episodi diversi e separati di movimenti lungo piani di faglia in regime sia distensivo che compressivo;
- Molto chiara risulta la Unconformity superiore a livello del Pliocene Inferiore (Messiniano), probabilmente legata al regime distensivo relativo all'apertura del graben di Pantelleria;
- Una Unconformity inferiore a livello del Miocene Medio e' chiaramente individuabile ed e' associata alla collisione tra il promontorio Apulo e la placca Europea (fase orogenica Neoalpina). Il regime compressivo a faglie inverse ha

avuto a questo livello un significativo impatto sulla stratigrafia sia sottostante che sovrastante, con onlap sedimentari e troncature erosive;

- A tratti il Terziario Superiore mostra episodi molto netti di elevata riflettività che potrebbero essere associati alla presenza di accumuli di gas.

I dati acquisiti dalla Northern Petroleum nel 2006 sono stati registrati con un 'Single Streamer' con Near Offset di 100 m e Offset Massimo di 6000 m; la distanza tra gli idrofoni era di 12.5 m e lo streamer era trainato ad una profondità di 7 m (+/- 1 m).

La sorgente sismica era una serie di Air-gun con capacità di 3020 piedi cubi (85.5 m<sup>3</sup>) ed una pressione di 85-95 barm. La sorgente veniva trainata ad una profondità di 8 m (+/- 1 m).

Con questa configurazione il campionamento CMP (Common Mid Point) era di 6.5 m con una copertura pari a 120.

Il tempo di registrazione dopo ogni sparo era stato di 7 secondi, per assicurare la possibilità di poter acquisire sufficienti dati di diffrazione per una definizione ottimale della geometria delle faglie.

Per quanto riguarda gli step del processamento dei dati acquisiti sulla licenza C.R147.NP, grande enfasi è stata posta sulla definizione di un buon modello di velocità di intervallo per la massima possibile enfattizzazione del segnale e sulla attenta selezione dei parametri utilizzati nei vari algoritmi di riduzione delle riflessioni multiple applicati ai dati. Ciò ha permesso di ottenere una immagine molto chiara fino alla Unconformity del Miocene Medio.

Al di sotto di tale orizzonte l'imaging sismico è risultato di qualità inferiore, probabilmente a causa dell'effetto combinato del forte assorbimento di energia all'interfaccia della unconformity stessa e della complessità geologica sottostante, che il modello di velocità non riesce a rappresentare adeguatamente. Quest'ultimo problema potrebbe essere risolto con un adeguato riprocessamento, soprattutto ora che il modello geologico dell'area è molto più chiaro.

## Interpretazione

Grazie all'interpretazione dei dati acquisiti e processati, diversi orizzonti chiave sono stati mappati

- Unconformity Messiniana (Pliocene Inferiore)
- Intra Formazione Terravecchia superiore (Miocene Superiore)
- Intra Formazione Terravecchia inferiore (Miocene Superiore)
- Unconformity Miocenica Media
- Near Top Formazione Abiod (Cretaceo)



Non ci sono grossi problemi di velocità e conversione in profondità in quest'area, tranne la forte variazione della profondità del fondo marino da circa 100 m verso Nord Est ad oltre 1000 m nel graben di Pantelleria. L'effetto di questa variazione sulle mappe di profondità può essere facilmente compensato.

Le più importanti mappe in profondità a livello della Unconformity del Miocene Medio e del Near Top Abiod sono riportate in Figura 8 e in Figura 9. Diversi elementi preponderanti sono presenti su entrambe le mappe. Risulta evidente la componente distensiva con faglie normali (indicate in nero) orientate per lo più in direzione ONO-ESE con ribassamenti verso il graben di Pantelleria. A livello della Formazione Abiod queste faglie distensive si sovrappongono ad un precedente sistema di faglie inverse (indicate in rosso) orientate in direzione NNE-SSO. Ad entrambe i livelli, diversi e significativi prospect sono stati creati da queste faglie. Il più esteso è la struttura Arcturus al centro della licenza, che è l'alto regionale dominante. Ci sono anche diverse importanti strutture individuate a muro dei blocchi di faglia ruotati che man mano scendono verso il graben di Pantelleria, tra cui Altair e Antares. Le figure mostrano anche gli altri prospect individuati.

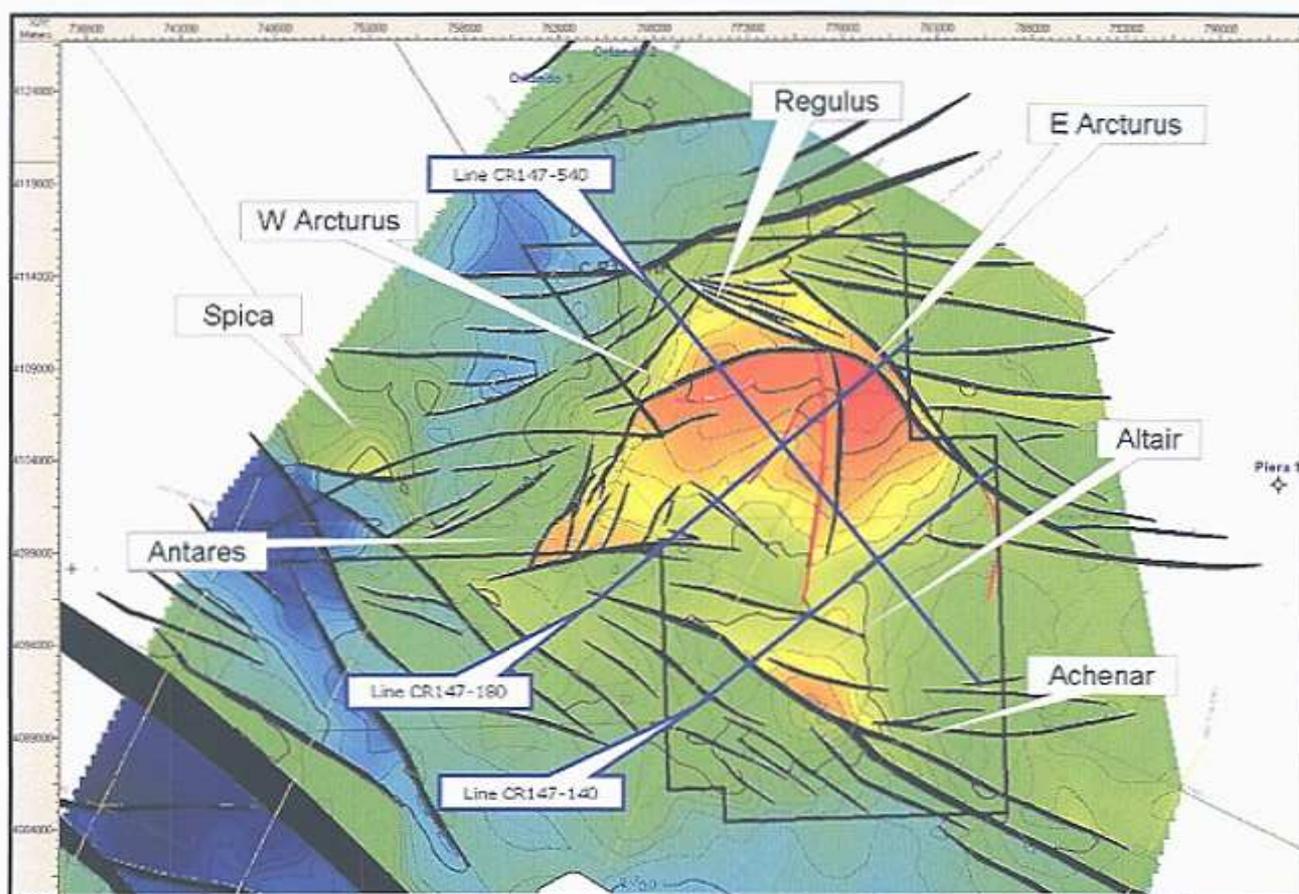
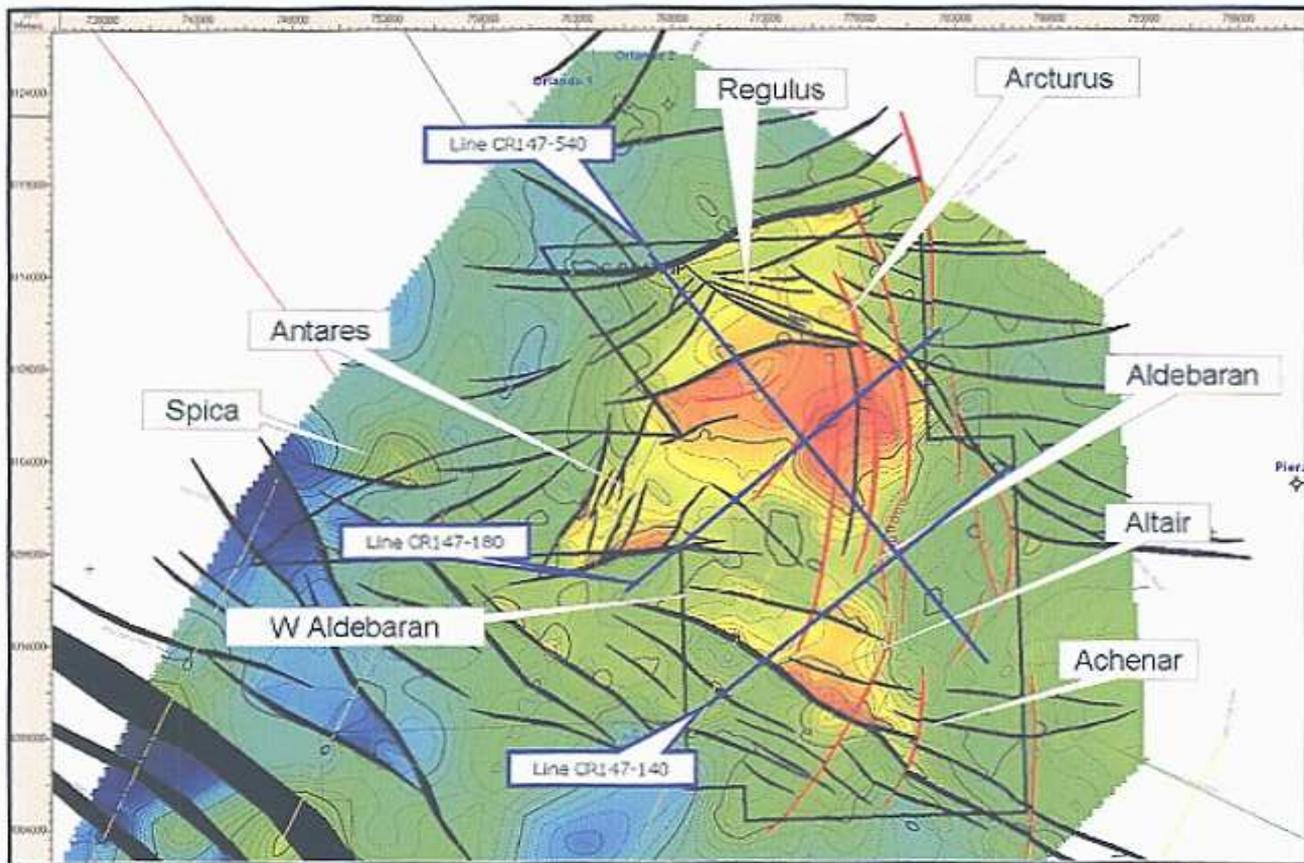


Figura 8 – Mappa in profondità della Unconformity del Miocene Medio



**Figura 9 – Mappa in profondita' del top della Formazione Abiod**

L'aspetto dei prospect Arcturus e Altair e' messo in evidenza nelle linee sismiche di esempio riportate dalla **Figura 10** alla **Figura 12**.

Mentre la struttura Arcturus e' potenzialmente molto estesa, la componente compressionale della struttura stessa potrebbe comportare il rischio che la potenziale sezione serbatoio della Ain Grab / Fortuna sia stata erosa, mentre il sovrastante intervallo sabbioso della Formazione Terravecchia potrebbe non essere stato depositato. Ad Est della licenza il pozzo Piera-1, perforato nel 1982, ha investigato un esteso alto strutturale, ma non ha attraversato la Formazione Terravecchia ed ha incontrato una sezione condensata ed argillosa della Ain Grab / Fortuna.

Allo scopo di massimizzare le possibilita' di successo, e' opportuno individuare un obiettivo secondario. In **Figura 10** due orizzonti (verde e porpora) terminano in onlap sui fianchi dell'alto di Arcturus. Questi sono stati interpretati come corrispondenti agli intervalli sabbiosi alla base della Formazione Terravecchia. Seguendo lo sviluppo laterale e lo spessore di questi intervalli, si rileva una correlazione tra la posizione delle porzioni piu' spesse e gli assi delle faglie compressionali, che suggerisce una relazione causale tra essi. In altre parole, la deposizione delle sequenze in onlap e' avvenuta nelle depressioni indotte dalla compressione del Miocene Medio. La riflettivita' dell'intervallo relativo alla Formazione Terravecchia in **Figura 10** suggerisce una sedimentazione caratterizzata da alternanze di sabbie e argille.



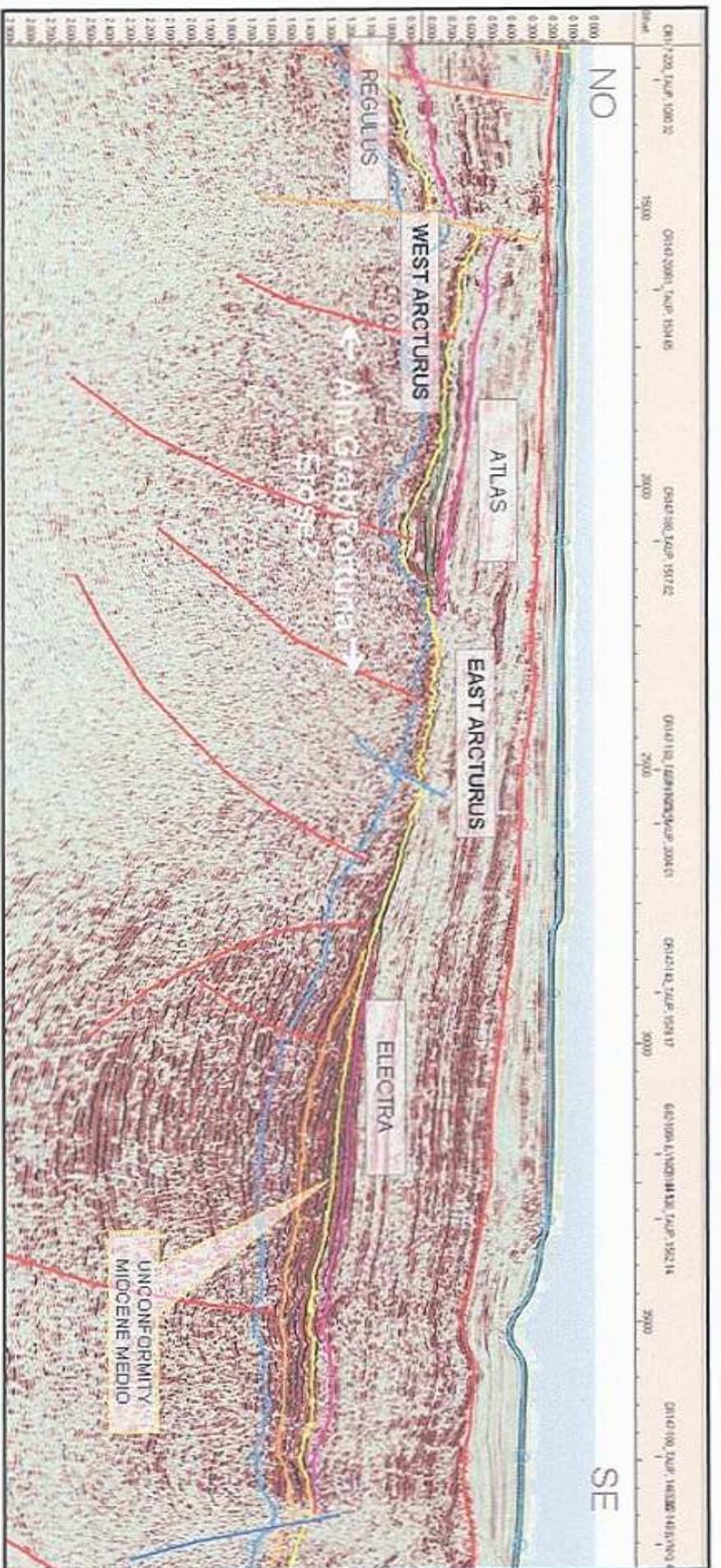


Figura 10 – Linea sismica CR147-540

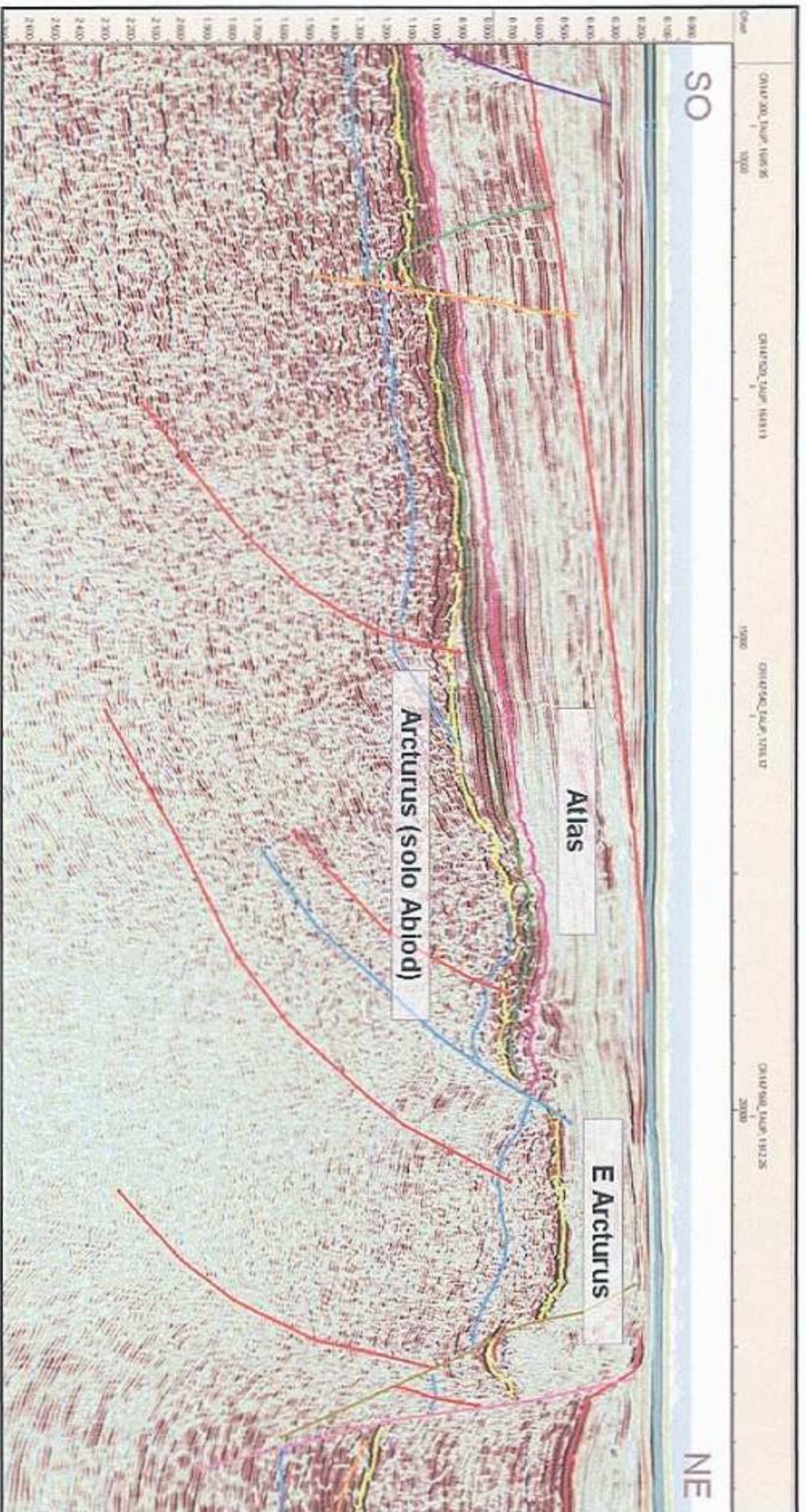


Figura 11 - Linea sismica CR147-180



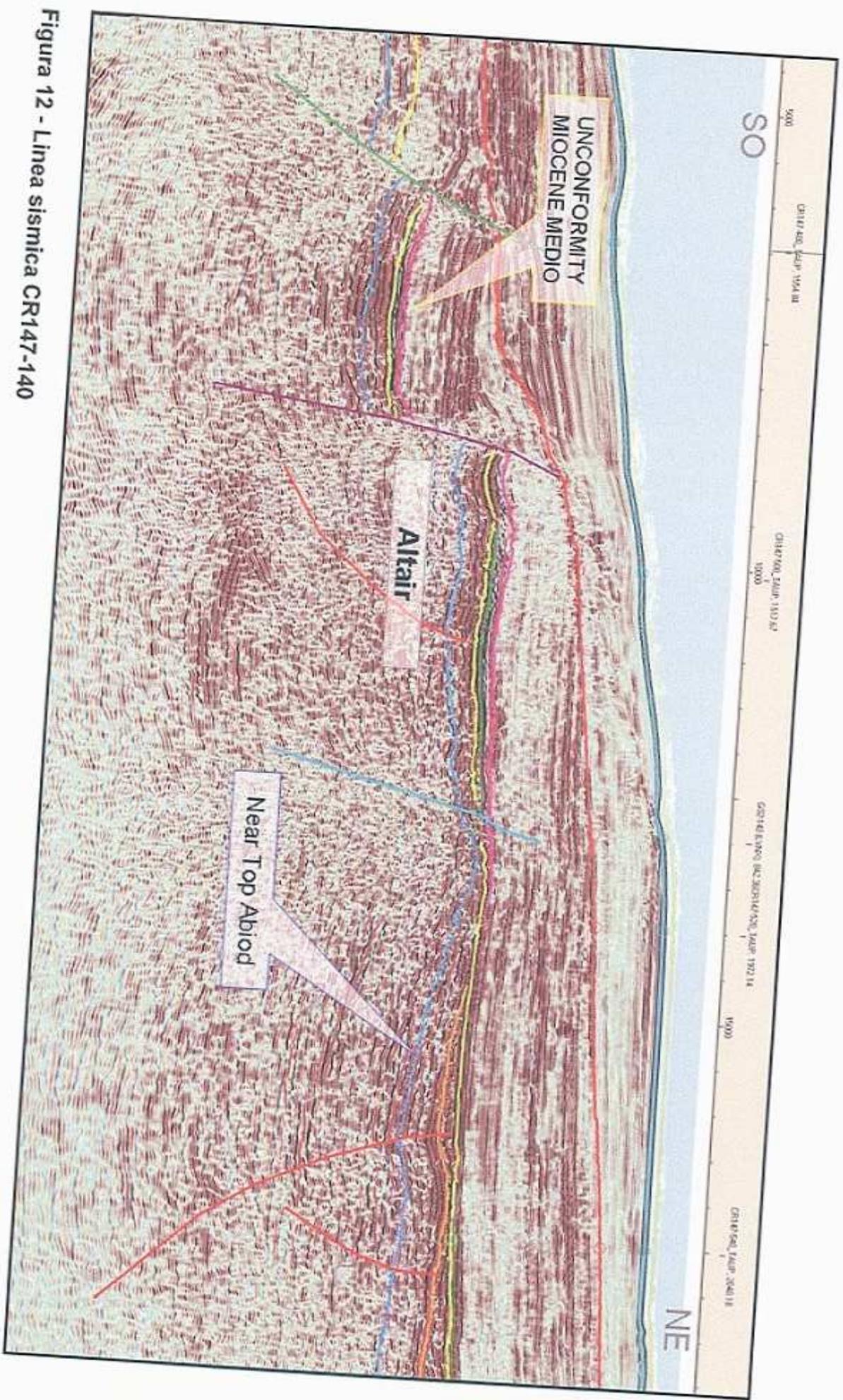


Figura 12 - Linea sismica CR147-140

0 1 06 240241 312 4

Ministero dell'Economia e delle Finanze  
MAGSA DA 80110  
€1,04  
UNO/04

0003264  
00089571  
000125010  
10ENRIFICATIVI : 01062402413124

00000820  
22/03/2008 13:14:08  
JOSE LOPEZ PELLICCI  
01062402413124

01062402413124

Le mappe di profondita' e spessore dei due intervalli della Formazione Terravecchia considerati sono riportate dalla Figura 13 alla Figura 16, e permettono la definizione di diversi prospect, tra i quali i due piu' importanti sono Atlas ed Electra. La struttura di Atlas e' in parte sovrapposta a quella di Arcturus e rappresenta un obiettivo aggiuntivo molto attraente.

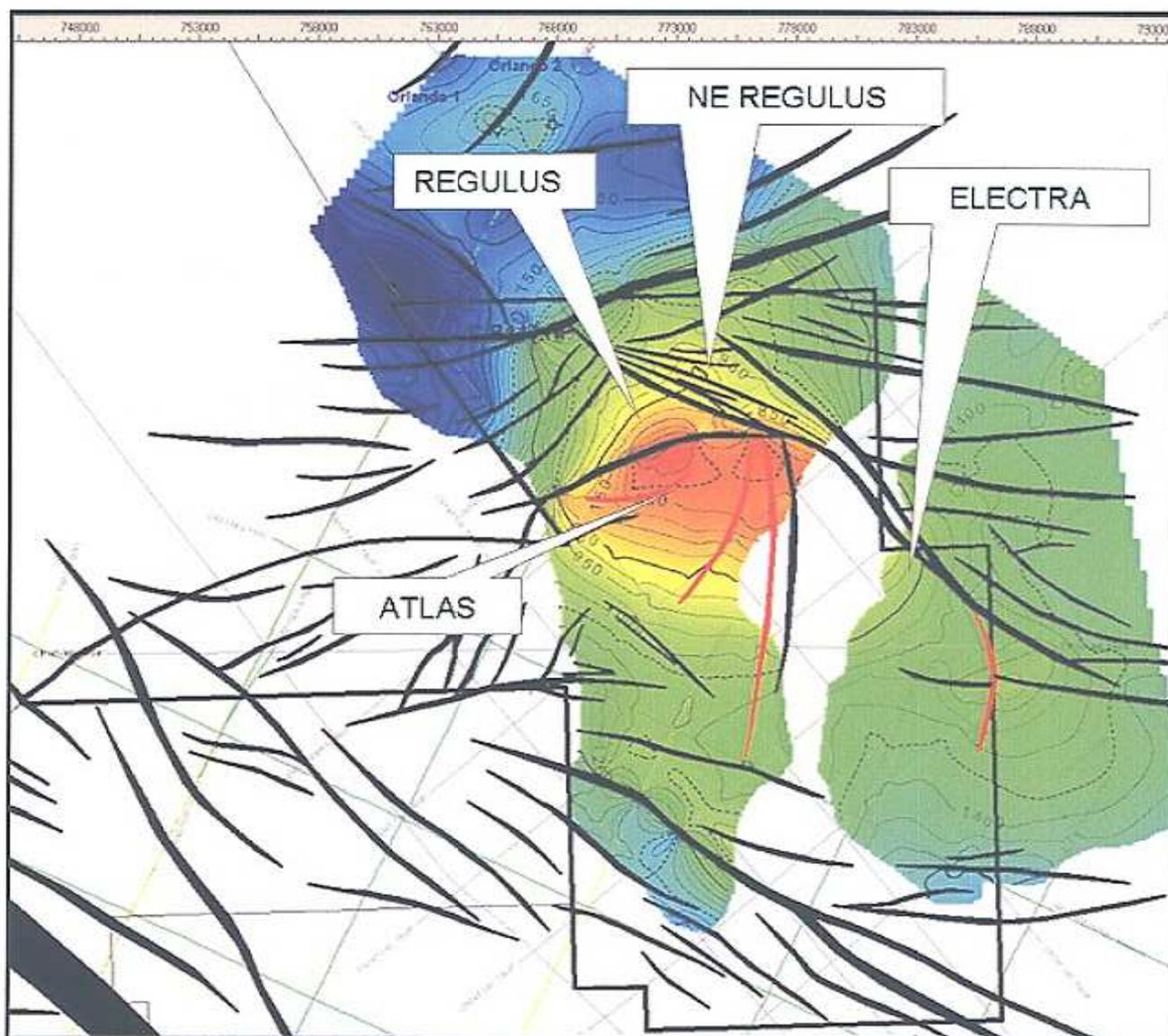
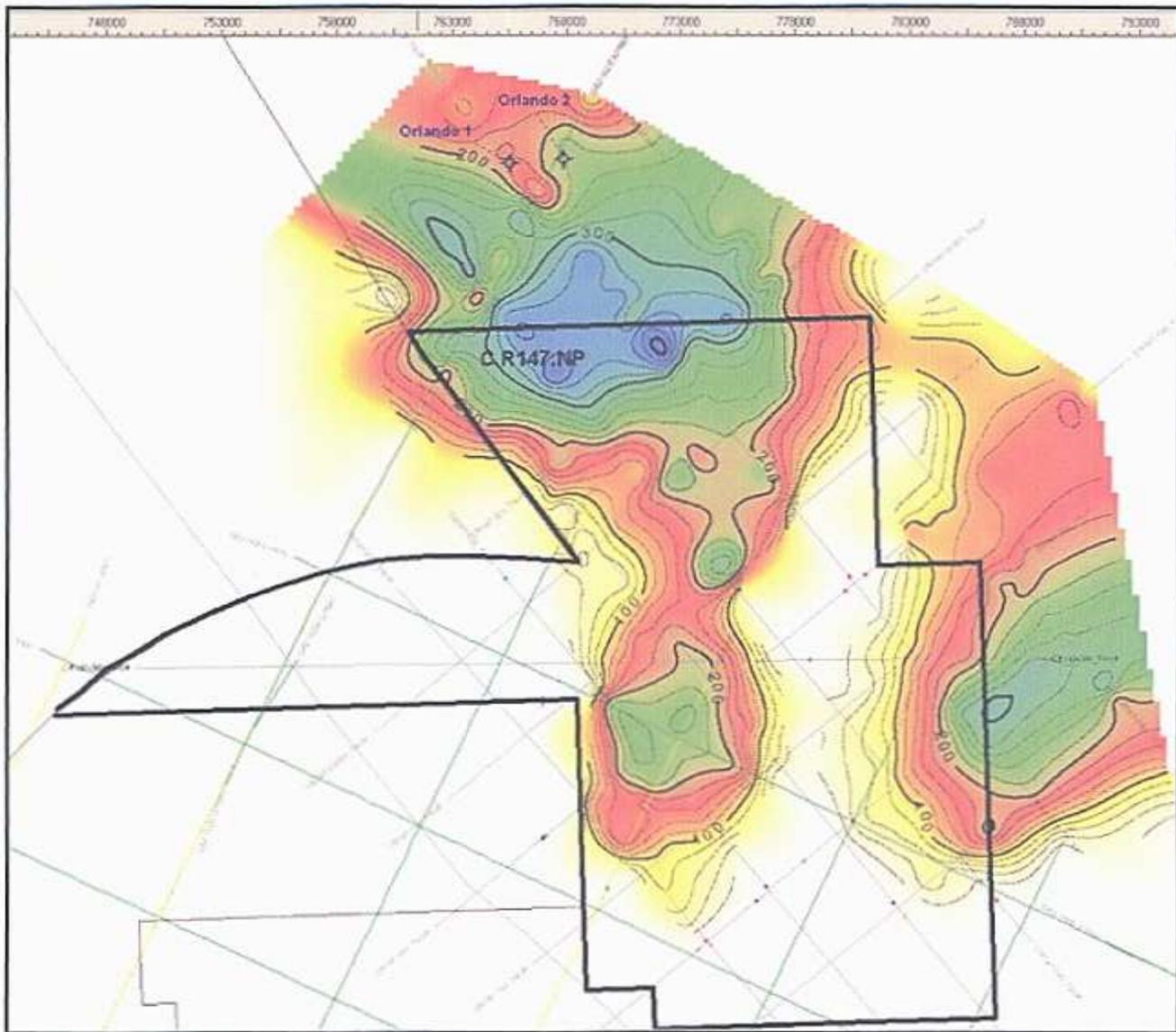


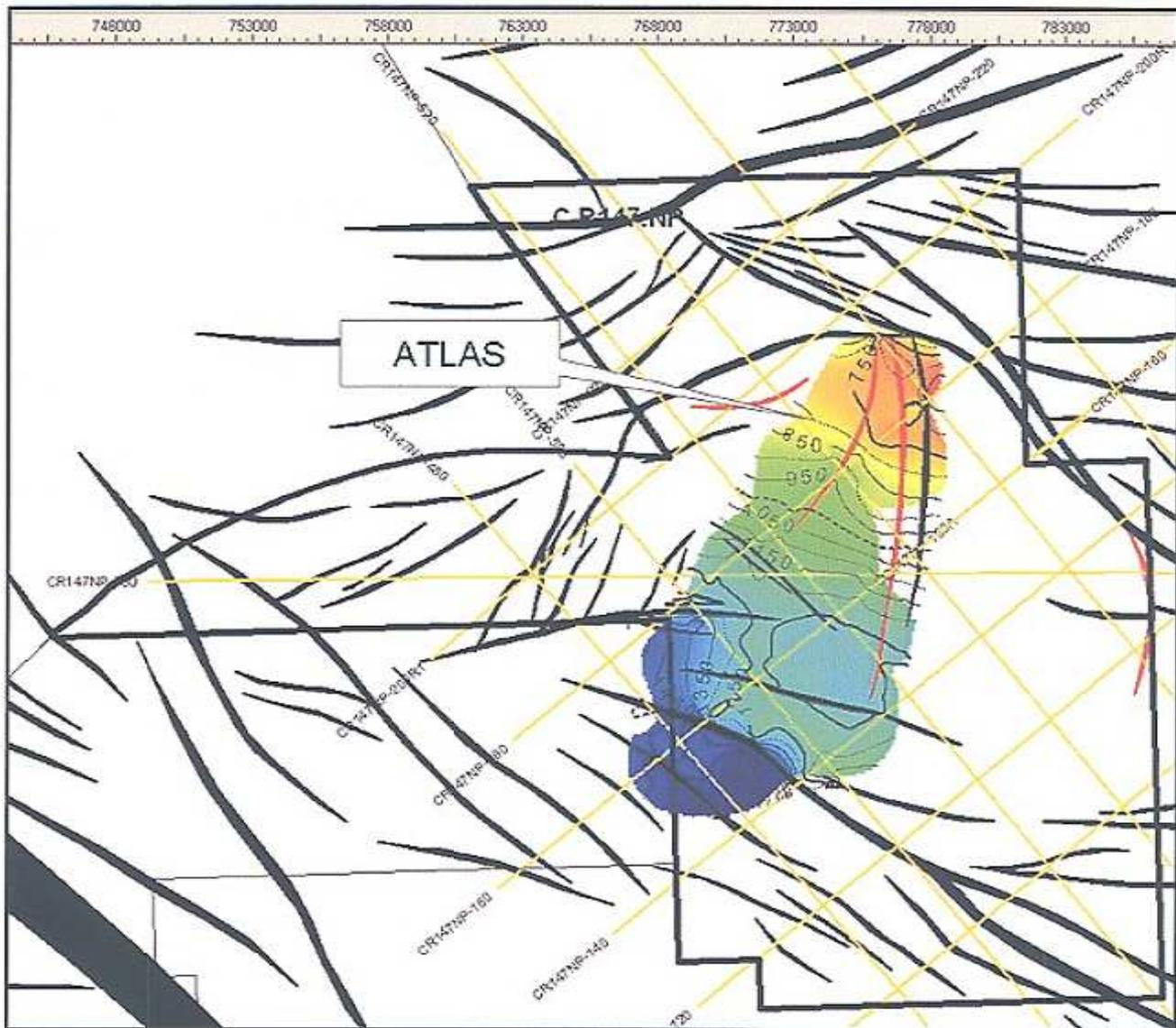
Figura 13 – Mappa in profondita' dell'intervallo sabbioso superiore della Formazione Terravecchia



**Figura 14 - Mappa dello spessore dell'intervallo sabbioso superiore della Formazione Terravecchia**

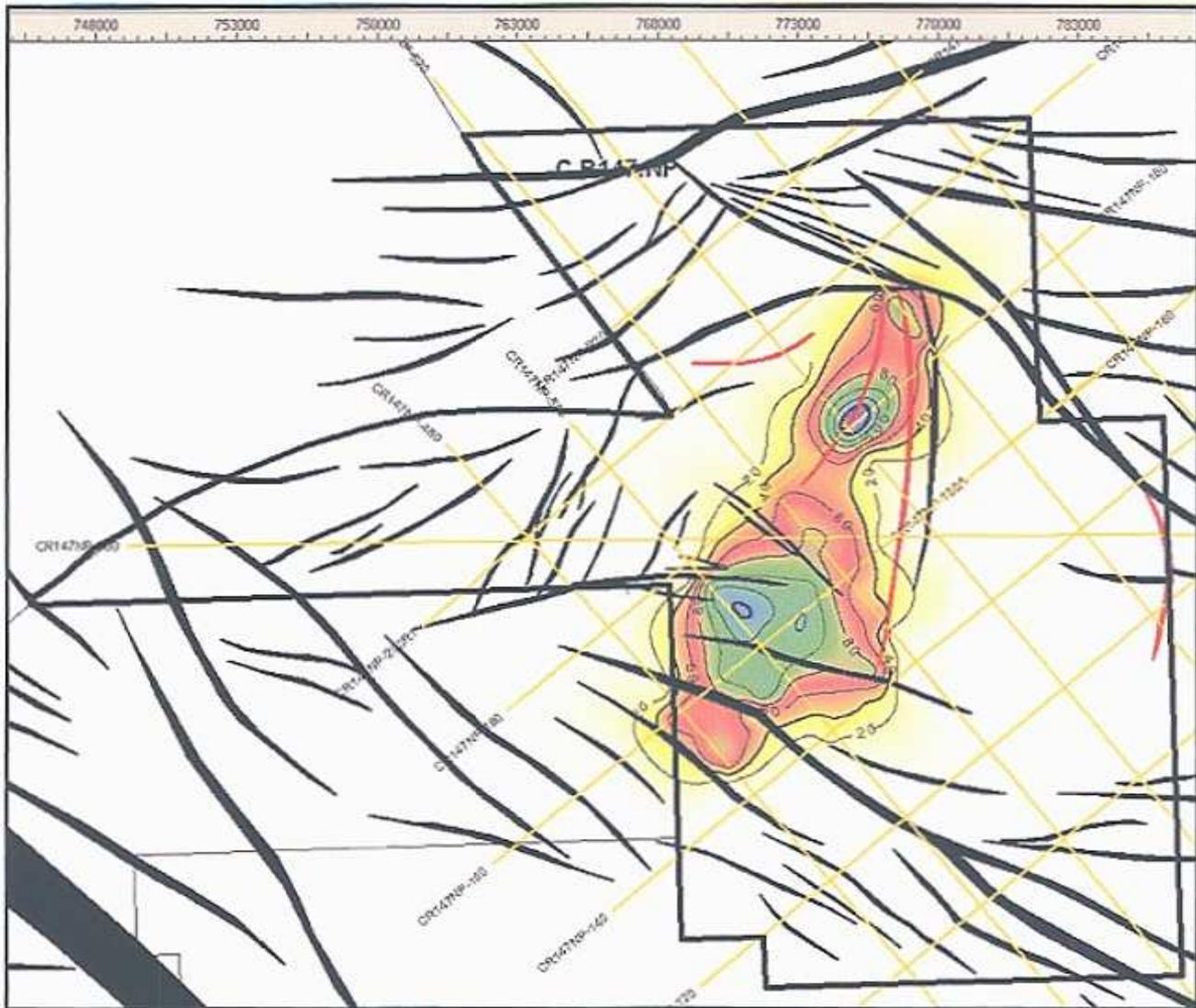
La perforazione di un pozzo esplorativo nella struttura combinata Arcturus / Atlas si dovrà basare sul compromesso tra una posizione sufficientemente laterale tale da attraversare uno spessore significativo della Formazione Terravecchia, senza però rimanere eccessivamente distante dal culmine della struttura stessa con il rischio di mancare del tutto il possibile accumulo di idrocarburi.





**Figura 15 - Mappa in profondita' dell'intervallo sabbioso inferiore della Formazione Terravecchia**

Al momento il numero di linee sismiche che coprono entrambe i prospect e' piuttosto limitato ed e' nostra convinzione che ulteriori dati sismici siano necessari per definire con maggiore precisione le particolari relazioni stratigrafiche tra le superfici in onlap della Formazione Terravecchia e la Unconformity del Miocene Medio.



**Figura 16 - Mappa dello spessore dell'intervallo sabbioso inferiore della Formazione Terravecchia**

Il secondo prospect in ordine di estensione e' Altair, che giace a muro di un blocco di faglia ruotato. Attualmente il prospect e' definito solo da quattro linee sismiche, ed anche in questo caso un infittimento del dato e' necessario per definire sia una possibile ubicazione esplorativa che per effettuare una stima piu' attendibile delle potenziali risorse.



## Programma di Lavoro – Acquisizione e nuovo processamento

Sulla base dell'interpretazione dei dati sismici e dei prospect da essa generate, la Northern Petroleum propone l'esecuzione di una ulteriore campagna di acquisizione sismica da condursi nell'area della licenza CR147.NP, allo scopo di definire con precisione le potenziali ubicazioni esplorative dei principali prospect della licenza, in particolare Arcturus, Atlas e Altair.

Un nuovo programma di acquisizione di circa 500 Km (Figura 17) potrà restituire un reticolo di circa 1 x 1 Km nell'area di questi prospect, che dovrebbe permettere la definizione di una ubicazione esplorativa che dia buone garanzie di raggiungere i principali reservoir.

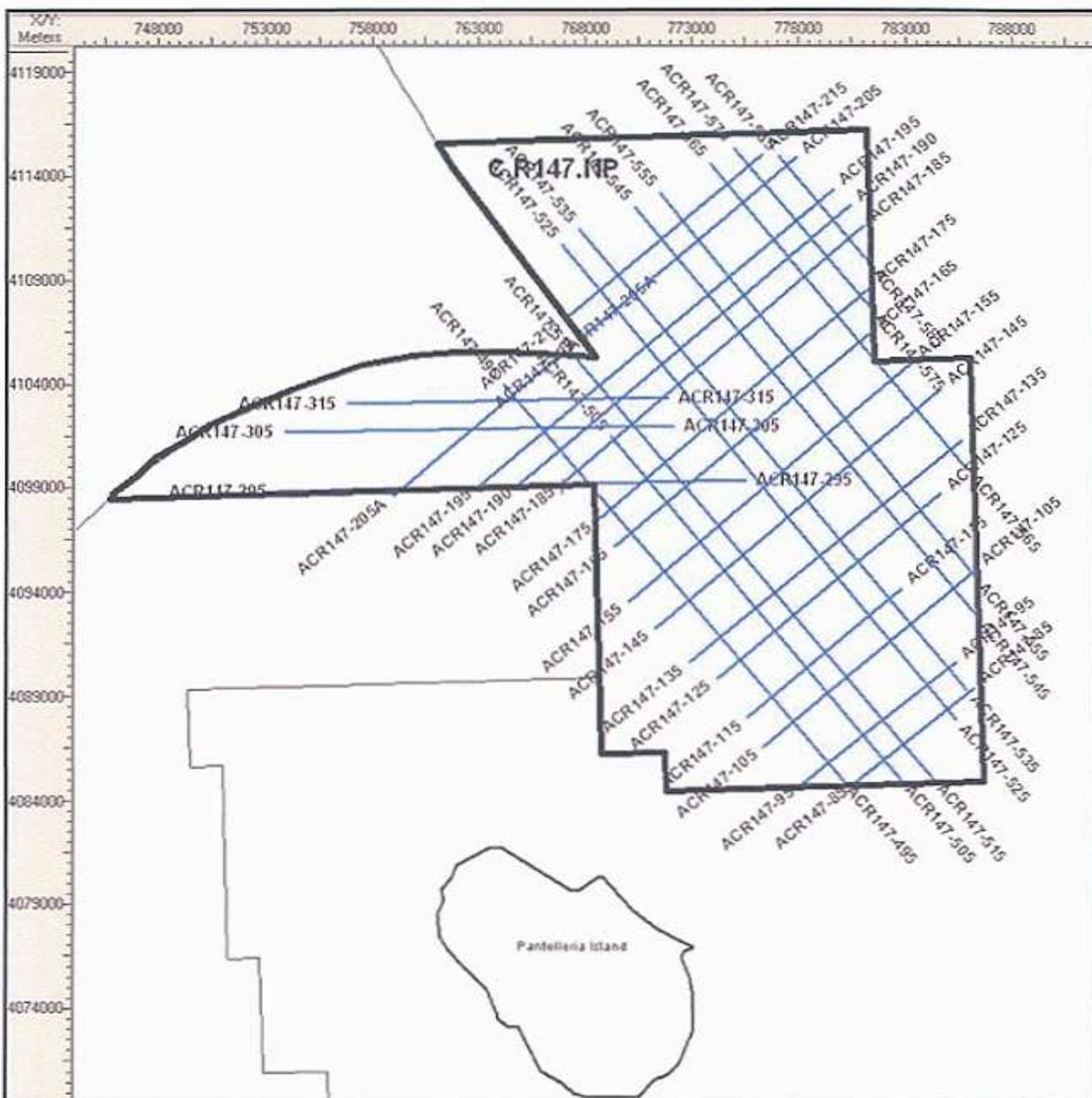


Figura 17 – Progetto di acquisizione sismica 2008 / 2009

Per quanto riguarda il processamento dei dati, l'attenzione sarà principalmente rivolta al miglioramento dell'imaging sismico al di sotto della Unconformity del Miocene Medio. Ciò può essere realizzato in molti modi. Primariamente la conoscenza del modello geologico acquisita e che può essere sovrainposta ai dati (compressione Miocenica – fase orogena Nealpina) potrà essere usata per guidare il processamento, ad esempio nella selezione delle velocità di intervallo. Inoltre, persino negli ultimi 18 mesi, nuovi algoritmi di processamento per la soppressione del rumore sono stati sviluppati, come ad esempio il DMA (Diffraction Multiple Attenuation) che è in grado di ridurre il rumore causato dalle faglie. Questi nuovi algoritmi saranno quindi messi alla prova.

Contemporaneamente alla nuova acquisizione, i dati acquisiti nel 2006 saranno sottoposti ad un nuovo processamento per assicurare la consistenza generale dei dati in nostro possesso.

## **Conclusioni**

L'acquisizione, il processamento e l'interpretazione dei nuovi dati sismici acquisiti dalla Northern Petroleum nella licenza CR147.NP durante il 2006 hanno permesso la generazione di un notevole numero di prospect significativi con reservoir multipli, con riserve medie stimate variabili da alcune decine ad oltre 200 MMbbls. Tuttavia, dato il rischio legato alla assenza del reservoir al culmine di queste strutture, come dimostrato dal vicino pozzo Piera-1, e alla conseguente necessità di ubicare una posizione esplorativa ottimale sui fianchi delle strutture stesse, si ritiene l'attuale reticolo sismico in nostro possesso non sufficiente a definire una ubicazione che garantisca adeguate probabilità di successo.

Pertanto l'operatore ha programmato l'acquisizione di un reticolo di infittimento dei dati sismici, per un totale di circa 500 Km di linee 2D, che sarà necessario a generare una ubicazione esplorativa vicina al culmine della struttura e che preservi la possibilità di incontrare obiettivi di reservoir multipli negli intervalli Miocenici, Oligocenici e Cretacei.