



# Northern Petroleum (UK) Ltd

## Permesso "Cerasa"



### Relazione Tecnica allegata all'Istanza di Rinuncia

## 1. Informazioni Generali

### 1.1 Ubicazione Geografica

Il Permesso Cerasa e' situato nelle Marche nelle Provincie di Pesaro e Urbino ed Ancona, nella zona di avansfossa dell'Appennino settentrionale caratterizzata dai sovrascorrimento frontali (Figura 1). Si trova essenzialmente nel bacino Umbro-Marchigiano settentrionale, vicino alla zona di transizione tra quest'ultimo ed il bacino Padano. Il permesso confina ad Ovest con il permesso "Monteluro" della Petren, ad Est con la concessione "Montignano" (Edison e Gas Plus), a Nord Est e' delimitato dalla linea di costa di bassa marea e a Sud confina con area libera.

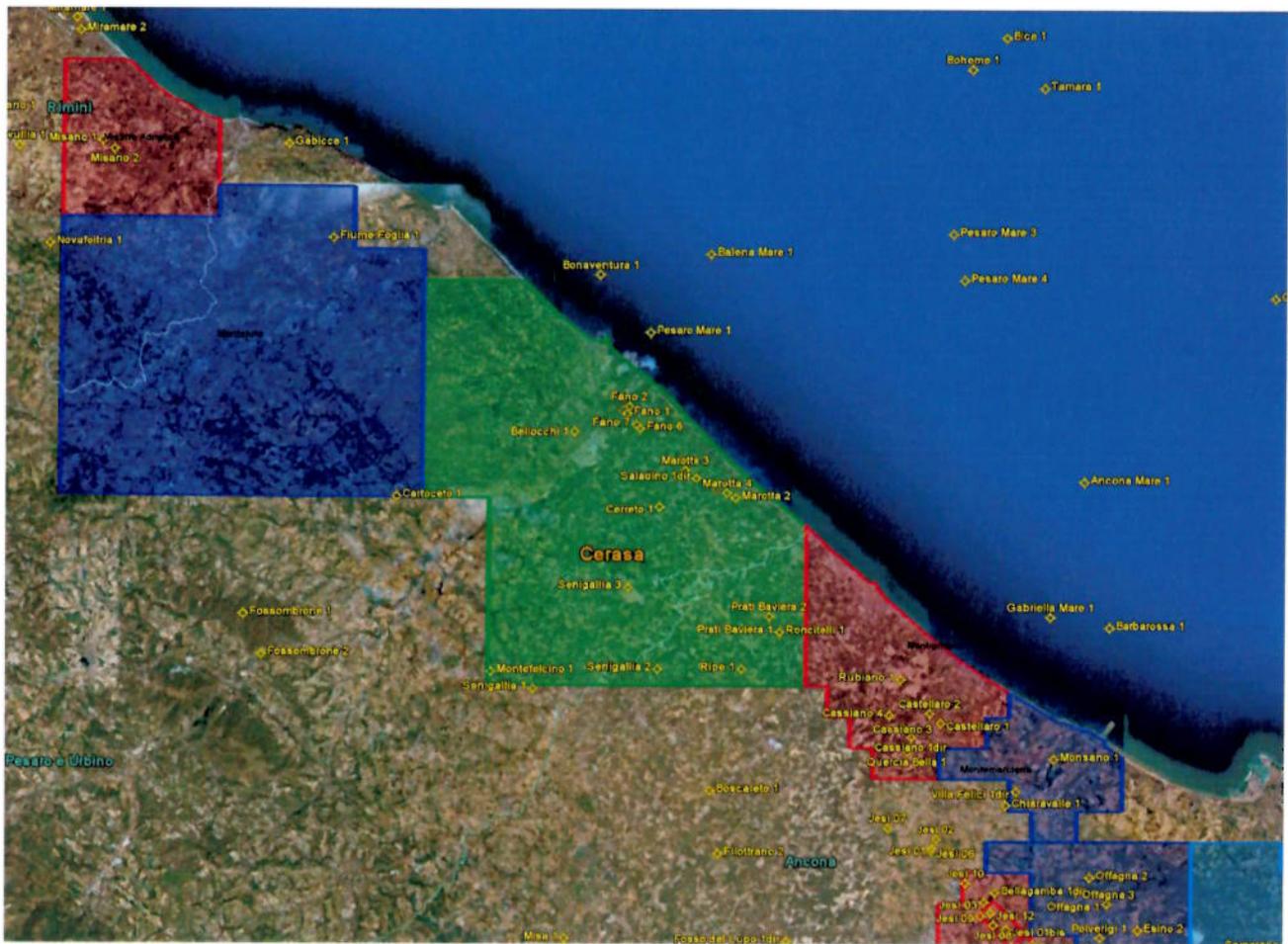


Figura 1 - Ubicazione del Permesso "Cerasa"

Tra il 1959 ed il 1999 varie porzioni del Permesso "Cerasa" furono interessate da permessi di ricerca di vari operatori (Agip, Snia, Italtrex, Spi) e da tre concessioni di produzione per lo sfruttamento dei campi a gas di Fano, Marotta e San Costanzo (Montedison). Un totale di ventitre pozzi (sia esplorativi che di sviluppo) sono stati perforati dai precedenti operatori all'interno dell'area del permesso (Figura 2).



Figura 2 - Pozzi perforati all'interno del permesso

## 1.2 Situazione Legale del Permesso

Data di Conferimento: 8 Ottobre 2004  
 Titolare: Northern Petroleum (UK) Ltd. 100%  
 Area: 38230 ettari  
 Scadenza Termine di Perforazione: 30 Novembre 2009  
 Scadenza Definitiva del Permesso: 8 Ottobre 2010  
 Ufficio UNMIG: Roma

## 2. Inquadramento Geologico

Il Permesso "Cerasa" e' situato poco a sud della zona di transizione tra il bacino Padano e quello Umbro-Marchigiano, nella zona dei sovrascorrimenti frontali dell'Appennino settentrionale. La collisione tra il promontorio italiano ed il blocco europeo ha causato la formazione della catena Appenninica con vergenza a Nord Est. Le strutture presenti sono favorevoli all'accumulo di gas biogenico, e sono state perforate e prodotte in Val Padana e nelle Marche fin dagli anni 50.

Lo stile strutturale ed il sistema petrolifero non cambiano lungo il bordo orientale del fronte appenninico, includendo il bacino marchigiano, anche se l'eta' delle strutture puo' variare. Nel permesso Cerasa il principale obiettivo e' stato

un complesso torbiditico del Pliocene Inferiore, la formazione Cellino. I successivi movimenti e sollevamenti hanno strutturato la formazione in trappole prospettive alimentate localmente da gas biogenico. Uno schema stratigrafico riassuntivo e' riportato in Figura 3.

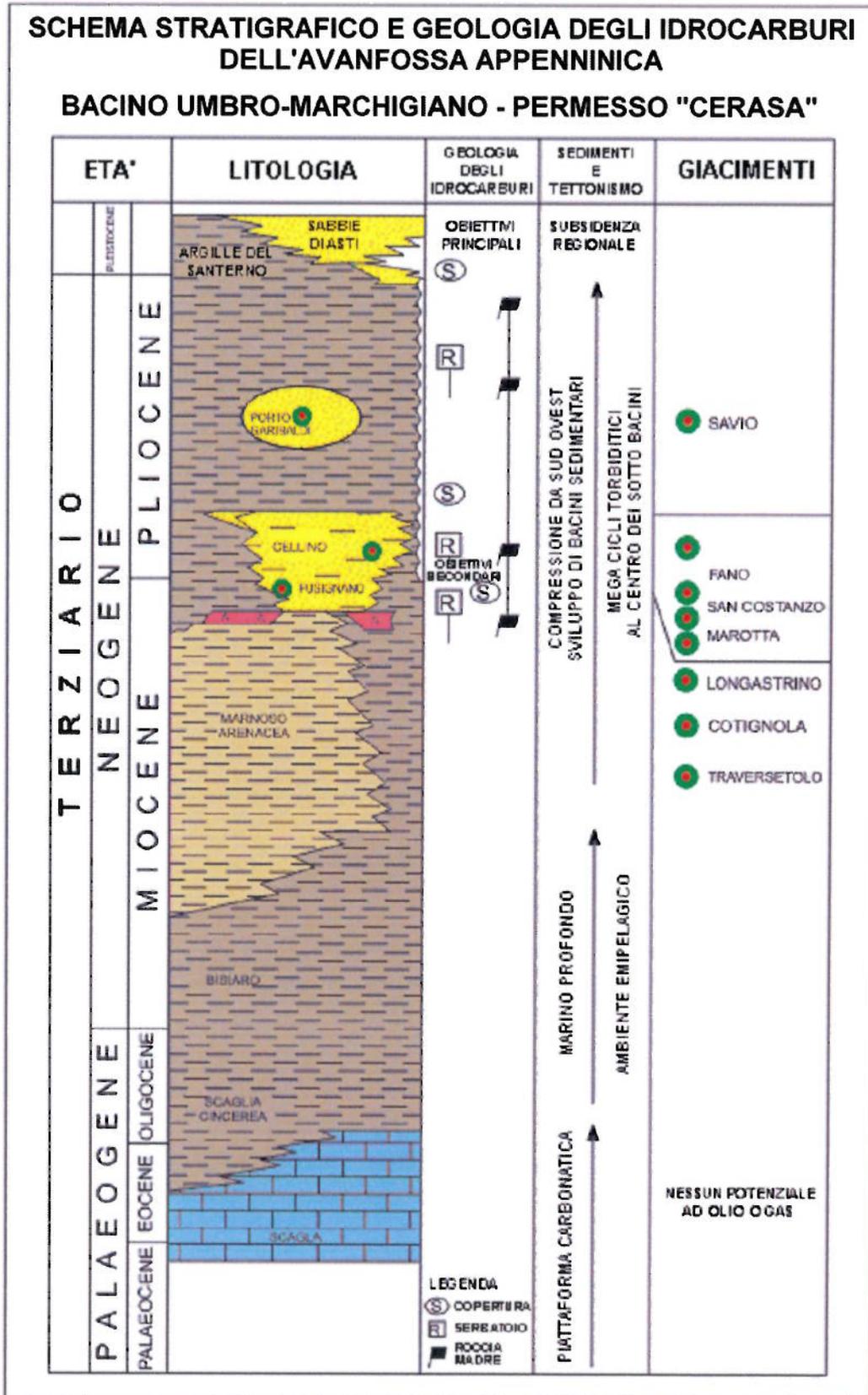


Figura 3 - Schema Stratigrafico

La presenza di un sistema petrolifero attivo e funzionante e' provata dalla presenza di una serie di piccoli accumuli di gas nei campi di Fano, Marotta e San Costanzo all'interno del permesso, tutti attualmente abbandonati dopo lo sfruttamento. Inoltre il pozzo Roncitelli 1 ha rinvenuto diversi livelli Pliocenici mineralizzati a gas, ma non e' mai stato messo in produzione. L'ubicazione dei suddetti campi e' illustrata in Figura 4.

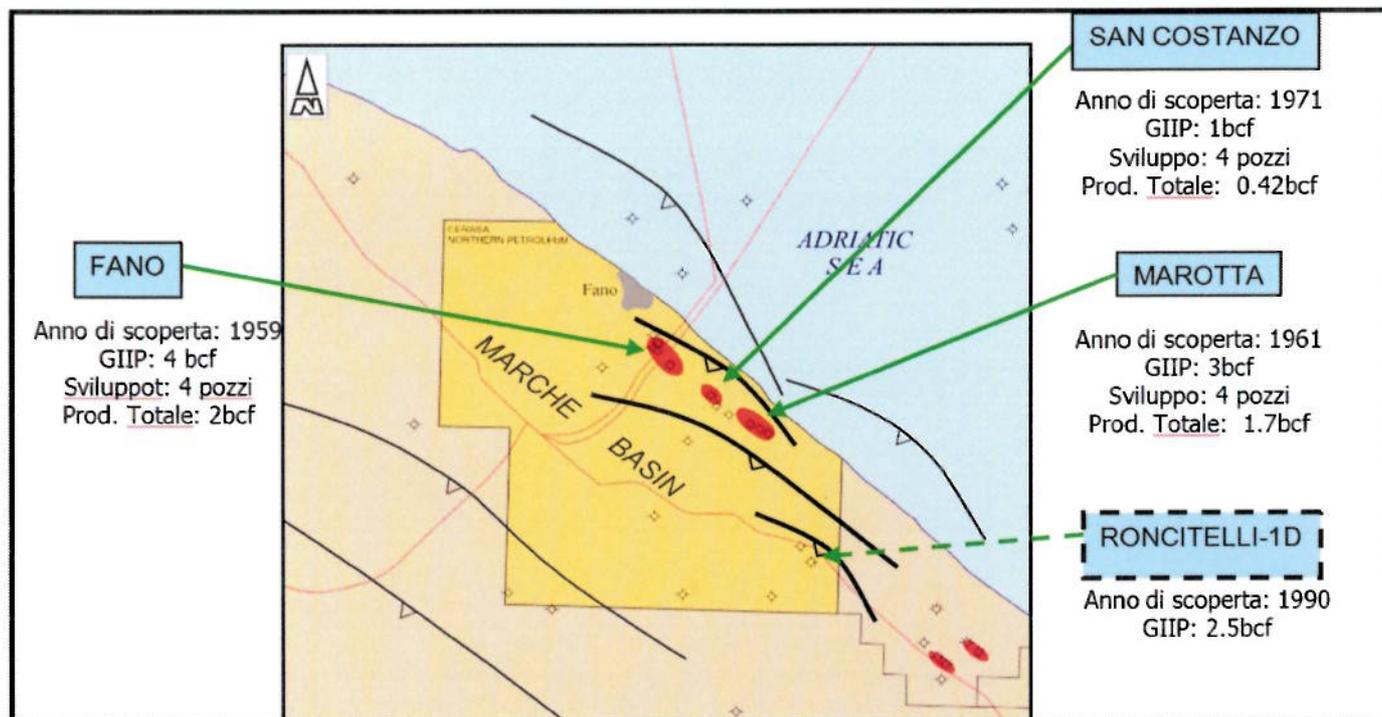


Figura 4 - Campi a gas scoperti nell'area

Durante il Miocene, l'orogenesi Appenninica creò una avanfossa nella regione costiera Adriatica. Tale bacino subsidente fu continuamente riempito da diffusi depositi torbiditici alternati ad argille di mare profondo, finché la sedimentazione non fu interrotta dal sollevamento tettonico verso la fine del Pliocene Inferiore, con la creazione di trappole efficaci per l'accumulo di gas di recente generazione. I successivi depositi Plio-Pleistocenici consistono prevalentemente di depositi finissimi e argillosi che costituiscono una efficace copertura per la sequenza torbiditica. La propaggine nord orientale del fronte orogenetico ha creato verso l'avanfossa una serie di sovrascorrimenti blandamente piegati con trappole anticlinaliche posizionate a tetto. I campi di Fano, Marotta e San Costanzo sono situati su una anticlinale sovrascorsa lungo la fascia costiera del permesso. Il pozzo di scoperta Roncitelli-1 ha investigato una struttura analoga a quella dei campi sviluppati, situata però sul precedente fronte sovrascorso verso sud ovest. Le torbiditi sabbiose del Pliocene Inferiore sono una roccia serbatoio provata in tutta la Val Padana e in Cerasa costituiscono la formazione Cellino. La sequenza di alternanze di sabbie e argille ha riempito l'avanfossa peri-adriatica da nord, e i depositi dell'area in oggetto rappresentano probabilmente la parte interna di un sistema torbiditico. I sedimenti hanno rimaneggiato una precedente torbidite di origine alpina e sono quindi ben assortiti, a grana fine e con un ottimo range di porosità da 15 a 34%. Il permesso Cerasa è situato all'interno della "play fairway" del serbatoio Cellino (Figura 5) e la correlazione tra i pozzi conferma sia la presenza che la qualità di questa roccia serbatoio nel permesso (Figura 6).

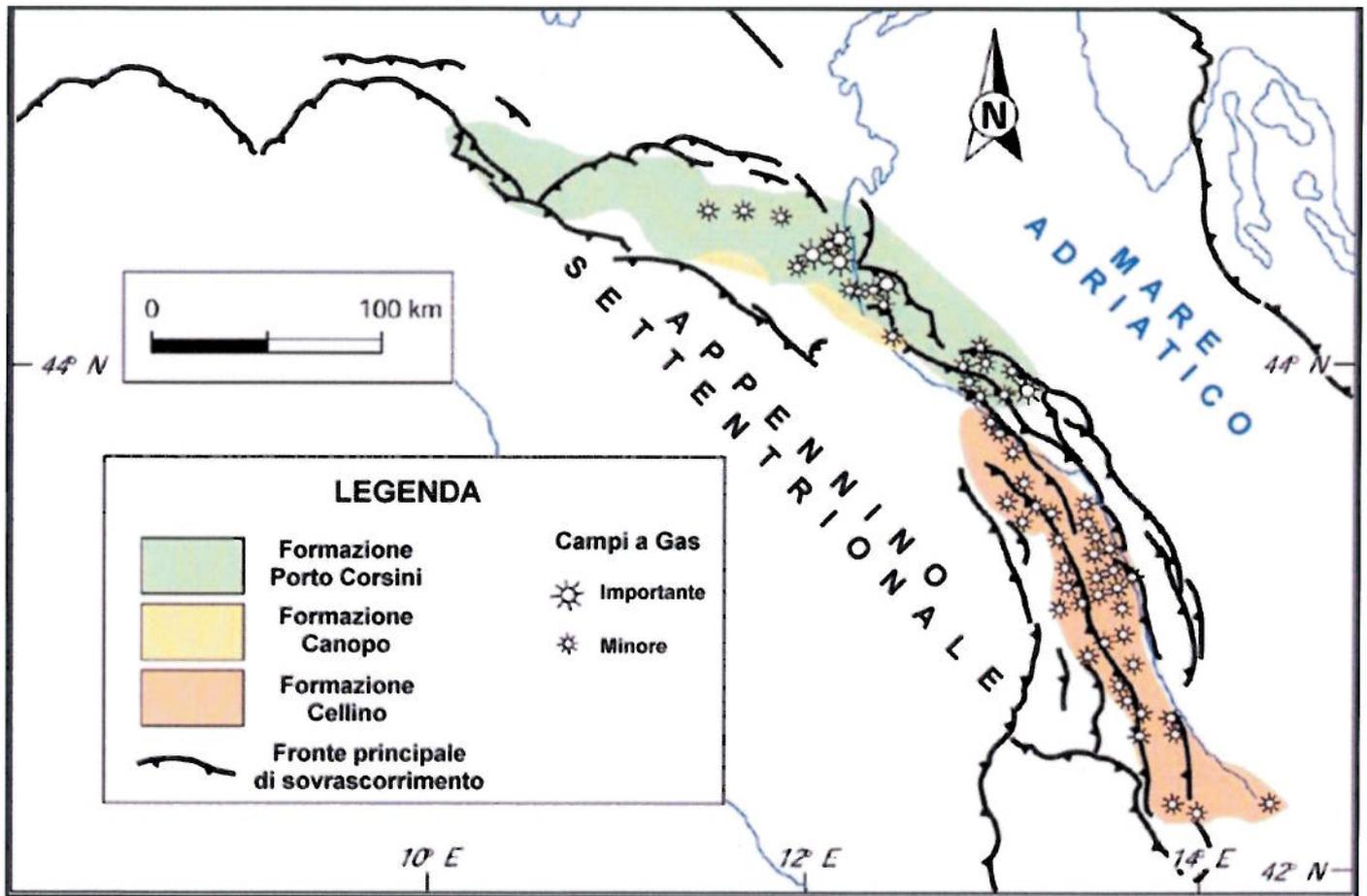


Figura 5 – Distribuzione delle Sabbie del Pliocene Inferiore

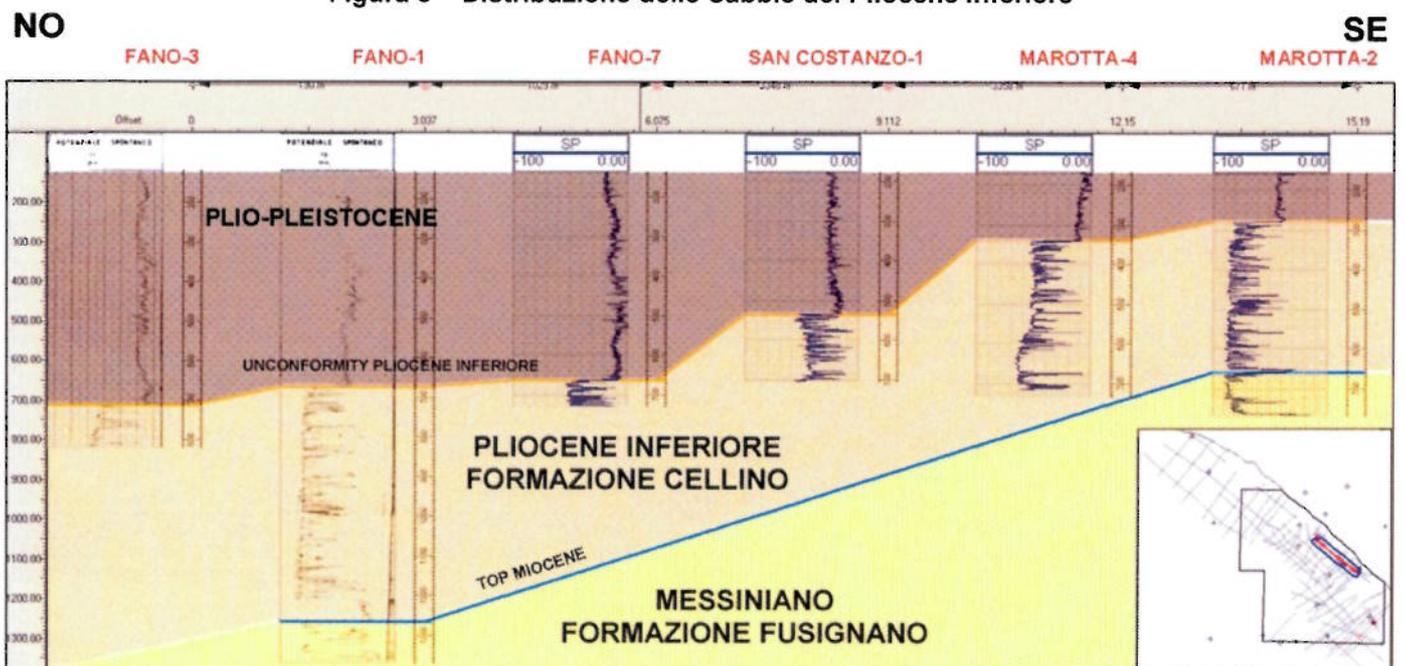


Figura 6 – Correlazione tra alcuni pozzi del permesso

La sequenza Miocenica al di sotto della formazione Cellino comprende la formazione Messiniana Fusignano, la roccia serbatoio dei campi a gas di Cotignola, Longastrino e Traversetola in Val Padana. Essa e' stata intersecata da 7 pozzi nel permesso Cerasa e consiste di spesse arenarie intercalate ad argille piu' sottili. Tali arenarie rappresentano la prima fase dei depositi molassici scaricati dall'orogene Appenninico in avanzamento, dopo la crisi di salinita' del Messiniano che produsse la formazione Gessoso-Solfifera. Potenti corpi sabbiosi furono deposti da correnti torbiditiche che fluivano verso il bacino sia dalle aree alpine settentrionali che localmente dagli Appennini in avanzamento come fenomeni di slump. La transizione tra le formazioni Fusignano e Cellino e' conforme ed e' marcata dalla presenza di un livello argilloso accompagnato da uno strato conglomeratico.

Sebbene le informazioni sulla formazione Fusignano siano piu' scarse, i dati regionali di pozzo e di campo sia nelle Marche che in Val Padana fanno ritenere che Cerasa si trovi in posizione favorevole all'interno della "play fairway" per questa roccia serbatoio (Figura 7).

La correlazione tra i pozzi che l'hanno attraversata nel permesso in oggetto, suggerisce che tale formazione possiede interessanti caratteristiche in termini di spessori e porosita' (Figura 8).

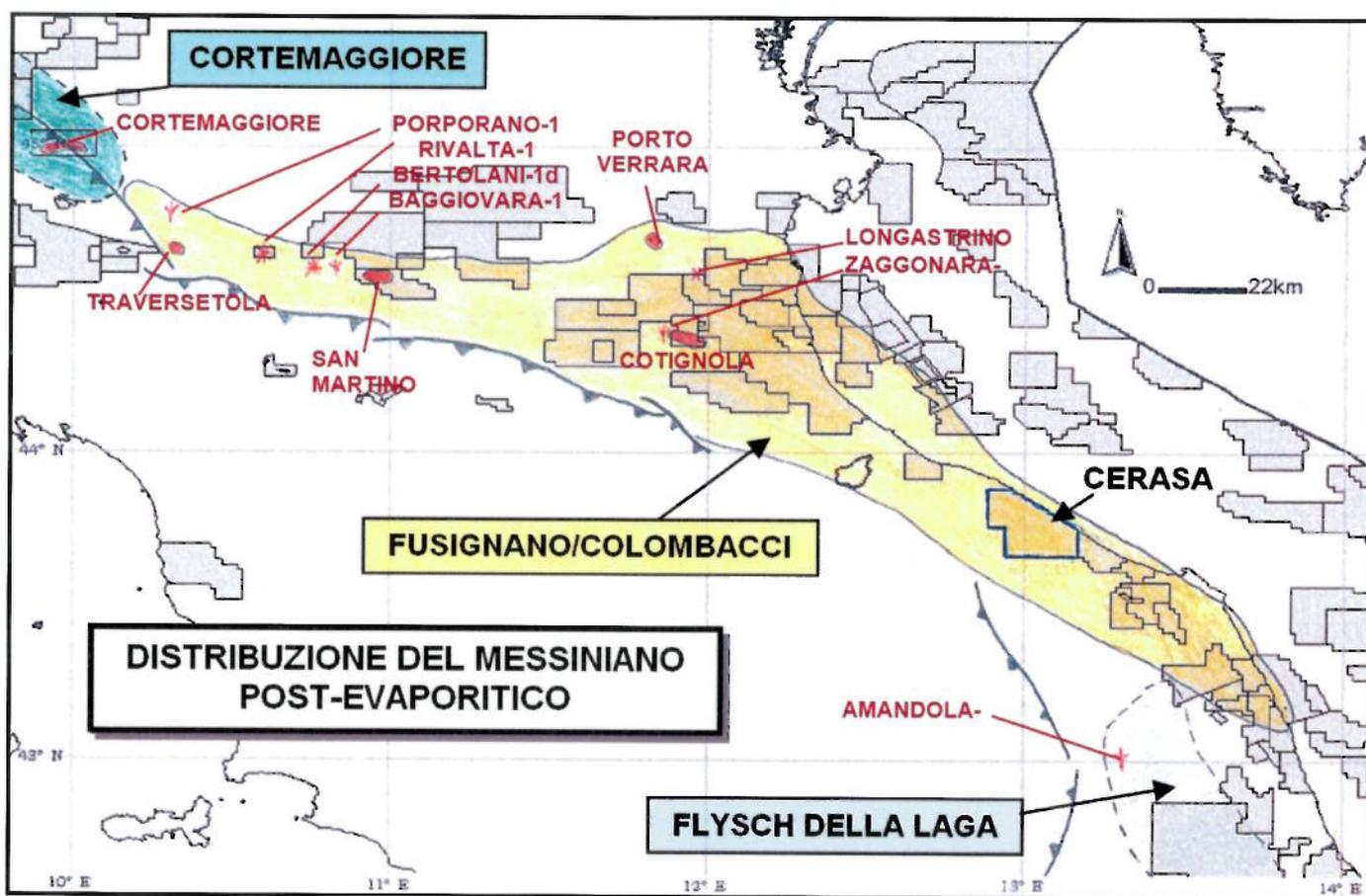


Figura 7 – Distribuzione regionale dei reservoir Messiniani post-evaporitici

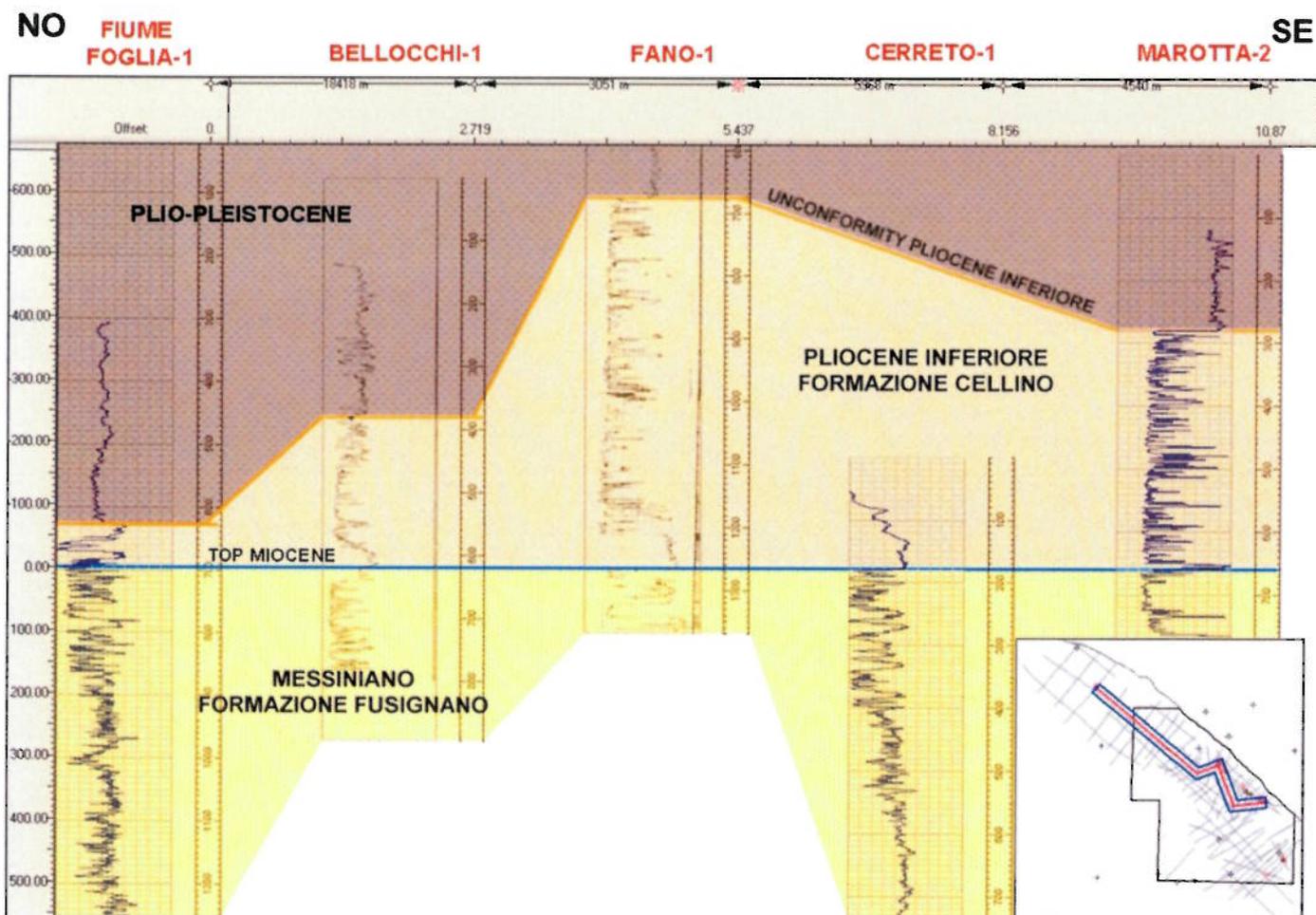


Figura 8 – Correlazione tra alcuni pozzi dell'area

### 3. Stato della Ricerca e Valutazione Mineraria

#### 3.1 Database Sismico

La Figura 9 mostra i dati sismici disponibili per il permesso Cerasa. La maggior parte di essi sono parte del database della Northern Petroleum o sono stati visionati presso Eni. Il totale delle linee effettivamente disponibili ammonta a circa 730 Km di linee 2D (linee in rosso).

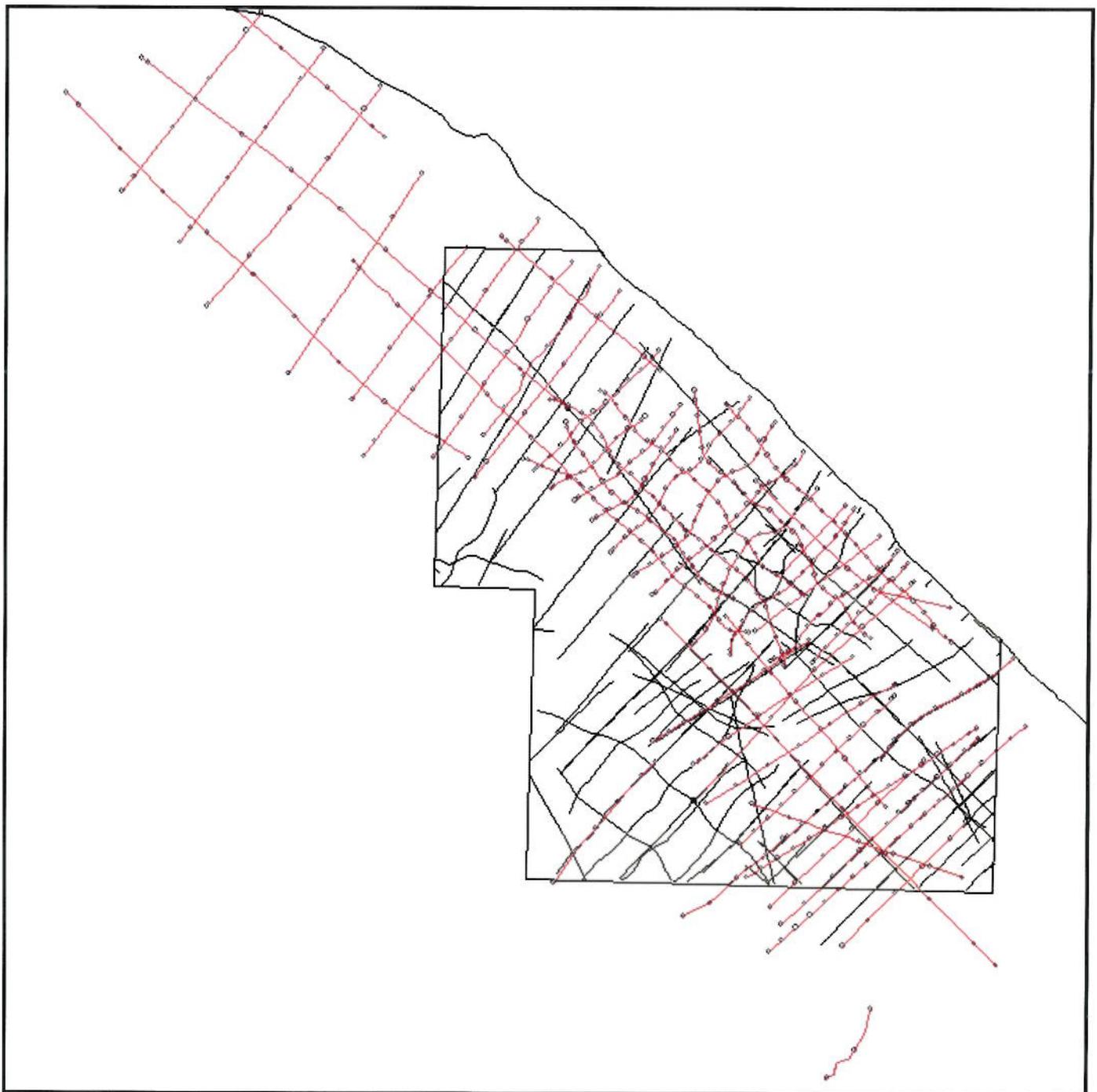


Figura 9 – Linee sismiche disponibili

I dati sono di età diverse e vanno da una qualità scarsa con bassa copertura (anni 60) ad una alta qualità con ottima copertura (anni 80 ed inizio anni 90).

### 3.2 Interpretazione

Tramite l'interpretazione sismica, due orizzonti principali sono stati mappati:

- Unconformity del Pliocene Inferiore (Top formazione Cellino)
- Top Messiniano (Top formazione Fusignano)

Le mappe in profondita' sono state generate sulla base di correlazioni ai pozzi con pseudo-velocita' (profondita' e tempi sismici). L'Unconformity del Pliocene Inferiore e' un buon marker sismico ed e' stata intersecata da 19 pozzi nel permesso. Le uniche informazioni disponibili sulle velocita' sono i log Sonici dei pozzi Ripe-1 e Roncitelli-1.

Le mappe regionali di profondita' dei top delle formazioni Cellino e Fusignano sono riportate rispettivamente in e. Le due formazioni sono stratigraficamente conformi e mostrano quindi gli stessi trend e caratteri strutturali. I sovrascorrimenti principali dell'area si allineano al trend compressivo regionale da sud ovest. Associati ad essi sono presenti dei "back thrust" di minori dimensioni che formano delle anticlinali di tipo "pop up". Sembrano altresì esistere delle zone di trascorrenza tra i sovrascorrimenti, dove le faglie principali risultano dislocate lateralmente o invertono il senso di movimento.

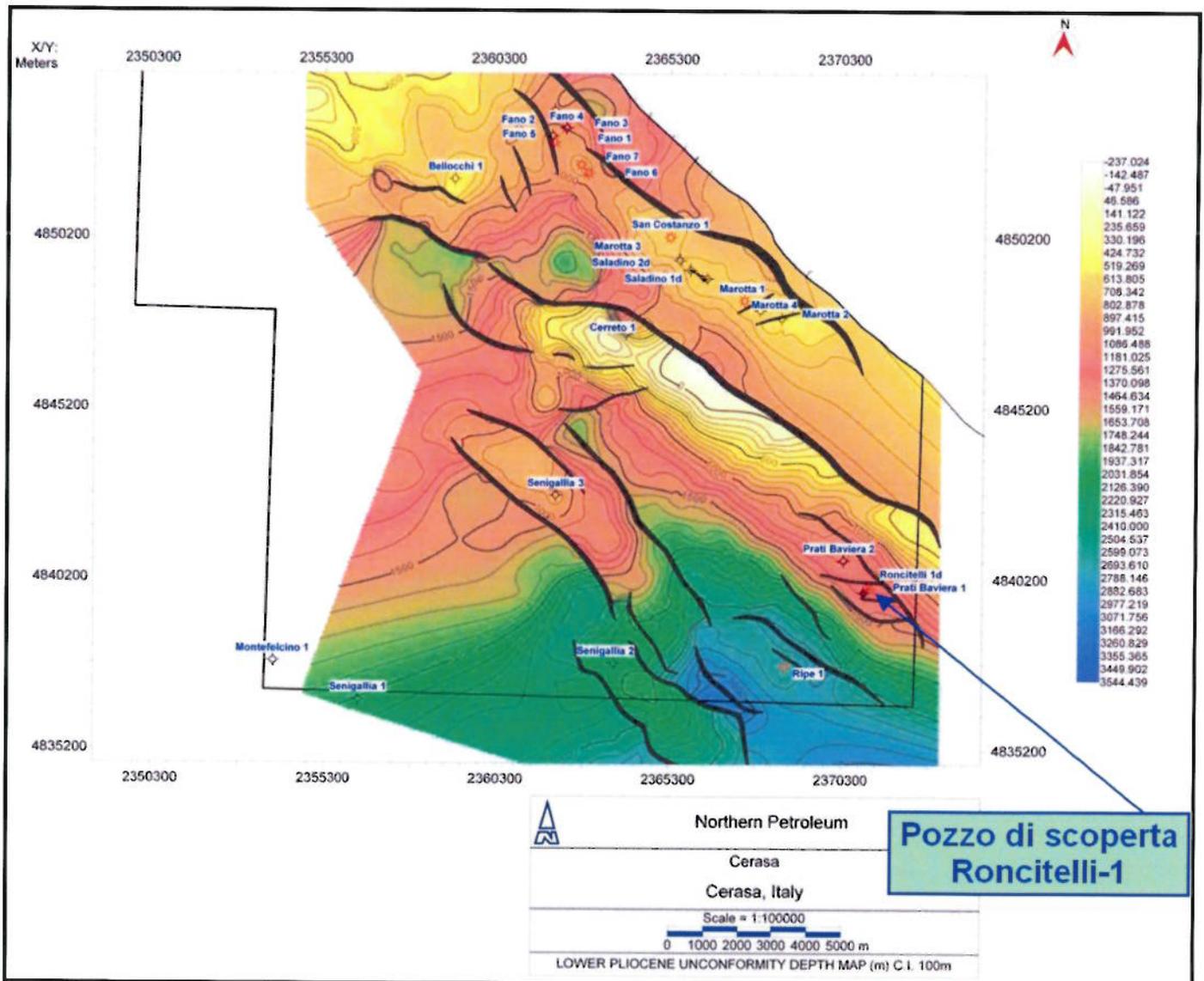


Figura 10 – Mappa in profondita' del top della Formazione Cellino

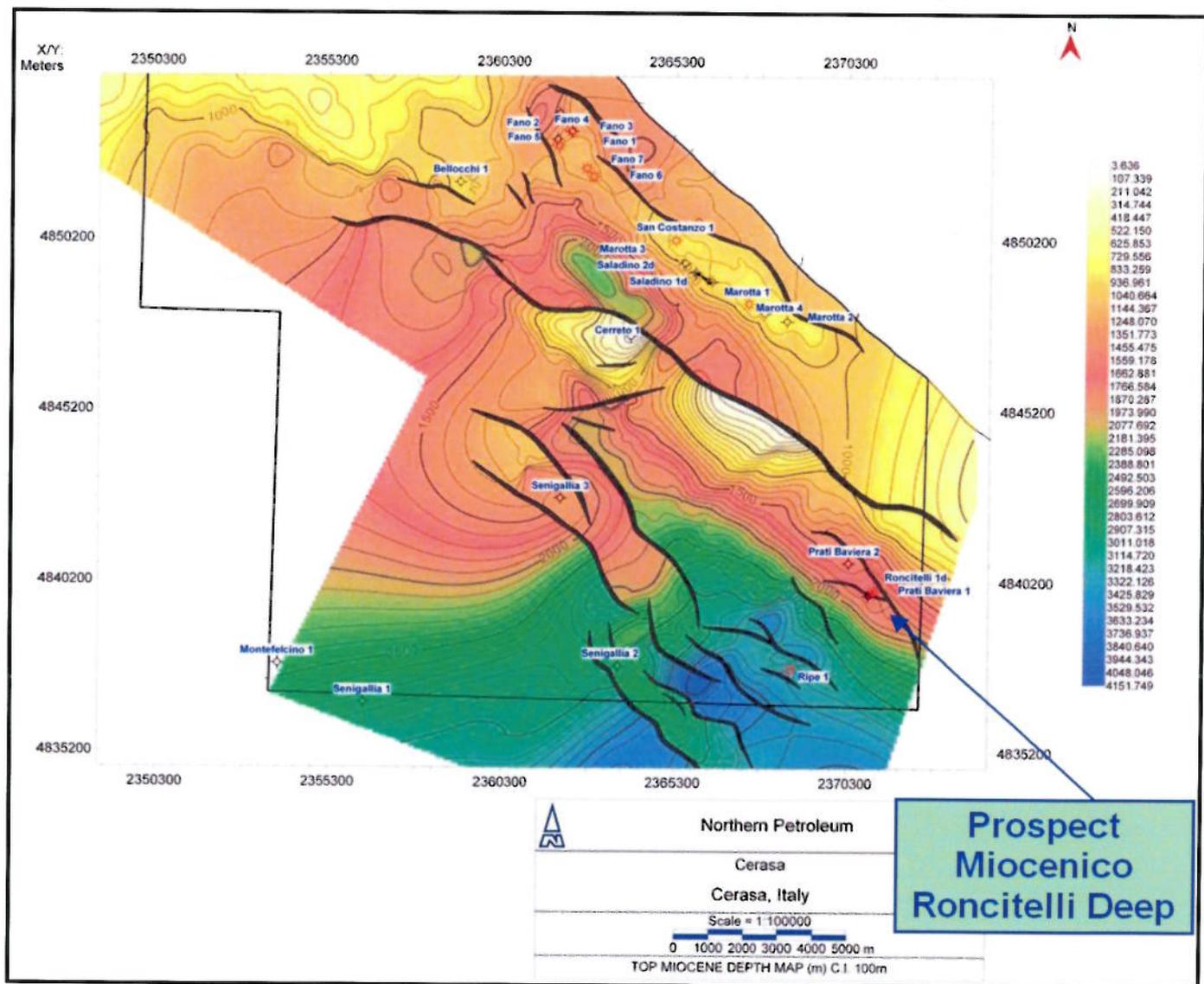
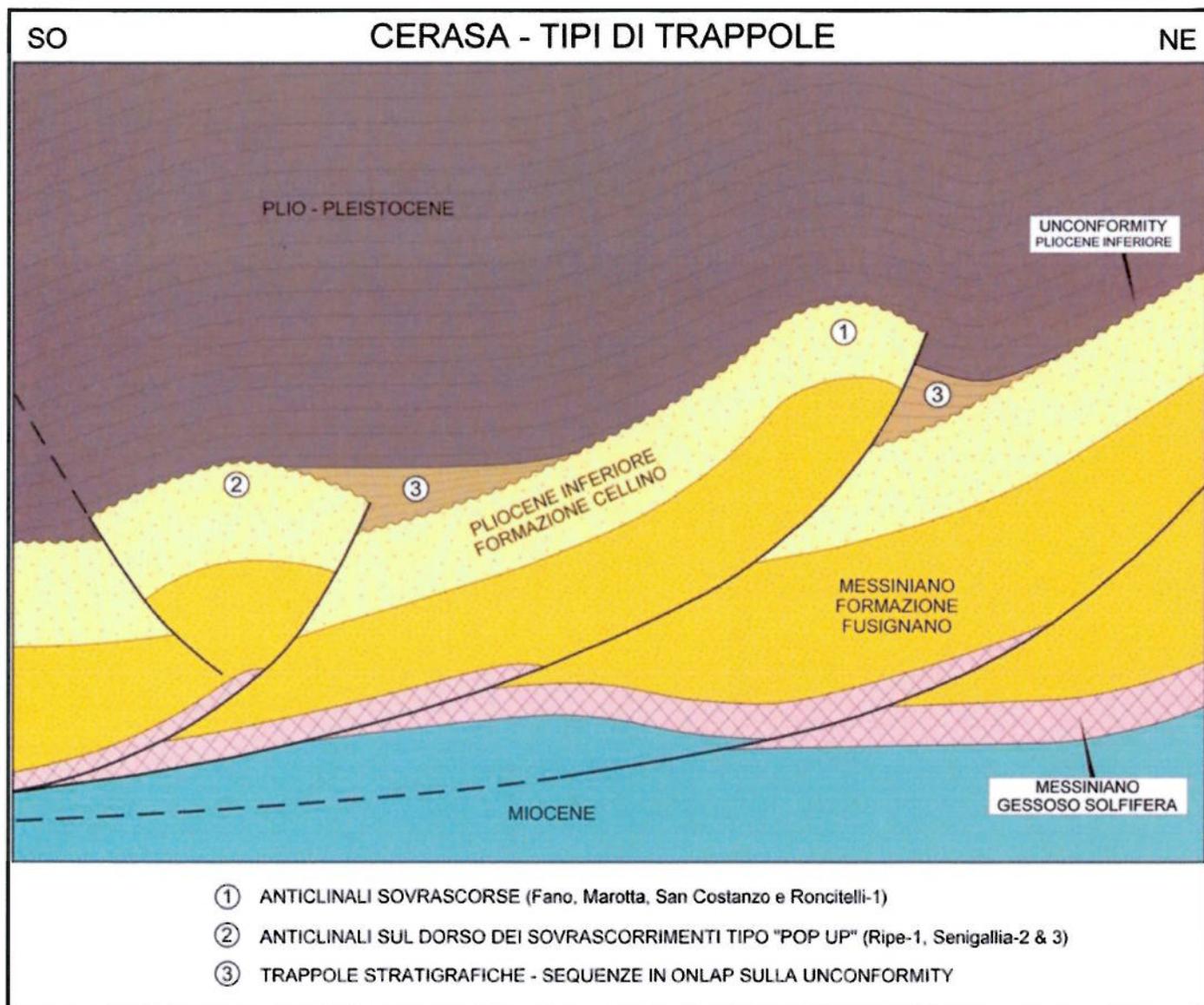


Figura 11 – Mappa in profondita' del top della Formazione Fusignano

### 3.3 Temi individuati

Il regime tettonico del permesso Cerasa sembra essere del tipo "Thin Skinned" (a radice superficiale), con sovrascorrimenti che sembrano originati dalle evaporiti Messiniane, o nelle loro vicinanze. Le strutture sovrascorse sono dolci e rappresentano la propagazione del movimento nell'avanfossa, davanti al fronte principale degli scollamenti. Si ritiene che questi sovrascorrimenti, mappati verso posizioni piu' interne, possano rivelare caratteri tipici di un sistema tettonico di tipo "Thick Skinned" (a radice profonda).

Le strutture anticlinali formatesi al fronte delle faglie inverse formano le trappole principali dell'area ed un unico sovrascorrimento contiene i tre piccoli campi a gas del permesso. I dati sismici rivelano pacchi di riflettori che terminano in "onlap" sul dorso dei sovrascorrimenti, creando potenziali trappole stratigrafiche. Comunque le litologie al di sotto di tali pacchi in "onlap" sono quelle del serbatoio principale, ed e' poco probabile che la formazione Cellino possa costituire una barriera idraulica basale efficace. Inoltre, i depositi dal Pliocene Medio al Pleistocene dell'avanfossa non sembrano contenere alcuna roccia serbatoio di ragionevole qualita', e quindi le sequenze in "onlap" sarebbe costituite essenzialmente da materiale non prospettivo. La Figura 12 mostra i tipi di trappole presenti nel permesso Cerasa.



**Figura 12 – Schema dei tipi di trappole presenti nel permesso**

In analogia con quanto estesamente riscontrato sia nei bacini Umbro-Marchigiano che in Pianura Padana, si ritiene che l'origine del gas presente sia biogenica. Non sono state effettuate indagini allo scopo di verificare la presenza di possibili sorgenti termogeniche di idrocarburi.

### 3.4 Risultati

La qualità dei dati è variabile all'interno del permesso, ma è di buona qualità nell'area sud orientale di interesse e nella zona del pozzo di scoperta Roncitelli-1 (). Sono presenti inoltre alcune anomalie sismiche in questa area che potrebbero essere degli indicatori diretti di idrocarburi. La linea 89-MTR-03 mostra anomalie di ampiezza evidenti all'interno della struttura di Roncitelli, molto probabilmente legate all'accumulo di gas (Figura 13). Comunque la anomalia di interesse è localizzata nella sezione Messiniana più profonda al di sotto della struttura. Un "flat spot" di ampiezza molto evidente taglia nettamente altri riflettori che sono in conformità con la struttura anticlinale a questo livello.

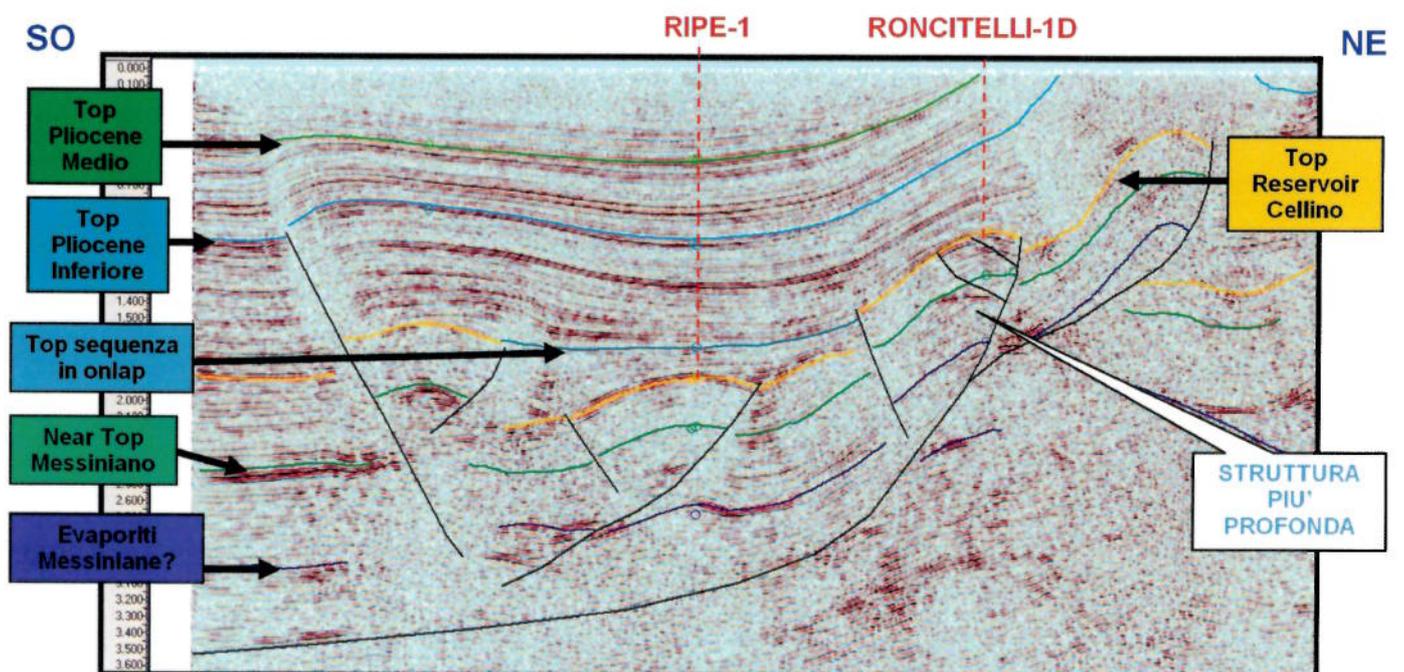
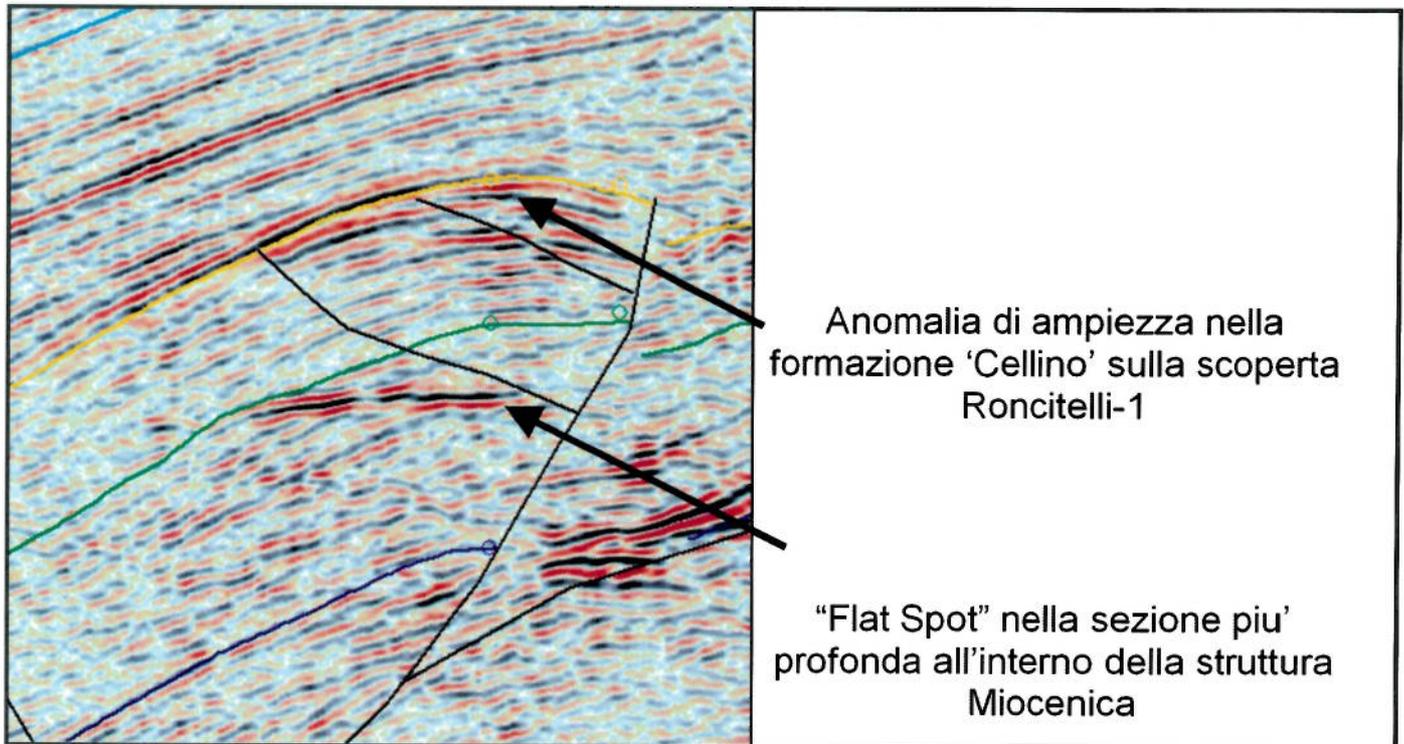


Figura 13 – Linea sismica 89-MTR-03

Le intenzioni della Northern Petroleum erano quelle di riperforare il pozzo di scoperta Roncitelli 1 e di approfondirlo per esplorare un nuovo play che aveva come obiettivo la sabbie piu' profonde della formazione Fusignano. Volumetricamente la dimensione di questo prospect era stimata attorno ai 50 Bcf GIIP. Tuttavia nel corso del 2009 la Northern Petroleum e' venuta in possesso della documentazione completa dei risultati minerari del pozzo Roncitelli 1, che ha mostrato quanto segue:

- Le sabbie interessate dalla prova di produzione (Top Formazione Cellino, Pliocene inferiore) hanno mostrato un rapido declino di pressione, verosimilmente legato a volumi limitati; si ritiene quindi che si tratti di lenti sabbiose isolate di scarsissimo interesse minerario (Figura 14);
- Al di sotto di queste sabbie e' presente una spessa sequenza sabbiosa ad acqua (poco piu' di 30 m) che sovrasta una ulteriore serie di sabbie sottili mineralizzate a gas (circa 10 m di spessore Gross) non provate dal

- pozzo Roncitelli 1); la volumetria di tale intervallo ha stimato un GIIP di circa 1 Bcf, insufficiente per giustificare la perforazione del pozzo.
- L'obiettivo profondo (secondario) risulta essere ad alto rischio minerario, in quanto l'interpretazione sismica (come illustrata in Figura 13) non e' univoca, l'area totale e' incerta a causa dello scarso controllo verso Sud Est, i dati di porosità previsti sono derivati solo da informazioni generali sulla Formazione Fusignano e potrebbero risentire di fenomeni di cementazione, il Net/Gross appare incerto. In particolare il "flat spot" osservato a questo livello non risulta essere del tutto orizzontale, e non e' presente su tutte le linee che attraversano la struttura. E' stato fatto un tentativo di considerarlo come un evento stratigrafico, ma tale interpretazione non e' conforme con l'assetto geometrico e stratigrafico della struttura, ed e' stata quindi abbandonata. Inoltre la presenza di un indicatore diretto di idrocarburi - contatto gas/acqua - di tale entita', farebbe supporre la presenza di un notevole spessore di sabbie e/o arenarie al top della struttura, che in base ai dati dei pozzi circostanti sembra poco verosimile. A nostro parere l'evento interpretabile come "flat spot" potrebbe essere solo un artefatto dei dati, o potrebbe derivare da una situazione strutturale assai piu' complessa di quella ipotizzata e comunque non risolvibile con la qualita' dei dati sismici 2D disponibili.
- A causa di tutti questi fattori si ritiene che non esistano sufficienti garanzie di successo di un pozzo esplorativo in questa posizione, che a parere della Northern Petroleum, e' l'unica ubicazione esplorativa rimasta sul permesso.

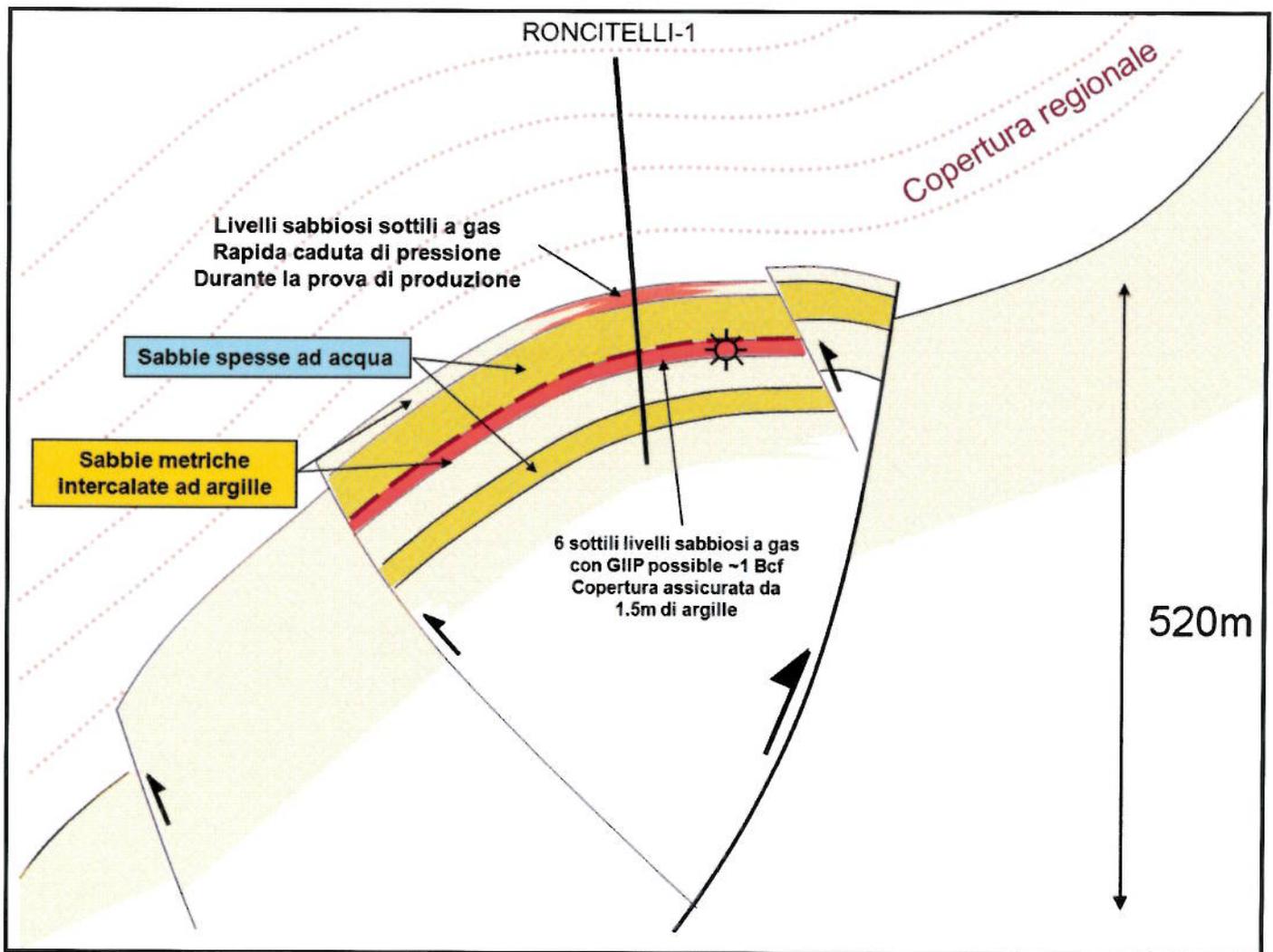


Figura 14 – Schema obiettivo principale del pozzo esplorativo

#### **4. Conclusioni**

In seguito alla valutazione dei dati recentemente acquisiti, della letteratura disponibile, di tutti i dati geofisici, dei dati provenienti dai pozzi e dei dati geologici regionali, si ritiene che l'esplorazione petrolifera sul permesso "Cerasa" non sia economicamente giustificabile.

L'operatore presenta pertanto istanza di rinuncia al titolo minerario.

#### **5. Spese sostenute**

Nel periodo intercorso dall'assegnazione del permesso al Dicembre 2009 le spese sostenute sono riassunte come segue:

Acquisto di dati Geologici e Geofisici	€ 18903
Elaborazione e rielaborazione dei dati geofisici	€ 42113
Interpretazione Geologica e Geofisica	€ 170149
Costi generici e Gestione Progetto	€ 23542
Costi Tecnici	€ 76255
<b>Totale</b>	<b>€ 330962</b>