



Northern Petroleum (UK) Ltd

Permesso C.R147.NP

Relazione Tecnica sulle attività svolte fino a Maggio 2010

1/18/

Introduzione

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. Il permesso, assegnato alla Northern Petroleum con decreto datato 30 Settembre 2004, ha una estensione di 637.18 Km² (Figura 1). Il termine per la perforazione del pozzo esplorativo e' attualmente stabilito per il 30 Giugno 2010, mentre la scadenza del permesso avverra' in data 30 Settembre 2010.

La presente relazione ha lo scopo di dare un resoconto delle attivita' svolte fino a Maggio 2010 sul permesso



Figura 1 – Mappa del Permesso C.R147.NP



Attività svolta

Dopo il conferimento del permesso sono state acquisite, riproccate ed ed analizzate le linee sismiche pubbliche esistenti, caratterizzate generalmente da qualità assai scarsa del segnale sismico, con difficile risoluzione dei target del Miocene e presenza di riflessioni multiple. I dati esistenti oltre tutto non coprivano interamente il permesso. Il costo relativo a queste attività ammonta a circa 53.000€.

Nel 2006 e' stata quindi effettuata una acquisizione sismica 2D con streamer singolo di 6 Km di lunghezza che ha permesso una copertura pari a 120. Un totale di circa 200 Km di linee e' stato acquisito. La qualità dei dati acquisiti si e' rivelata superiore a quella dei dati esistenti, ed ha permesso una migliore delineazione dei riflettori e dei principali lineamenti tettonici, che ha portato alla mappatura di numerosi lead strutturali, stratigrafici e misti. Il costo dell'acquisizione e' stato di circa 404.000€, piu' circa 30.000€ per l'elaborazione dei dati.

L'interpretazione dei dati acquisiti ha evidenziato la presenza di una struttura positiva di grandi dimensioni all'interno del permesso, posizionata poco oltre il bordo settentrionale del graben di Pantelleria, caratterizzato da fianchi scoscesi e dalla presenza di estese sequenze vulcaniche.

Il sistema petrolifero del permesso e' riferibile alla geologia dell'offshore tunisino, e le formazioni hanno nomenclatura mista tra Italia e Tunisia (Figura 2).

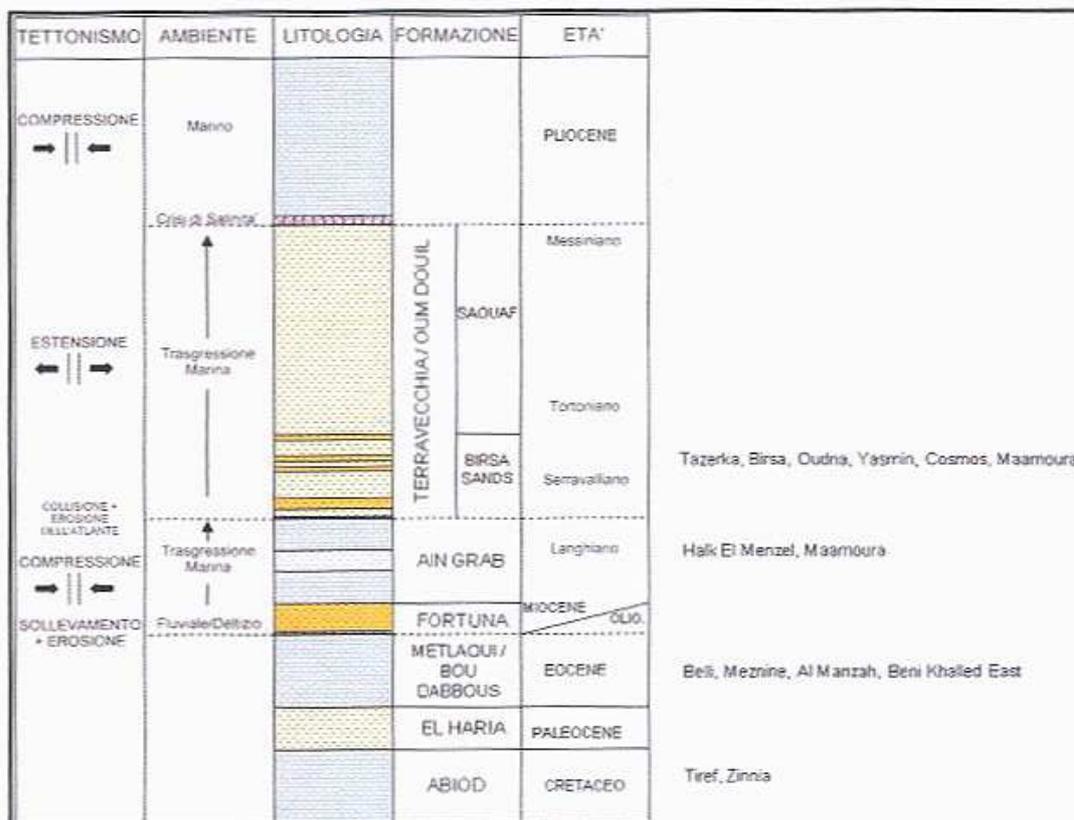


Figura 2 – Schema stratigrafico dell'area

Il Miocene sembra fornire la maggioranza delle rocce serbatoio, come testimoniato dal pozzo Orlando-1 (Figura 3). In particolare i livelli basali della formazione Terravecchia, generalmente

argillosa e che costituisce la copertura a tutto il sistema, sono costituiti da livelli sabbiosi (Birs) con buone caratteristiche di reservoir. Al di sotto di queste la formazione Ain Grab e le sabbie della formazione Fortuna costituiscono ulteriori sequenze serbatoio. Infine i calcari cretacei della formazione Abiod sono un reservoir nel vicino campo di Dougga in acque tunisine e si ritiene che possano costituire un efficace reservoir anche in questa zona.

Per quanto riguarda le rocce madri si ritiene che le formazioni Bahloul (Eocene), Bou Dabbous (Turoniano) and Fadene (Albiano) possano essere presenti nell'area in condizioni favorevoli per la generazione di idrocarburi in quantita' commerciali, come testimoniato dalla presenza di numerosi campi ad olio nel vicino offshore tunisino.

In particolare i campi ivi presenti sono caratterizzati da una ottima qualita' degli idrocarburi intrappolati e da una scarsa profondita', malgrado l'eta' delle strutture molto recente.

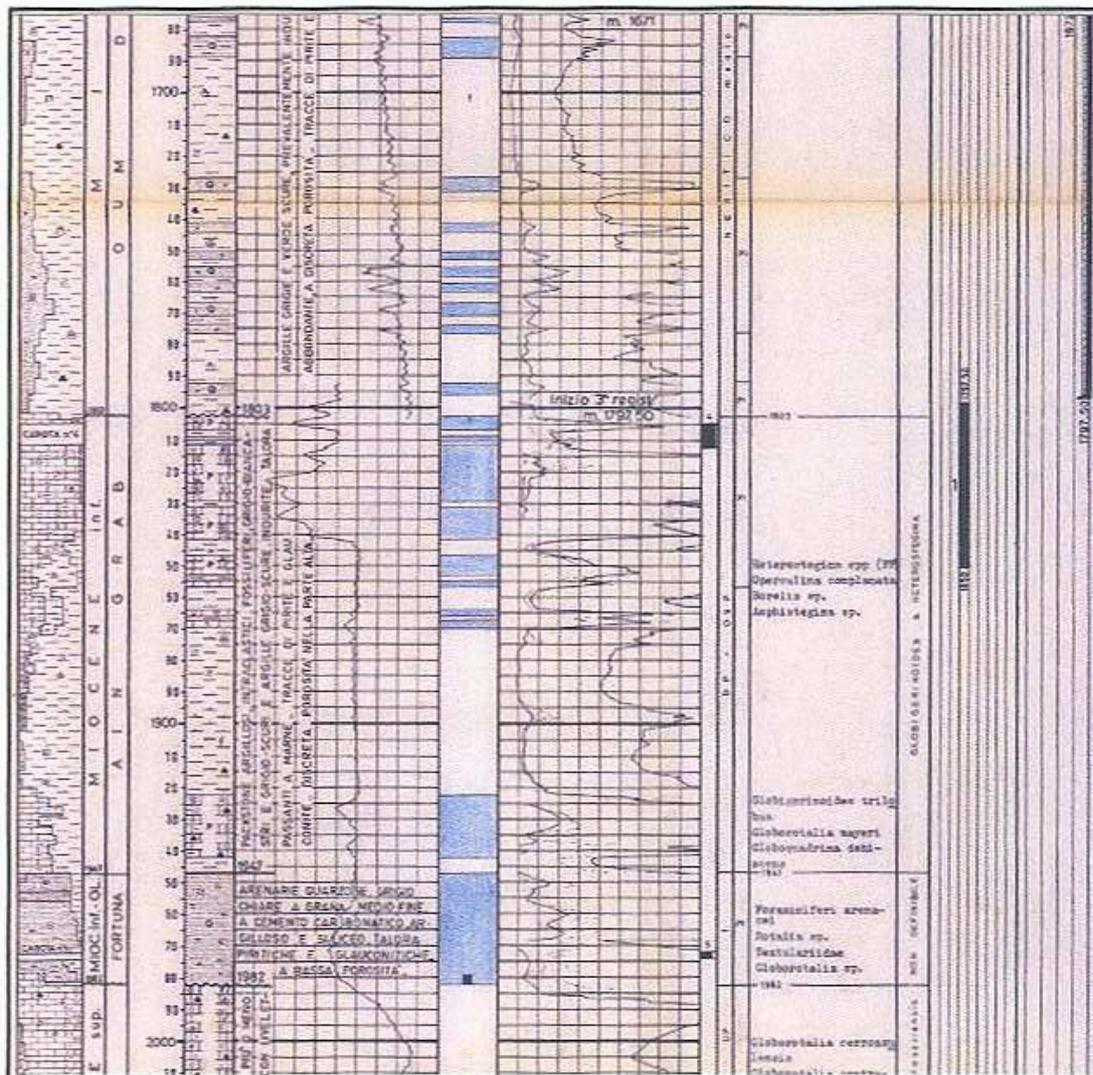


Figura 3 – Pozzo Orlando-1 – Stralcio dal Composite Log

La mappa in profondita' della unconformity del Miocene Medio, basata sui dati acquisiti nel 2006, riporta i vari prospect mappati (Figura 4). Il grid sismico 2D si e' rivelato tuttavia insufficiente ad una accurata delineazione dei prospect, per cui durante il mese di Marzo 2009 una nuova campagna di acquisizione sismica 2D e' stata effettuata sul permesso.

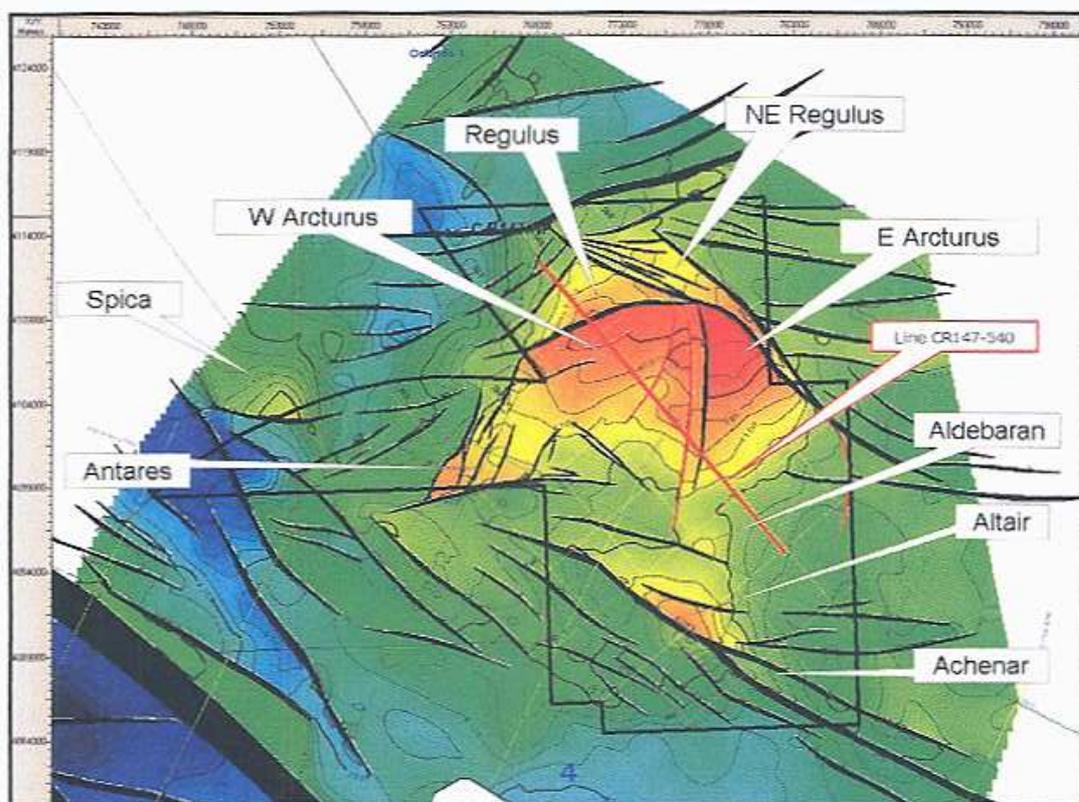


Figura 4 – Mappa in profondita' della unconformity del Miocene medio

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 e' reso disponibile nel mese di Novembre 2009. L'interpretazione integrata del nuovo dataset si e' conclusa nel mese di Febbraio 2010. Il rilievo ha dato alla Northern Petroleum anche l'opportunita' di effettuare il rilievo gravimetrico e magnetometrico, che nel 2006 non era stato possibile 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. Il costo della acquisizione e' stato di circa 589.000€, mentre per l'elaborazione dei dati sono stati spesi 43.000€.

A causa dei continui miglioramenti negli algoritmi di elaborazione dei dati sismici, e' 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 qualita'.

Database Geofisico

L'unione del nuovo rilievo con la rielaborazione del rilievo precedente vengono a costituire un reticolo sufficientemente fitto e di qualita' 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 piu' affidabile.

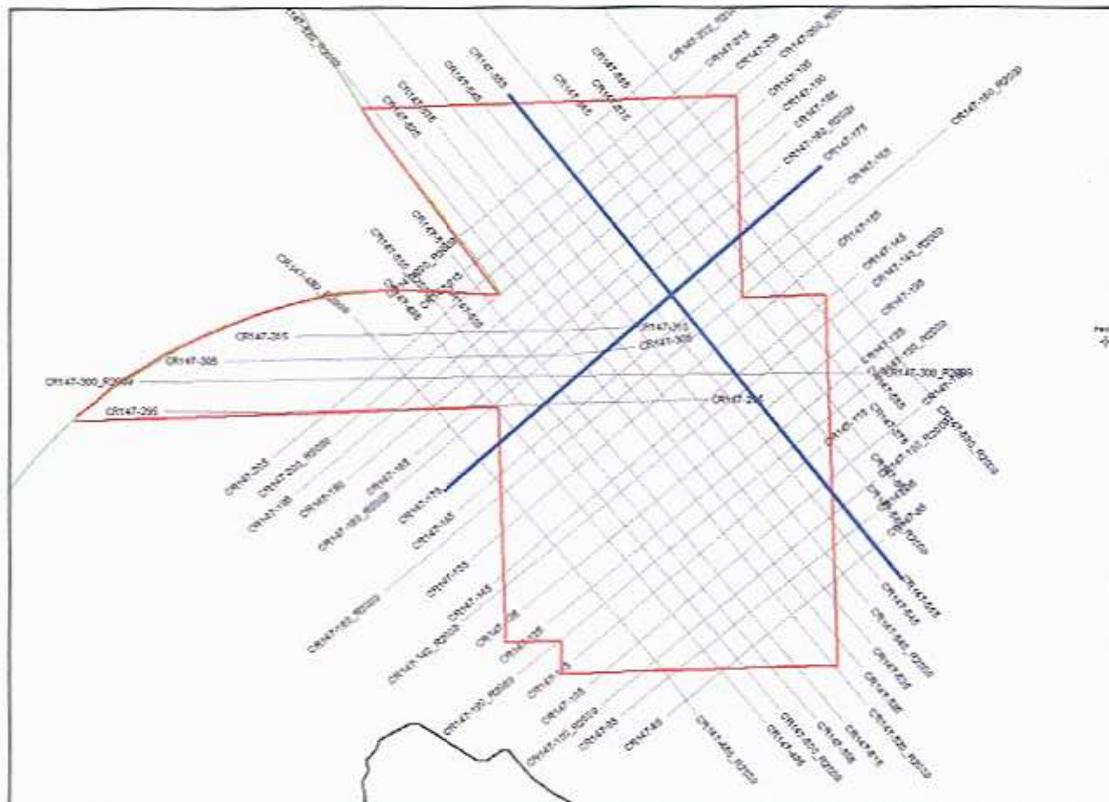


Figura 5 – Reticolo sismico aggiornato al Maggio 2010

Gravimetria e Magnetometria

Di grande importanza si sono rivelati i rilievi gravimetrico e magnetometrico, che hanno permesso di individuare la presenza di un esteso corpo di materiale vulcanico al nucleo della struttura principale del permesso (Arcturus), ad una profondita' molto ridotta, con probabile presenza di una copertura carbonatica alla sommita' (Figura 6). Il corpo vulcanico visibile all'estremita' sud est della linea 555 ha richiesto una densita' minore delle rocce circostanti per soddisfare i dati registrati, ed e' quindi verosimile che si tratti di rocce tufacee e/o cineritiche, mentre il considerevole nucleo vulcanico ha alta densita' e suscettivita' magnetica, riconducibili ad un corpo intrusivo.

L'impegno finanziario sostenuto fino ad oggi sul permesso ammonta ad oltre 2.400.000€, che comprendono tra l'altro 41.000€ per acquisto di dati geologici, 885.000€ per costi amministrativi e tecnici, 52.000€ per studi geologici e 310.000€ per studi geofisici.

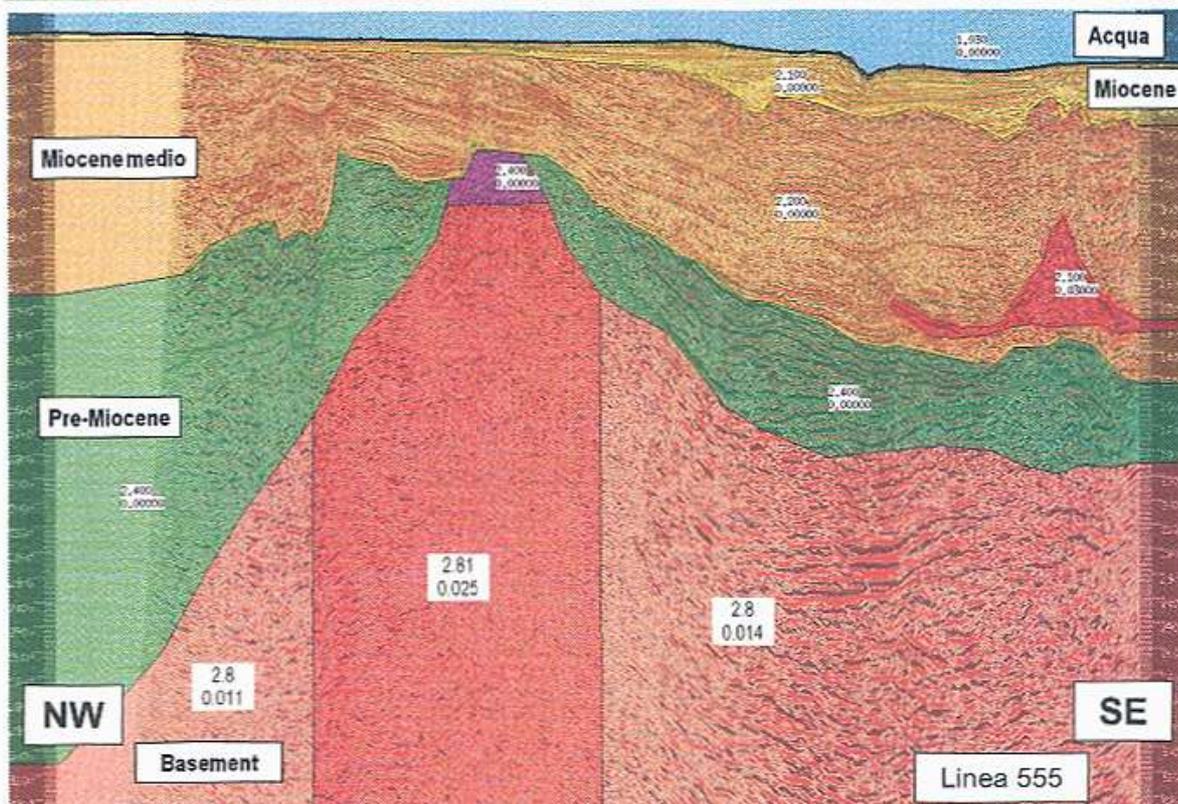
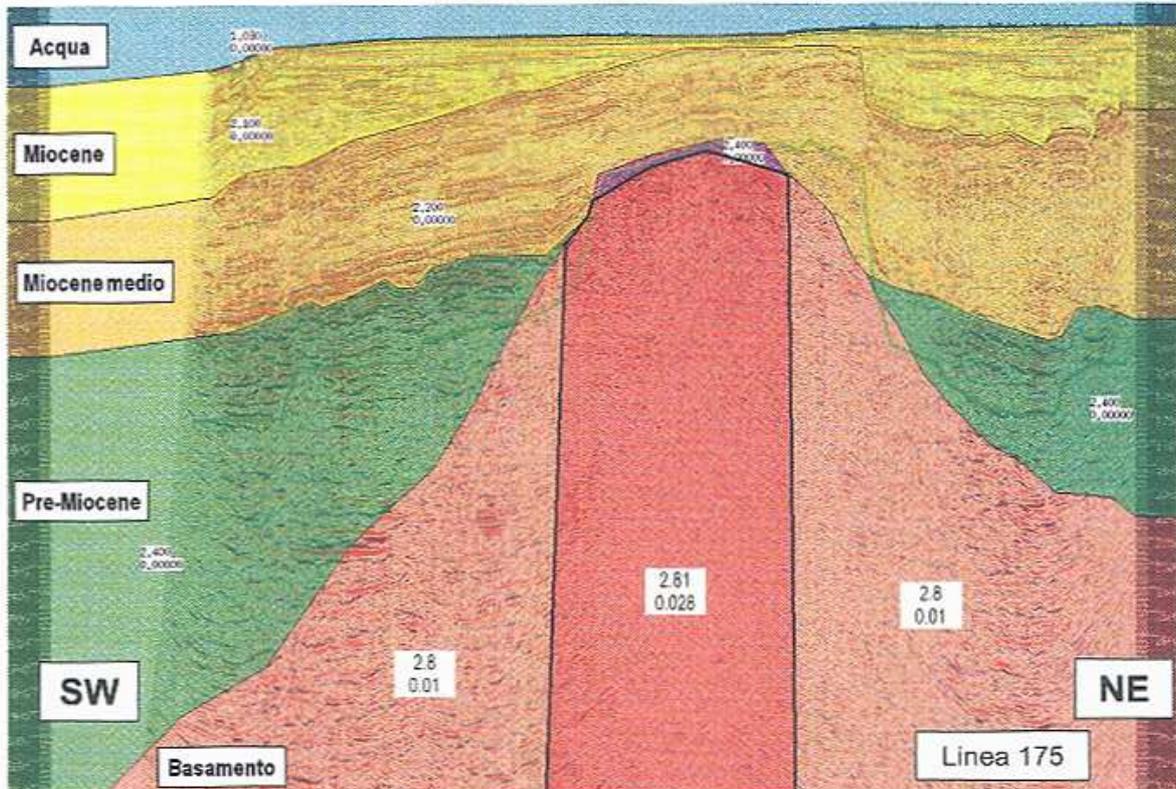


Figura 6 – Modello magneto-gravimetrico sovrainposto sulle linee sismiche evidenziate in Figura 5

Interpretazione sismica

L'interpretazione sismica si e' concentrata sugli orizzonti caratterizzati da buona continuita' sismica (Figura 7) oltre che sulla sommita' delle intrusioni vulcaniche, che sono la caratteristica piu' evidente del permesso.

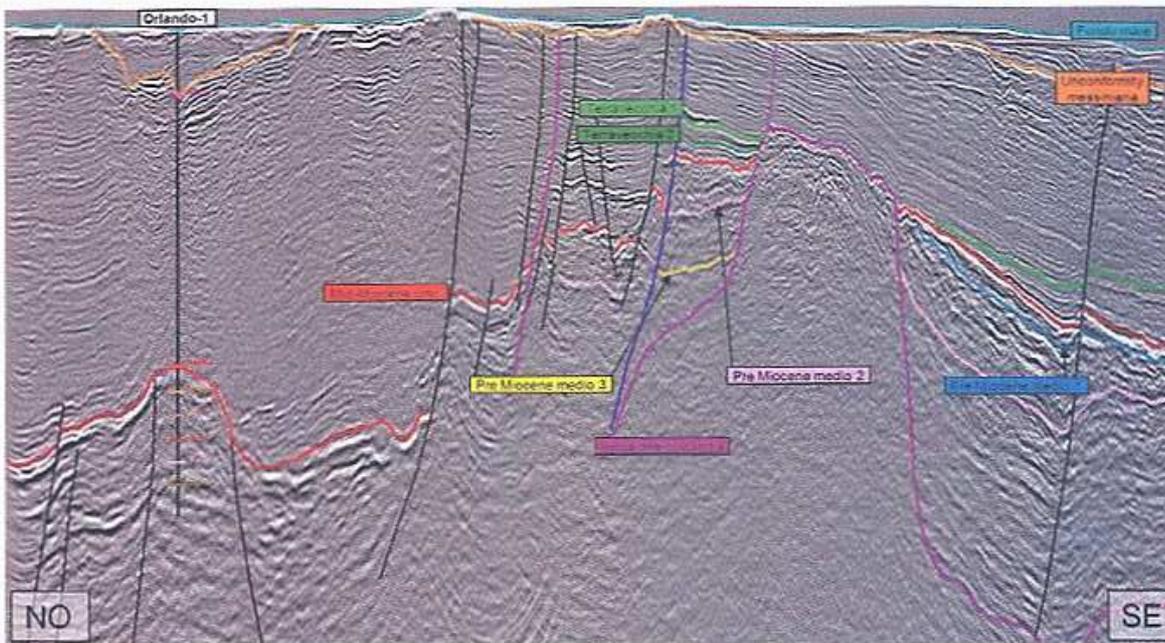


Figura 7 – Linea 560 (calibrazione con Orlando 1) - Orizzonti interpretati

I prospect mappati si riferiscono a livelli diversi ed sono per lo piu' legati a trappole di tipo stratigrafico. Alcuni dei prospect originariamente mappati dopo l'acquisizione sismica del 2006 sono stati ridimensionati od eliminati, mentre altri sono stati confermati ed ampliati.

Electra

Electra, a livello del marker 1 della Formazione Terravecchia e' costituito da onlap/downlap al di sopra dell'unconformity del Miocene medio (Figura 8). Il marker 2 della formazione Terravecchia sembra non essere presente, probabilmente per via di un onlap avvenuto in posizione ribassata rispetto al prospect mappato.

Il prospect ha una seconda chiusura al di sotto della unconformity del Miocene medio per troncatura degli strati, dove e' ipotizzabile la presenza delle formazioni Ain Grab e/o Fortuna (Figura 9 e Figura 10).

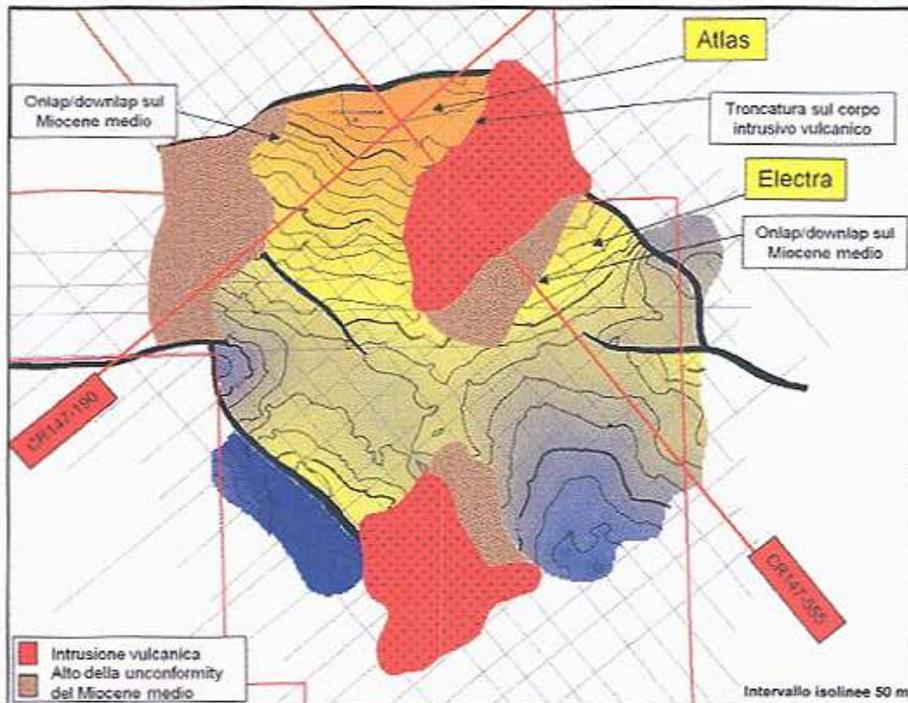


Figura 8 – Mappa in profondita' del marker Terravecchia 1

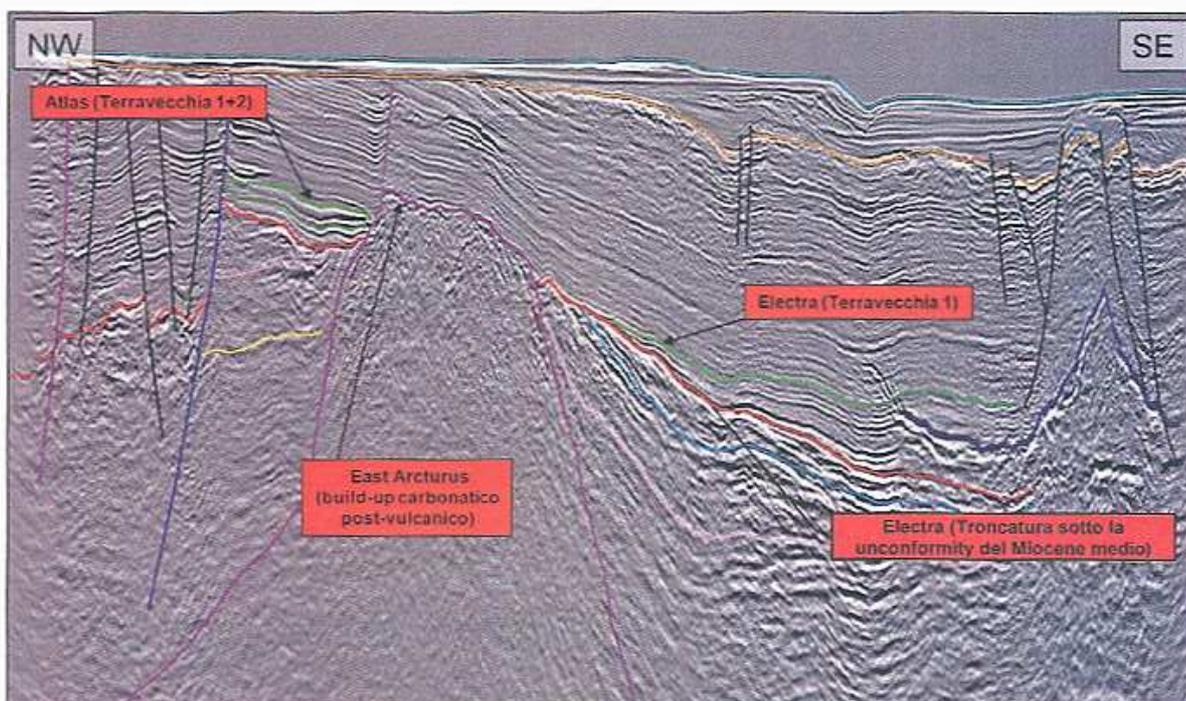


Figura 9 – Linea 555

Si ritiene che il rischio principale per Electra sia legato alla presenza dei livelli sabbiosi alla base della Formazione Terravecchia, che potrebbero mancare per terminazione di tipo onlap a valle del prospect. Non esistono altresì conferme della presenza al di sotto della unconformity dei reservoir Ain Grab e Fortuna.

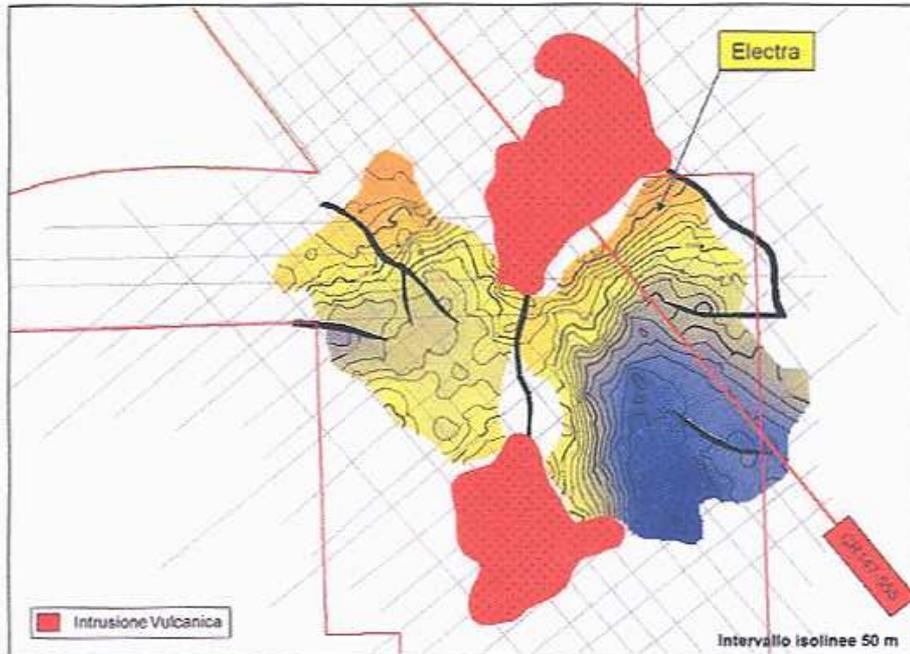


Figura 10 - Mappa in profondita' del marker 1 pre Miocene medio

Atlas

Questo prospect e' di tipo misto e fa affidamento sullu chiusura per faglia a nord, per onlap sul Miocene medio ad ovest e per troncatura contro una intrusione vulcanica ad est, mentre a sud chiude per pendenza. Al suo interno sono stati mappati entrambe i marker della formazione Terravecchia, per cui la probabilita' della presenza dei livelli reservoir appare piu' alta, mentre il rischio e' legato ai meccanismi di chiusura multipli, che devono essere tutti presenti per permettere una trappola efficace (si veda dalla Figura 8 alla Figura 12).

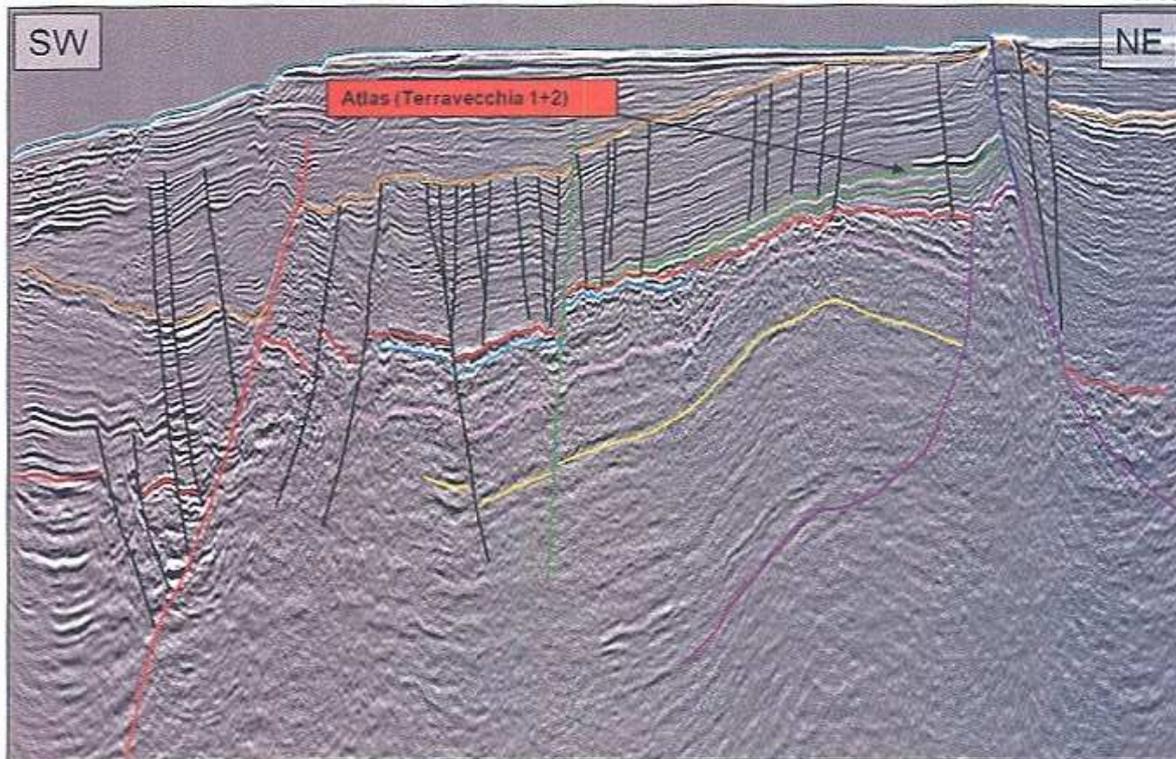


Figura 11 – Linea 190

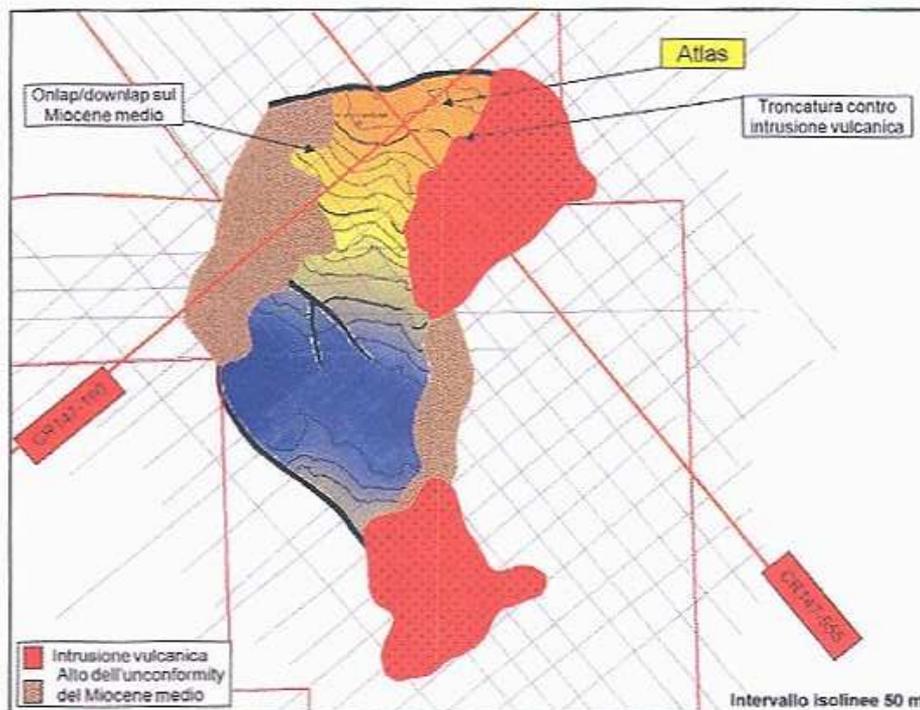


Figura 12 - Mappa in profondita' del marker Terravecchia 2

Antares

Antares e' costituito da un blocco ruotato per faglia, con reservoir nelle formazioni Ain Grab (Miocene inferiore) e Fortuna (Oligocene), come illustrato in Figura 13 e in Figura 14. La chiusura e' assicurata da faglie su tre lati e da pendenza sul quarto. Il rischio principale di questo prospect e' legato sia all'isolamento idraulico delle faglie che alla effettiva presenza dei reservoir ipotizzati al di sotto della unconformity.

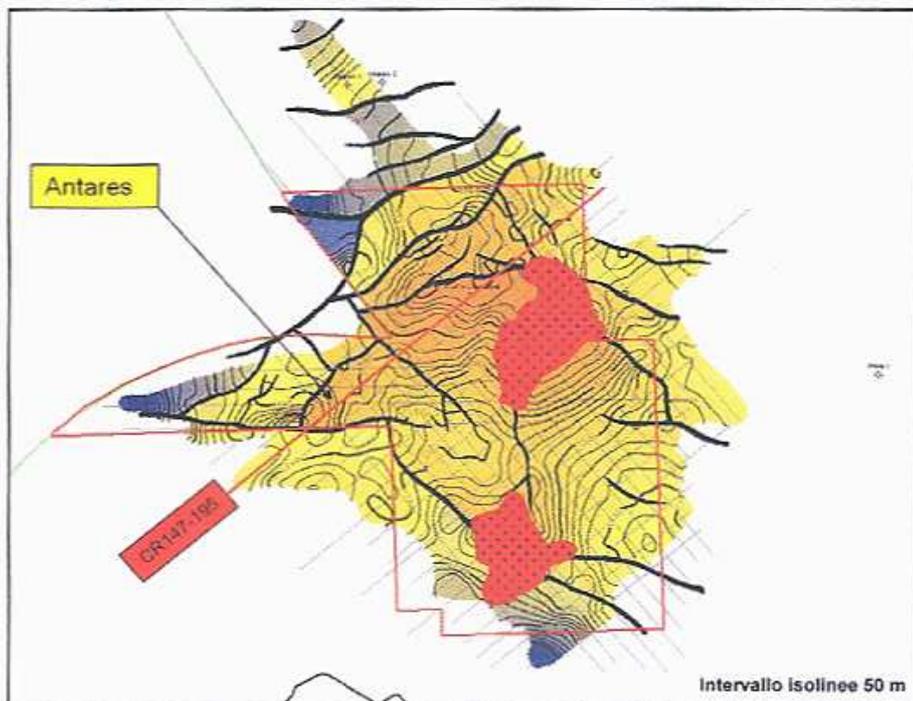


Figura 13 – Mappa in profondita' dell'unconformity del Miocene medio

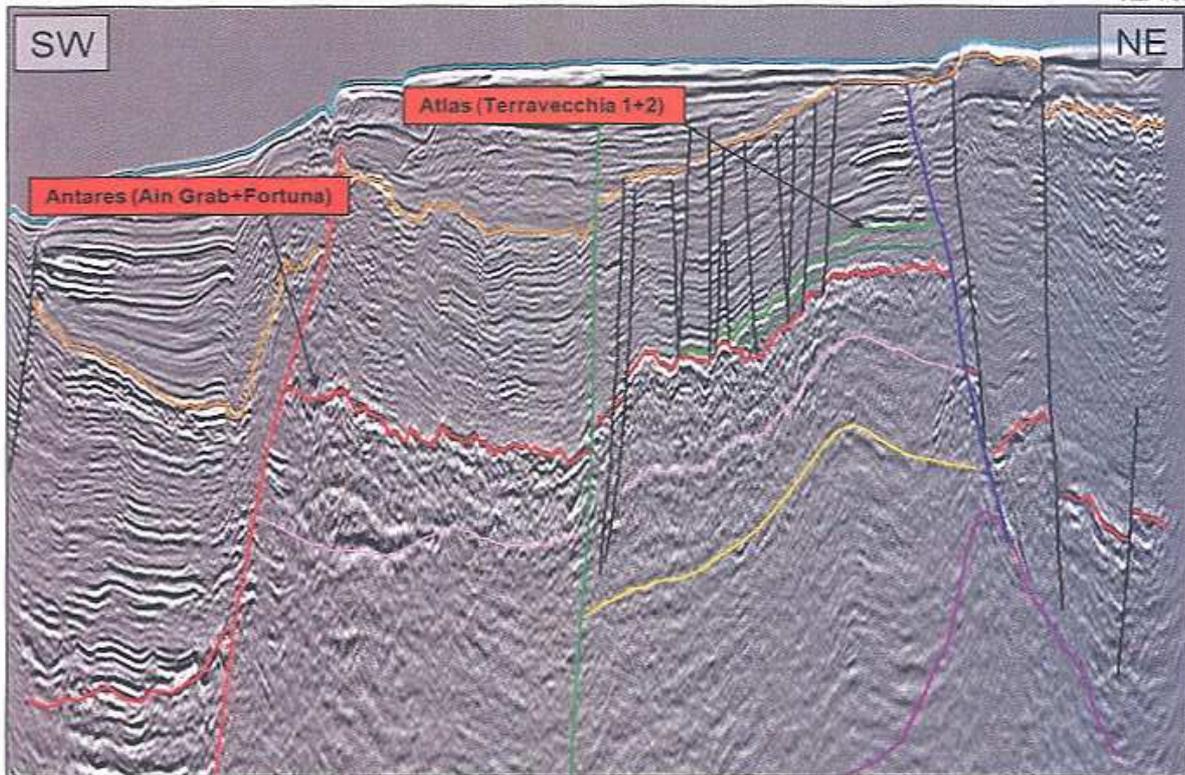


Figura 14 – Linea 195

East Arcturus

East Arcturus e' costituito da un biostruttura carbonatica miocenica ipotizzata sulla sommita' dell'intrusione vulcanica (Figura 9 e Figura 15) e supportata dal modello gravimetrico – magnetometrico. Si tratta quindi di una trappola puramente stratigrafica, il cui rischio e' legato essenzialmente alla presenza e alla qualita' dei carbonati eventualmente presenti.

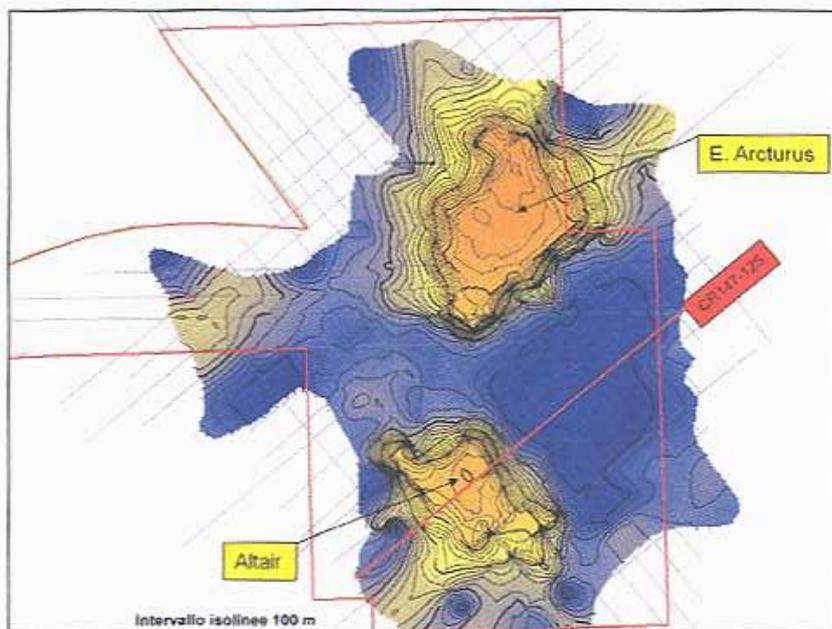


Figura 15 – Mappa in profondita' della sommita' dei corpi vulcanici

Altair

Altair, analogamente a East Arcturus, e' costituito da una biocostruzione carbonatica miocenica sulla sommita' dell'intrusione vulcanica (Figura 15 e Figura 16). Anche in questo caso il principale rischio e' legato essenzialmente alla presenza e alla qualita' dei carbonati eventualmente presenti.

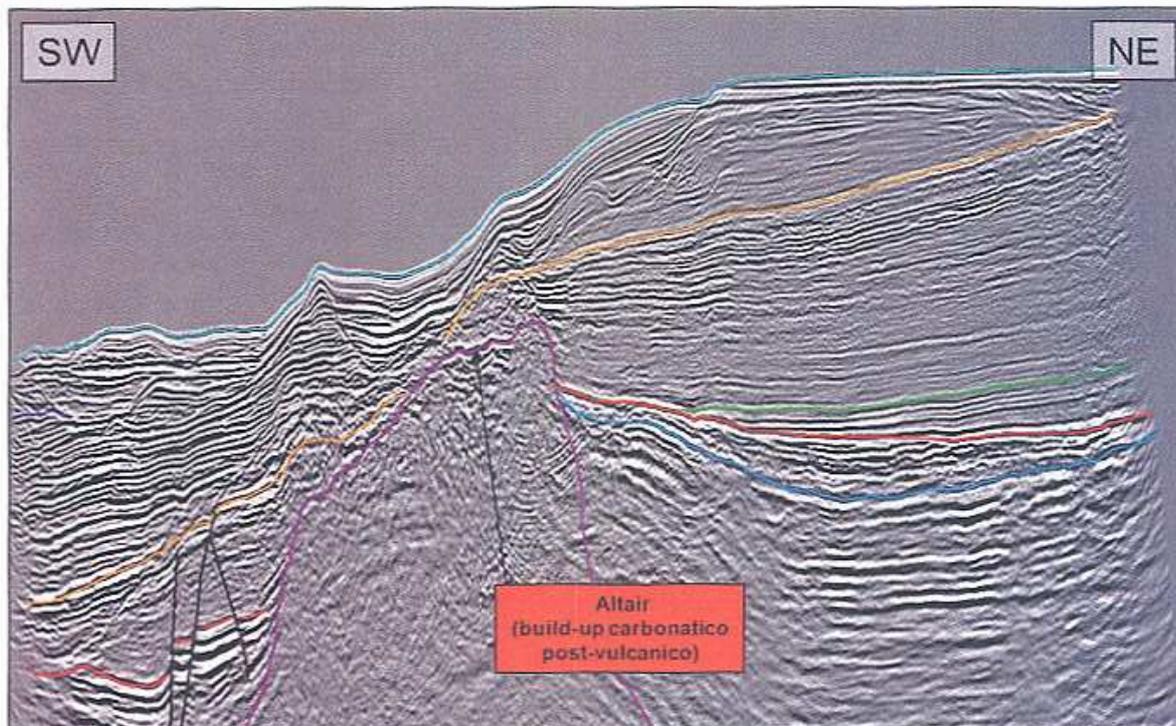


Figura 16 – Linea 125

West Arcturus

Sul lato occidentale della principale intrusione vulcanica presente nel permesso (Arcturus), i marker 2 e 3 pre Miocene sono troncati contro il corpo vulcanico stesso, con chiusure per faglia verso nord e per pendenza verso sud ovest (Figura 17 e Figura 18). Il marker 2 (in rosa) potrebbe rappresentare la formazione Abiod del Cretaceo, mentre il marker 3 (in giallo) e' stato tentativamente correlato al Triassico (Figura 9 e Figura 11).

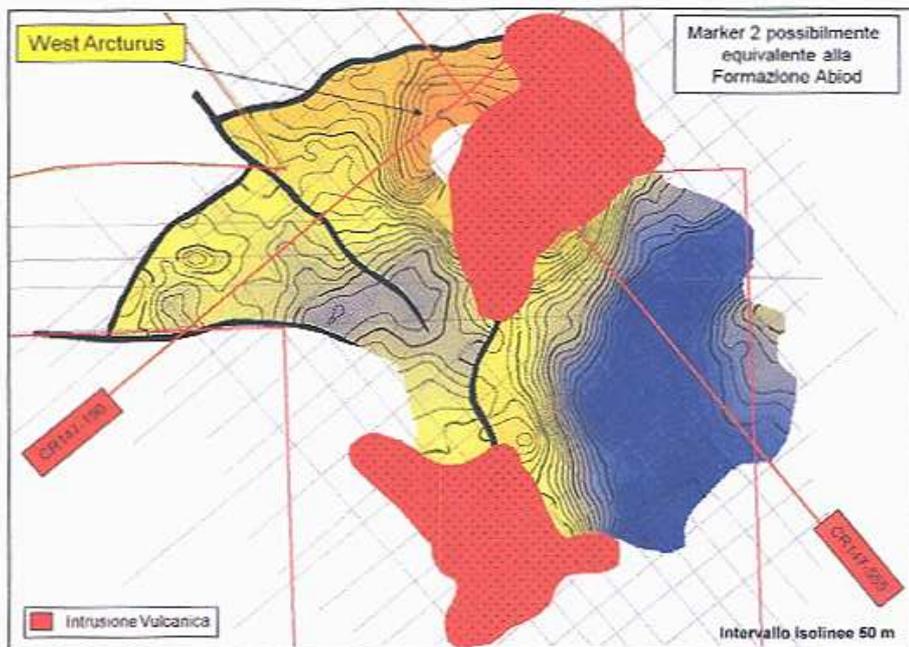


Figura 17 – Mapa in profondità' del marker 2 pre Miocene medio

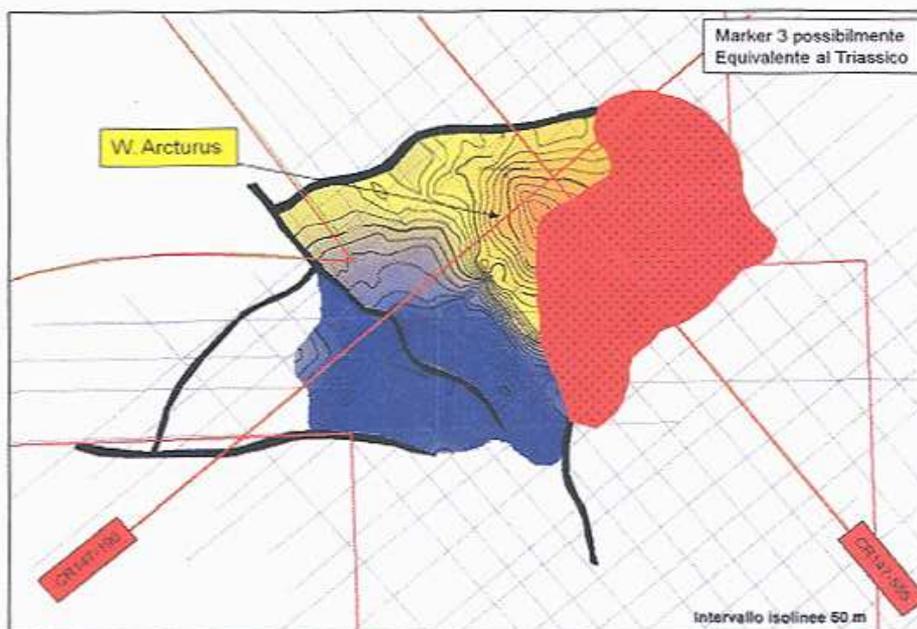


Figura 18 – Mapa in profondità' del marker 3 pre Miocene medio

Per questo prospect esistono diversi rischi: la chiusura per faglia e contro l'intrusione vulcanica, l'effettiva presenza delle formazioni ipotizzate e la qualità degli eventuali reservoir presenti.

Conclusioni

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 19).

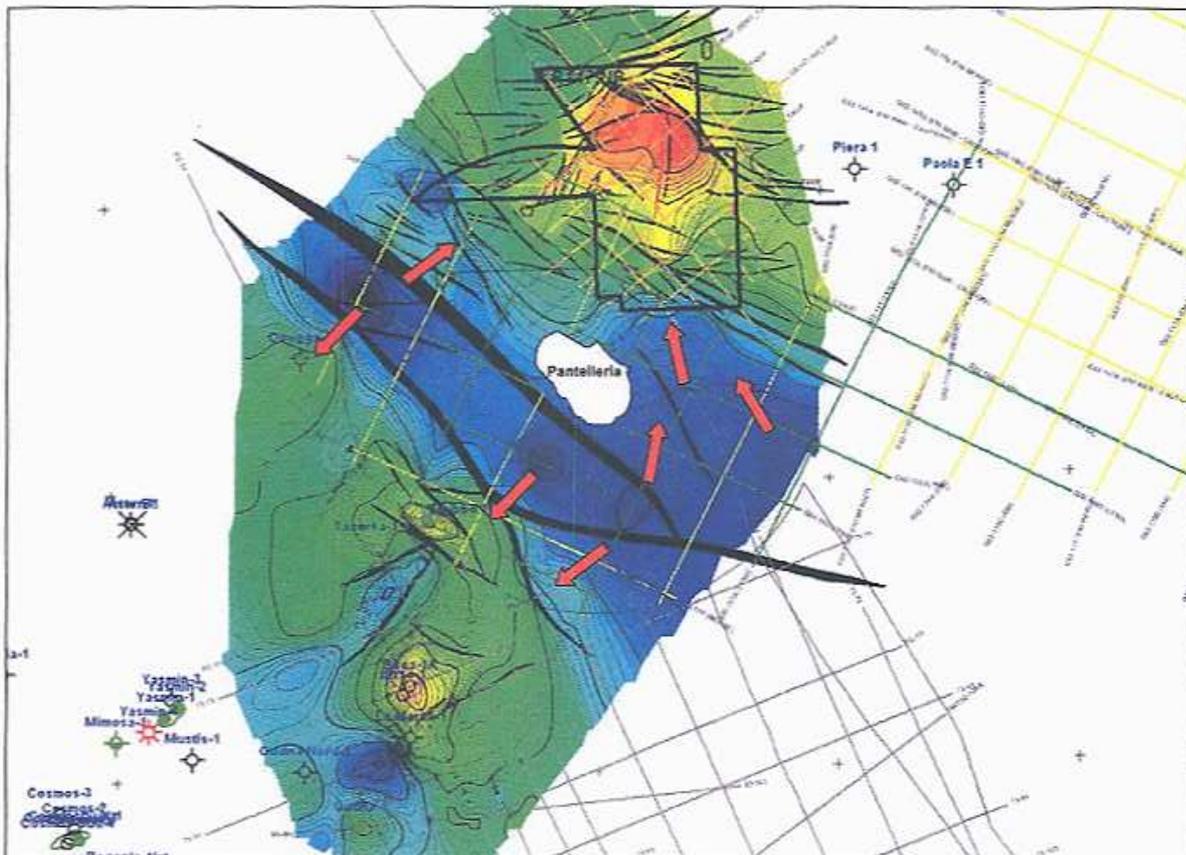


Figura 19 – Percorsi di migrazione degli idrocarburi

Per quanto riguarda i prospect Atlas ed Electra, basati sulla presenza di livelli sabbiosi nella parte bassa della formazione Terravecchia, esiste una alta incertezza sulla effettiva presenza di livelli sabbiosi porosi e permeabili, basata sulla stratigrafia dei pozzi disponibili e sulla interpretazione stratigrafica delle sezioni sismiche.

Si ritiene inoltre che tutti i prospect del permesso abbiano una buona possibilita' di contenere anidride carbonica generata dalla attivita' vulcanica. Tuttavia i dati esistenti riguardo ai campi ad olio nelle stesse sequenze in acque tunisine, indicano come, malgrado la scarsa profondita' e la recentissima eta' delle trappole (che hanno spesso espressione a fondo mare), la qualita' dell'olio sia molto alta (campo di Tazerka, Figura 20, reservoir Birsa a meno di 1300 m di profondita', olio 31 API; campo di Oudna, reservoir Birsa a circa 1600 m di profondita', olio 41 API; campo di Birsa, Figura 21, reservoir Birsa a soli 850 m di profondita', olio 30 API): cio' fa ritenere che il sistema petrolifero sia attualmente funzionante e che sia in corso la migrazione dalle rocce madri verso i reservoir. Questo favorisce nella nostra opinione i prospect piu' vicini all'area in cui le rocce madri sono a maggiore profondita' (graben di Pantelleria). A nostro avviso inoltre l'influenza di una possibile biodegradazione aumenta con la distanza dalla roccia madre, che favorisce ulteriormente Altair ed Antares che si trovano nei pressi del graben.

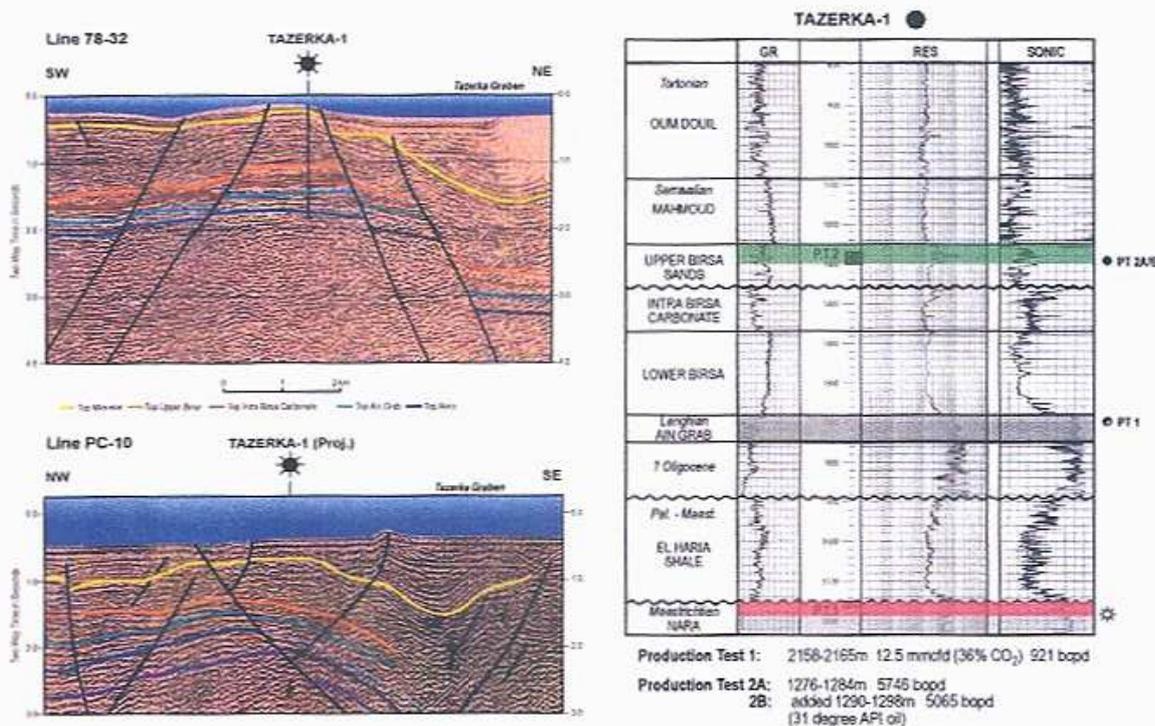


Figura 20 – Campo di Tazerka

Sono state inoltre evidenziate numerose anomalie di ampiezza superficiali a livello del Miocene medio-superiore, che sono verosimilmente legate alla presenza di livelli sabbiosi saturi di gas, che rappresentano un certa difficulta' dal punto di vista delle attivita' di perforazione. In particolare si ritiene che ci sia anche la possibilita' che tali anomalie di ampiezza siano legate alla presenza di anidride carbonica, vista la prossimita' dei corpi vulcanici. Tali anomalie si trovano al di sopra di Atlas, East Arcturus, West Arcturus ed Electra.

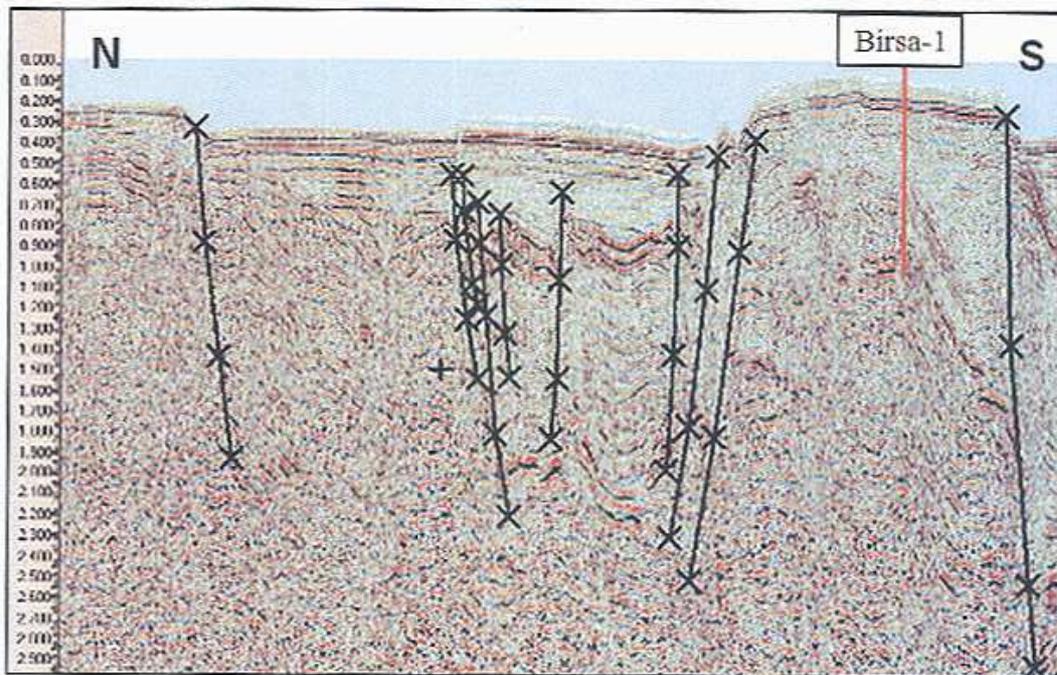
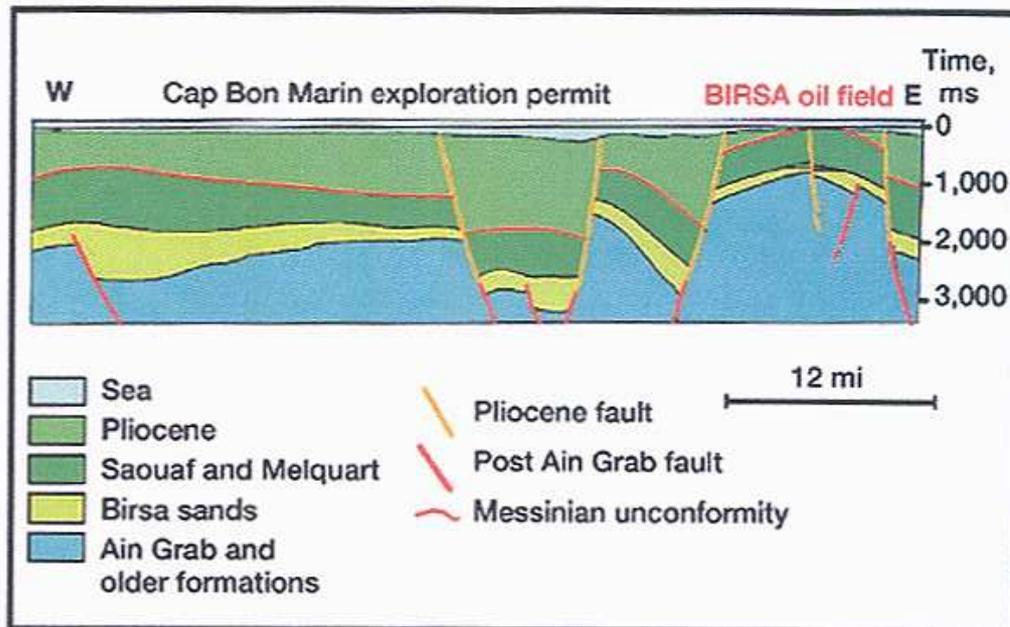


Figura 21 – Campo di Birsa

E' quindi opinione della Northern Petroleum che i prospect a minore rischio minerario siano Altair ed Antares, ed in vista dei volumi calcolati si ritiene che il pozzo esplorativo dovrebbe avere come obiettivo il prospect Altair.

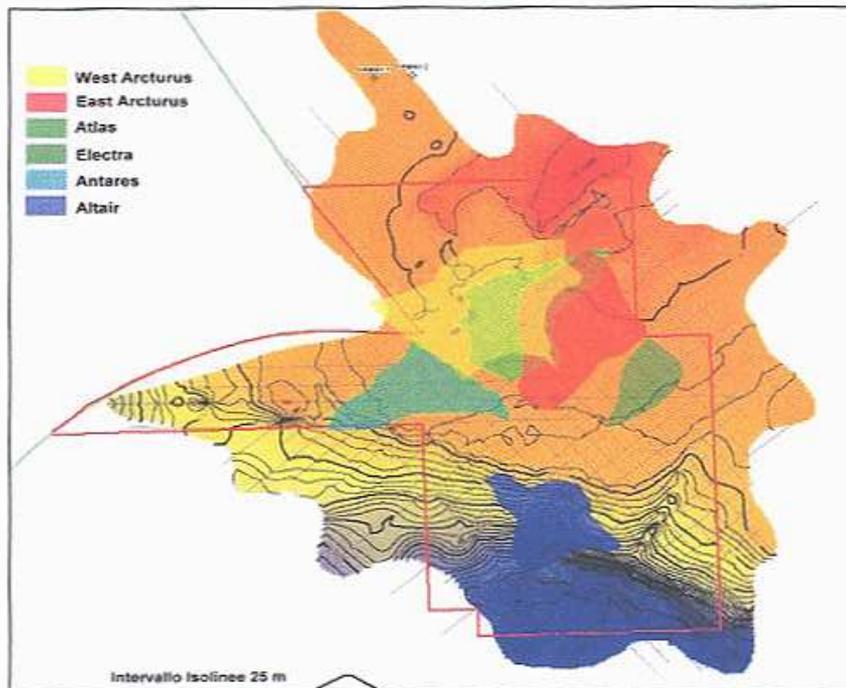


Figura 22 – Mappa batimetrica con localizzazione dei prospect individuati

La mappa batimetrica del permesso (Figura 22) evidenzia come Altair sia situato in una zona generalmente in pendenza con profondita' dell'acqua variabile da circa 220 a 760 m, e richiede quindi l'utilizzo di una piattaforma semisommersibile o di una nave da perforazione adatta a questo tipo di operazioni.

Data la scarsita' di impianti di questo tipo nell'area del Mediterraneo, ed in vista dei tempi amministrativi necessari alla firma di un contratto con una compagnia di servizio di perforazione ed al rilascio dei permessi per la perforazione stessa ai sensi di legge, si richiede la temporanea sospensione del decorso temporale del permesso, in attesa che un impianto di tale tipo sia disponibile.