 <p>eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	Data Marzo 2016	Doc. SIME_AMB_05_79 Progetto di “Messa in produzione del Pozzo Pergola 1 e realizzazione delle condotte di collegamento all’Area Innesto 3” Integrazioni SIA per riattivazione procedura VIA	
---	--------------------	--	--

ALLEGATO 7

Concessione Val D’Agri “Pergola 1 - Risultati minerari preliminari”

eni spa



Distretto Meridionale



Concessione Val D'Agri

***"Pergola 1
Risultati minerari preliminari"***




VIGGIANO (PZ)

Marzo 2016



Pergola 1
Risultati minerari preliminari

Data di emissione: Marzo 2016

	Prot: 07/geoes/me			
©	Emissione	A. Santo 	S. Terzuoli 	D. Avagliano 
		PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE

Premessa e Conclusioni

Il pozzo Pergola 1 è ubicato nel punto di coordinate 40° 26' 29.690" N e 3° 15' 00.200" E MM (Fig 1), ricadente nel comune di Marsico Nuovo ed è stato autorizzato da UNMIG con provvedimento autorizzativo n° 0682 del 15.02.2013 “concessione di coltivazione “Val d’Agri” – Autorizzazione a perforare il pozzo di ricerca denominato “Pergola 1”.

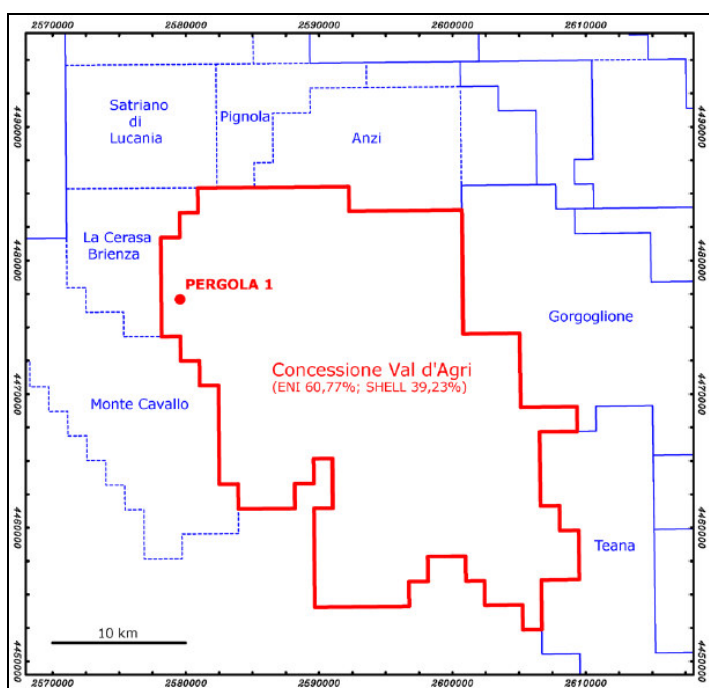


Figura 1: Ubicazione Pergola 1

L’obiettivo minerario del pozzo Pergola 1, ubicato nella Concessione Val d’Agri, è rappresentato dai carbonati cretacei della Piattaforma Apula Interna, mineralizzata ad olio, gas e condensati.

Il pozzo è stato perforato con due specifici obiettivi:

- 1) la verifica della profondità del top della Piattaforma Apula interna nel comparto nord-occidentale del campo (settore Agri-Cerro Falcone), settore in cui non sono sinora stati perforati pozzi.
- 2) la verifica delle facies che in questo settore del campo rappresentano il reservoir apulo e la caratterizzazione delle sue effettive qualità petrofisiche (porosità, permeabilità, fratturazione, ecc.).



La perforazione è iniziata il giorno 31 agosto 2015 con l'impianto EMSCO C3 della Pergemine.

Il pozzo è stato perforato in sette Fasi; 36", 28", 22", 17"1/2, 14"3/4, 12"1/4 e 8"1/2, durante le quali sono state attraversate 21 unità che hanno evidenziato una situazione geologica molto complessa.

Il top del reservoir, è stato incontrato a 3255 m MD (profondità misurata) cioè 2214 m TVDss (profondità verticale dal livello mare), ed è risultato essere mineralizzato a partire dalle litozone del Cenomaniano (calcare a pseudorhapydionina, 94-100 Ma) incontrate alla base delle torbiditi plioceniche della Formazione Volturino.

Il pozzo è risultato mineralizzato, tale mineralizzazione è confermata da:

- I gas shows hanno mostrato, fino a circa 2291 m MD, una relativa abbondanza di componenti leggeri tipica di una zona a Gas/Condensati (%C1 > 80%), mentre a partire da 2291 m MD si registra un incremento della frazione di componenti pesanti (%C1 72-75%) tipica di una zona ad olio.
 - Le manifestazioni a gas riscontrate sono uguali, per quanto riguarda la loro composizione, a quelle identificate nei pozzi dell'area (Cerro falcone, Agri).
 - L'analisi dei cuttings ha identificato micro-fratture e/o micro-porosità riempite da olio.
 - Le stesse micro-fratture riempite da olio sono state anche identificate all'interno delle due carote prelevate tra 3566 m e 3594 m, all'interno delle litozone Calcare a Pseudorhapydionina e Calcare dolomitizzato "anossico 1", considerato quest'ultimo come roccia madre del campo Val D'Agri.
 - I campioni provenienti dalle carote e il fango a contatto con le stesse, esposti a luce ultravioletta, presentano fluorescenza, chiaro indizio di mineralizzazione.
-



Tutti i dati sopra presentati sono stati acquisiti in fase di perforazione e confermano la presenza di mineralizzazione di una qualità dell'olio paragonabile al resto del campo.

Risultati geologici

A differenza di quanto ipotizzato in fase di progetto del pozzo Pergola 1, l'assetto geologico-strutturale della porzione nord-occidentale della Concessione è risultato ben più complesso. In particolar modo si sono riscontrate un maggior numero di unità e ripetizioni di serie, come illustrato nella figura 2, nella quale sono messi in relazione la prognosi geologica e la situazione reale. Tale differenza è stata riscontrata all'interno delle unità alloctone di copertura, dovuta all'estrema complessità tettonica risultante dall'impilamento dell'edificio appenninico al di sopra della Piattaforma Apula.

Il reservoir (Piattaforma Apula Interna) è stato rinvenuto a 3255 m MD (2214 m TVDss), circa 120 m più alto rispetto alla prognosi, con un errore di circa il 3,5%.

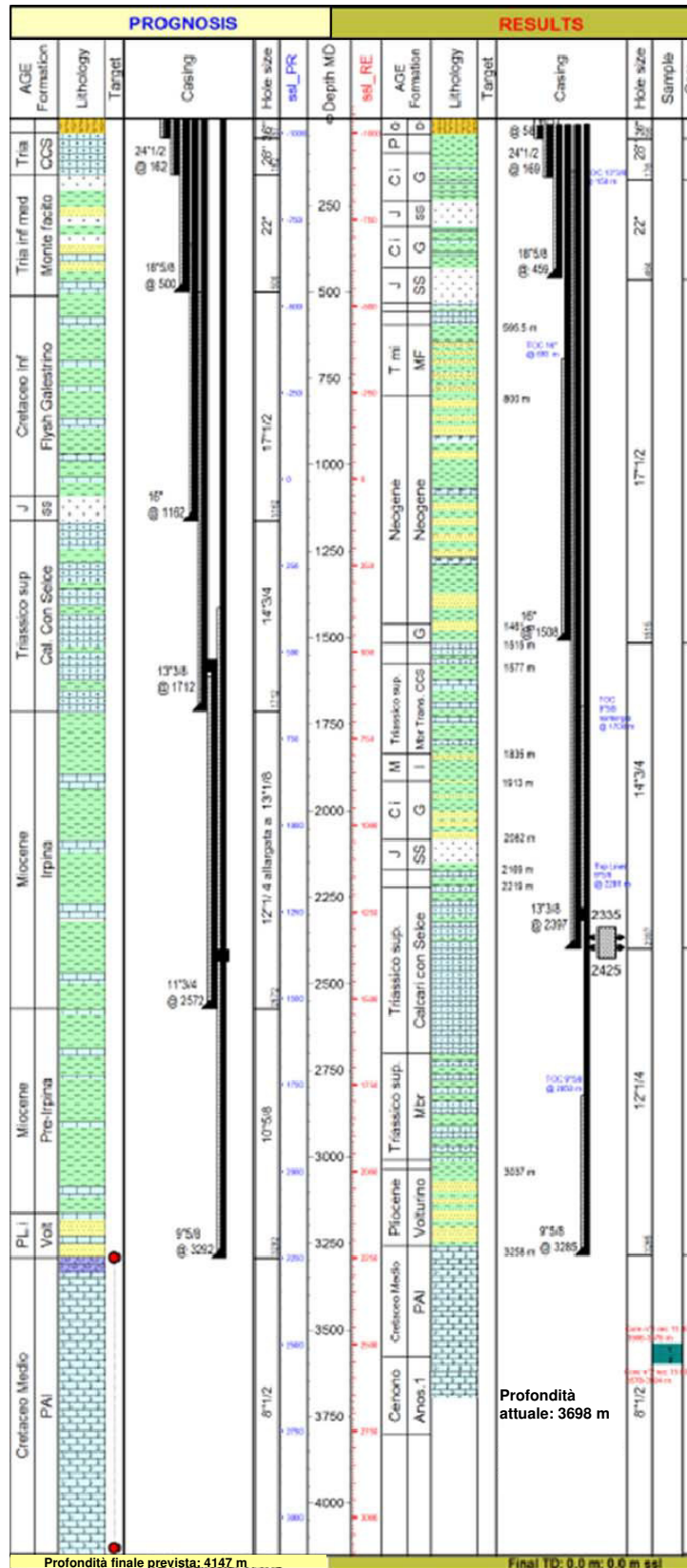


Figura 2: Striplog Pergola 1 con indicazioni della profondità finale prevista (4147 m) e della profondità attualmente raggiunta (3698 m)



Nella tabella sottostante viene riportato il confronto tra la successione stratigrafica perforata e quella di programma.

Tabella 1: Top formazioni

Formazione	Top (m MD)	
	Da programma	Reale
Calcari con selce	42.0	
Flysch rosso		45.0
Monte Facito	162.0	
Flysch del Galestrino	512.0	100.0
Scisti silicei	1092.0	236.0
Flysch del Galestrino		312.0
Scisti silicei		431.0
Calcari con selce - MT		531.0
Calcari con selce	1162.0	556.0
Monte Facito		595.0
Neogene		800.0
Flysch del Galestrino		1461.0
Calcari con selce		1515.0
Calcari con selce - MT		1577.0
Irpina	1712.0	1835.0
Flysch del Galestrino		1913.0
Scisti silicei		2082
Calcari con selce - MT		2169
Calcari con selce		2219
Calcari con selce - MT		2703
Pre-irpina	2572	3008
Volturino	3162	3037
PAI	3372	3255

Inquadramento geologico e strutturale dell'area "Pergola 1"

Il pozzo Pergola 1 è ubicato in posizione marginale rispetto al bacino dell'Alta Val d'Agri, a Nord-Ovest dello stesso, nei pressi dell'abitato di Pergola. L'obiettivo di tale pozzo è quello di investigare la porzione nord-occidentale del giacimento petrolifero, una zona fino a questo momento scarsamente esplorata.

L'area esaminata ricade nel Comune di Marsico Nuovo (PZ), in una fascia altimetrica compresa tra gli 800 m ed i 1200 m s.l.m. ed è caratterizzata da versanti acclivi, da solchi torrentizi stretti e profondi e da bruschi cambiamenti di pendenza in corrispondenza delle variazioni litologiche e delle strutture tettoniche (Fig. 3).

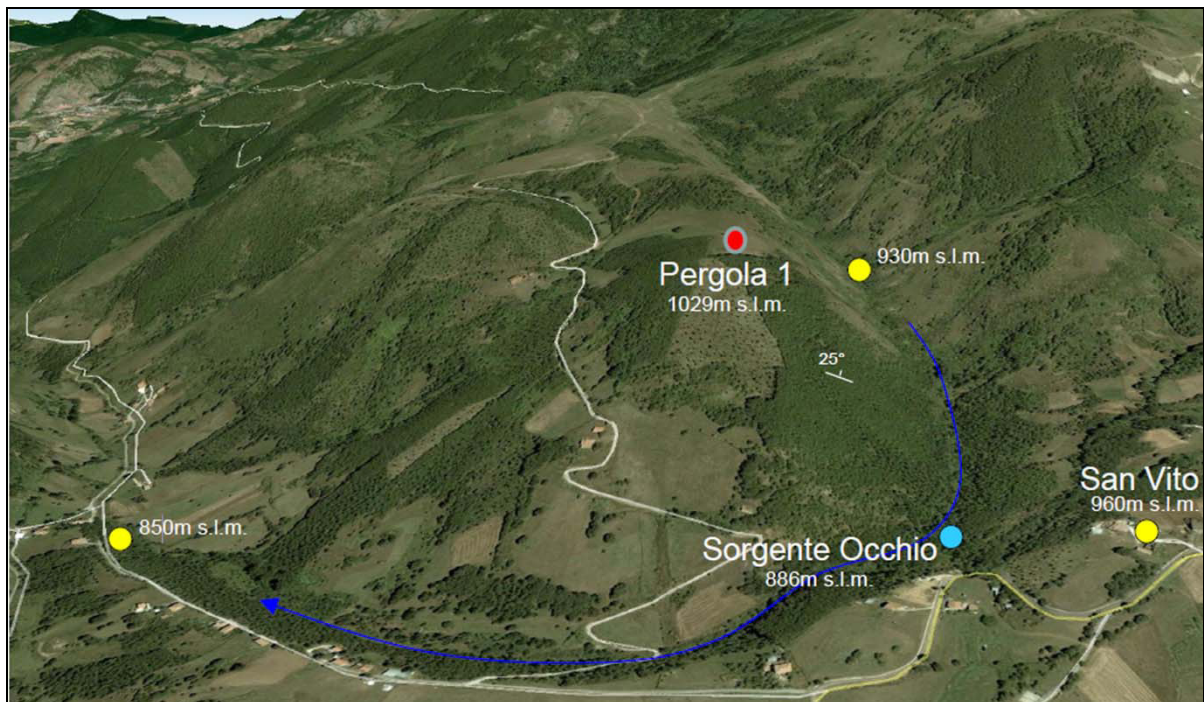


Figura 3: Inquadramento geomorfologico dell'area Pergola.

Geologia di superficie

La carta geologica di figura 4 deriva dal rilevamento condotto da AECOM nel mese di Febbraio 2015. Le evidenze litologiche derivanti dalle prime fasi della perforazione del pozzo Pergola 1 hanno però richiesto un approfondimento ed una più completa comprensione dell'assetto geologico e strutturale dell'area. Di conseguenza nei mesi di settembre/ottobre 2015 Eni ha condotto una seconda campagna di rilevamento i cui risultati sono mostrati in figura 5.

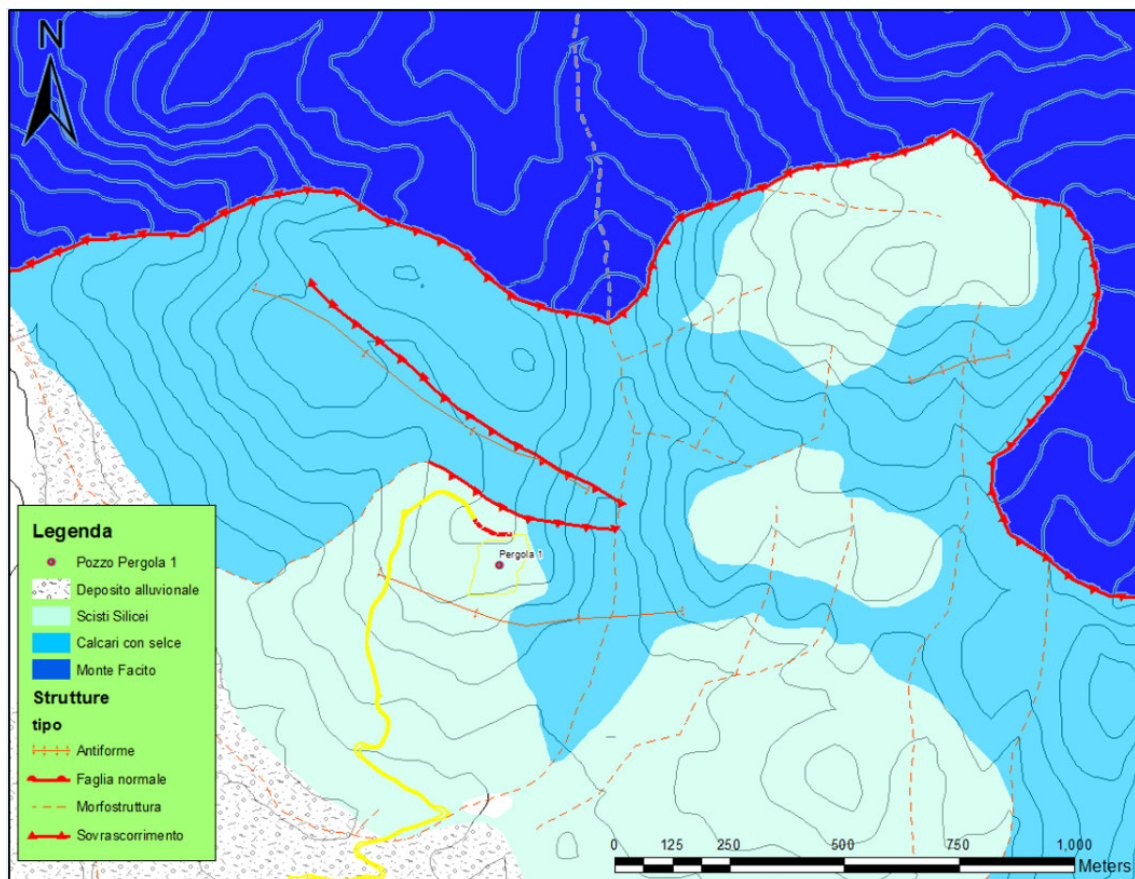


Figura 4: Mappa geologica derivante dal rilevamento AECOM (Febbraio 2015).

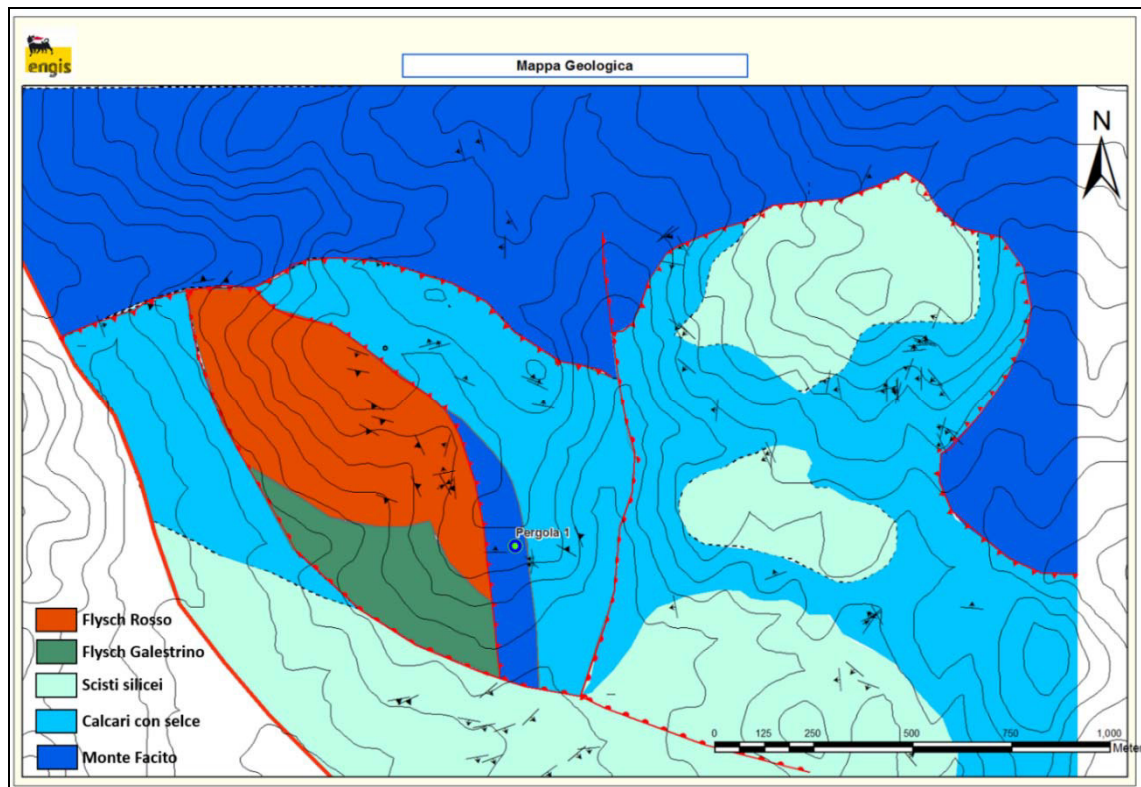


Figura 5: Mappa geologica derivante dal rilevamento Eni (Ottobre 2015).

Dal punto di vista litostratigrafico sono presenti tutte le formazioni afferenti alle Unità Lagonegresi che, dal basso verso l'alto, sono costituite da: Monte Facito (Triassico Inf-medio), Calcari con selce (Triassico Sup), Scisti silicei (Giurassico), Flysch Galestrino (Cretaceo) e Flysch Rosso (Cretaceo – Miocene).

Più in dettaglio, la formazione Monte Facito, estesamente affiorante a Nord dell'area rilevata e, in maniera ridotta, nei dintorni dell'area pozzo, mostra un'alternanza di argilliti e siltiti verdi e ocre, di arenarie grigio/rossastre e selce rossastra. I Calcari con selce presentano affioramenti ben evidenti in diverse porzioni dell'area rilevata, principalmente nella fascia centrale e sono organizzati in alternanze di calcilutiti grigie in strati da 10 cm al metro e liste e/o noduli di selce. Gli Scisti silicei affioranti nella porzione meridionale dell'area e nella zona ad est sono essenzialmente costituiti da diaspri rossi/verdi, da argilliti



selcifere varicolori e da calcare silicizzato. Lungo la strada di accesso al pozzo si rinvengono scarsi affioramenti di argilliti grigio scure scagliettate, intercalate a siltiti e calcari talora silicizzati, riferibili al Flysch Galestrino. In continuità stratigrafica al di sopra di questi ultimi depositi affiorano argilliti e marne rossastre a cui si intercalano calcari biancastri e grigiastri, in strati e banchi massivi. Questi depositi rappresentano la formazione del Flysch Rosso, che forma l'altura posta immediatamente ad ovest del pozzo Pergola 1.

I rapporti tra le formazioni affioranti sono raramente di natura esclusivamente stratigrafica. La serie Lagonegrese si mostra infatti continuamente interessata da elementi tettonici di natura sia compressiva che distensiva che mettono a contatto tra di loro formazioni differenti. Gli elementi strutturali principali sono l'esteso sovrascorrimento con orientamento Est-Ovest, posto a Nord dell'area pozzo e dalla faglia normale a Sud della stessa. La situazione geologico-strutturale è ulteriormente complicata dalla presenza del sovrascorrimento (interpretato come back-thrust) che mette a contatto il blocco su cui è ubicato il pozzo Pergola 1 con il blocco ad Ovest, costituito da Flysch Rosso e Flysch Galestrino e dalla faglia normale posta ad Est intra Calcari con Selce che ha generato il vallone Quagliarella. Strati deformati, pieghe, piani di sovrascorrimento sono l'espressione di una tettonica molto complessa che caratterizza l'area di Pergola.

Assetto strutturale profondo

L'assetto geologico-strutturale profondo dell'area di Pergola è stato ricostruito utilizzando i dati geologici di superficie, il volume sismico 3D della Val d'Agri e i dati stratigrafici provenienti dalla perforazione del pozzo Pergola 1. Queste informazioni sono state utilizzate per disegnare una sezione geologica schematica passante per il pozzo Pergola 1 ed Agri 1, perforato nel 2005, situato a circa 4 chilometri di distanza (Fig. 6).

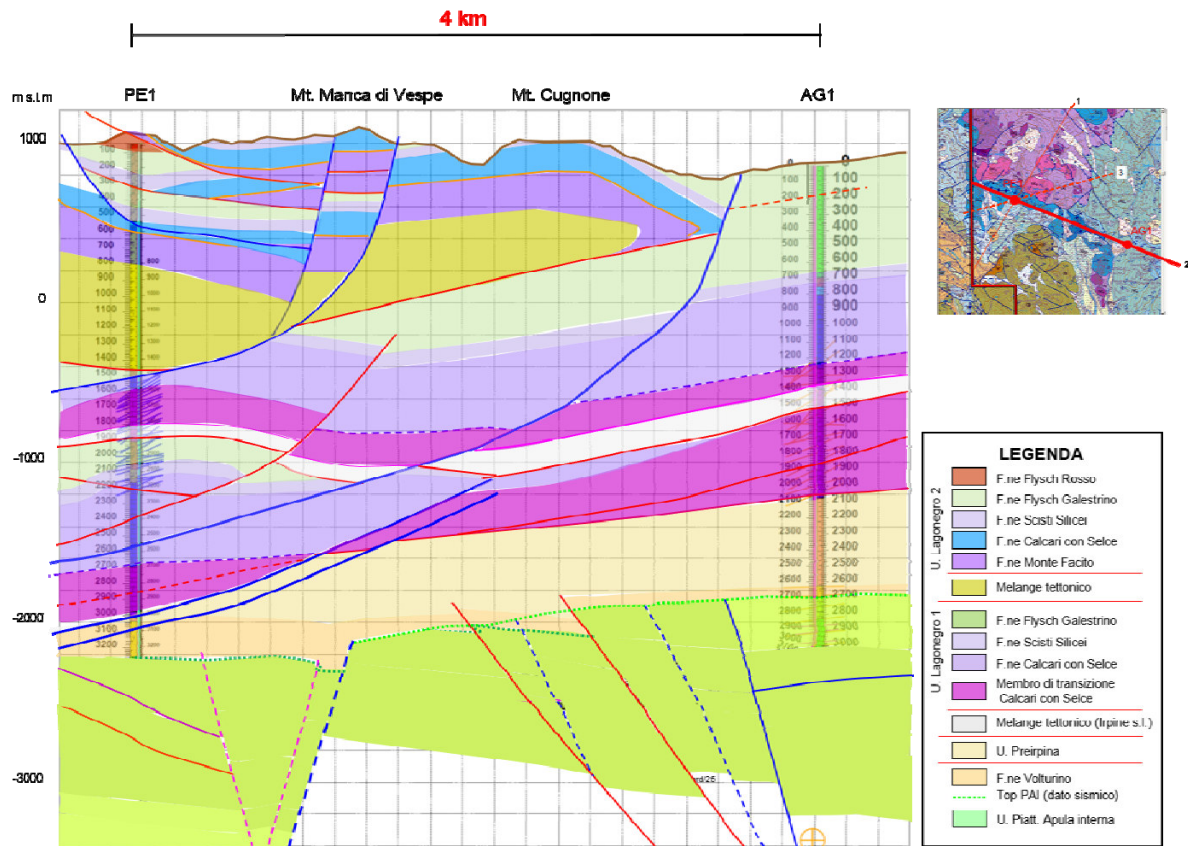


Figura 6: Ricostruzione schematica dell'assetto geologico-strutturale profondo dell'area compresa tra i pozzi Pergola 1 e Agri 1.

I pozzi perforati nell'area hanno evidenziato una situazione geologica molto più complessa rispetto a quella ipotizzata. Il pozzo Pergola 1, ubicato nell'area di affioramento delle Unità Lagonegresi 2, ne ha incontrato tutti i termini, più volte ripetuti. Gli spessori delle formazioni perforate sono risultati molto variabili a causa dell'elisione operata da faglie normali. L'Unità Lagonegrese 2 che da dati di letteratura dovrebbe essere sovrapposta direttamente ai termini più bacinali dell'Unità Lagonegrese 1, è qui separata da un'unità di età Neogenica, dello spessore di circa 700 metri. L'unità Lagonegrese 1, spessa complessivamente circa 1500 metri è interessata dalla presenza di piani di sovrascorrimento che generano raddoppi ed inspessimenti di alcune formazioni e da faglie normali che invece generano elisioni di serie. Le unità Irpine e Pre-Irpine, normalmente attraversate dai pozzi presenti in



zona con discreti spessori, presentano in Pergola 1 uno spessore notevolmente ridotto a causa dell'azione di faglie normali a rigetto considerevole, qui interpretate come a basso angolo. Le torbidità arenaceo-siltose Plioceniche della Formazione Volturino sono direttamente sovrapposte al top della Piattaforma Apula Interna.

RISULTATI MINERARI PRELIMINARI

INTRODUZIONE ALLA GWD

Il gas while drilling (GWD) è una tecnica analitica comunemente utilizzata per caratterizzare le manifestazioni gassose provenienti dal reservoir, durante la fase di perforazione.

Il gas viene estratto in superficie, centrifugando il fango di perforazione in un apposito degaser (CVGT, constant volume gas trap). Il gas recuperato viene poi condotto attraverso una gas-line direttamente all'interno della cabina di mud logging, dove viene analizzato da un Total Gas Detector e da due Gas cromatografi: uno per gli idrocarburi gassosi (da C1 a C5), uno per gli idrocarburi liquidi più leggeri (da C6 a C8). Durante la perforazione, infatti, è fondamentale il controllo del gas contenuto nel fango per poter determinare la presenza e il tipo di mineralizzazione a idrocarburi presente.

Quando si ha a che fare con del gas biogenico, infatti, il metano costituisce praticamente la totalità dell'idrocarburo presente in giacimento (es. Adriatico); di conseguenza anche l'analisi del GWD rileverà la presenza esclusiva di questo gas. Quando si ha un gas termogenico, il metano rimane comunque la frazione dominante, ma compaiono anche altri idrocarburi gassosi più pesanti. Passando a condensati e a oli via via più pesanti, la percentuale degli idrocarburi gassosi pesanti (C4 e C5) aumenta a scapito dei gas più leggeri (da C1 a C3). Questo perchè, mano a mano che aumenta la maturità di un olio,



questo si arricchisce dei componenti più leggeri. Le manifestazioni gassose rilevate in superficie sono quindi direttamente correlabili con il tipo di idrocarburi presenti all'interno del reservoir.

GWD PERGOLA 1

L'analisi della GWD effettuata su Pergola 1 ha evidenziato, fino ad ora, i seguenti aspetti:

- I gas shows presi in riferimento (concentrazione di C1 maggiore di 500 ppm, valore di riferimento) hanno mostrato fino a circa 2291 m MD, una relativa abbondanza di componenti leggeri tipica della zona a Gas/Condensati del giacimento (%C1 > 80%); da 2291 m MD si registra un incremento della frazione di componenti pesanti (%C1 72-75%) tipica della zona ad olio. Tale variazione è ben visibile nella figura allegata (Fig. 7).
- Un possibile GOC (gas-oil contact) si potrebbe ipotizzare intorno a 3291 m MD (2250 TVDss), in linea con quello di Cerro Falcone/Agri.

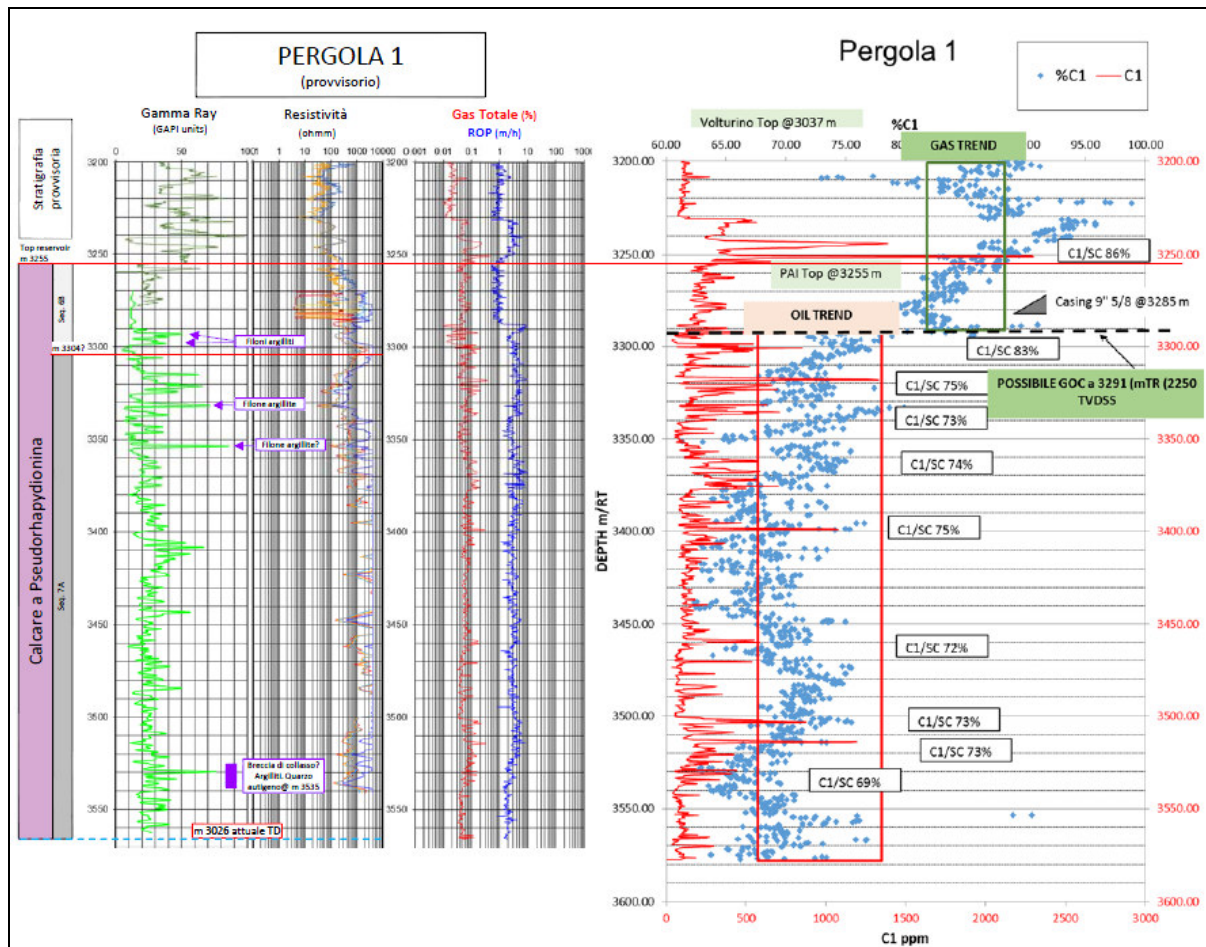


Figura 7: Variazione della percentuale C1 al passaggio gas/olio.

Un'altra informazione importante si può ricavare dal "formation fluid prediction crossplot", un grafico che mette in relazione la percentuale di C1 e il LHR (light heavy ratio, rapporto tra le componenti leggere e quelle pesanti, $C1 + C2 / C3 + C4 + C5$). I dati plottati su questo grafico possono ricadere in tre aree, appositamente tarate sui valori del campo, che forniscono un'indicazione della natura della mineralizzazione presente.

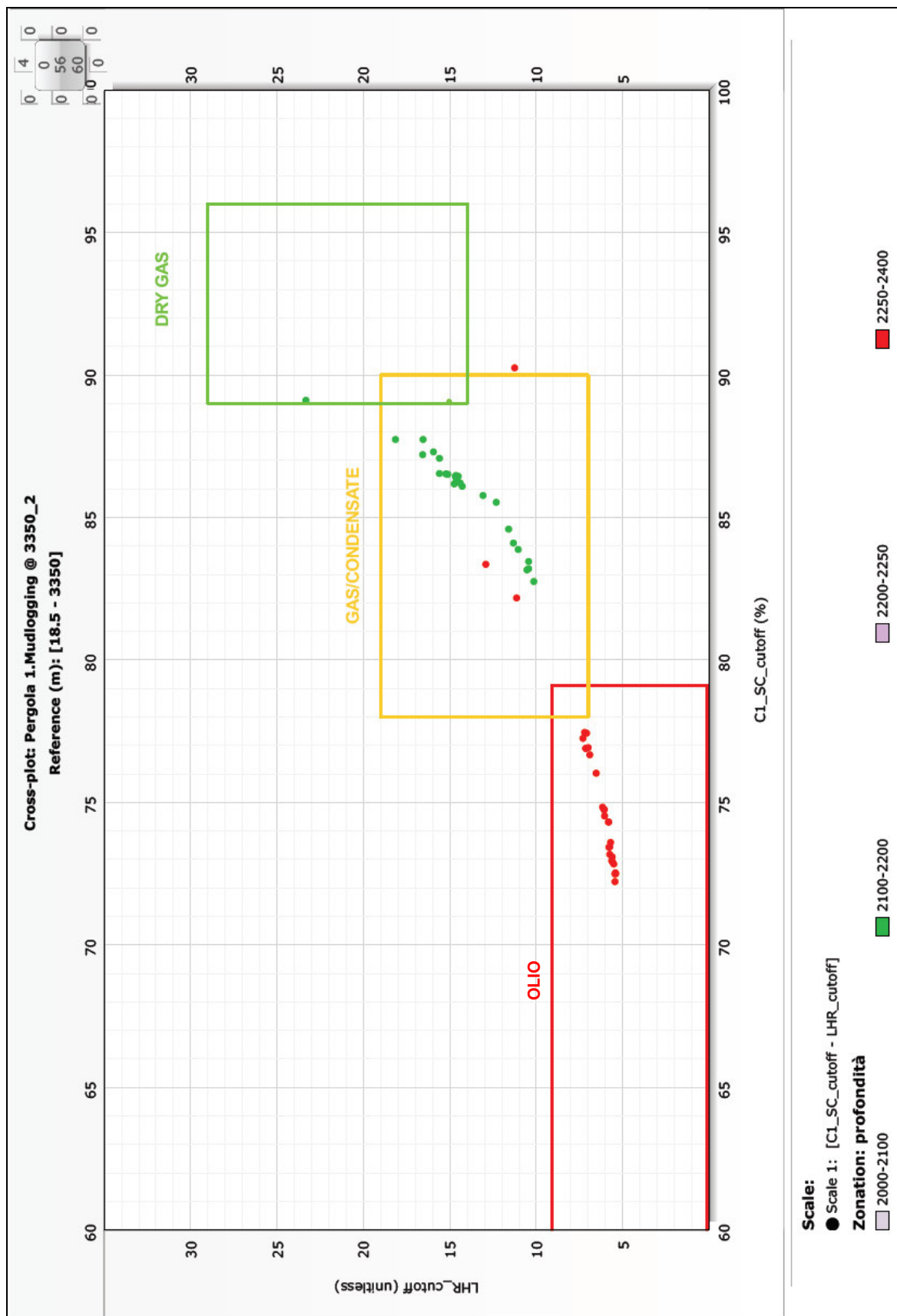


Figura 8: Formation fluid prediction crossplot



In figura 8 sono state plottate le manifestazioni con C1 maggiore di 500 ppm, divise per fasce di profondità (in verde le manifestazioni comprese tra 2100 m e 2200 m TVDss e in rosso le manifestazioni tra 2250 m e 2400 m TVDss).

Come si può notare, le manifestazioni sopra i 2250 m TVDss (3291m MD circa) sono più ricche in componenti leggeri e ricadono nel area delle manifestazioni a gas, mentre i gas shows sotto i 2250 m TVDss si arricchiscono in componenti pesanti e passano dalla zona a gas/condensato alla zona a olio.

I limiti dei campi rappresentati sono stati tarati sui dati gas e sulle PVT (pressure-volume test) prelevate nel campo Val D'Agri.

Comparazione GWD

I dati GWD acquisiti sul pozzo Pergola 1 sono in linea con quelli acquisiti nei pozzi limitrofi (sono stati presi come riferimento i particolare i pozzi Agri 1, Agri 1 or B e Cerro Falcone 9 Or).

In tutti i casi, il passaggio dalla zona a gas/condensati alla zona ad olio è demarcata da una diminuzione della percentuale del C1 sulle altre componenti, passando da valori di maggiori dell'80% nella zona a gas/condensato, fino a valori compresi tra 72-75% nella zona a olio.

Nella figura sottostante (Fig. 9) sono riportati i valori di %C1 per i pozzi Pergola 1, Agri 1 e Cerro Falcone 9 Or. In tutti e tre i casi si nota come questa percentuale si attesta su valori maggiori dell'80% nella zona a gas (area verde), mentre scende al di sotto del 75% (linea verticale verde) nella zona ad olio (area rossa).

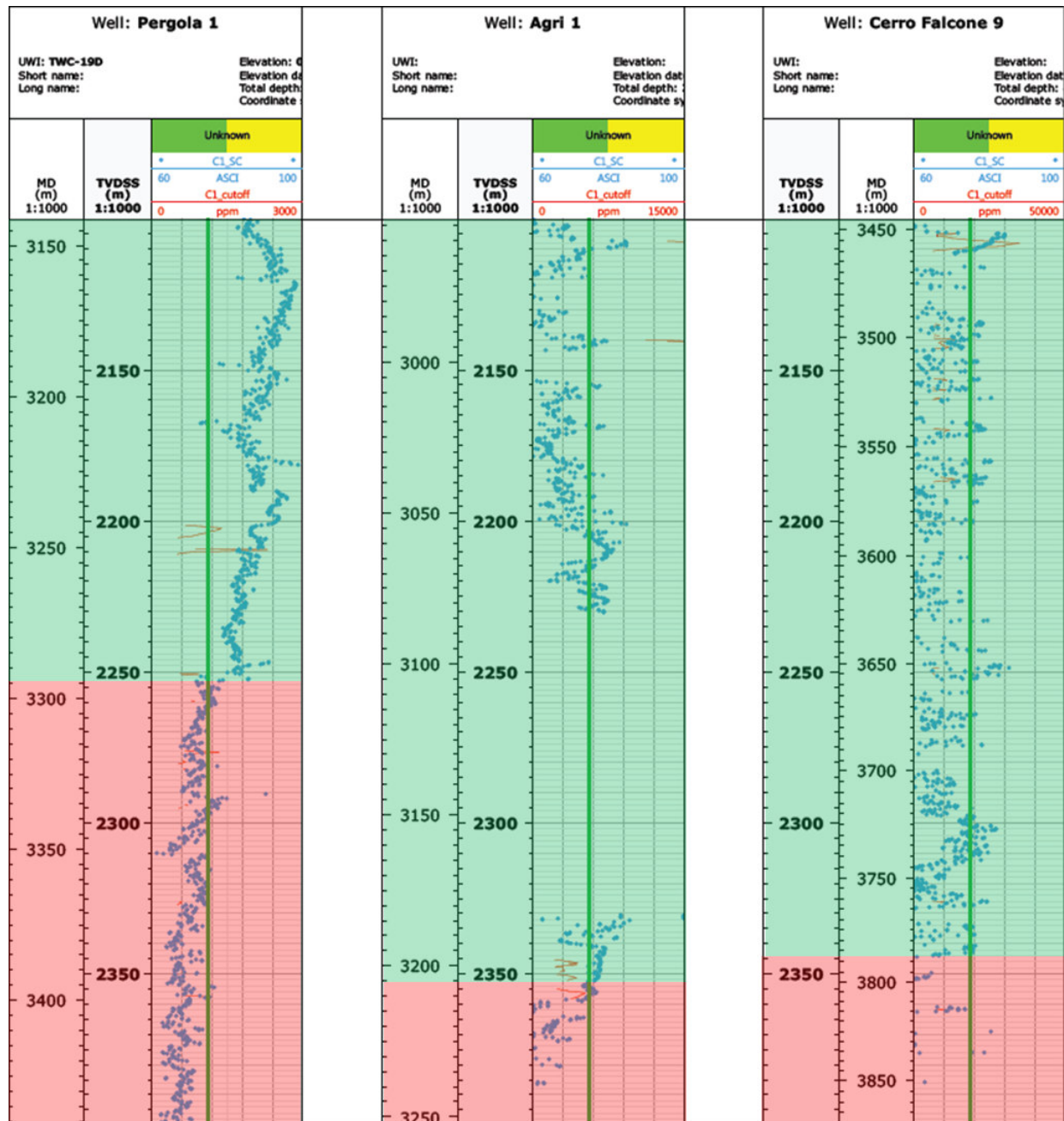


Figura 9: Percentuale di C1 al GOC

Anche il formation fluid prediction crossplot mostra la sostanziale uguaglianza dei fluidi presenti in Pergola 1 con quelli dei pozzi vicini. I dati di Pergola 1 si piazzano esattamente nell'intorno dei dati relativi agli altri pozzi (Fig 10). Per omogeneizzare i dati, i valori plottati dei quattro pozzi sono stati presi nello stesso intervallo di profondità, tra 2250 m e 2400 m TVDss.

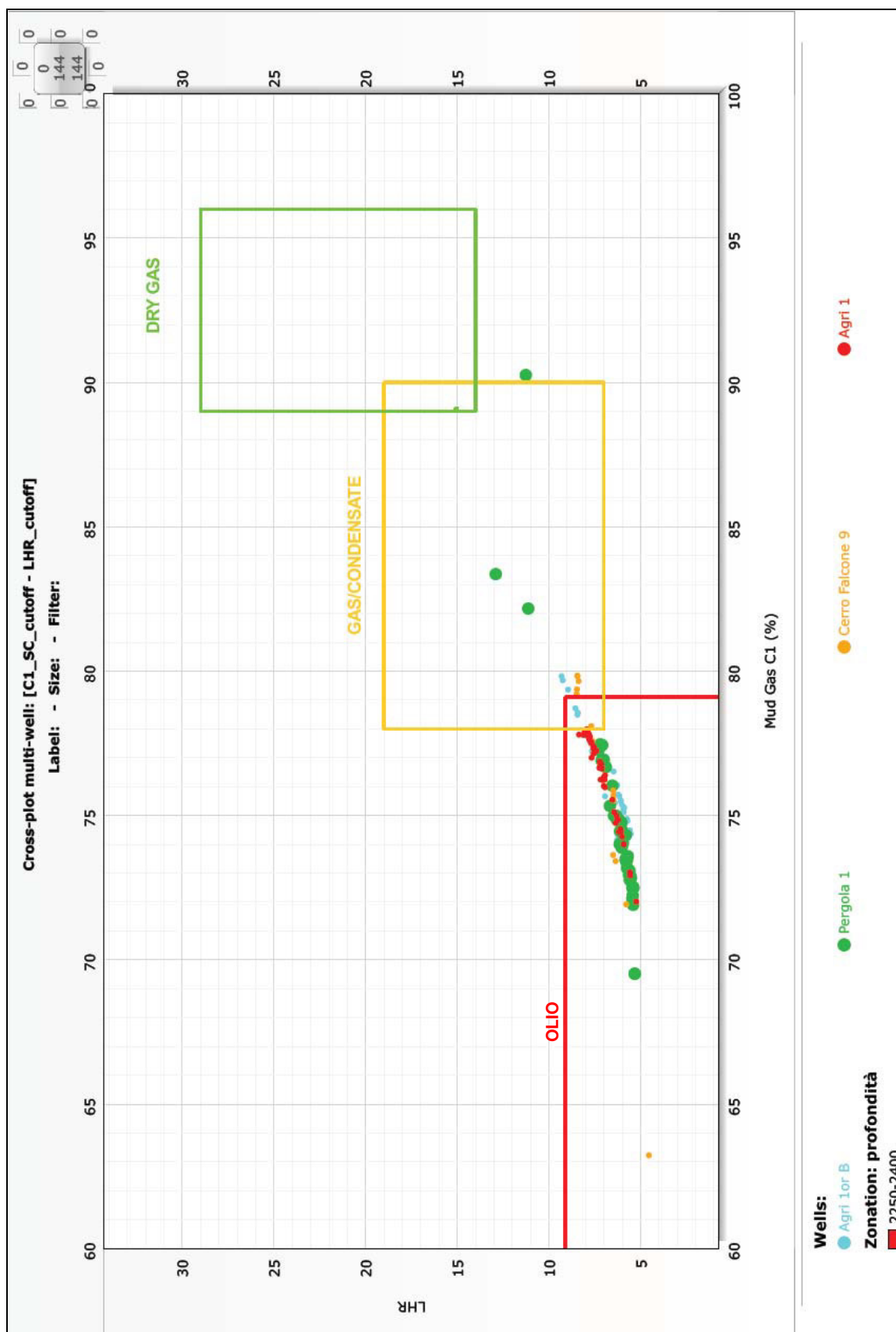


Figura 10: Formation fluid prediction crossplot con i pozzi dell'area Cerro Falcone

ANALISI CUTTINGS PERGOLA 1

Durante la perforazione, i frammenti di roccia creati a fondo pozzo dall'azione dello scalpello (cuttings), risalgono insieme al fango e, una volta in superficie, vengono separati dal fango stesso ed analizzati al microscopio. Questi frammenti di roccia, oltre a permettere l'identificazione delle litologie e delle facies attraversate, possono dare indicazioni di mineralizzazione.

Come si può vedere nelle figure sottostanti (Fig. 11-12-13), in alcuni frammenti di roccia sono visibili delle micro fratture o micro porosità riempite da olio.



Figura 11: Microfratture con olio a 3268 m

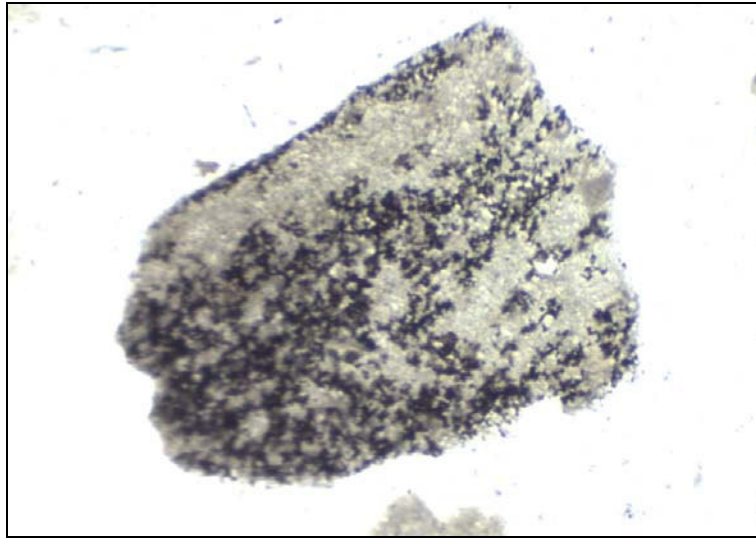


Figura 12: Dolosparite con impregnazioni bituminose a 3460 m

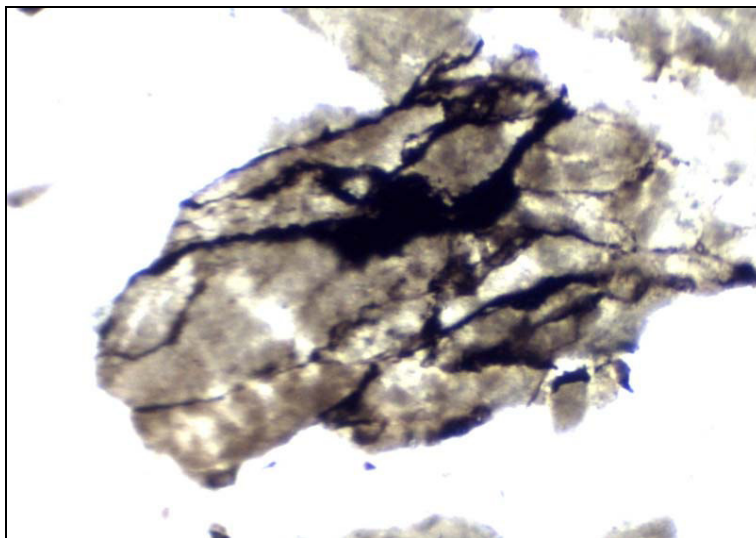


Figura 13: Microfratture con olio a 3505 m

Analisi preliminare Carota

Il carotaggio è una tecnica di campionamento che consiste nel prelievo di campioni di roccia cilindrici chiamate carote. Al fine di caratterizzare dal punto di vista petrofisico questa porzione di reservoir, in Pergola 1 sono state prelevate due carote orientate, da 3566 m a 3594 m.

Le carote arrivano a giorno all'interno di un cilindro di alluminio, chiamato core barrell, di lunghezza di 6 m circa che serve a mantenere il più stabile possibile questi campioni. Per facilitarne il trattamento ed il

trasporto, questi cilindri contenenti la carota vengono tagliati in spezzoni da 1 metro.

In questi punti di taglio vengono prelevati dei campioni di roccia (core chips) sui quali vengono fatte le sezioni sottili per un'analisi preliminare.

Analizzando queste sezioni sottili sono state osservate alcune microfrazioni riempite da olio che confermano la mineralizzazione di quest'area (Fig. 14-15).

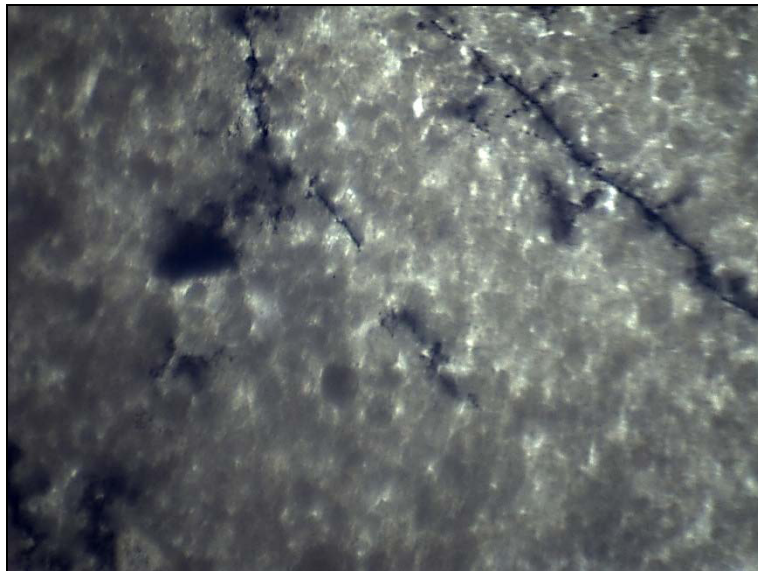


Figura 14: Sezione sottile su core chips a 3569 m

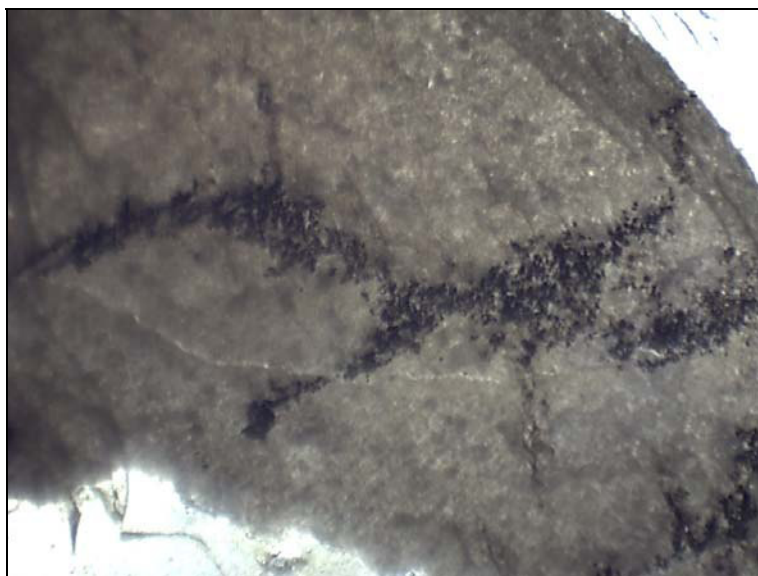


Figura 15: Sezione sottile core chips a 3587 m

I campioni provenienti dalle carote e il fango a contatto con le stesse, sono state sottoposte a luce ultravioletta, e hanno mostrato fluorescenza diretta dovuta alla presenza di idrocarburi. In figura 16 viene mostrato un campione di fango sottoposto a luce ultravioletta dove risulta chiara la fluorescenza.



Figura 16: Fluorescenza su campione di fango a fine carotaggio

Il principio per il quale gli idrocarburi risultano fluorescenti è perché sono in grado di assorbire l'energia della luce ultravioletta a diverse lunghezze d'onda in funzione del tipo di molecola e dei legami e quindi riemetterla in forma di luce visibile.
