



Northern Petroleum (UK)Ltd

Permesso Cerasa

RELAZIONE TECNICA

Allegato all'istanza di differimento dell'obbligo di perforazione del pozzo esplorativo

Sommario

Il permesso Cerasa e' situato nel bacino Marchigiano in Italia centro-settentrionale, ed e' sede di varie scoperte a gas. L'ubicazione e' illustrata in **Figura 1**.

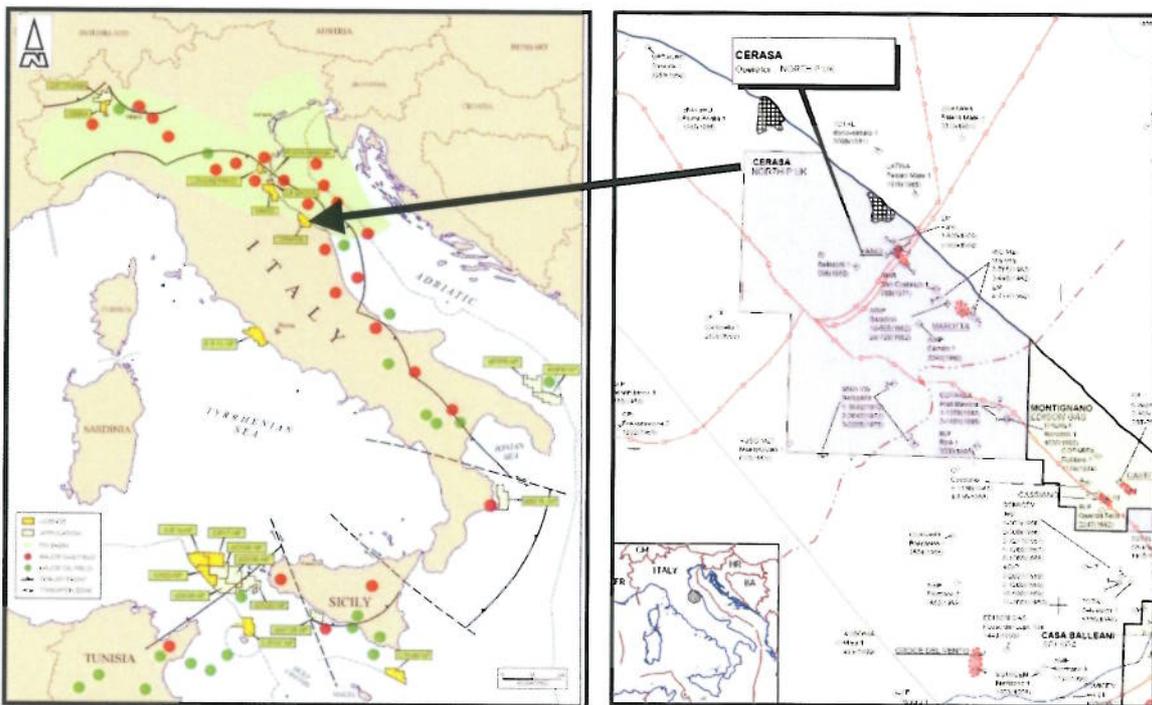


Figura 1 - Ubicazione geografica del permesso

Il bacino Marchigiano si trova nella parte meridionale del bacino del Po, formato dalla collisione tra il promontorio italiano ed il resto dell'Europa. La conseguenza di tale collisione e' stata la formazione, in questo bacino, di sovrascorrimenti vergenti a nord-ovest durante il Miocene, con sabbie torbiditiche, derivate dall'erosione dei blocchi in sollevamento, che si sono deposte sia nell'avanfossa che nell'interland e a loro volta sono state successivamente coinvolte nelle deformazioni Plioceniche. L'ubicazione del permesso Cerasa nel contesto della tettonica regionale e' illustrata in **Figura 2**.

Ministero Sviluppo Economico
Dipartimento Competitivita'
ENTRATA - 16/10/2008 - 0029445
Struttura : DG Energia e Risorse Minerarie



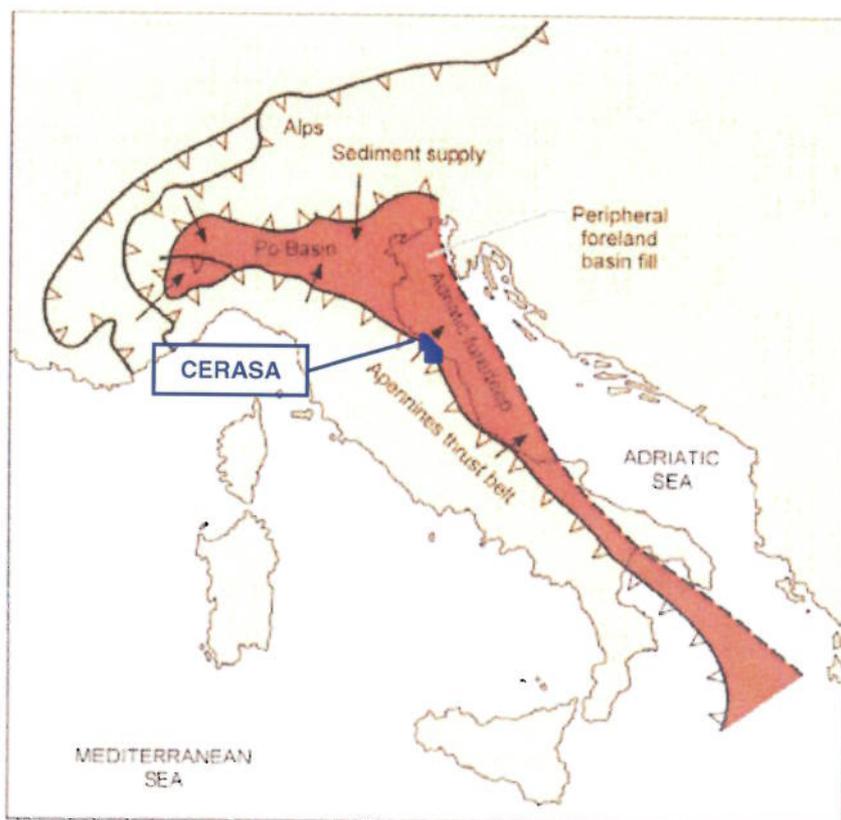


Figura 2 – Schema tettonico regionale

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'età delle strutture può variare. Nel permesso Cerasa il principale obiettivo è 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 schematico è riportato in **Figura 3**.

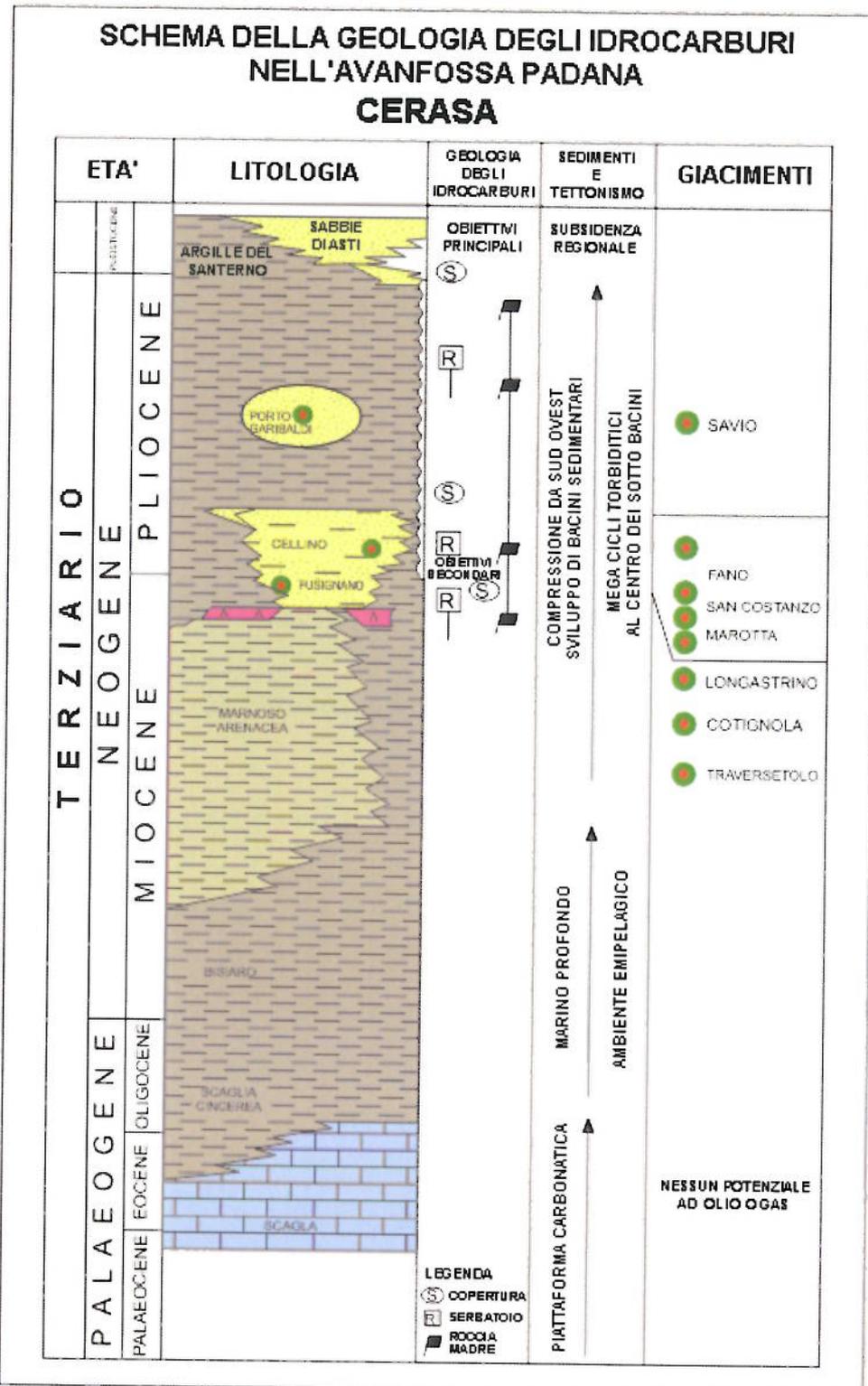


Figura 3 - Schema stratigrafico schematico

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 Cerasa. L'ubicazione di tali campi e' illustrata in **Figura 4**.



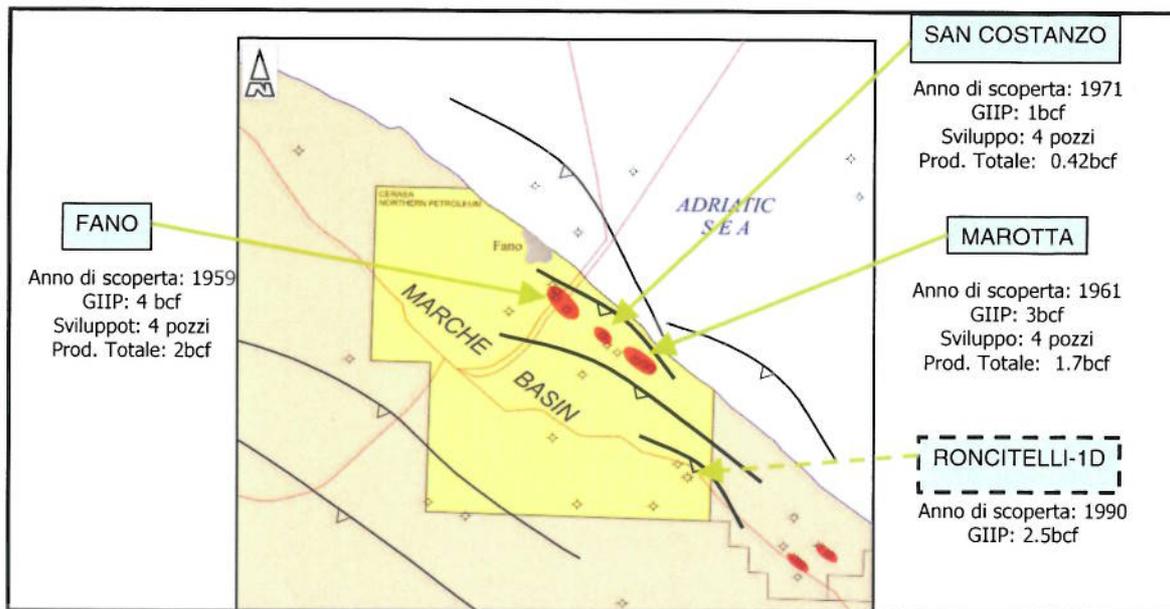


Figura 4 – Ubicazione dei campi scoperti nel permesso Cerasa

In senso generale il sistema e' stato estensivamente esplorato nell'area. In seguito all'interpretazione dei dati sismici disponibili e all'esame dei dati di pozzo, la Northern Petroleum ritiene che il potenziale residuo della formazione Cellino sia limitato.

Tuttavia, le prospettivita' potenziale della sezione Miocenica piu' profonda non e' chiara ed e' stata poco esplorata. L'ultimo pozzo perforato nell'area di Cerasa e' Roncitelli-1D (Elf, 1991). La formazione Cellino e' stata messa in produzione ed ha erogato piccole quantita' di gas. Inoltre, il dato sismico disponibile sul pozzo di scoperta Roncitelli-1D evidenzia la presenza di un "flat spot" al di sotto della formazione Cellino, che potrebbe essere controllato dalla struttura (si veda la **Figura 5**).

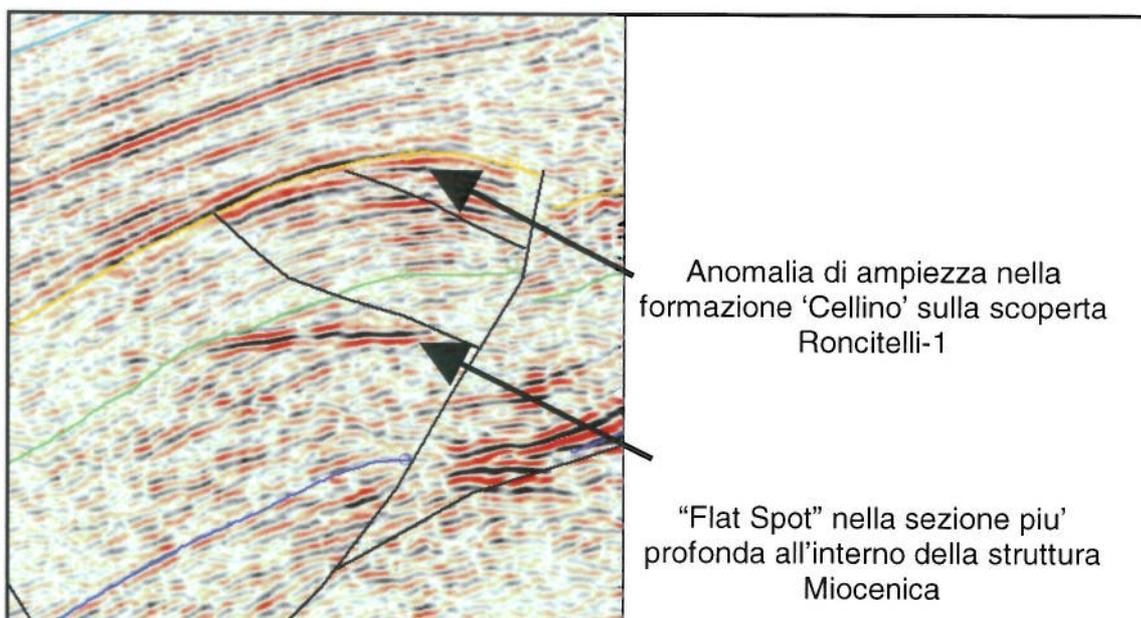


Figura 5 – Linea sismica 89-MTR-03

Le sabbie mioceniche perforate nelle vicinanze comprendono una serie torbida con spessore dell'ordine delle decine di metri. Se il "flat spot" rappresenta un contatto tra gas e acqua in sabbie mioceniche di questo tipo, un obiettivo profondo sulla struttura (Roncitelli Deep) risulta molto interessante. Una stima provvisoria delle riserve di Roncitelli Deep si attesta circa sui 50 Bcf GIIP. Una scoperta a gas in questi livelli all'interno del permesso in oggetto creerebbe un nuovo play a gas.

Se da un lato questo "flat spot" risulta essere una attraente possibilità per il potenziale a gas della porzione più profonda del Miocene, dall'altro lato non garantisce la presenza di idrocarburi. Esiste anche la possibilità infatti che si tratti di un evento spurio, che potrebbe essere il risultato di una riflessione multipla e/o proveniente da un elemento localizzato lateralmente rispetto al piano di acquisizione della linea sismica.

Inoltre, un obiettivo più profondo su una scoperta sovrastante avrebbe verosimilmente lo stesso meccanismo di intrappolamento. Al momento la qualità dei dati disponibili non è sufficiente a definire con precisione tale meccanismo a livello della formazione Cellino.

La Northern Petroleum ha ottemperato i suoi obblighi per quanto riguarda gli studi geologici e la rielaborazione del dato sismico, con l'intenzione di analizzare gli obiettivi individuati nelle sabbie della formazione Cellino. Al momento non è possibile mappare alcun obiettivo.

Il potenziale miocenico profondo è però significativo. Se i problemi relativi alla struttura e alla natura del "flat spot" potessero essere risolti, il prospect Roncitelli Deep rappresenterebbe un interessante obiettivo da perforare. Rielaborando i dati sismici disponibili mediante l'utilizzo di moderne tecnologie ed algoritmi e del metodo AVO (Amplitude Versus Offset), potrebbe essere possibile ridurre sostanzialmente il rischio esplorativo, ottenendo una migliore definizione strutturale e accertando la presenza di indicatori diretti di idrocarburi.

Tuttavia, nei tempi rimanenti non sarà possibile rielaborare i dati ed applicare gli strumenti specialistici per poter effettuare questa analisi. Pertanto la Northern Petroleum fa richiesta di estensione del permesso per altri 12 mesi allo scopo di portare avanti tale lavoro e trasformare Roncitelli Deep in un prospect pronto alla perforazione.

Situazione del permesso

Il permesso di ricerca Cerasa è stato conferito alla nostra società in data 08/10/2004 e pubblicato sul Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia n. 11 del 30/11/2004.

Il programma dei lavori prevedeva:

Studi geologici e studi petrofisici

Acquisizione e "reprocessing" di linee sismiche per circa 50 Km

Esecuzione di circa 40 Km di nuove linee sismiche per definire situazioni strutturali e di pinchout nella serie Terziaria.



Gli studi geologici e geofisici sono iniziati nei termini stabiliti dal decreto di conferimento.

Si è proceduto ad acquisire circa 370 Km di vecchie linee sismiche dai precedenti operatori. La maggior parte di questi dati erano disponibili solo su carta, i rimanenti erano salvati su supporto digitale in formato SEG Y o come nastri originali di acquisizione.

Data la ampia disponibilità di dati acquisiti, 370 Km contro una previsione di 50 Km, non si è ritenuto necessario procedere al rilevamento di nuove linee sismiche per circa 40 Km.

Un totale di 340 Km di linee sono state digitalizzate, vettorizzate e caricate su workstation come sezioni in formato SEG Y. Inoltre, un totale di 108 Km di dati sismici "stack" sono stati elaborati e migrati.

L'area attualmente coperta dal permesso Cerasa e' stata assegnata in concessione svariate volte fino dal 1959. In totale 23 pozzi sono stati perforati nell'area del permesso, otto dei quali hanno avuto esito positivo.

Tre piccoli campi sono stati prodotti dai precedenti operatori (si veda la **Figura 4**). Il campo di Fano fu scoperto nel 1959 e produsse 2 Bcf prima di essere abbandonato nel 1985. Nel 1961 fu scoperto il campo di Marotta lungo lo stesso trend, esso ha prodotto un totale di 1.7 Bcf durante i 24 anni di produzione. Il campo di San Costanzo fu scoperto nel 1971 in posizione intermedia tra i due precedenti campi e produsse solamente 0.42 Bcf fino al 1984.

Ulteriori scoperte furono effettuate negli anni 90, quando i pozzi Ripe-1 e Roncitelli-1 furono perforati nel permesso Monterado. Roncitelli-1 scoprì un accumulo stimato in 2.5 Bcf GIIP all'interno di una anticlinale sovrascorsa nella porzione sud orientale del permesso, mentre Ripe-1 riscontro' delle manifestazioni a gas all'interno di una struttura anticlinalica (tipo "pop up") sul dorso dello stesso sovrascorrimento. L'accumulo scoperto con il pozzo Roncitelli-1 non e' mai stato prodotto o sviluppato dagli operatori.

Tutti gli accumuli di idrocarburi sono stati scoperti all'interno della formazione Cellino del Pliocene Inferiore. Tuttavia le formazioni sottostanti sono state penetrate da solo 7 dei 23 pozzi perforati. Nessuno dei precedenti operatori ha considerato il play miocenico come possibile obiettivo principale.

Geologia

Il bacino Marchigiano ha uno spesso riempimento sedimentario Mio-Pliocenico che contiene un sistema petrolifero provato. 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 torbidityca. Il sistema petrolifero generale e' illustrato in **Figura 3**.

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 pero' 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 periadriatica da nord, e i depositi dell'area in oggetto rappresentano probabilmente la parte interna di un sistema torbidityco. I sedimenti hanno rimaneggiato una precedente torbidite di origine alpina e sono quindi ben assortiti, a grana fine e con un ottimo range di porosita' da 15 a 34%.

Il permesso Cerasa e' situato all'interno della "play fairway" del serbatoio Cellino (**Figura 6**) e la correlazione tra i pozzi conferma sia la presenza che la qualita' di questa roccia serbatoio nel permesso (**Figura 7**).

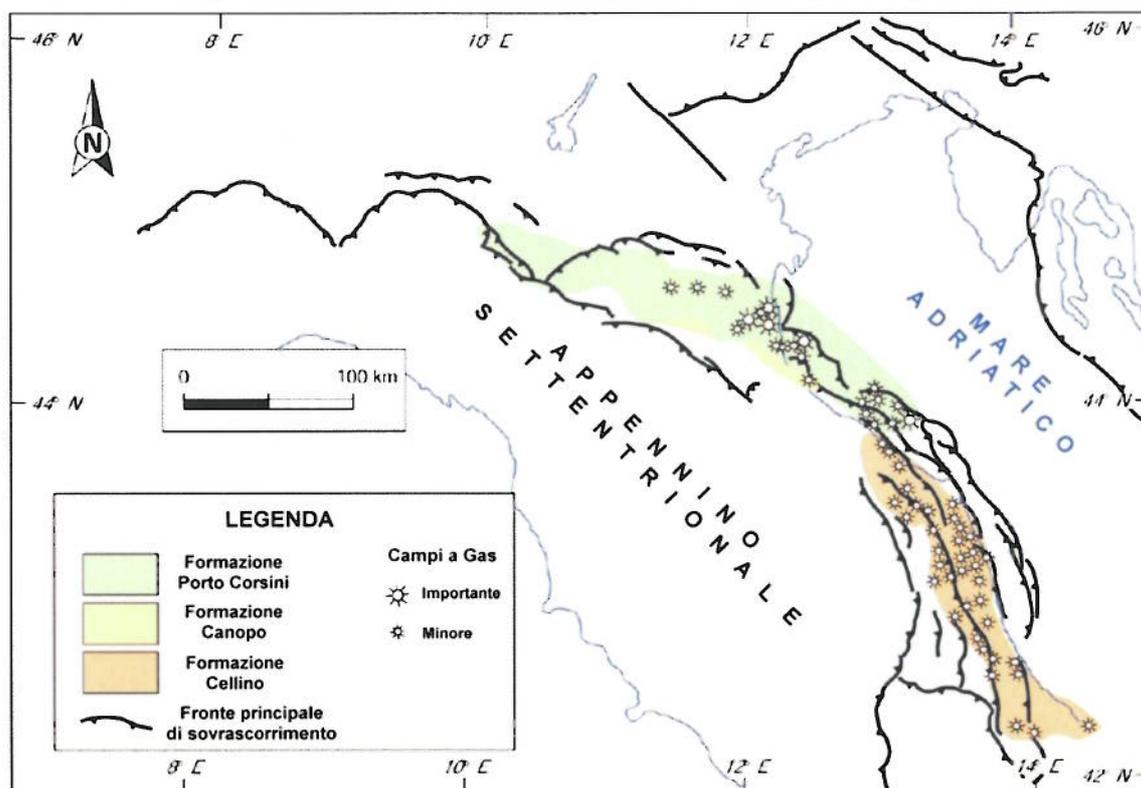


Figura 6 – Distribuzione delle Sabbie del Pliocene Inferiore



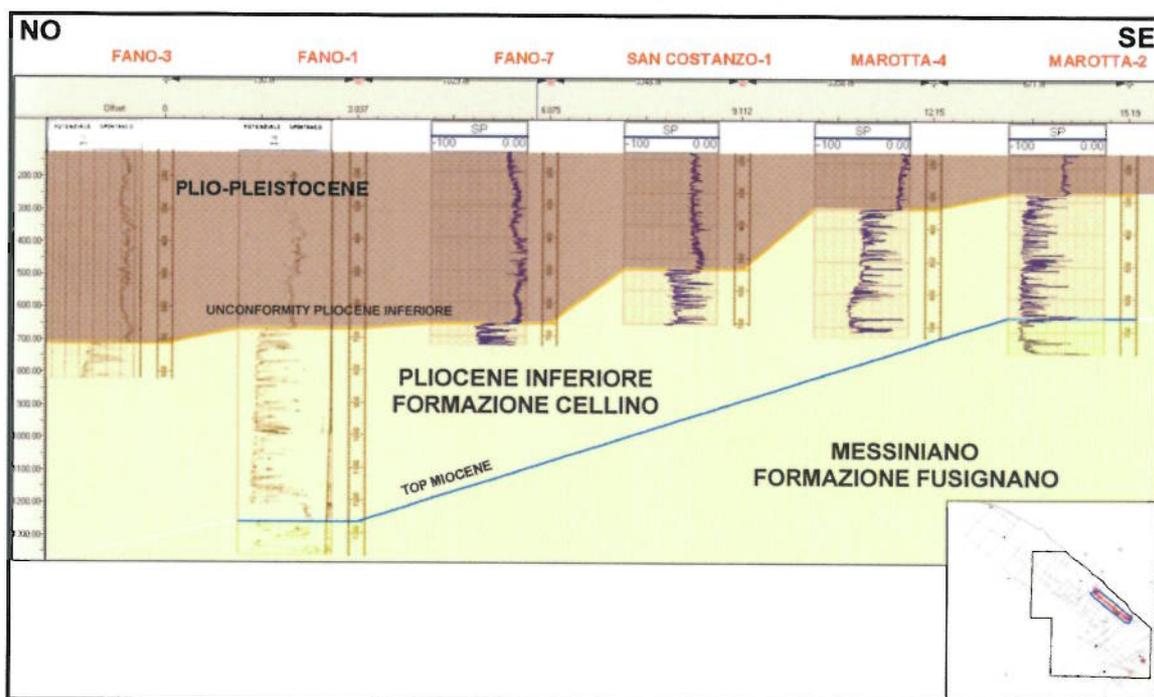


Figura 7 – Correlazione tra alcuni pozzi del permesso

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 torbidity 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, ci fanno ritenere che Cerasa si trovi in posizione favorevole all'interno della "play fairway" per questa roccia serbatoio (

Figura 8).

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 9).**



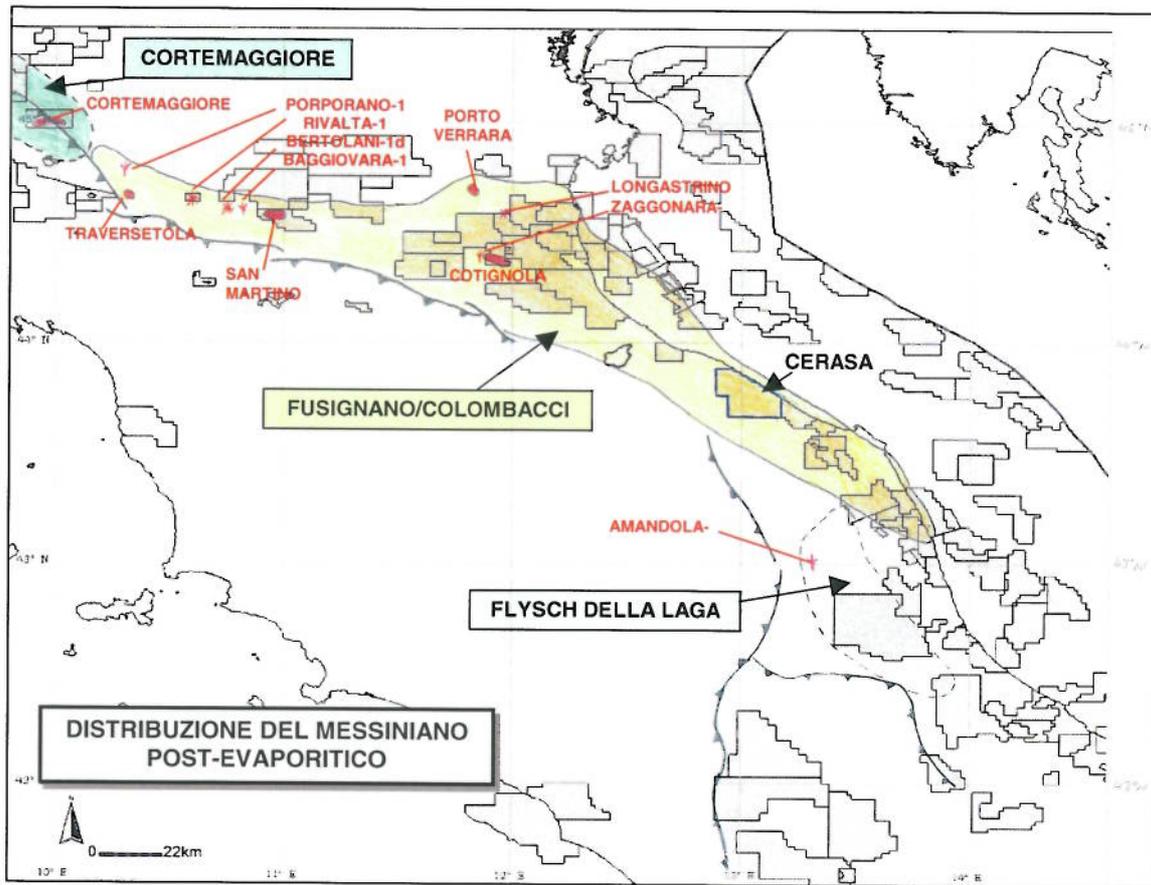


Figura 8 – Distribuzione regionale dei reservoir Messiniani post-evaporitici

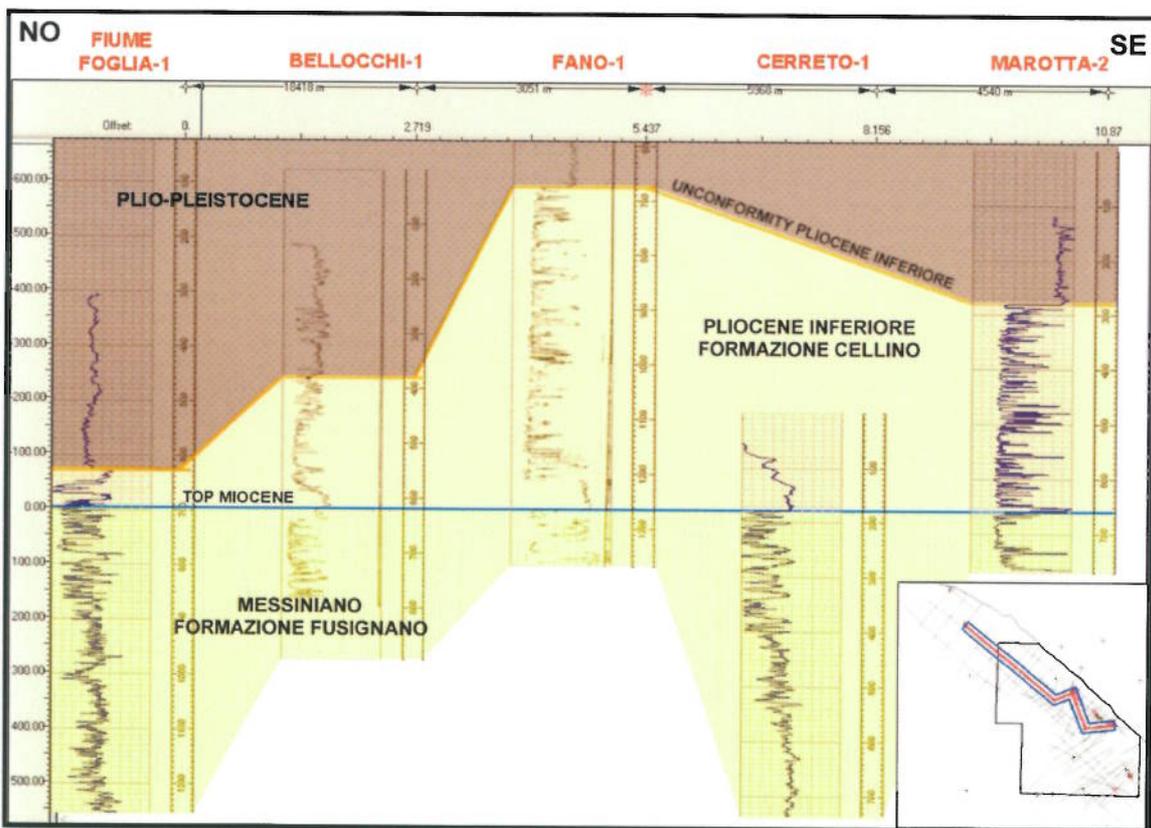


Figura 9 – Correlazione tra alcuni pozzi del permesso

Le argille di mare profondo ad alto contenuto di materiale organico, intercalate ai corpi sabbiosi di entrambe le formazioni considerate, sono una buona roccia madre per il recente gas biogenico e hanno anche funzione di copertura intraformazionale. Le faglie sembrano non essere idraulicamente trasmissive, sia nel sovrascorrimento principale che nelle faglie antitetiche intersecanti, anche se con rigetti limitati. Ad esempio il campo di Marotta si trova all'interno di una struttura anticlinalica al tetto di un sovrascorrimento, tagliato da una serie di faglie minori. L'accumulo di gas e' contenuto nel blocco di faglia piu' profondo, mentre i compartimenti strutturalmente piu' elevati non sono mineralizzati (**Figura 10**).

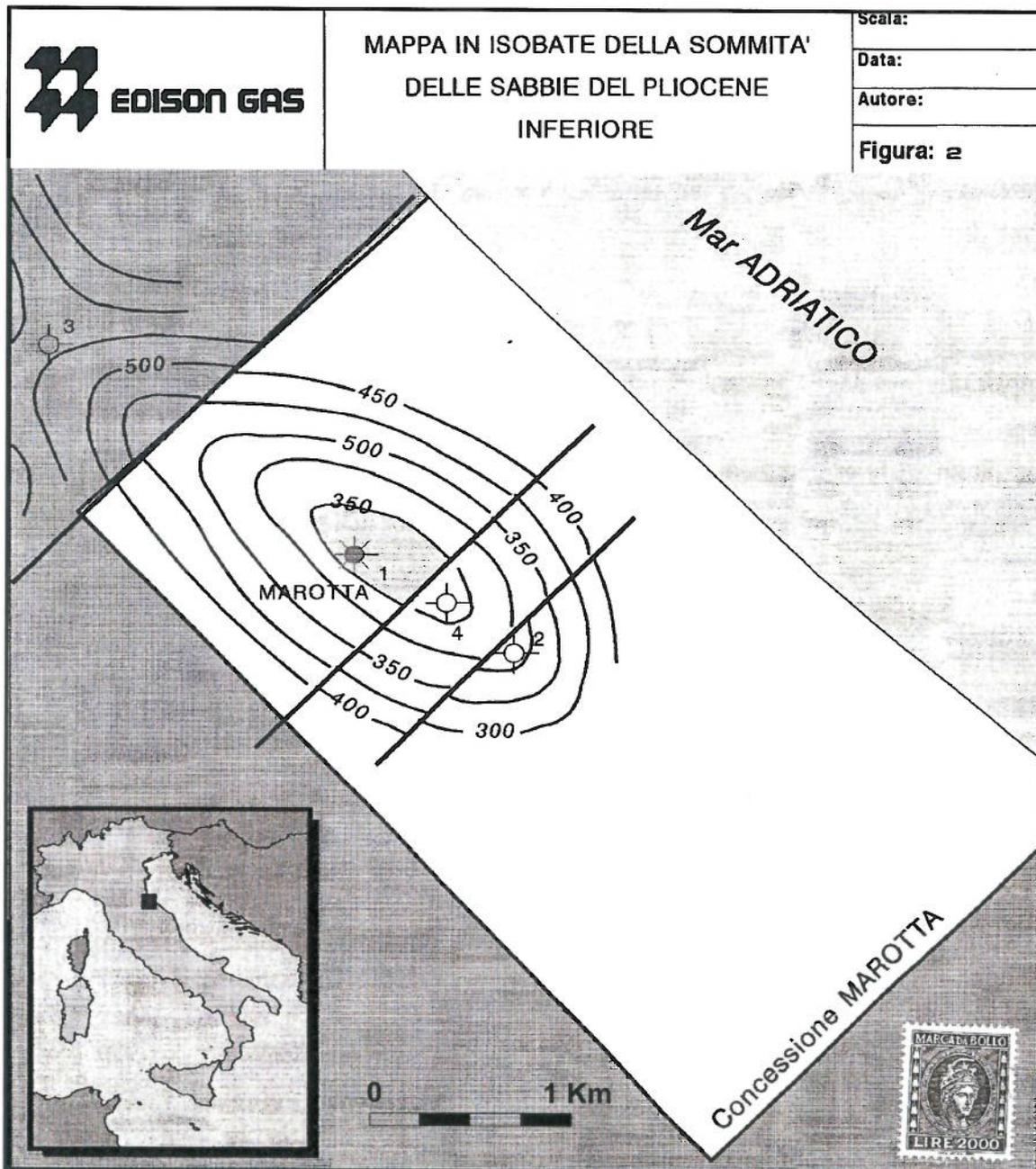


Figura 10 – Mappa strutturale del campo a gas di Marotta

Database Sismico

La **Figura 11** 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.

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

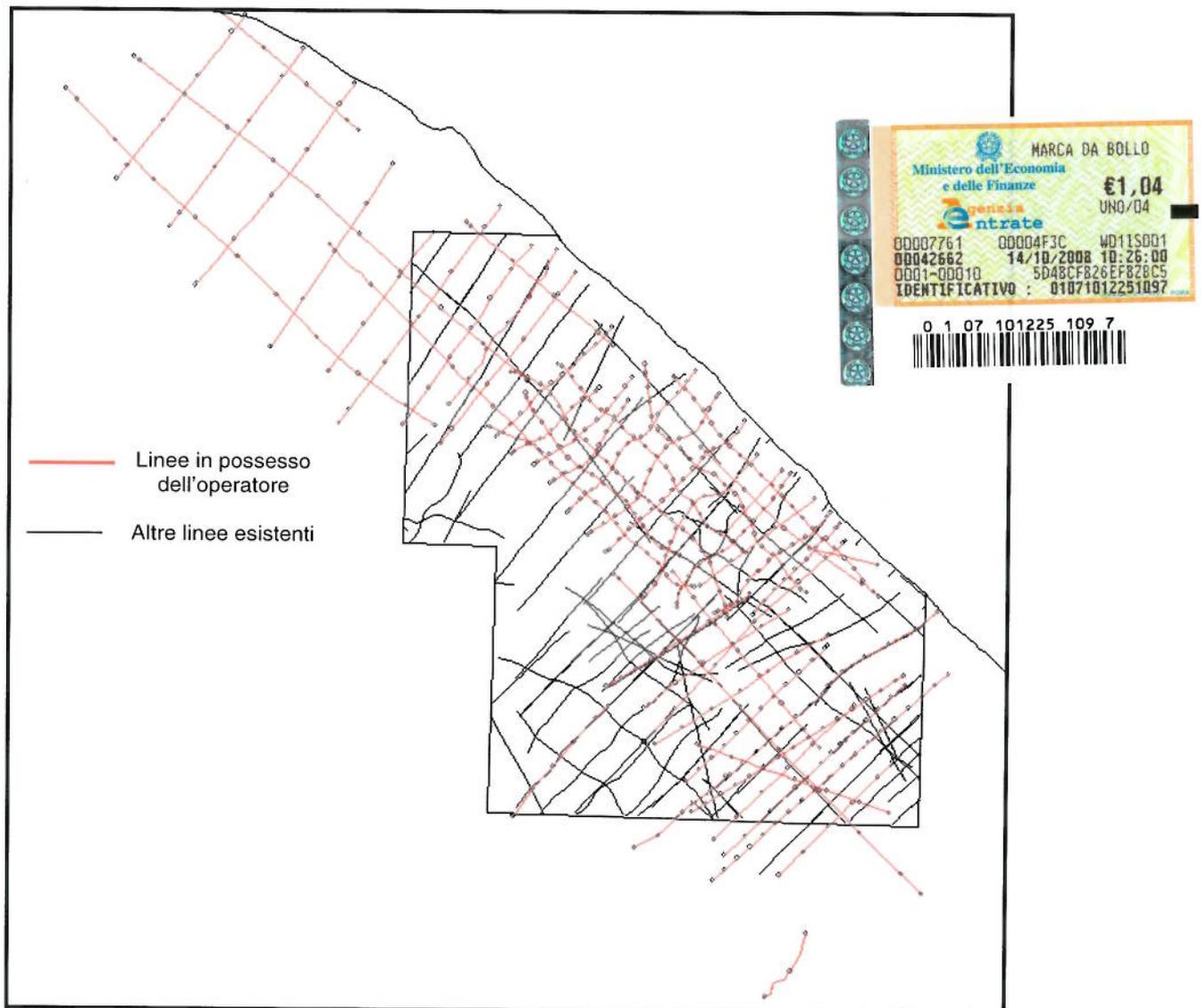


Figura 11 – Dati sismici disponibili

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 **Figura 12** e **Figura 13**. 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.

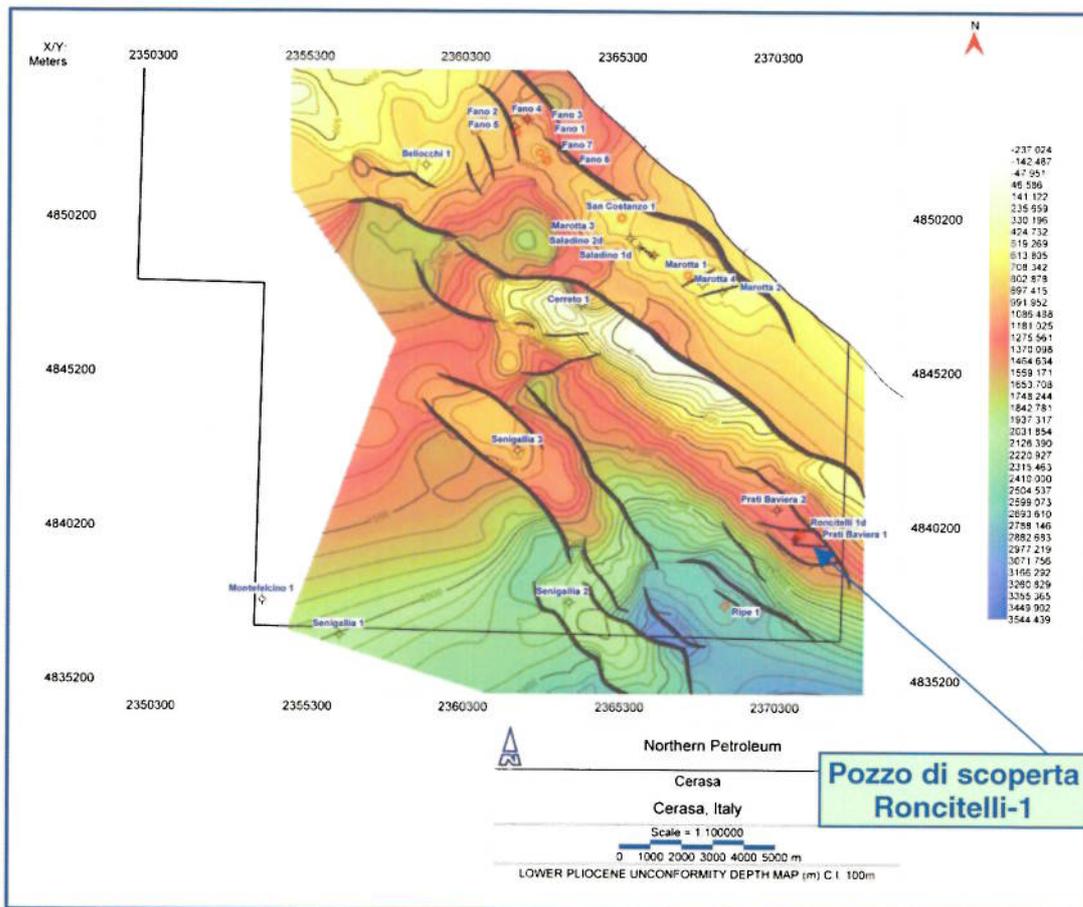


Figura 12 – Mappa in profondita' del Top formazione Cellino

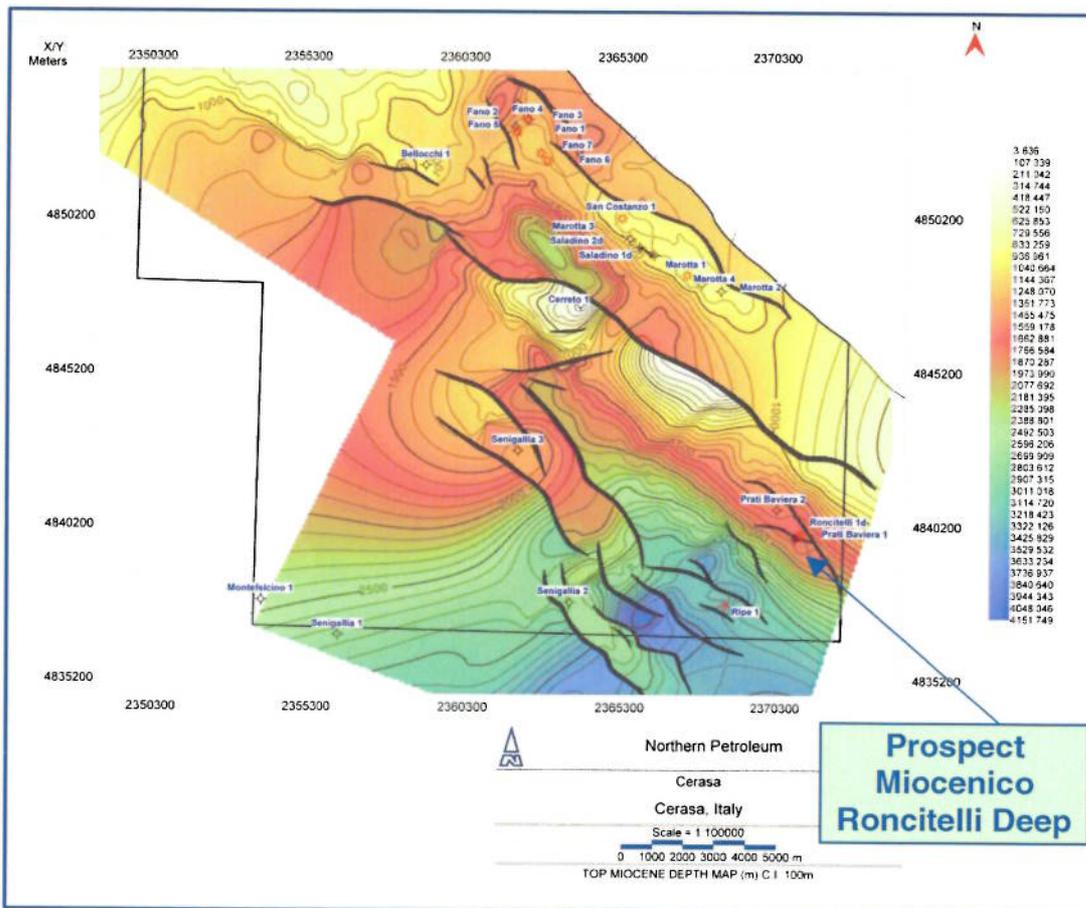


Figura 13 – Mappa in profondita’ del Top formazione Fusignano

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 anticlinaliche 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



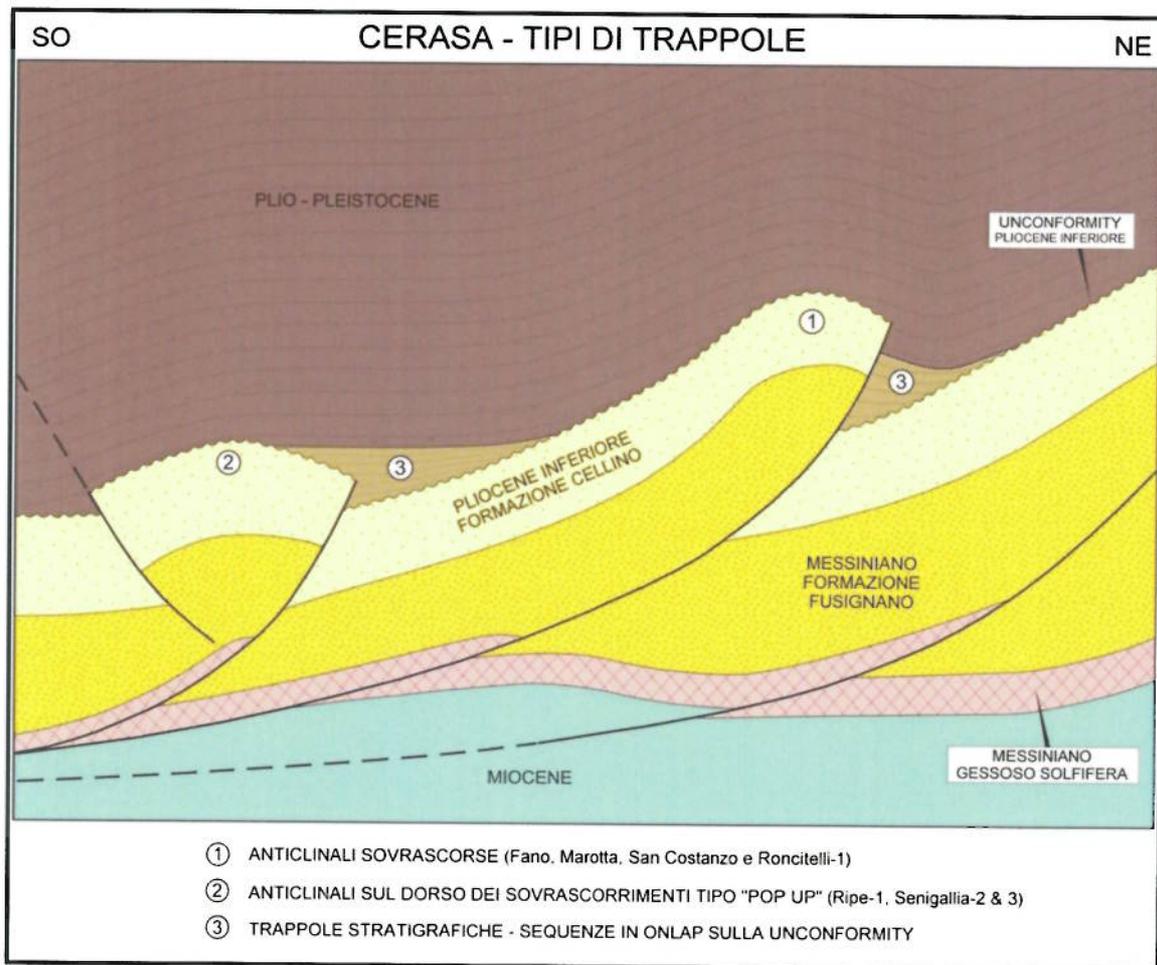


Figura 14 mostra i tipi di play presenti nel permesso Cerasa.

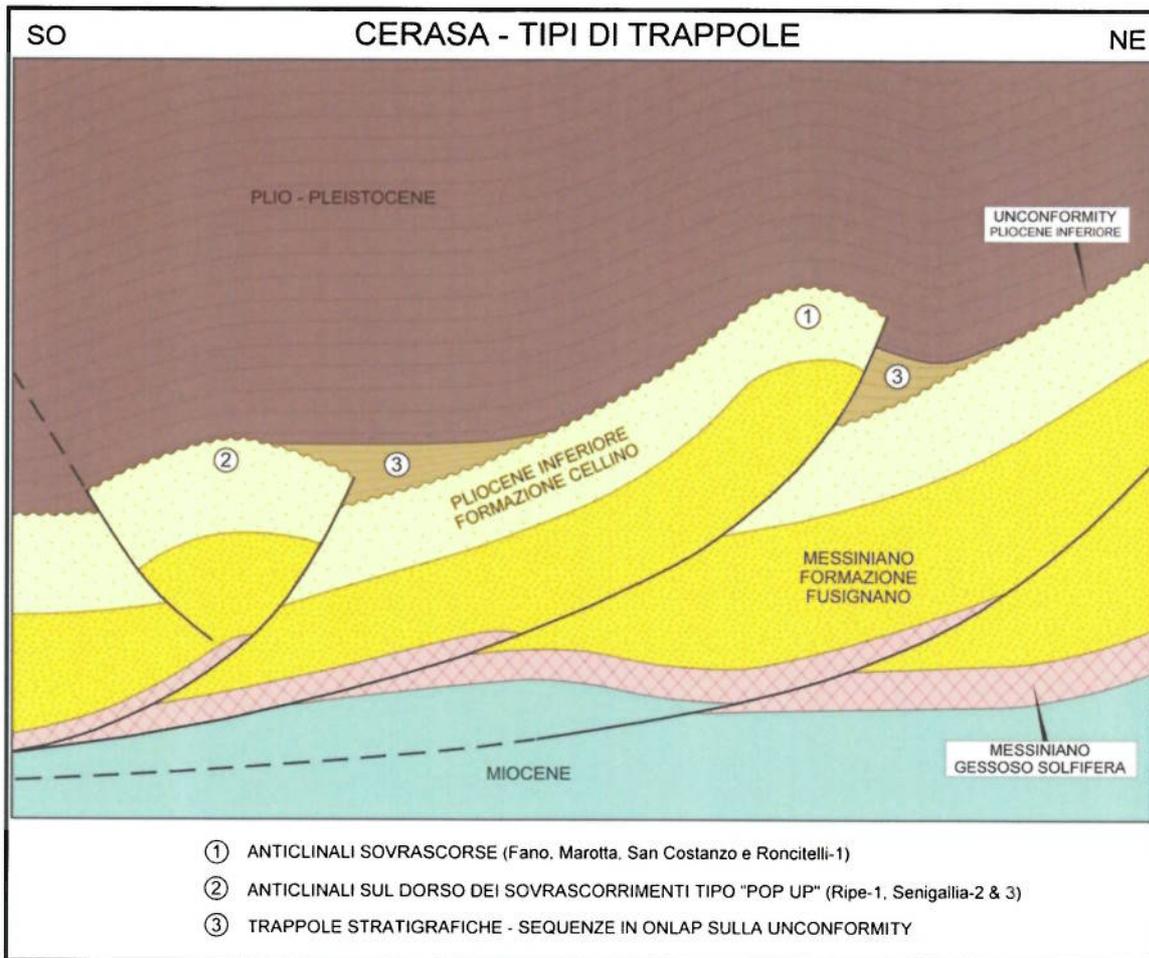


Figura 14 – Tipi di play presenti nel permesso

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 (**Figura 15**). 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 5** e **Figura 15**). 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.



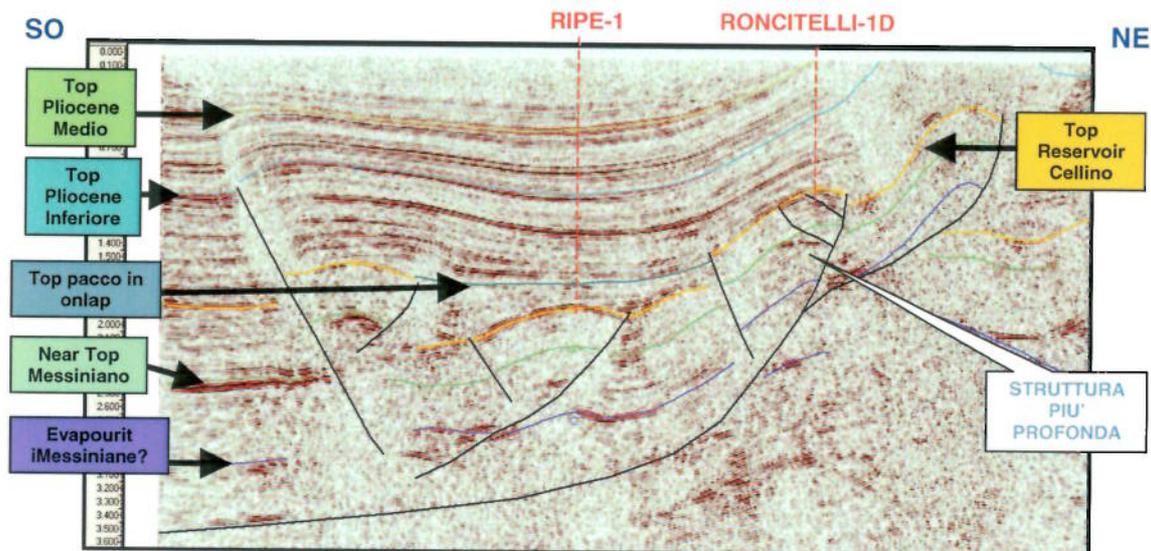


Figura 15 – Linea sismica 89-MTR-03

Conclusioni

Dopo un esteso programma di lavoro e di mappatura delle strutture a livello della formazione Cellino del Pliocene Inferiore, si conclude che la prospettività residua è molto limitata. Comunque la Northern Petroleum vorrebbe investigare la possibilità di esplorare un nuovo play che ha come obiettivo le sabbie più profonde della formazione Fusignano. Questo tipo di play ha un alto potenziale ma anche un rischio significativo, data la mancanza di precedente esplorazione. Dove la potenziale roccia serbatoio è stata attraversata, non sono stati rinvenuti idrocarburi. Al pozzo Bellocchi-1 la struttura a livello Miocenico appare valida ma anche il reservoir della formazione Cellino non è mineralizzato, per cui potrebbero esserci dei problemi di caricamento e/o copertura. Ai pozzi Senigallia-2 & 3 c'è assenza di sabbie, che si verifica anche al di sopra a livello della formazione Cellino. Sebbene non riportato sui Composite Log, la correlazione tra i pozzi suggerisce che Fano-1 e Marotta-2 si siano arrestati al top della formazione Fusignano. Fano-1 ha prodotto gas dalla formazione Cellino ma era mineralizzato ad acqua in questi livelli, mentre Marotta-2 era mineralizzato ad acqua ad entrambe i livelli.

L'identificazione di una anomalia sismica di tipo "flat spot" sulle linee 89-MTR-03 e 89-MTR-04 in corrispondenza dello stesso intervallo in tempi ha suggerito all'operatore di rivalutare il potenziale della formazione Messiniana. Sfortunatamente i dati locali e regionali su questa roccia serbatoio sono limitati. Riprocessando i dati sismici disponibili sul prospect Roncitelli Deep, in particolare le linee NO-SE, che hanno una risoluzione molto scarsa, si spera di poter meglio definire la struttura e di accertare se il "flat spot" sia reale o solo un artefatto dell'acquisizione 2D. Se il "flat spot" dovesse essere confermato, sarebbe opportuno effettuare un test di riconoscimento tipo AVO (Amplitude Versus Offset), che potrebbe essere calibrato con i responsi di ampiezza/AVO delle sabbie a gas nella sovrastante formazione Cellino.

Volumetricamente la dimensione del prospect a livello della formazione Fusignano e' attualmente stimato attorno ai 50 Bcf GIIP. Nel caso in cui, dopo il riprocessamento e l'analisi AVO, i risultati dovessero indicare che il "flat spot" e' realmente un indicatore diretto di idrocarburi, un pozzo esplorativo con obiettivo il prospect Roncitelli Deep, con contemporaneo appraisal della piccola scoperta di Roncitelli, diventerebbe una possibilita' molto interessante. Aprirebbe inoltre un nuovo play esplorativo nella parte settentrionale del bacino Marchigiano ed una fase esplorativa focalizzata su una diversa roccia serbatoio.

Raccomandazioni

Estensione della scadenza per la perforazione di 12 mesi fino al Novembre del 2009:

- Rielaborazione del dato sismico per raffinare l'interpretazione strutturale della scoperta 'Roncitelli' e del prospect 'Roncitelli Deep' che risultano poco definiti con l'attuale database. Gli scopi sarebbero:
 - o Aumentare la risoluzione della linea sismica 89-MTR-06
 - o Definire le faglie che controllano la struttura
 - o Accertare la validita' geologica del "flat spot" sismico
- Conduzione di una investigazione AVO sulla natura del "flat spot" all'interno della formazione Fusignano, calibrata sulle anomalie di ampiezza rilevate nella forazione Cellino sulla struttura Roncitelli

Cio' permetterebbe alla Northern Petroleum di accertare con sicurezza se un pozzo esplorativo con l'obiettivo di un nuovo play potesse rappresentare una valida opzione.