

41387



**Northern Petroleum (UK) Ltd**

**Relazione tecnica allegata all'istanza di rinuncia  
volontaria del permesso esplorativo Punta Marina**

## Informazioni Generali

### Ubicazione Geografica

Il permesso esplorativo PUNTA MARINA è ubicato in Emilia-Romagna nella provincia di Ravenna e si estende lungo la costa tra Marina di Ravenna e Lido Adriano. Esso confina a Nord con la concessione Porto Corsini Terra, a ovest con la concessione Ravenna Terra, a sud con il permesso esplorativo San Marco e con area libera e ad est con area marina libera.

### Situazione Legale e Amministrativa

Estensione	2970 ha
Titolarità	Northern Petroleum (UK) Ltd 100%
Data di conferimento	22 Dicembre 2009
Scadenza	22 Dicembre 2015
Ufficio UNMIG	Bologna

### Elenco Vertici del Permesso

Vertice	Longitudine Ovest Monte Mario	Latitudine Nord
a	0° 12'	44° 29'
b	Intersezione tra il parallelo 44°29' e la linea di costa di bassa marea	
c	Intersezione tra la linea di costa di bassa marea ed il parallelo 44°25'	
d	0° 12'	44° 25'



## **Inquadramento Geologico**

Dal punto di vista geologico l'area dei permessi ricade nella fascia piu' esterna dei sovrascorrimenti appenninici vergenti a NE, che hanno causato la formazione delle numerose trappole strutturali, stratigrafiche e miste presenti nell'area.

Durante il Messiniano ed il Plio-Pleistocene, l'area faceva parte del bacino di avampaese dell'Appennino Settentrionale. L'evoluzione tettonico-sedimentaria in questo intervallo di tempo coincide con lo sviluppo dell'avanfossa padano-adriatica, della sue aree di rampa e avampaese e dei vari bacini posizionati sopra i sovrascorrimenti in avanzamento dell'Appennino. Dal Tortoniano al Pliocene, come conseguenza della intensa compressione tettonica Appenninica, l'avanfossa ha subito diverse fasi di deformazione e di migrazione del depocentro a NE verso l'avampaese. Queste hanno generato importanti discordanze (unconformity) a scala dell'intero bacino nel tardo Tortoniano, durante il Messiniano, durante lo Zancleano ed infine nel Gelasiano.

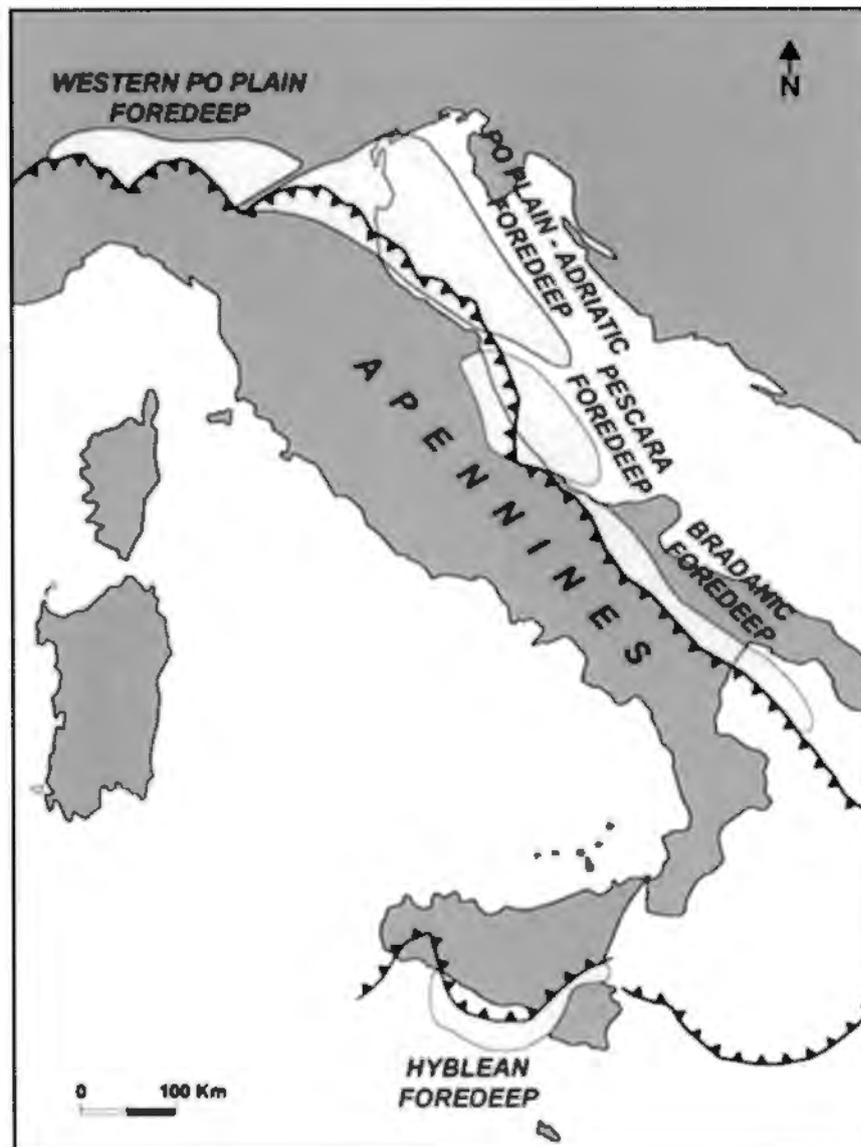
La successione sedimentaria dell'avanfossa puo' essere quindi suddivisa in quattro unita' definite dalle sovraccennate unconformity: EM (Messiniano pre e syn evaporitico), LM (Messiniano - Pliocene inferiore post evaporitico), EP (Pliocene inferiore-medio) ed LP (Pliocene superiore - Pleistocene). I contatti tra la quattro unita' sono quindi generati da importanti eventi compressivi che hanno causato la migrazione dei depocentri dell'avanfossa verso l'avampaese, con brusche variazioni sia del tipo che della distribuzione dei sistemi deposizionali. La successione di avanfossa e' principalmente costituita da depositi torbiditici con prevalenza di depositi ad alta efficienza. I lobi sabbioso-arenacei ed i depositi torbiditici di piana bacinale sono le associazioni di facies piu' comuni.

## **Tettonica**

La Pianura Padana e l'Adriatico Settentrionale sono elementi comuni alle catene Sudalpina, Appenninica e Dinarica. L'architettura compressiva e' stata sovrainposta alla rete di lineamenti distensivi polifasici del Mesozoico. La compressione Cenozoica ha raggiunto l'area in eseme in tempi diversi e con variazione della direzione di trasporto tettonico: il sistema Dinarico (compressione est-ovest) dal Paleocene al Pleistocene, le Alpi Meridionali (compressione nord-sud) dall'Eocene medio al Miocene nelle fasi Meso e Neo alpine, ed il sistema Appenninico (compressione NNE-SSO) dall'Oligocene al Plio-Pleistocene.

L'appennino Settentrionale si e' sviluppato dal tardo Oligocene fino ad oggi come conseguenza della collisione tra la placca Europea con la microplacca Adriatica, nel contesto di una subduzione di crosta continentale. Il bacino di avampaese dell'Appennino Settentrionale si e' evoluto attraverso numerose fasi tettoniche successive che hanno prodotto diversi impulsi di migrazione della cintura a pieghe e sovrascorrimenti. Tale evoluzione ha causato la migrazione delle avanfosse asimmetriche e dei bacini di tipo piggy-back sviluppati sul lato interno delle coltri in avanzamento. L'avanfossa corrisponde al depocentro piu' esterno e profondo ed e' delimitata dal lato esterno dalla rampa di avampaese e dal lato interno dal piu' avanzato fronte sovrascorso sommerso della cintura a pieghe e sovrascorrimenti. Nel bacino di avanfossa la sedimentazione e' relativamente continua nel tempo e tipicamente avviene in ambienti di acque profonde con tassi di sedimentazione elevati. L'avanfossa Appenninica dal Messiniano fino ad oggi e' un grande

bacino poco o non deformato allungato parallelamente agli assi strutturali locali dell'Appennino Settentrionale, Centrale e Meridionale.



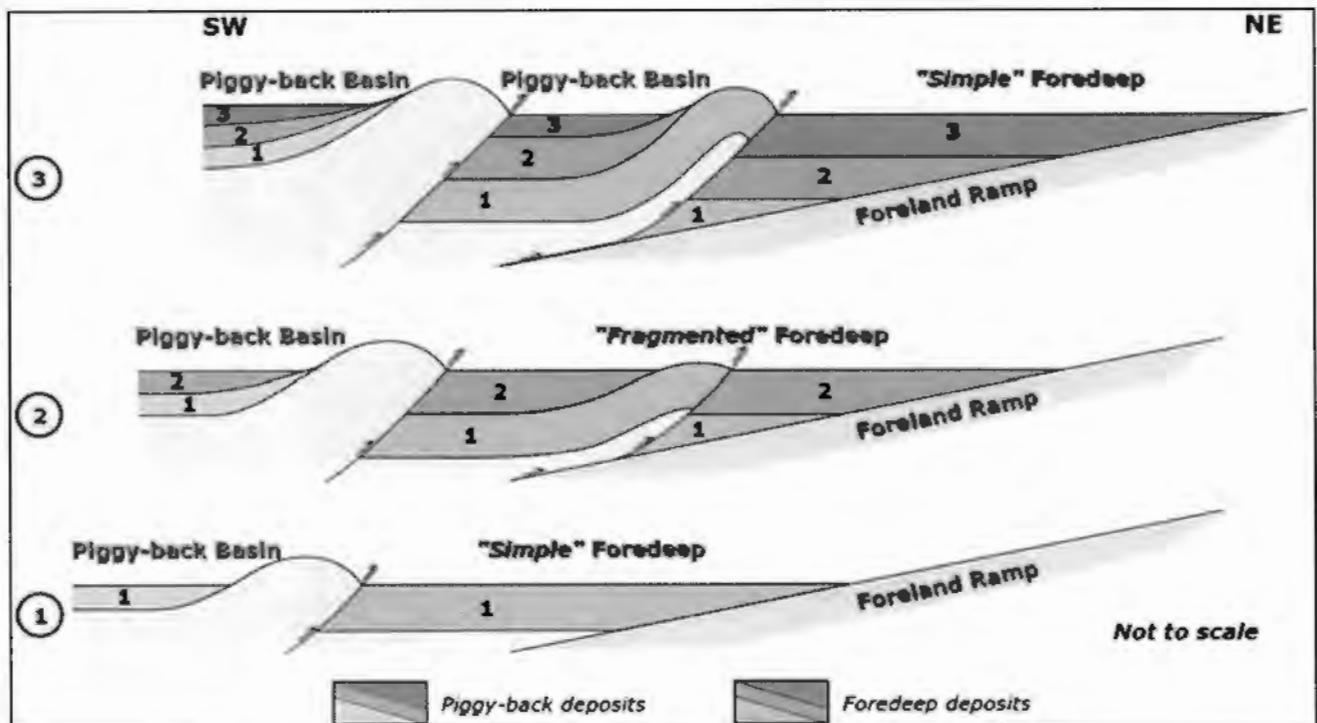
Il riempimento sedimentario consiste di torbiditi di età dal Messiniano al Pleistocene con spessori considerevoli.

Le quattro unità precedentemente descritte possono essere suddivise a loro volta in sottounità, anch'esse separate da superfici di unconformity prodotte prevalentemente da impulsi dei movimenti tettonici Appenninici. Tutte le unconformity considerate appaiono essere sincrone sia nell'avanfossa che nei bacini di piggy-back, e generalmente corrispondono a significativi cambiamenti delle facies deposizionali. Solo alcune delle unconformity corrispondono a limiti di sequenze indotti da variazioni eustatiche, nella fattispecie abbassamenti del livello marino. Gli spessori delle sottounità in corrispondenza dei depocentri dell'avanfossa variano da 700 a circa 1500 m.

L'evoluzione tettonica dell'avanfossa e la sua migrazione vedono una prima fase con una avanfossa indeformata, una seconda fase caratterizzata dalla formazione di un nuovo e più esterno fronte di sovrascorrimento che separa due distinti depocentri. Il depocentro interno si differenzia in questo stadio da un bacino di piggy-back grazie a:

1. connessione laterale con il depocentro dell'avanfossa principale
2. maggiore spazio disponibile all'accumulo sedimentario
3. tasso di sedimentazione superiore
4. sistema torbido alimentato dalla stessa fonte dell'avanfossa principale

La terza fase vede un ulteriore impulso deformativo che separa completamente il depocentro interno da quello esterno tramite l'innalzamento delle rampe laterali della piega sovrascorsa, con conseguente impostazione di un bacino di piggy-back sopra il depocentro interno.



### Prospettività del permesso

Considerando essenzialmente le formazioni Porto Garibaldi e Carola, si può vedere come le alternanze di livelli torbidoitici (reservoir) e di argille (copertura e source del gas biogenico) siano presenti nell'area del permesso a partire da circa 800 – 1200 metri di profondità, al di sotto dei depositi continentali e transizionali caratteristici del sistema progradante del fiume Po. La strutturazione del Plio-Pleistocene fornisce una buona possibilità di ritrovare trappole di tipo strutturale ma soprattutto misto ed anche puramente stratigrafico (onlap, troncature, eteropie). Il sistema petrolifero dell'area è essenzialmente a gas biogenico, per cui non vi è necessità di invocare rocce madri ad alto contenuto di materiale organico. Al contrario i livelli argillosi intercalati alle sabbie torbidoitiche hanno un contenuto organico modesto, ma ciononostante sono responsabili della formazione di considerevoli volumi di gas metano, come testimoniato dai vicini campi sfruttati nei decenni passati. Si ritiene che le dimensioni delle trappole presenti nel permesso siano di entità molto ridotta, e che pertanto la probabilità di ritrovare accumuli commerciali sia molto bassa.

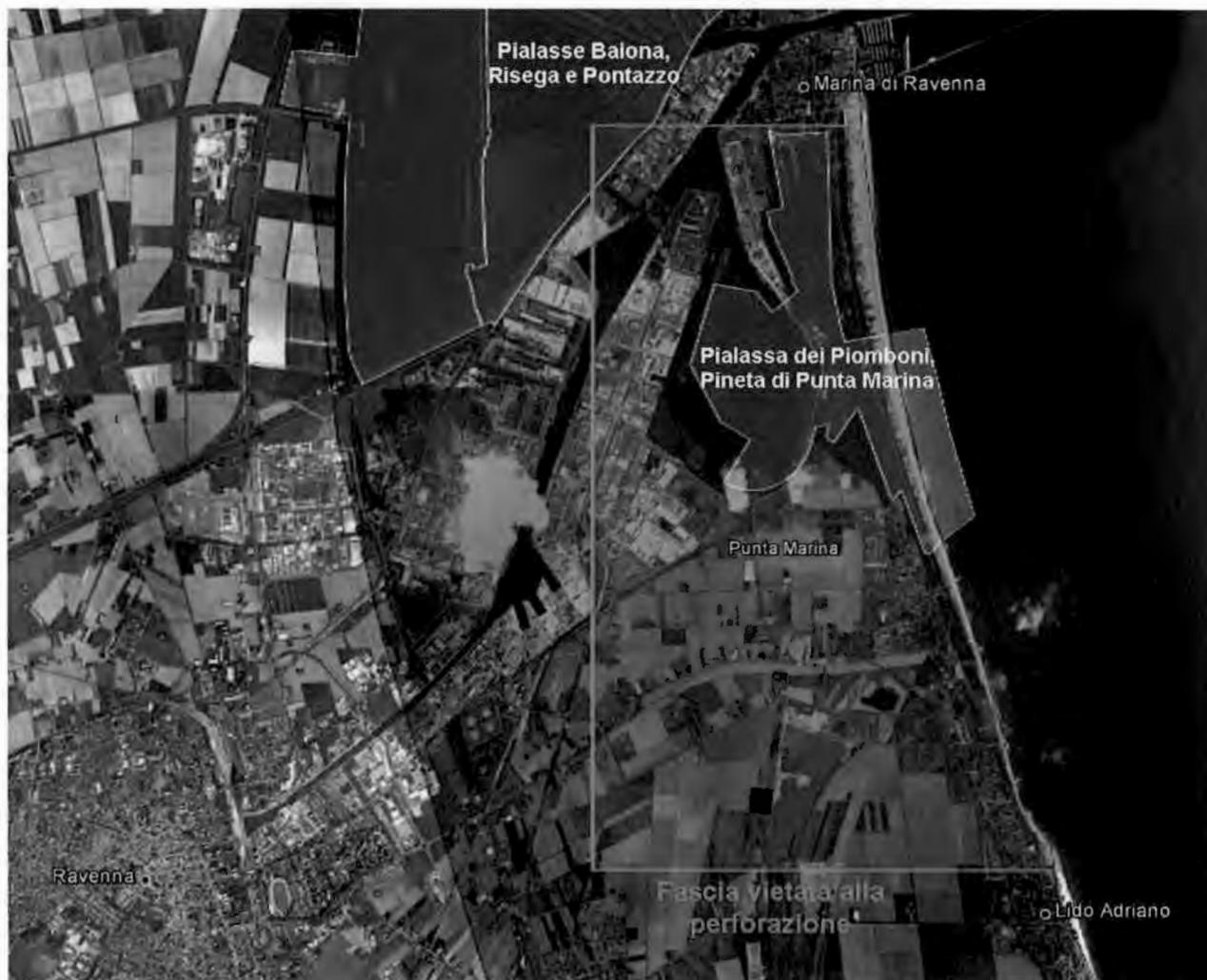
## **Attività svolte ed investimenti sostenuti**

Dopo l'assegnazione del permesso Northern Petroleum ha intrapreso uno studio geologico regionale dell'area utilizzando i dati pubblici disponibili e la letteratura a riguardo. Una data room presso gli uffici dell'Eni per visionare il database dei dati sismici disponibili e' stata organizzata. Il risultato di queste attivita' e' stato che l'unica struttura prospettiva mappabile all'interno del permesso ha dimensioni molto ridotte sia arealmente che in termini di spessori e potenziale chiusura idraulica.

I costi associati a tali attivita' fino ad oggi sono di circa €17500.

## **Prescrizioni ambientali**

Durante la procedura di valutazione dell'impatto ambientale del programma di lavoro proposto da Northern Petroleum, la Regione Emilia Romagna ha prodotto, in accordo con il Consorzio del Parco del Delta del Po, la Provincia di Ravenna ed il Comune di Ravenna, il relativo rapporto frutto della Conferenza di Servizi. Tra le prescrizioni in merito al Quadro di Riferimento Programmatico, vi e' il divieto di perforare pozzi all'interno di una fascia di almeno 3 miglia nautiche misurate dalla linea di costa verso terra. Tale fascia comprende il 100% dell'area del permesso. L'intenzione iniziale di Northern Petroleum era quella di intraprendere una discussione con la Regione Emilia Romagna allo scopo di esplorare la possibilita' di ubicazione esplorativa all'interno di tale fascia interdetta.



## **Risultati e Conclusioni**

La concomitanza di diversi fattori ha spinto Northern Petroleum a interrompere ulteriori investimenti sul permesso:

- Presenza di una unica struttura prospettiva di limitate dimensioni
- Prescrizioni ambientali relative ad una fascia di 3 miglia nautiche dalla linea di costa, all'interno della quale vi e' il divieto di perforazione
- Ulteriori prescrizioni per la presenza di due Siti di Interesse Comunitario (SIC) all'interno del permesso
- Ristrutturazione del portafoglio dei permessi della compagnia finalizzata ad una sua razionalizzazione

Si presenta pertanto istanza di rinuncia volontaria al permesso esplorativo.

NORTHERN PETROLEUM (UK) LIMITED  
SEDE SECONDARIA  
MARIO PANEBIANCO  
RAPPRESENTANTE

