

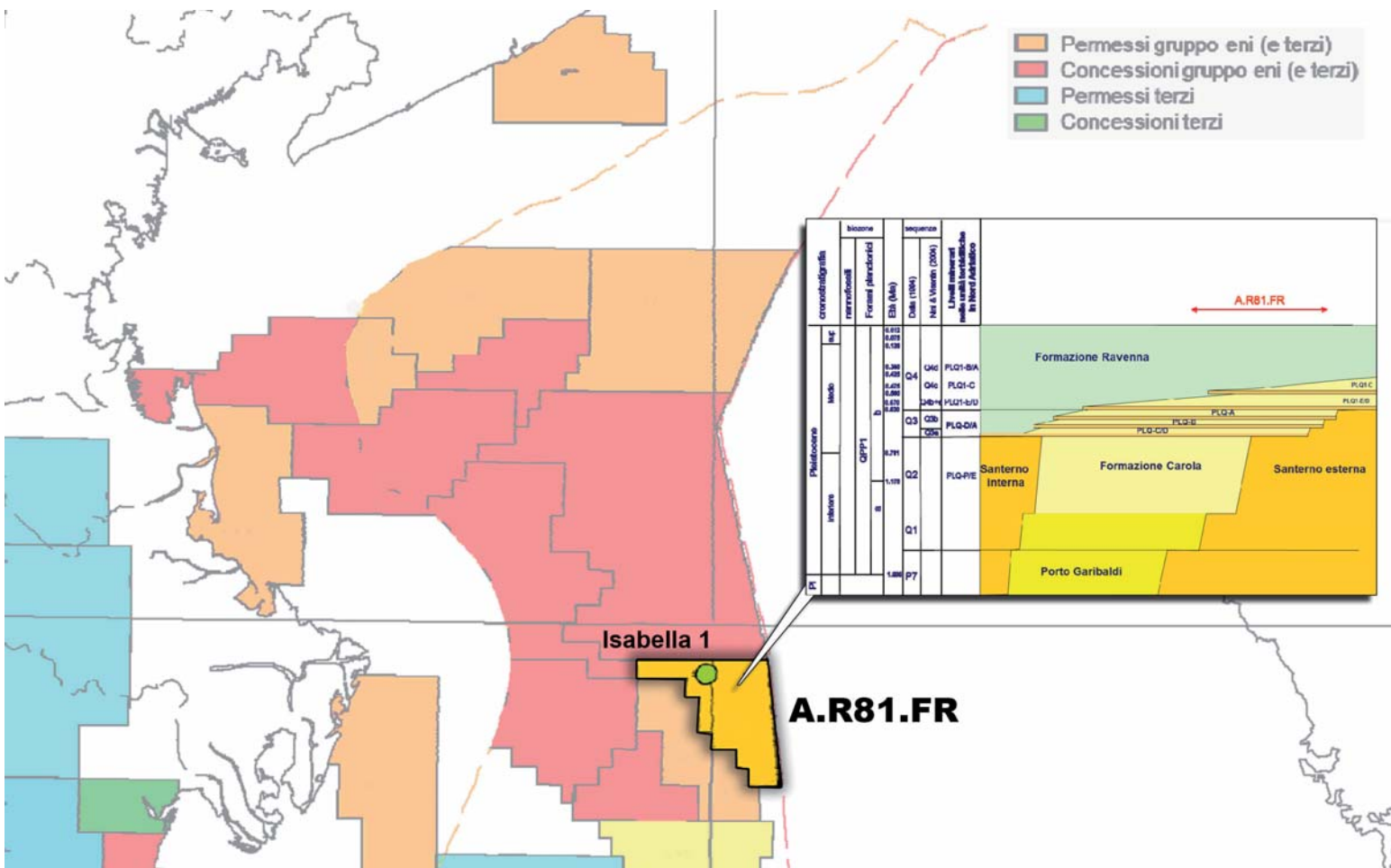
Italia - Adriatico settentrionale

Permesso A.R81.FR

potenzialità della scoperta a gas di Isabella

perc - gica / esea - esei

settembre 2013





exploration & production

PERMESSO A.R81.FR

POTENZIALITÀ DELLA SCOPERTA A GAS DI ISABELLA (ADRIATICO SETTENTRIONALE, ITALIA)

Sandro Atzei	PERC/GICA
Ombretta Dal Zotto	ESER/ESEI
Roberto Fantoni	ESER/ESEI
Maria Teresa Galli	PERC/GICA

Rel. ESEI/GICA

ESEI
Il Responsabile

Anna Cazzola

GICA
Il Responsabile

Bruno Volpi

San Donato Milanese, settembre 2013

INDICE

Riassunto

Introduzione

1 IL PERMESSO A.R81.FR

2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO-MINERARIO

3 LA SCOPERTA A GAS DI ISABELLA

4 RICOSTRUZIONE GEOMETRICA

4.1 Interpretazione sismica

4.2 Anomalie d'ampiezza

4.3 Mappe in profondità

5 ANALISI PETROFISICA

5.1 Log disponibili e controllo di qualità

5.2 Interpretazione convenzionale (CPI)

5.3 Thin Layers Analysis

5.4 Resistivity Modelling 2D

5.5 Modellizzazione della porosità

5.6 Calcolo della saturazione in acqua

5.7 Flag netpay

5.8 Risultati

6 VALUTAZIONE VOLUMETRICA

7 CONCLUSIONI

Indice degli allegati

Riassunto

Nel blocco A.R81.FR, vigente dal 1990 ed attualmente sospeso (§ 1), è stata effettuata nel 1980 la scoperta a gas di Isabella 1. Il pozzo di delineazione Isabella 2, perforato nel 1994 in posizione *updip*, è risultato sterile (§ 2-3).

Per valutare l'entità delle mineralizzazioni è stata eseguita una revisione della ricostruzione geometrica e una caratterizzazione petrofisica.

I livelli mineralizzati (PLQ-C/D, Formazione Carola, Pleistocene inferiore) sono caratterizzati da anomalie di ampiezza in corrispondenza del pozzo Isabella 1; sono invece assenti nell'area sondata dal pozzo Isabella 2. La ricostruzione geometrica eseguita ha confermato la presenza di una piccola sella, che separa la culminazione di Isabella 1.

Dall'esame generale delle anomalie di ampiezza si può notare che le zone di interesse del permesso si trovano esclusivamente nella porzione NW in corrispondenza della scoperta a gas di Isabella. Nella restante porzione non sembrano esserci evidenze di possibili accumuli di idrocarburi gassosi, almeno per quanto riguarda i livelli convenzionali (§ 4).

L'interpretazione petrofisica è stata eseguita producendo dei CPI multi minerali. La disponibilità di curve ad alta risoluzione (HDT e SHDT), per entrambi i pozzi, ha consentito di eseguire una TLA (Thin Layers Analysis, analisi litologica), finalizzata alla definizione di un modello geometrico della formazione, rappresentata come alternanza di livelli sabbiosi e argillosi di spessore determinato.

Per il pozzo Isabella 1 è stata inoltre eseguita l'interpretazione di dettaglio dei livelli a strati sottili (*e-tlac*[®]) al fine di ottenere un modello di formazione il più rappresentativo possibile per il calcolo della SW (§ 5).

Le nuove mappe ottenute dalla reinterpretazione dell'area e i dati ottenuti dallo studio petrofisico sono stati utilizzati per la valutazione volumetrica della struttura di Isabella. La valutazione ha interessato tutti i livelli precedentemente identificati e alcuni livelli individuati nel corso dello studio petrofisico.

Il GOIP totale è stato stimato in 202 MSMc, distribuito in 10 livelli con volumetrie singole comprese tra 8 e 65 MSMc (PLQ-C5) (§ 6).

Il GOIP producibile, ipotizzando un possibile pozzo di sviluppo, è pari a 151 MSMc

Introduzione

Il presente lavoro, finalizzato alla valutazione del potenziale minerario della scoperta a gas di Isabella 1, è stato concordato tra eni e Medoiligas in occasione del TCM del 19 luglio 2012.

Il lavoro è stato eseguito tra settembre 2012 e marzo 2013 dai servizi GICA (caratterizzazione petrofisica) ed ESEI (ricostruzione geometrica e valutazione volumetrica).

I risultati delle fasi analitiche del lavoro (ricostruzione geometrica e caratterizzazione petrofisica) sono stati illustrati a Medoiligas nel corso del TCM del 20 dicembre 2012. I dati validati nel corso di quella riunione sono stati utilizzati per la fase di sintesi del lavoro (valutazione volumetrica), nuovamente illustrata al partner nel corso del TCM del 13 marzo 2013.

1 IL PERMESSO A.R81.FR

L'area del permesso è ubicata nella parte settentrionale del mare Adriatico, è limitata ad est dalla linea mediana con la Croazia ed è circa 40 km ad Est del delta del Po (fig. 1.1).

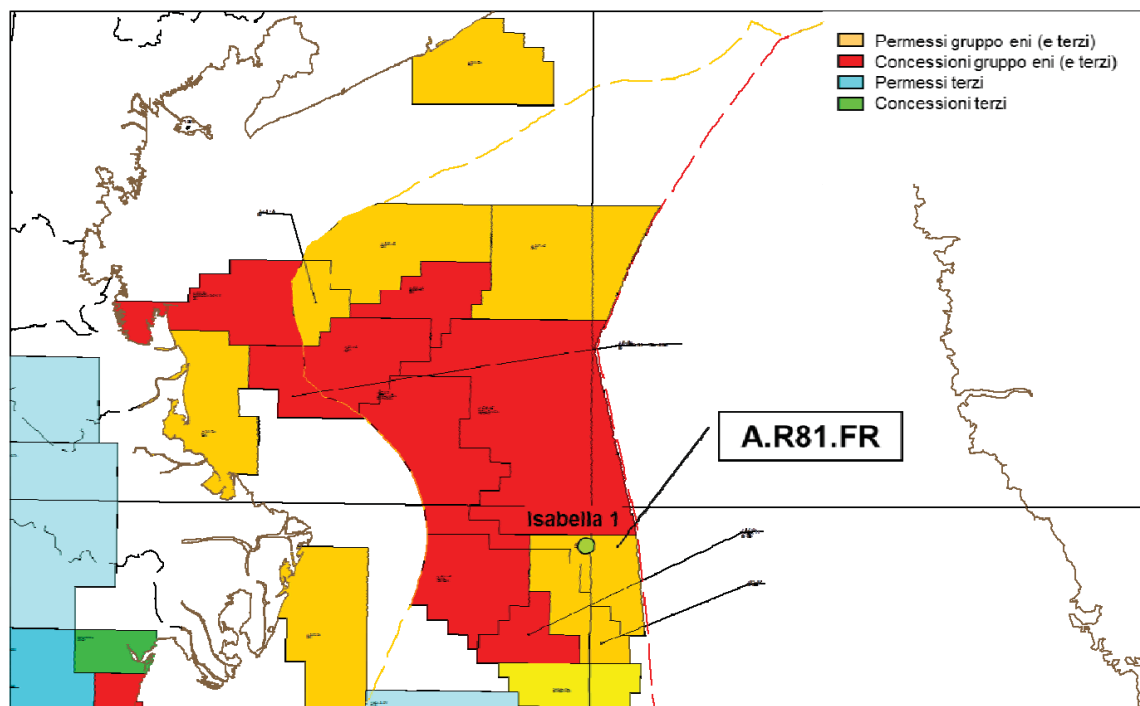


Fig. 1.1 - Mappa indice

Il permesso è stato conferito nel 1990 ed è attualmente sospeso. La storia amministrativa del permesso è riassunta in tab. 1.1.

	Società	quote	data
Conferimento	FIAT RIMI S.p.A.	100%	11/09/1990
Trasferimento quota	AGIP S.p.A.	85%	23/06/1992
	FIAT RIMI S.p.A.	15%	
Cambio intestazione quota	AGIP S.p.A.	85%	01/01/1996
	FIAT 1995 S.p.A.	15%	
Prima proroga			11/09/1996
Sospensione			11/09/1996
Cambio intestazione quota	ENI S.p.A.	85%	01/01/1998
	FIAT 1995 S.p.A.	15%	
Trasferimento quota	AGIP S.p.A.	85%	29/11/2001
	GAS DELLA CONCORDIA S.p.A.	15%	
Trasferimento quota	AGIP S.p.A.	85%	24/05/2005
	INTERGAS PIU' S.r.l.	15%	
Cambio intestazione quota	ENI S.p.A.	85%	12/02/2008
	MEDOILGAS ITALIA S.p.A.	15%	

Tab. 1.1 – Storia amministrativa del permesso.

2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO-MINERARIO

Il permesso A.R81.Fr è ubicato nel settore più esterno dell'avampaese adriatico, costituito da una monoclinale immergente a SW verso la catena appenninica (fig. 2.1).

Il substrato mesozoico-eocenico è costituito da una successione carbonatica. Sopra questa si individua una successione terrigena prevalentemente marnoso-arenacea di età compresa tra l'Eocene superiore e il Miocene superiore. Durante il tardo-Messiniano la successione terrigena eo-miocenica viene profondamente incisa. Nel Pliocene inferiore, in seguito alla forte fessurazione verso SE dell'area legata alla migrazione dell'avanfossa appenninica, si individua un bacino che accoglie le unità torbiditiche alimentate dalla catena alpina e appenninica. Nel Pleistocene superiore si assiste infine alla discontinua progradazione di unità marino-marginali.

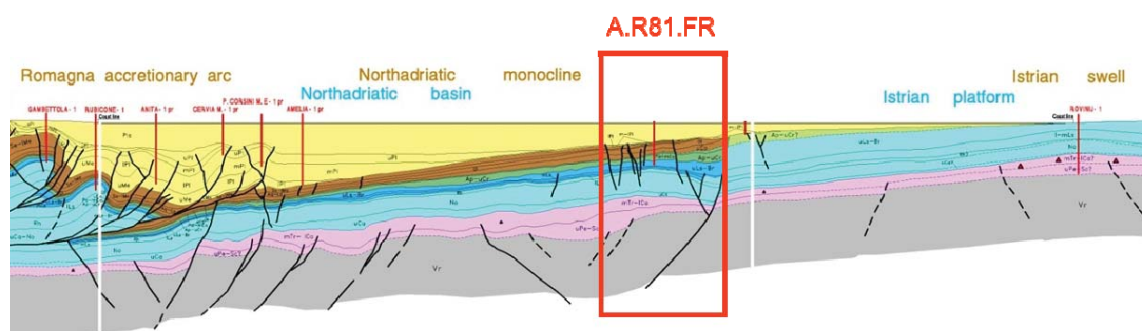


Fig. 2.1 – Ubicazione strutturale del permesso A.R81.FR

Nell'area del permesso A.R81.FR la successione terrigena plio-quadernaria è costituita da unità torbiditiche del Pliocene superiore e del Pleistocene inferiore (Formazione di Porto Garibaldi e Formazione Carola) che terminano contro le unità pelitiche d'avampaese (Argille del Santerno). Durante il Pleistocene superiore la successione torbiditica è progressivamente sostituita da unità progradanti marino-marginali (Formazione Ravenna) (fig. 2.2)

I temi di ricerca nell'area sono costituiti principalmente da trappole strutturali e/o stratigrafiche nella serie plio-pleistocenica. Nell'area del permesso le trappole sono di tipo strutturale, originatesi per compattazione differenziale della successione terrigena plio-pleistocenica su rilievi strutturali o fisiografici del substrato carbonatico mesozoico, e di tipo stratigrafico, originatesi per terminazione sedimentaria di livelli torbiditici (Formazione di Porto Garibaldi e Formazione Carola) contro le emipelagiti della rampa d'avampaese (Argille del Santerno). La successione terrigena plio-pleistocenica, costituita da alternanze di sabbie e argille, ospita serbatoi e copertura; queste ultime costituiscono anche la roccia madre delle mineralizzazioni a gas biogenico.

In generale la presenza di gas è segnalata da indicatori sismici quali anomalie di ampiezza e variazioni di coerenza del segnale sismico e da *pull down* dei riflettori sottostanti. Tali fenomeni tendono a mascherare l'assetto strutturale dell'area e creano difficoltà nella messa in profondità delle mappe isocrone relative alle trappole individuate.

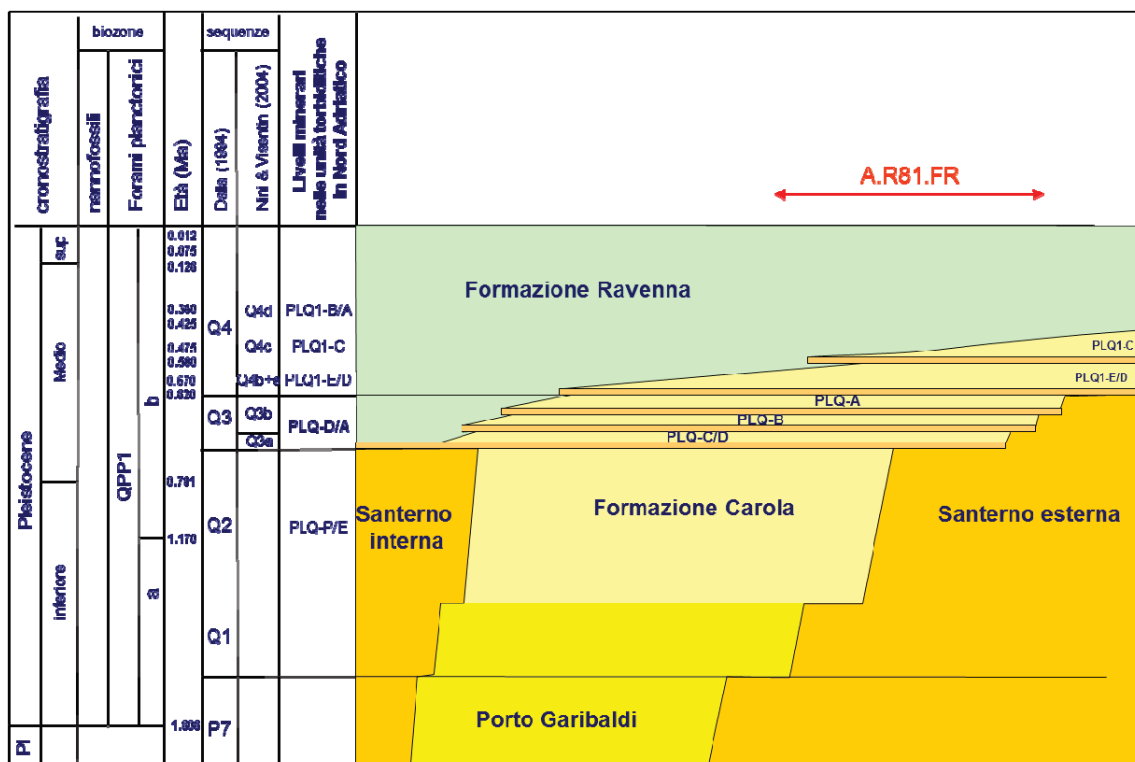


Fig. 2.2 – Ubicazione stratigrafica del permesso A.R81.FR

3 LA SCOPERTA A GAS DI ISABELLA

Il pozzo Isabella 1 è stato perforato nel 1982 durante la vigenza del precedente permesso A.R56.PX e doveva esplorare i livelli sabbiosi della serie clastica del Quaternario basale e del Pliocene medio, in particolare l'alternanza di sabbie rinvenute mineralizzate nel pozzo Valentina 1. Tale struttura risulta generata dalla compattazione differenziale dei sedimenti terrigeni dal Pliocene inferiore al Pleistocene depositatesi sulle ondulazioni della unconformity pre-pliocenica. I log elettrici registrati hanno evidenziato nel Pleistocene una serie costituita da banchi di sabbia con intercalazioni di argilla e argilla siltosa nella formazione Carola. Questi livelli sono risultati mineralizzati a gas nella zona compresa tra 1271 e 1352 m MD (livelli PLQ-C/PLQ-D) (fig. 3.1).

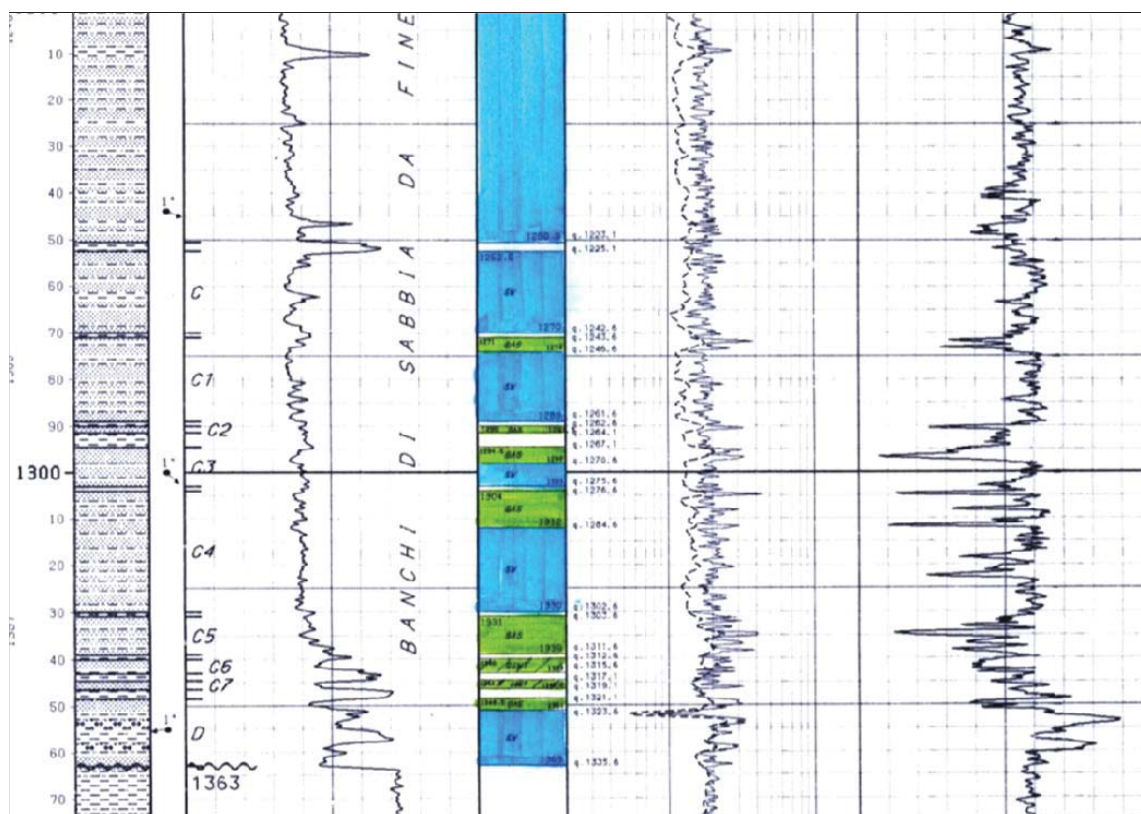


Fig. 3.1 – Mineralizzazione di Isabella 1 (Pleistocene inferiore; livelli PLQ-C/D)

Nel 1994 è stato perforato il pozzo Isabella 2 ubicato 2 km a NE di Isabella 1 in un'area priva di anomalia di ampiezza, con lo scopo di valutare l'estensione della serie torbiditica rinvenuta mineralizzata al pozzo 1 (fig. 3.2).

Il sondaggio è risultato sterile e i livelli porosi attraversati risultano mineralizzati ad acqua salata. Le correlazioni con Isabella 1 sono buone, i livelli dal PLQ-B al PLQ-C4 nel pozzo 2 risultano più alti di circa 6-10 m, pertanto, vista l'assenza di mineralizzazione, si può dedurre che i sondaggi abbiano interessato due culminazioni strutturali differenti separate da una piccola sella (fig. 3.3).

Per entrambi i pozzi non è stata prelevata nessuna carota di fondo.

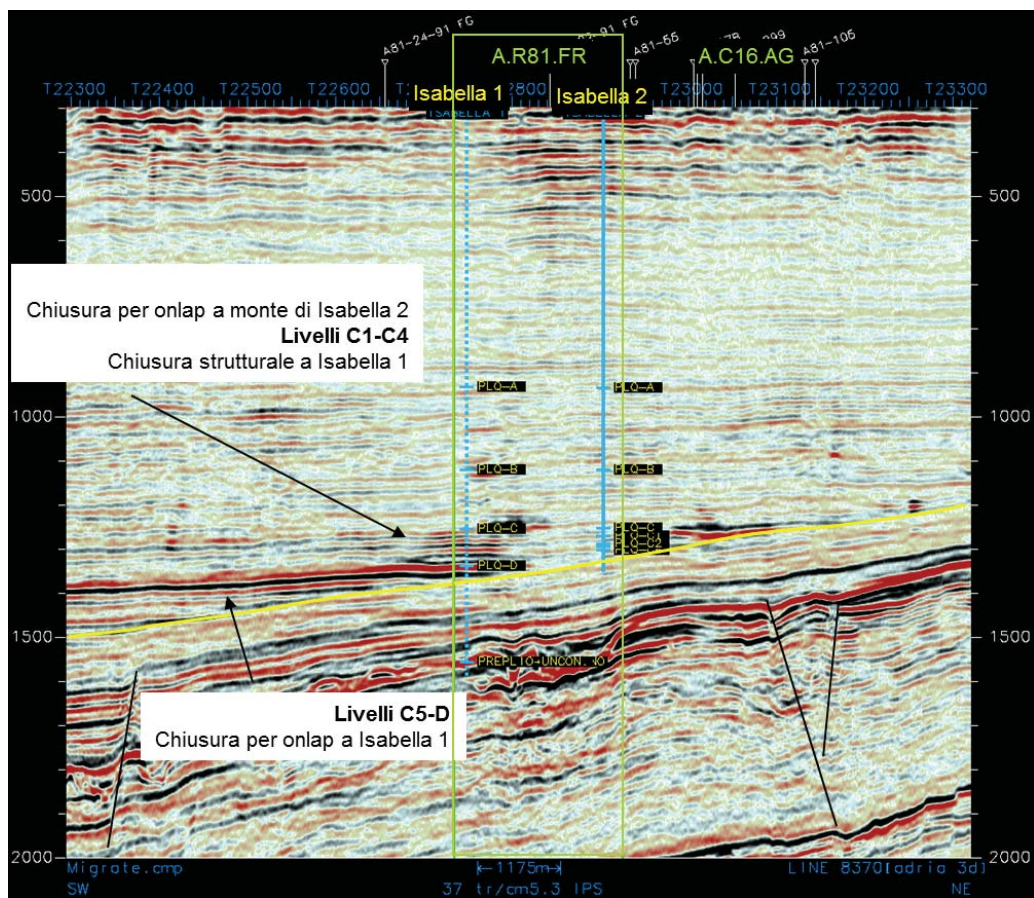


Fig. 3.2 – Trappole stratigrafiche e trappole strutturali a basso rilievo strutturale (Inline 3D Adria).

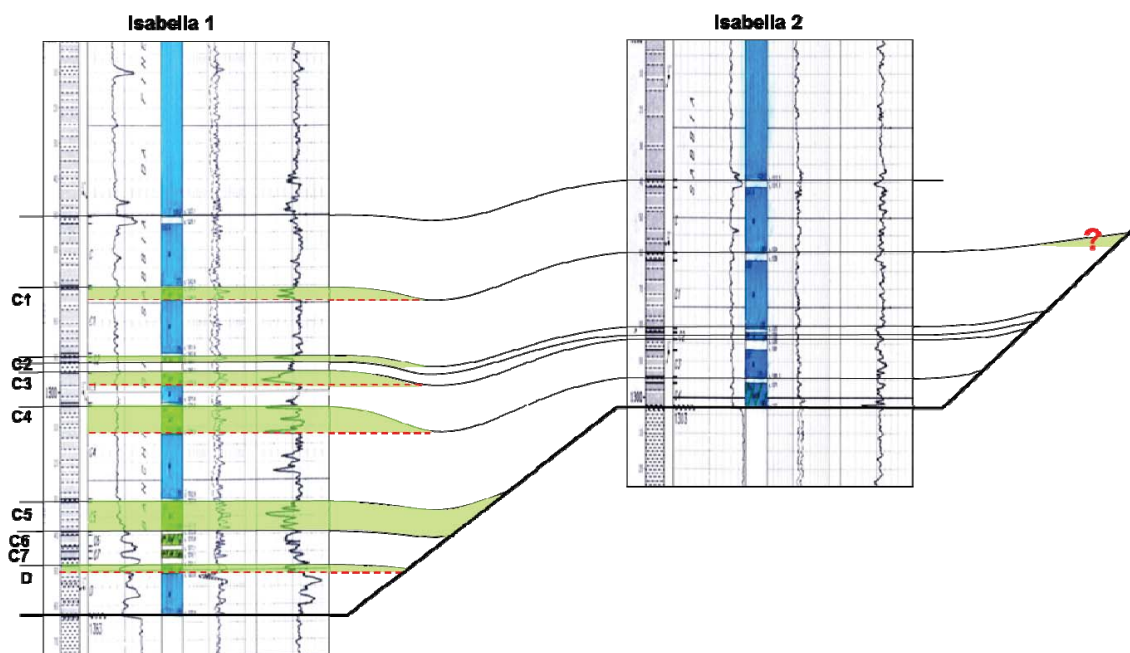


Fig. 3.3 – Trappole stratigrafiche e trappole strutturali a basso rilievo strutturale

4 RICOSTRUZIONE GEOMETRICA

4.1 Interpretazione sismica

L'interpretazione sismica è stata realizzata tramite stazione interattiva *Landmark* sul rilievo sismico 3D Adria acquisito nel 1990-91, che copre tutta l'area del permesso A.R81.FR.

Sono stati interpretati i top degli orizzonti PLQ-B, PLQ-C, PLQ-C4, PLQ-D nella Formazione Carola e delle Argille del Santerno (fig. 4.1) (di cui sono state prodotte mappe tempi, figg. 4.2-6) con un *grid* fitto in corrispondenza della scoperta a gas di Isabella ed un *grid* più rado su tutta l'estensione del permesso.

È stato inoltre ottenuto, per somma di 50 msec alla sommità del livello PLQ-B, il livello *near* PLQ-B4 del quale non sono state prodotte mappe, ma è stato utilizzato per una estrazione di anomalia di ampiezza.

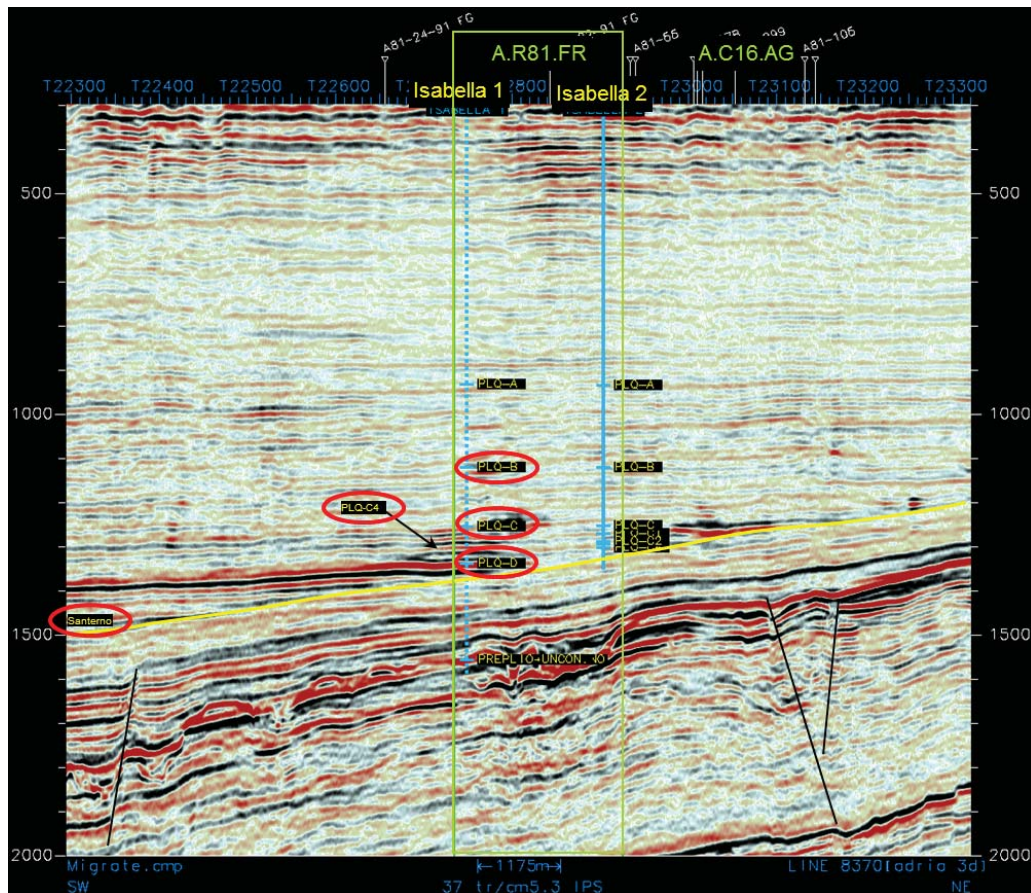


Fig. 4.1 - Orizzonti interpretati (Inline 3D Adria)

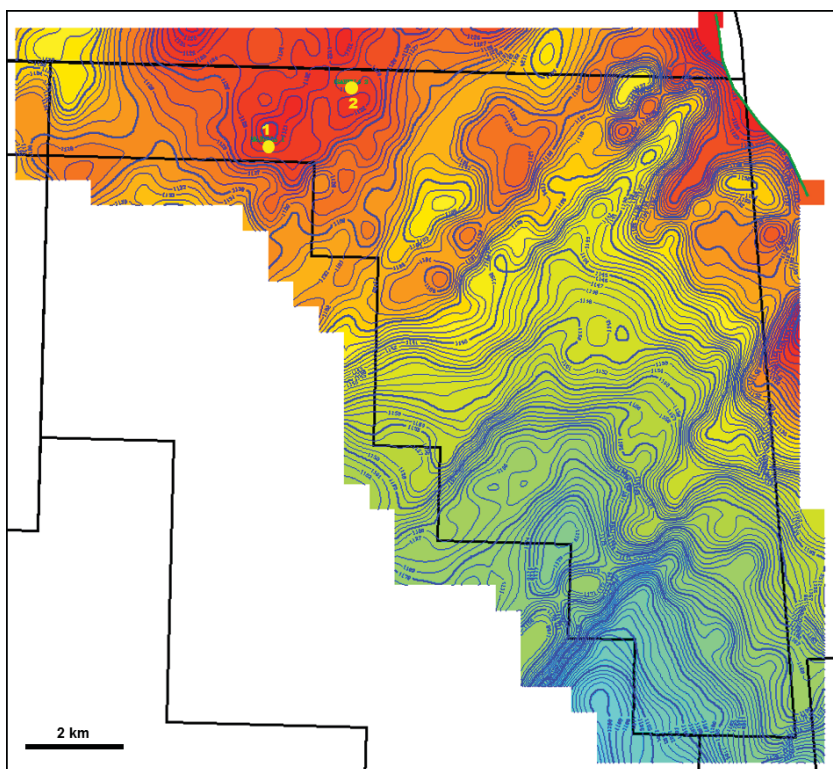


Fig. 4.2 – Isocrone della sommità del livello PLQ-B

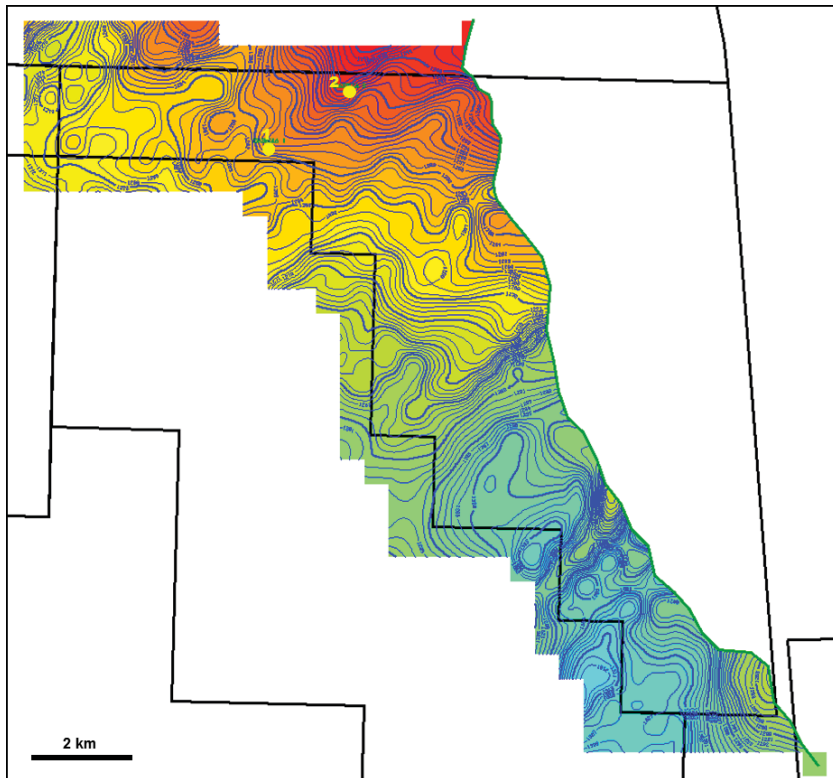


Fig. 4.3 – Isocrone della sommità del livello PLQ-C

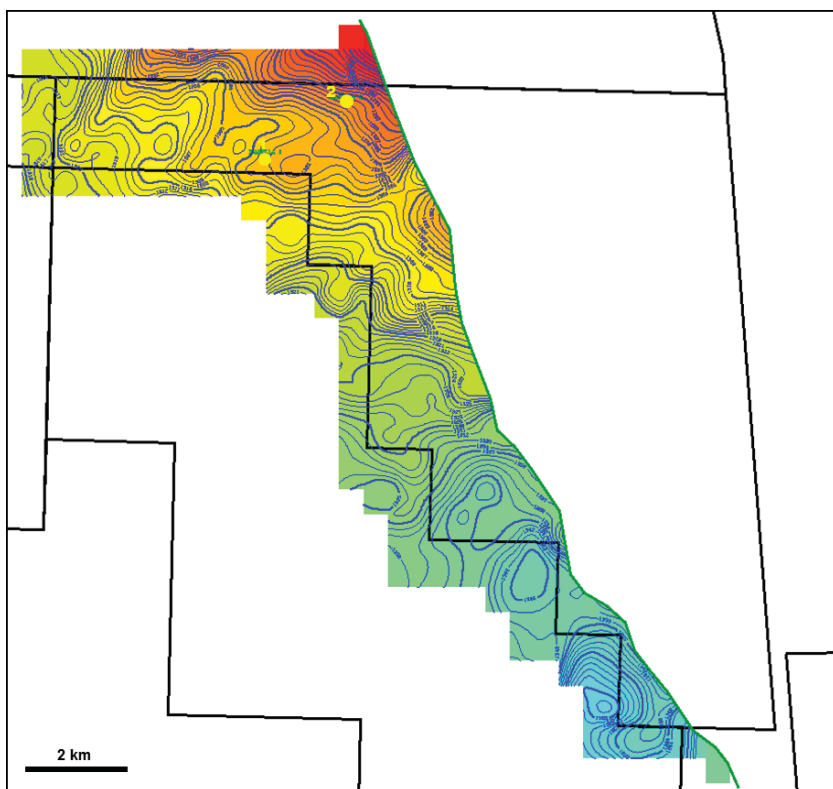


Fig. 4.4 – Isocrone della sommità del livello PLQ-C4

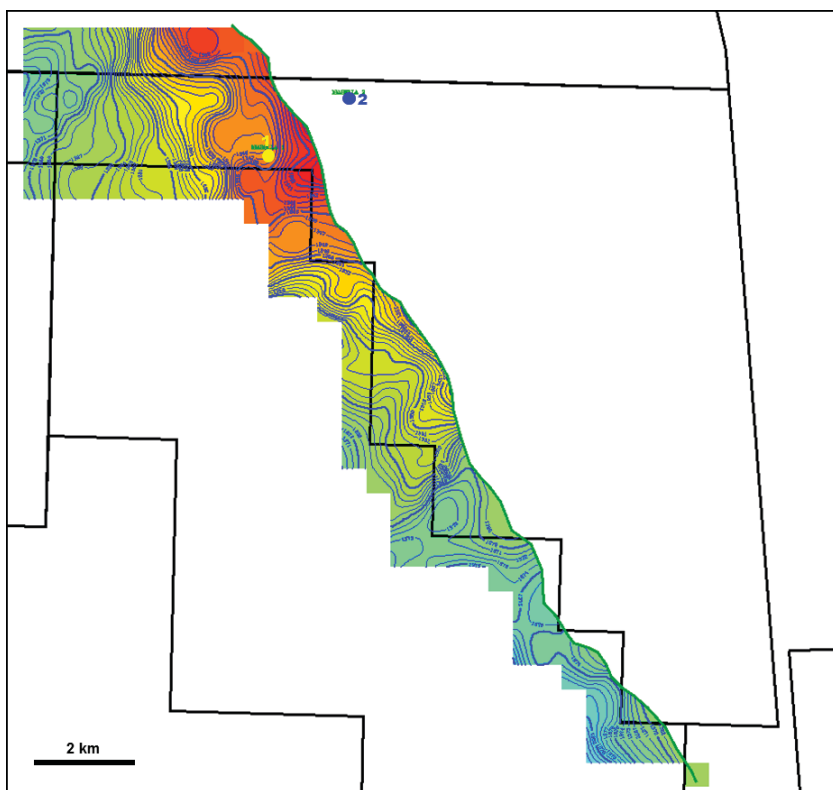


Fig. 4.5 – Isocrone della sommità del livello PLQ-D

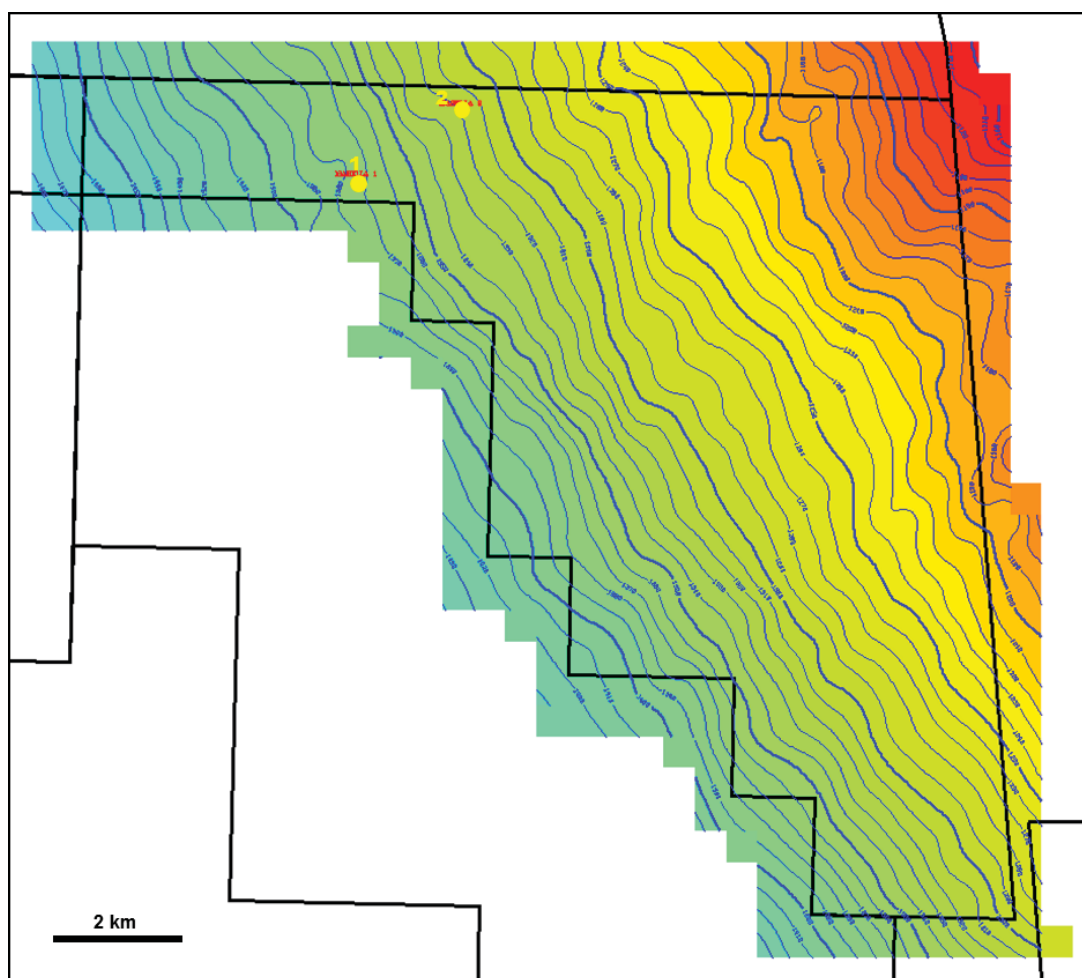


Fig. 4.6 – Isocrone della sommità delle Argille del Santerno

4.2 Anomalie d'ampiezza

A seguito dell'interpretazione degli orizzonti descritti nel paragrafo precedente, sono state estratte le seguenti anomalie di ampiezza massima assoluta (figg. 4.7-16):

- Anomalia di ampiezza massima assoluta di PLQ-B -250 msec (relativa alla porzione di 250 msec sopra l'orizzonte PLQ-B)
- Anomalia di ampiezza massima assoluta lungo PLQ-B
- Anomalia di ampiezza massima assoluta di near PLQ-B4 \pm 20 msec (relativa ad un orizzonte tra PLQ-B e PLQ-C ottenuto sommando 50 msec a PLQ-B)
- Anomalia di ampiezza massima assoluta tra PLQ-B e PLQ-C
- Anomalia di ampiezza massima assoluta lungo PLQ-C
- Anomalia di ampiezza massima assoluta tra PLQ-C e PLQ-C4
- Anomalia di ampiezza massima assoluta lungo PLQ-C4
- Anomalia di ampiezza massima assoluta di PLQ-C4 \pm 15 msec
- Anomalia di ampiezza massima assoluta lungo PLQ-D
- Anomalia di ampiezza massima assoluta tra PLQ-D e Argille del Santerno

Dall'esame generale delle anomalie di ampiezza estratte si può notare che le zone di interesse del permesso si trovano nella porzione NW in corrispondenza della scoperta a gas di Isabella. Nella restante porzione non sembrano esserci evidenze di possibili accumuli di idrocarburi gassosi, almeno per quanto riguarda i livelli convenzionali.

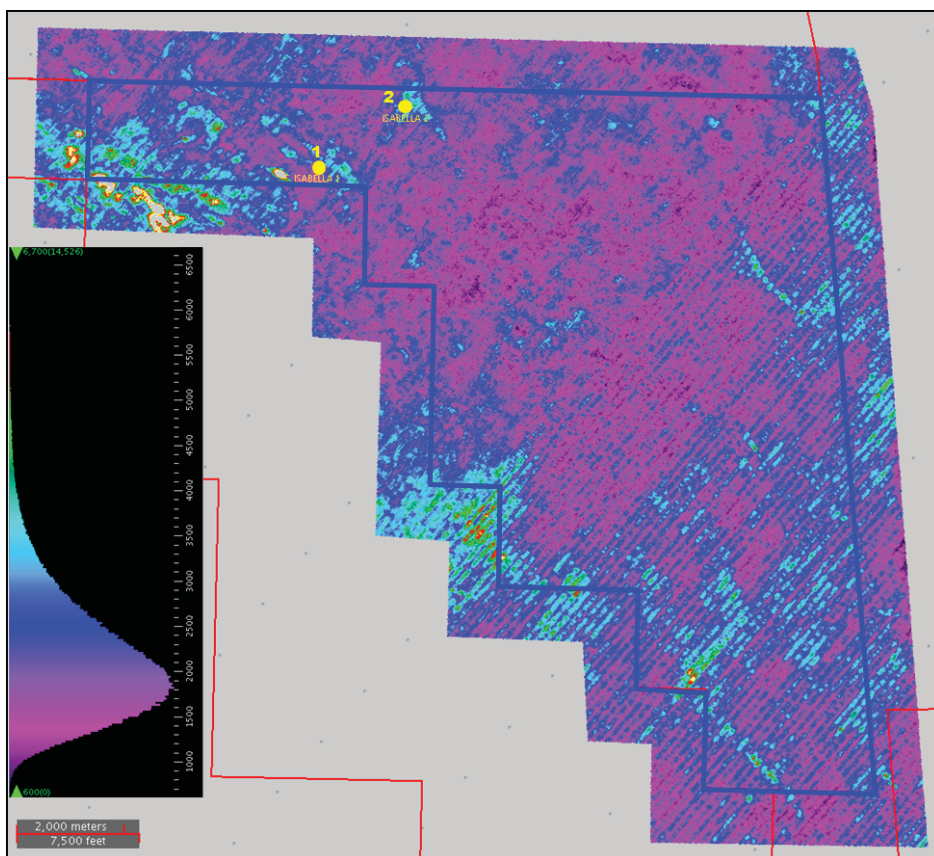


Fig. 4.7 – Anomalia di ampiezza massima assoluta PLQ-B -250 msec

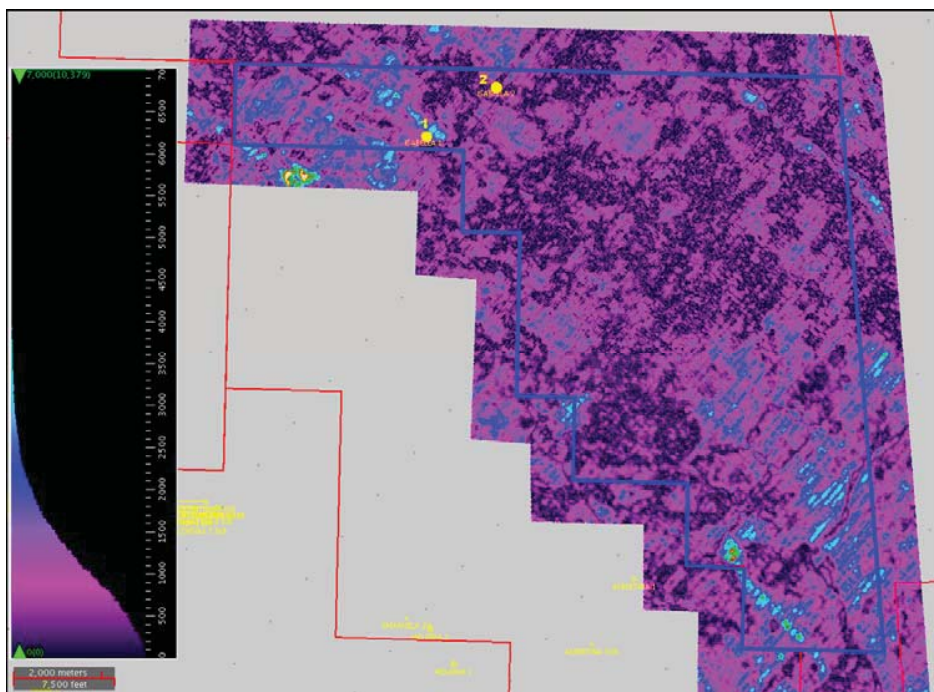


Fig. 4.8 – Anomalia di ampiezza massima assoluta lungo orizzonte PLQ-B

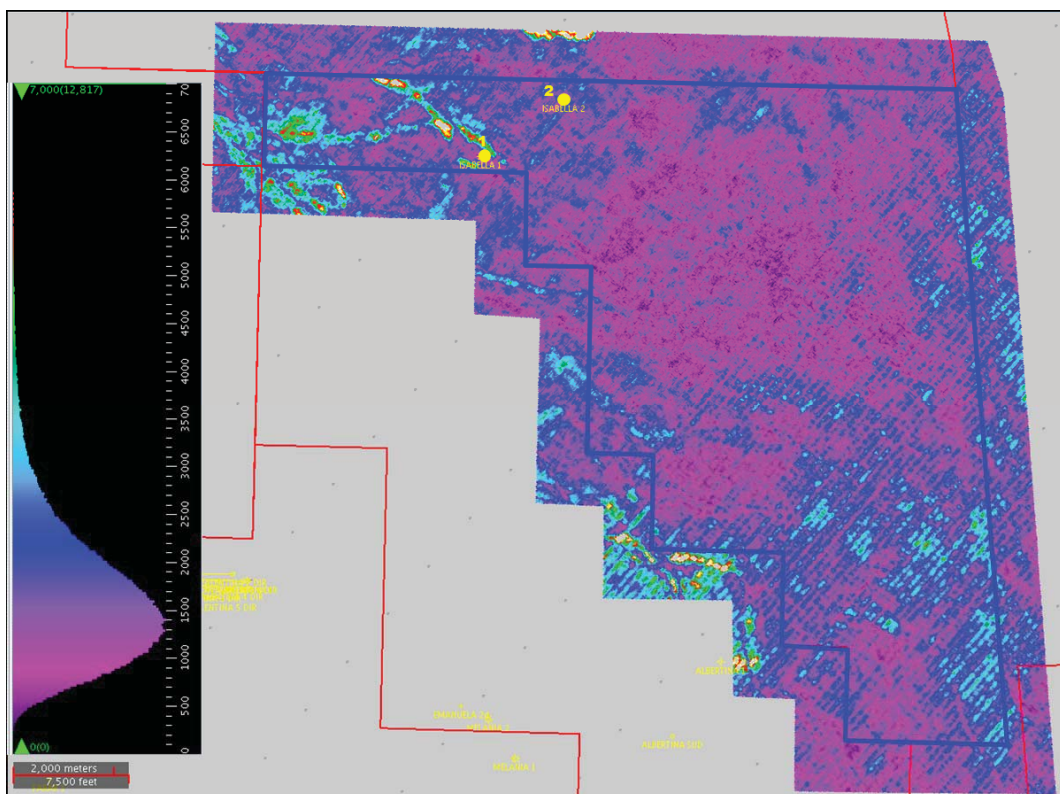


Fig. 4.9 – Anomalia di ampiezza massima assoluta near PLQ-B4 ± 20 msec

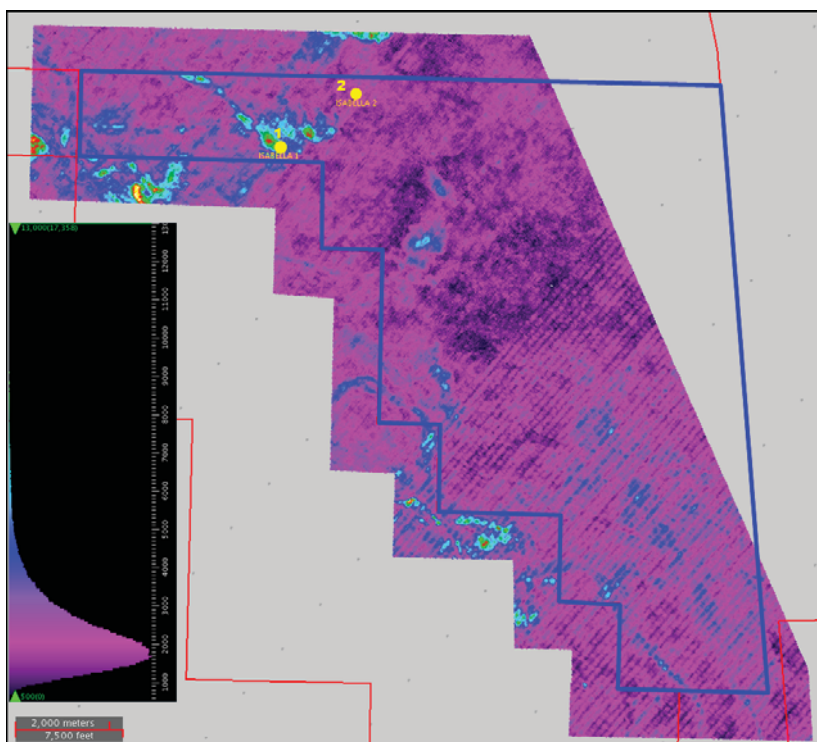


Fig. 4.10 – Anomalia di ampiezza massima assoluta tra PLQ-B e PLQ-C

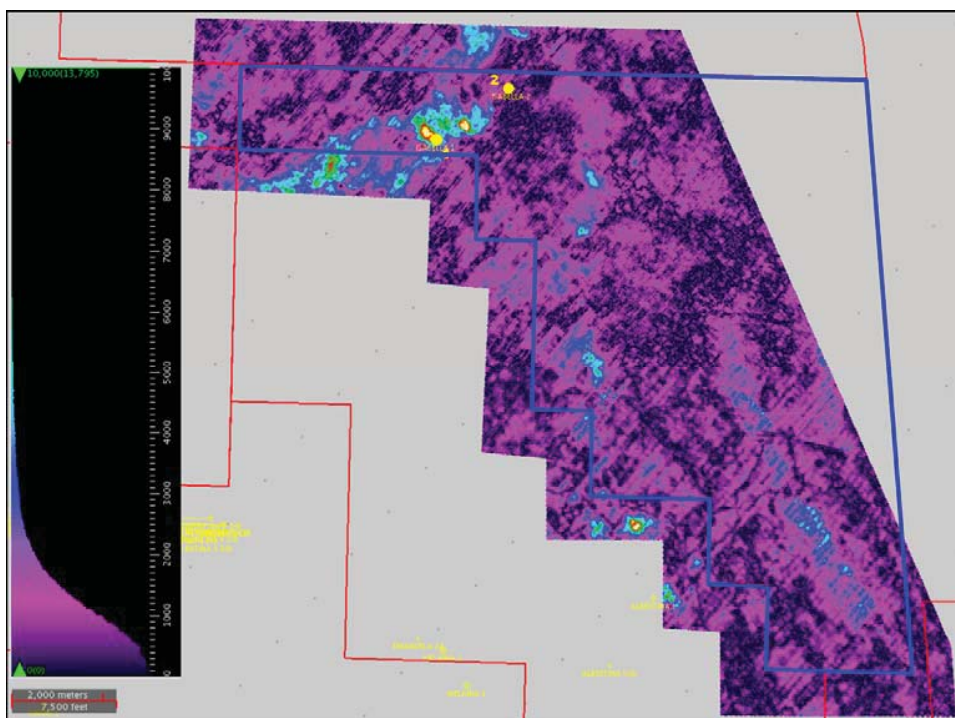


Fig. 4.11 – Anomalia di ampiezza massima assoluta lungo orizzonte PLQ-C

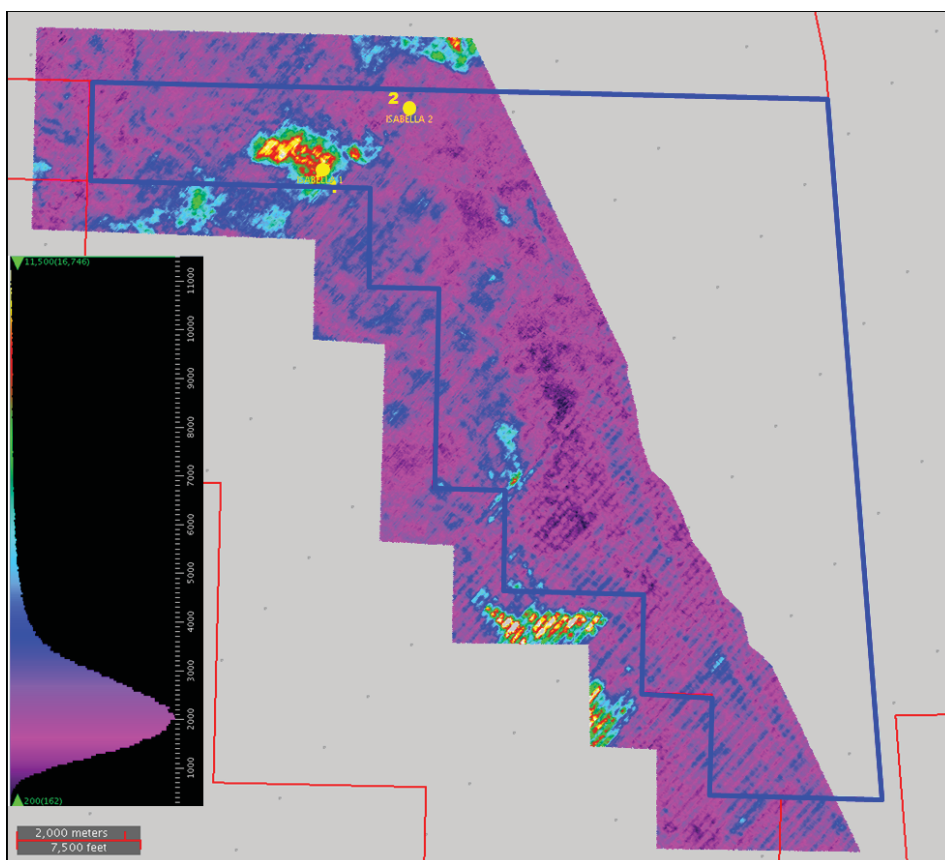


Fig. 4.12 – Anomalia di ampiezza massima assoluta tra PLQ-Ce PLQ-C4

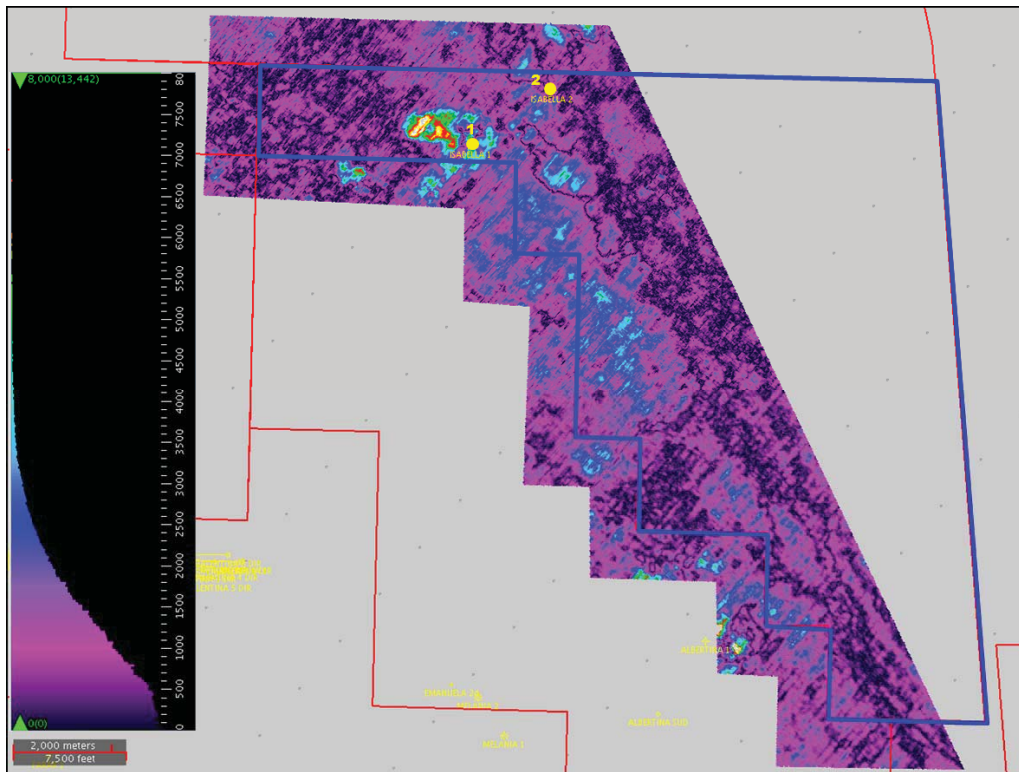


Fig. 4.13 – Anomalia di ampiezza massima assoluta lungo orizzonte PLQ-C4

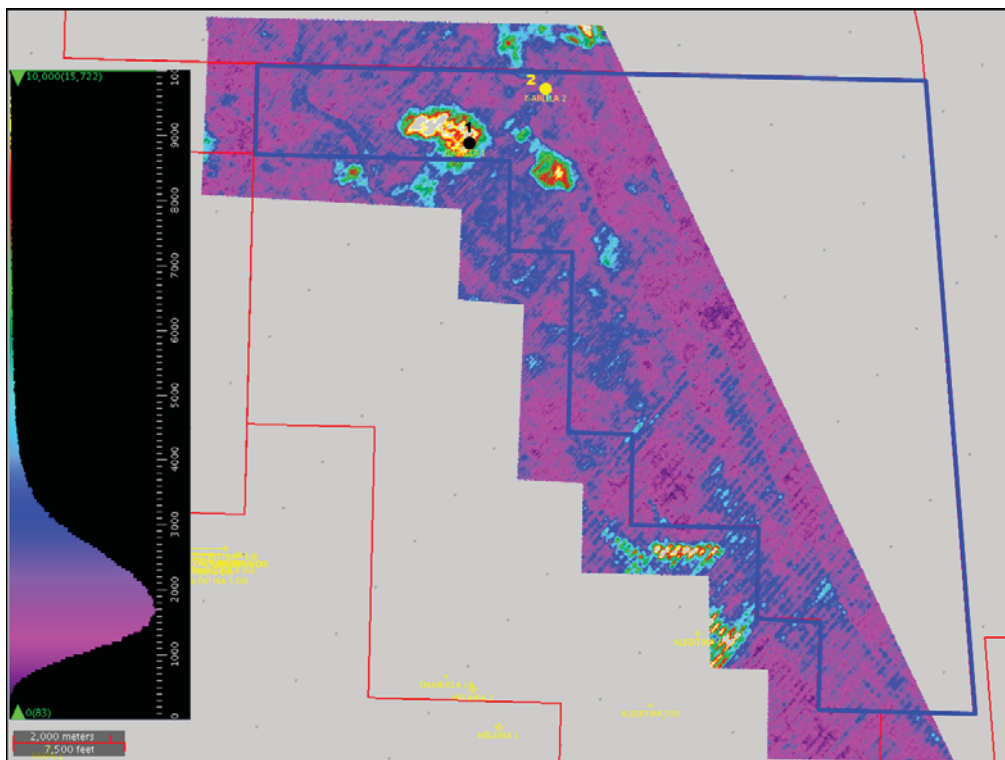


Fig. 4.14 – Anomalia di ampiezza massima assoluta PLQ-C4 ± 15 msec

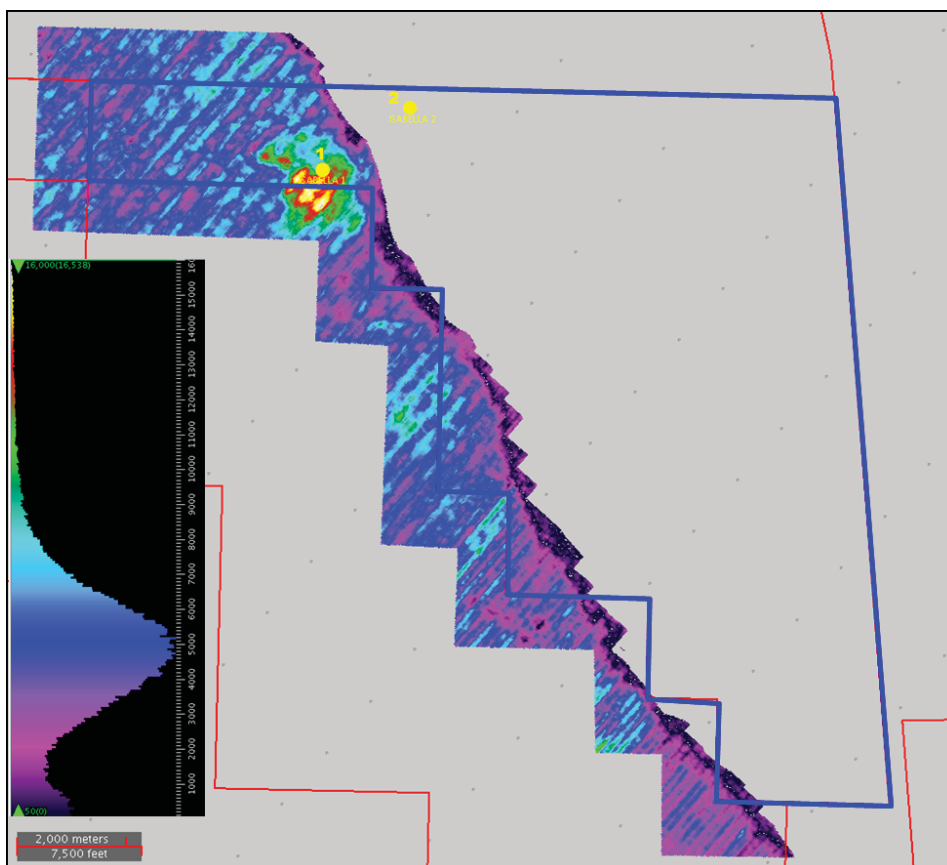


Fig. 4.15 – Anomalia di ampiezza massima assoluta lungo orizzonte PLQ-D

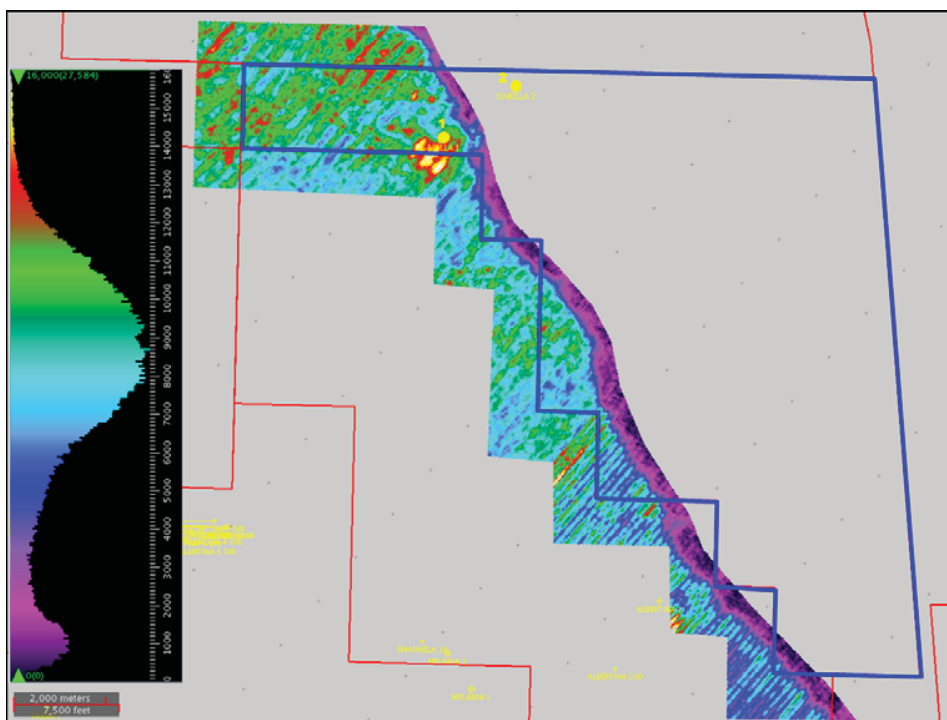


Fig. 4.16 – Anomalia di ampiezza massima assoluta tra PLQ-D e Santerno

4.3 Mappe in profondità

Il lavoro di reinterpretazione del giacimento di Isabella è stato completato dalla mappatura in profondità dei livelli interpretati (figg. 4.17-22) e di tutti i livelli mineralizzati (figg. 4.23-27) ottenuti per somma o sottrazione dalle mappe di riferimento. Tutte le mappe profondità sono state assestate ai pozzi Isabella 1 e 2.

Come detto in precedenza nella zona del mare Adriatico la presenza di gas è segnalata da fenomeni sismici quali anomalie di ampiezza, variazioni di coerenza del segnale sismici e *pull down*. Poiché tali fenomeni tendono a mascherare l'assetto strutturale dell'area e creano difficoltà nella messa in profondità delle mappe delle isocrone relative alle trappole individuate, è prassi consolidata ricostruire a mano la struttura del giacimento, integrando la mappa ottenuta con l'assestamento ai pozzi perforati e con i dati del *dipmeter* (se presenti).

Nelle aree limitrofe al giacimento, dove l'effetto gas non è presente, la messa in profondità è stata effettuata utilizzando regionalmente una velocità media desunta dai pozzi limitrofi esterni al permesso.

La mappa di riferimento principale da cui si è deciso di partire è quella del livello PLQ-C4 (fig. 4.17), poiché è il livello con maggior spessore tra quelli mineralizzati e mostra una buona anomalia di ampiezza sismica su cui modellare la struttura. La mappa è stata ottenuta ponendo il GWC (*Gas Water Contact*) nel pozzo 1 sull'*outline* dell'anomalia di ampiezza e inserendo curve di profondità fino ad arrivare al pozzo 1, tenendo conto della direzione di immersione degli strati desunta dal *dipmeter*.

Risalendo verso NE, dove è posizionato il pozzo 2 le isobate mantengono la geometria delle isocrone, ma è stata inserita una sella che separa i due culmini.

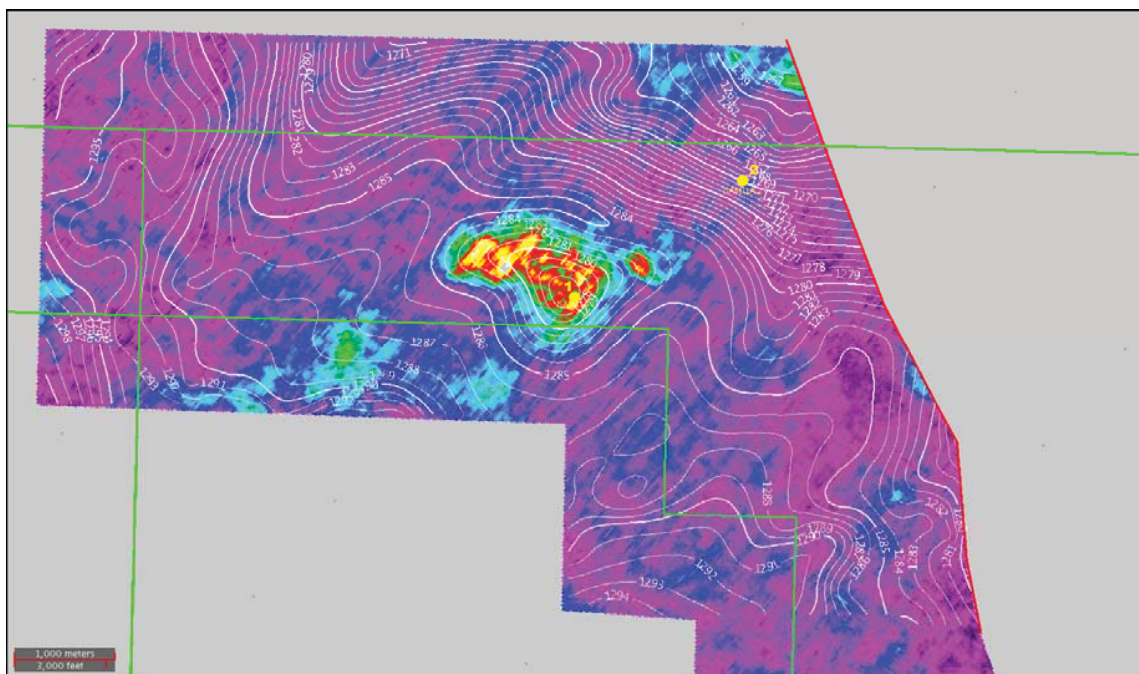


Fig. 4.17 – Mappa profondità PLQ-C4 e anomalia massima assoluta tra PLQ-C e PLQ-C4

La mappa profondità del livello PLQ-C4 è stata utilizzata per ricavare per sottrazione le mappe dei livelli soprastanti PLQ-B e PLQ-C (figg. 4.18-19). Nella figura 25 si può notare come, data la scarsa mineralizzazione nel livello PLQ-B, l'estrazione dell'anomalia sismica non sia in grado di dare indicazioni sulla forma della struttura.

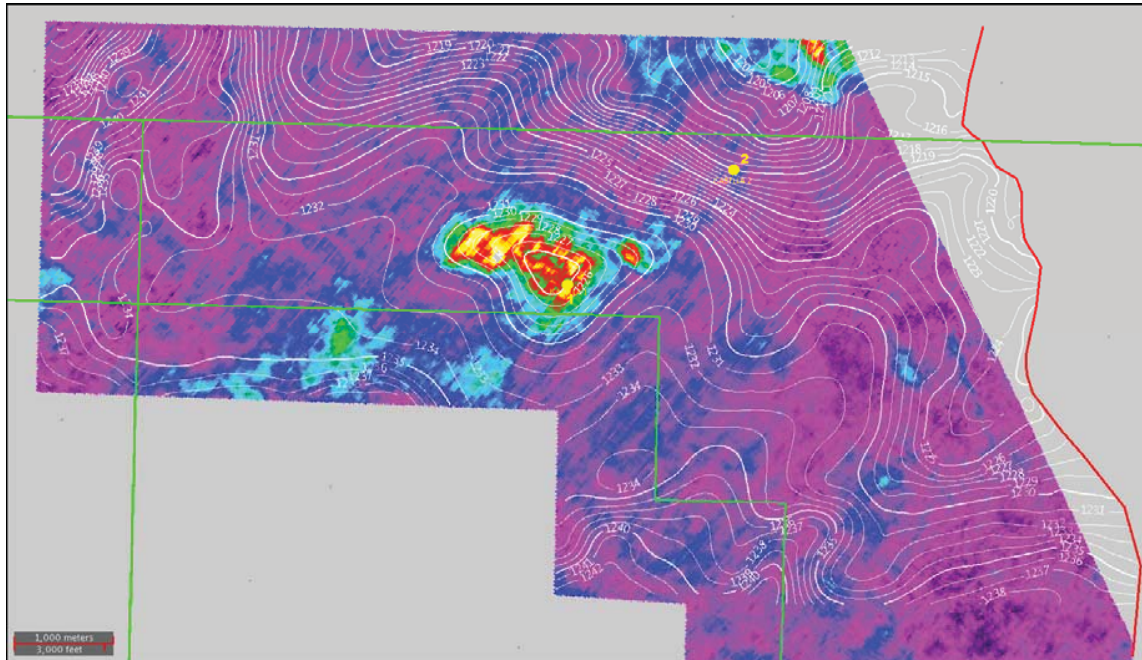


Fig. 4.18 – Mappa profondità PLQ-C e anomalia massima assoluta tra PLQ-C e PLQ-C4

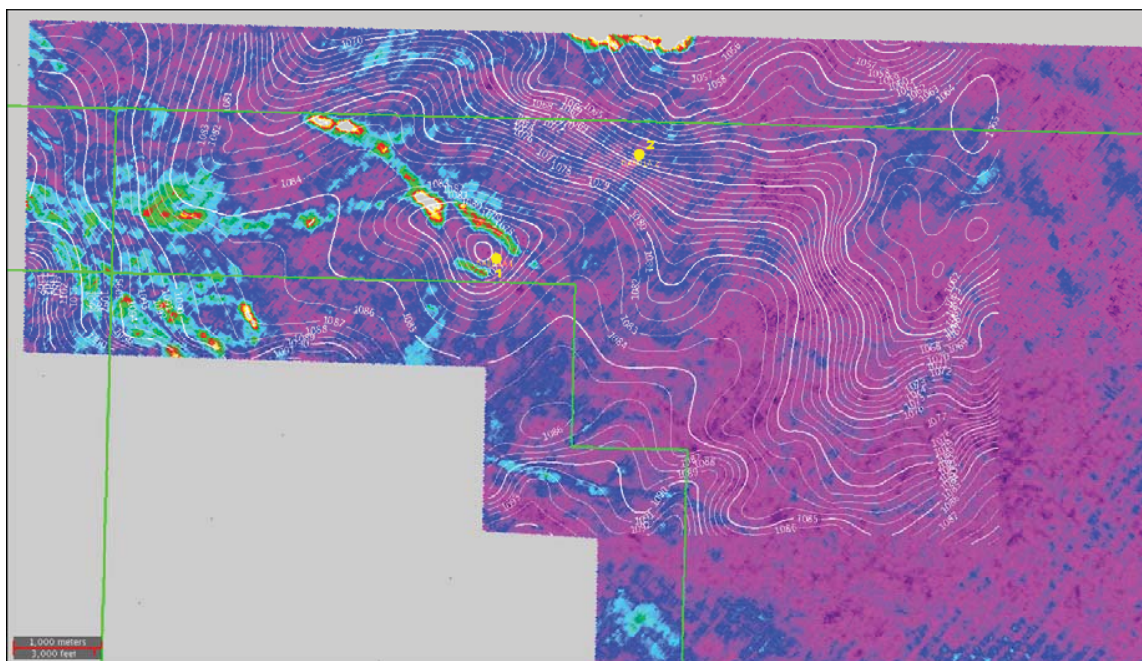


Fig. 4.19 – Mappa profondità PLQ-B e anomalia massima assoluta PLQ-B4 +/- 20 msec

Durante l'analisi delle anomalie di ampiezza è stato deciso di modellare anche una mappa del livello PLQ-C5 che presenta buone caratteristiche petrofisiche e un secondo piccolo culmine a SE del pozzo Isabella 1 (fig. 4.20).

Dalla mappa del livello PLQ-C5 si è ottenuta per somma quella del livello PLQ-D (fig. 4.21).

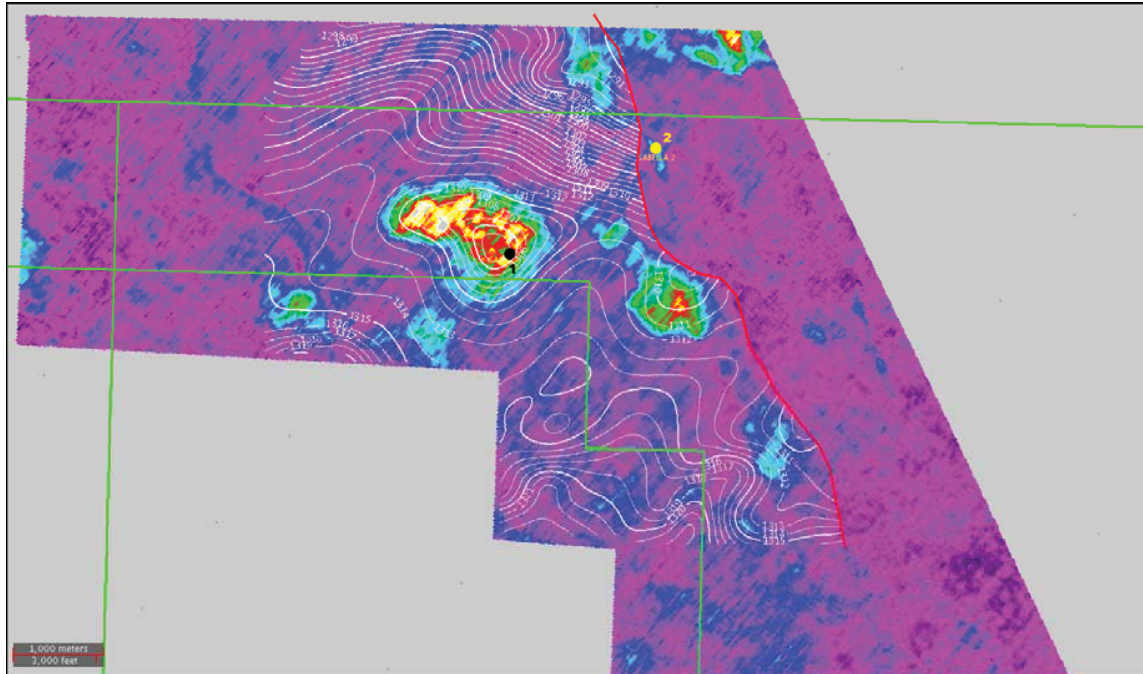


Fig. 4.20 – Mappa profondità PLQ-C5 e anomalia massima assoluta PLQ-C4 ± 15 msec

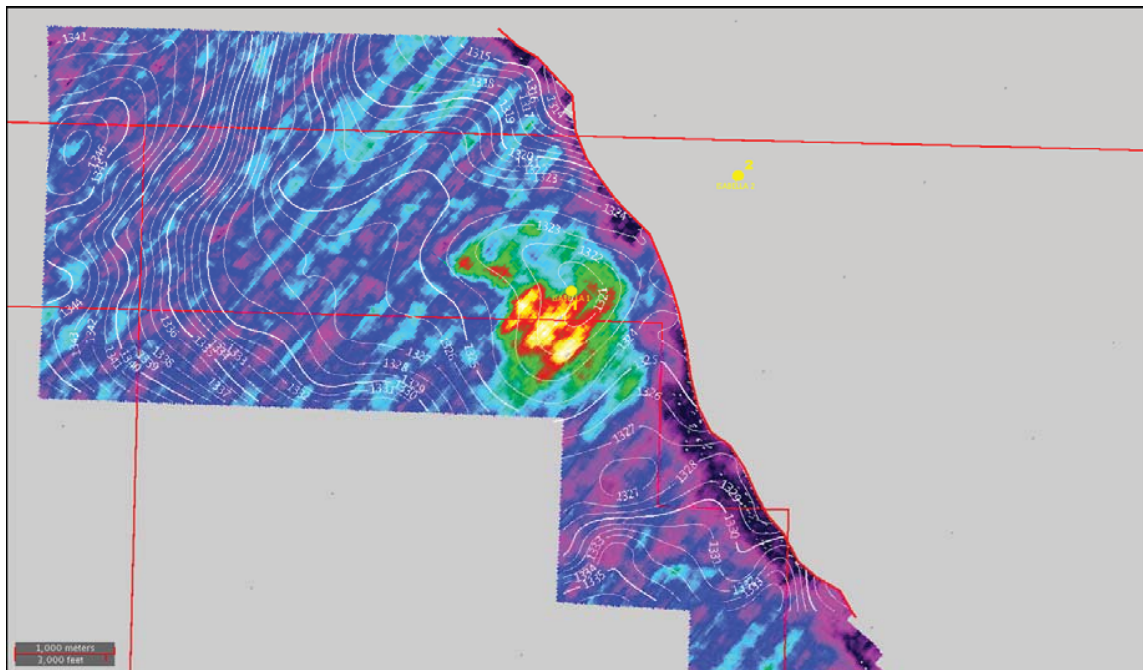


Fig. 4.21 – Mappa profondità PLQ-D e anomalia massima assoluta lungo PLQ-D

La mappa relativa alla formazione delle Argille del Santerno (fig. 4.22) è stata ricavata utilizzando la mappa tempi e una velocità media calcolata sui pozzi dell'area.

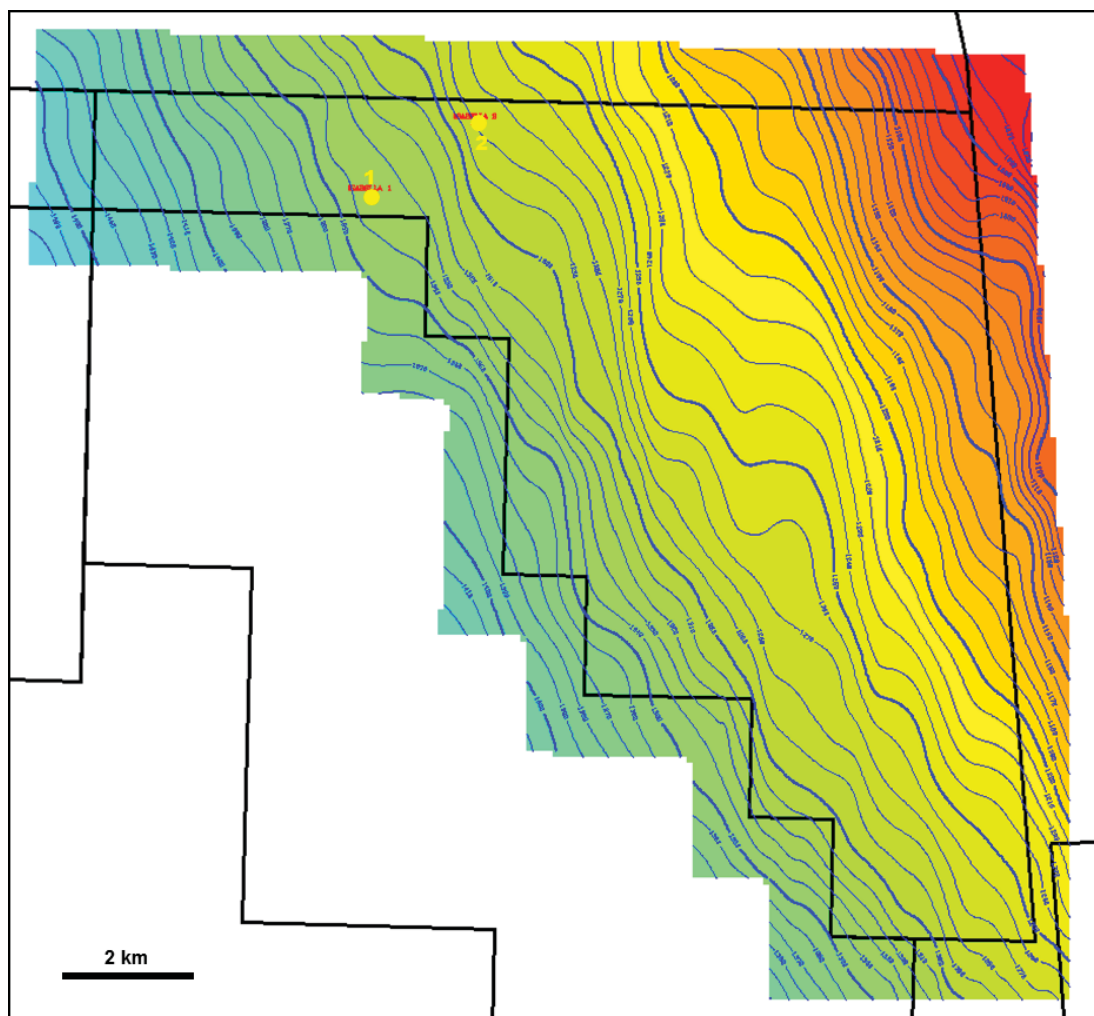


Fig. 4.22 – Mappa profondità Argille del Santerno

Le mappe dei livelli intermedi (PLQ-C1, PIQ-C2, PLQ-C3, PLQ-C6 e PLQ-C7; figg. 4.23-27) sono state calcolate per somma o sottrazione dalle mappe degli orizzonti di riferimento e poi assestate ai pozzi del giacimento di Isabella.

La tabella 4.1 riassume i dati prodotti e specifica i grid e le anomalie di ampiezza di riferimento di tutte le mappe.

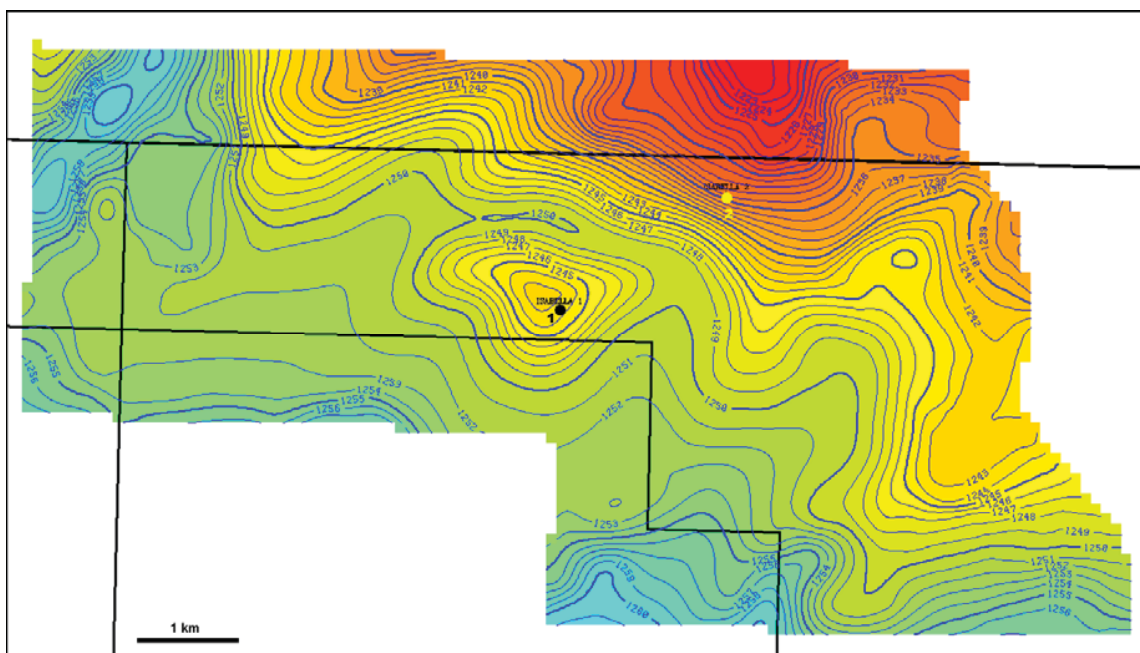


Fig. 4.23 – Mappa profondità PLQ-C1

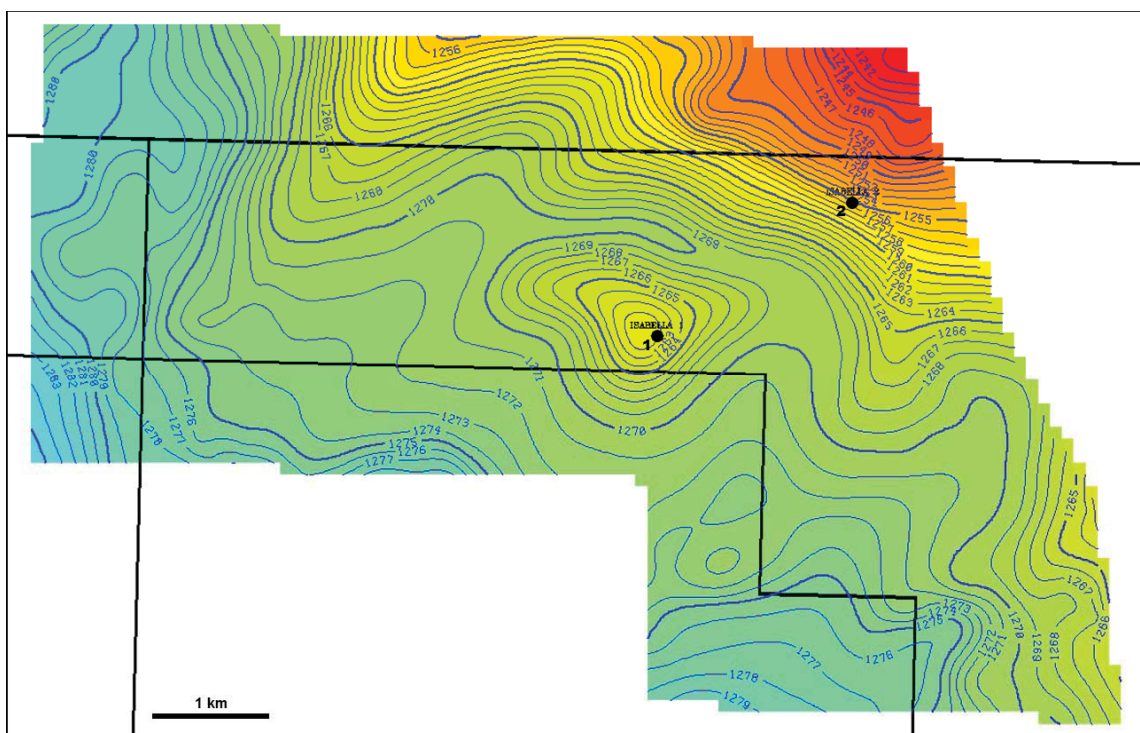


Fig. 4.24 – Mappa profondità PLQ-C2

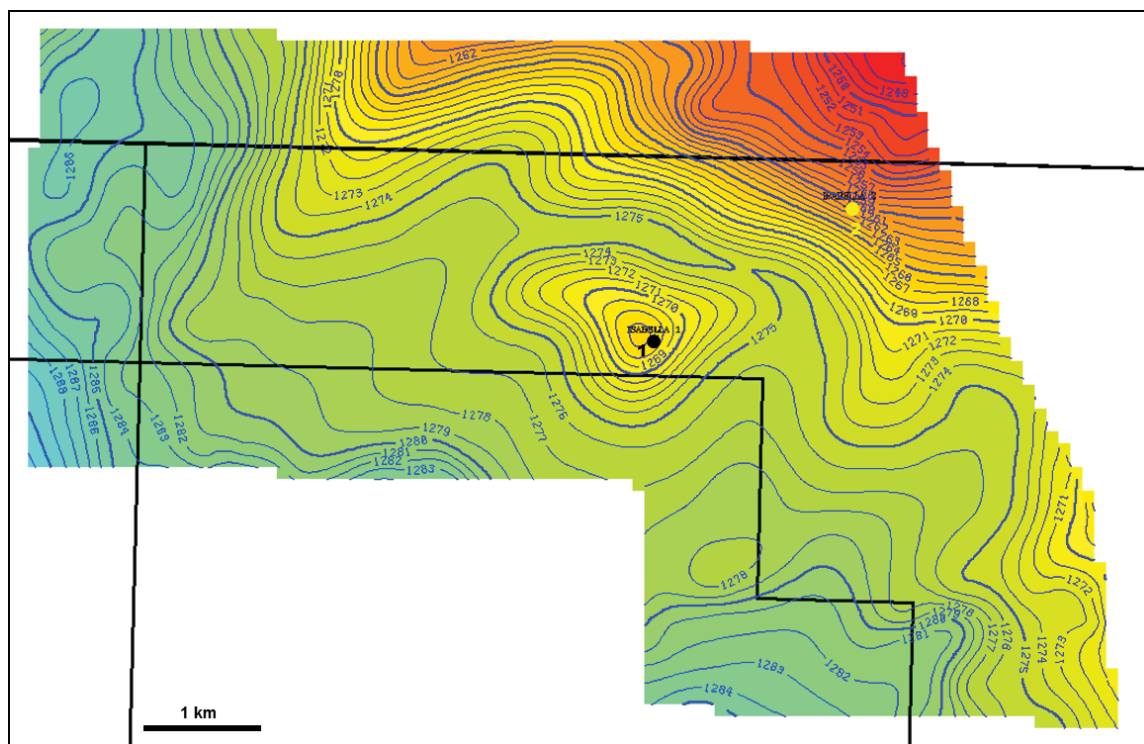


Fig. 4.25 – Mappa profondità PLQ-C3

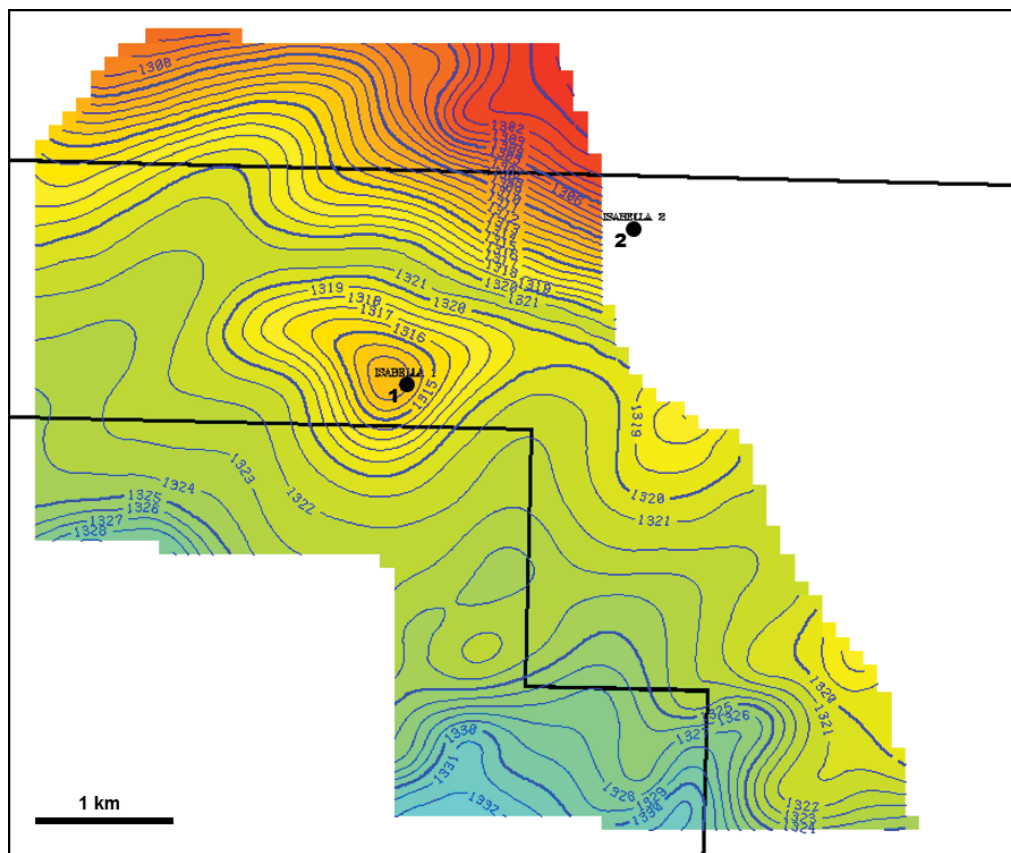
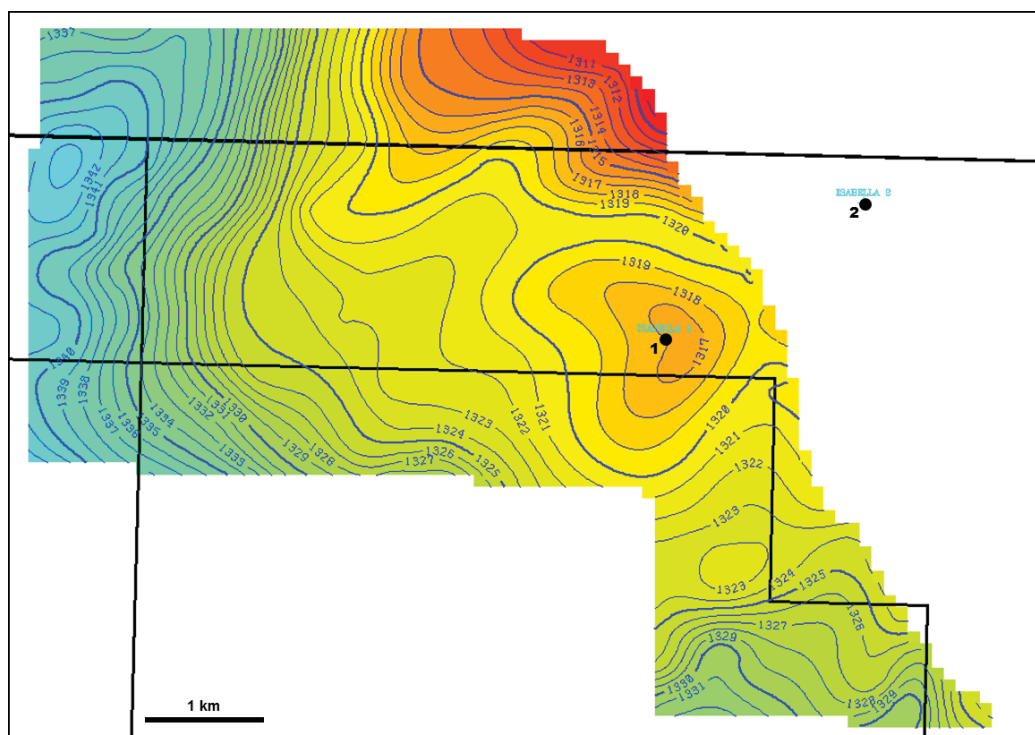


Fig. 4.26 – Mappa profondità PLQ-C6



livello	dati prodotti					
	int	grid TWT	grid prof	grid di riferimento	ampiezze di riferimento	altre ampiezze estratte
						B -250 msec
B	*	*	*	B	B4 +/- 20 msec	B lungo orizz
BA				B		
BB				B		
near B4	*					tra B e C
C	*	*	*	C	tra C e C4	C lungo orizz
C1			*	C		
C2			*	C4		
C3			*	C4		
C4	*	*	*	C4	tra C e C4	C4 lungo orizz
C5			*	C5	C4 +/- 15 msec	
C6			*	C5		
C7			*	D		
D	*	*	*	D	D lungo orizz	
						tra D e Santerno
Santerno	*	*	*			

D livelli concordati con Medoil (TCM 19 luglio 2012)

	livelli convenzionali
	livelli convenzionali + strati sottili e fini
	strati sottili e fini

Tab. 4.1 – Dati prodotti

5 ANALISI PETROFISICA DEI POZZI

Per entrambi i pozzi è stata fatta una caratterizzazione sia deterministica sia multi minerale (eseguendo dei CPI) per il calcolo dei parametri petrofisici; avendo a disposizione le curve HDT/SHDT ad alta risoluzione è stato inoltre possibile effettuare una classificazione litologica della formazione, rappresentata come alternanza di livelli sabbiosi e argillosi, la cui geometria è definita dalla posizione e dallo spessore di ciascun livello (*Thin Layers Analysis*, TLA). Solo nel pozzo chiave Isabella 1, è stata applicata la metodologia e-flac[®] mirata alla caratterizzazione dei livelli a strati sottili; questa analisi non convenzionale viene effettuata seguendo la sequenza di attività qui riportata:

1. *Thin Layers Analysis*
2. *Resistivity Modelling*
3. Modellizzazione della porosità
4. Calcolo della saturazione in acqua

5.1 Log disponibili e controllo di qualità

Isabella 1. Nell'intervallo di analisi del pozzo (fase 8.5“) sono stati utilizzati i seguenti log wireline:

ISF-SLS-SP-CNL-LDL-HDT-DLL (903.00m – 1643.00m Schlumberger)

Il foro è quasi sempre regolare, pertanto, la qualità dei dati è generalmente buona, salvo alcune anomalie dovute a zone di Badhole (da 903.00m a 1075.00m); questi intervalli sono stati esclusi dal calcolo dei parametri petrofisici e, in particolare, della saturazione in acqua (SWE) (fig.5.1). Non sono state eseguite correzioni ambientali al di fuori di quelle eseguite in cantiere.

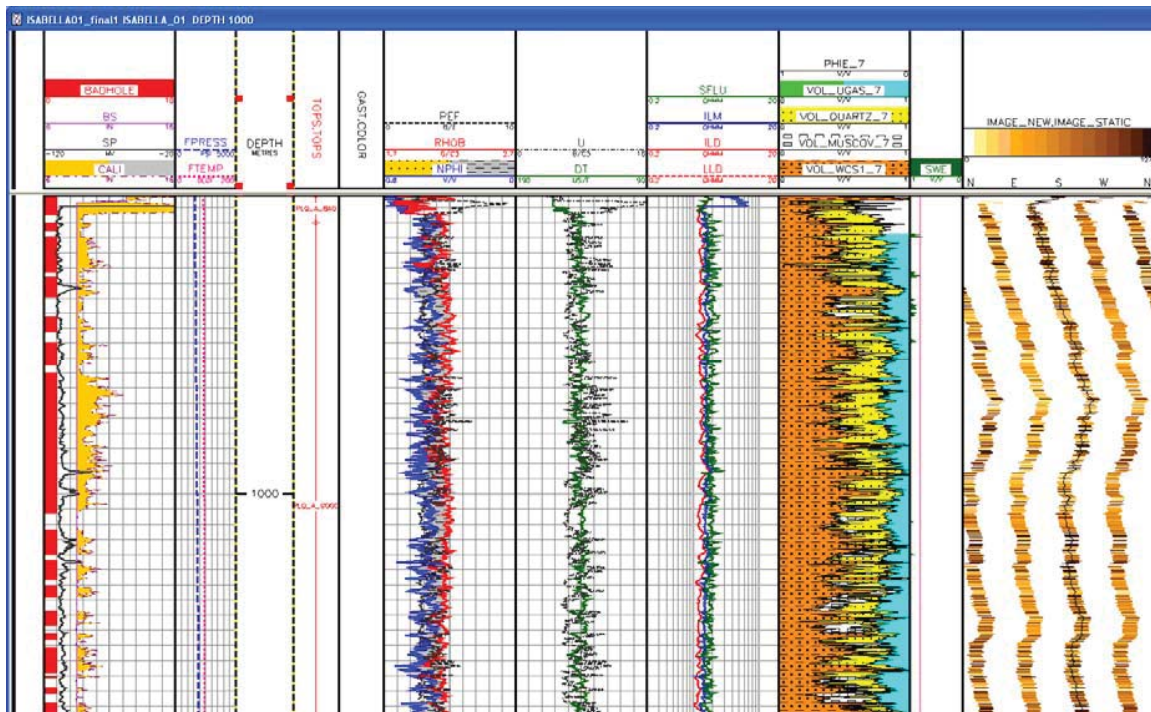


Fig. 5.1 – Zona di Badhole nell'intervallo 903.00m – 1075.00m

Isabella 2. Nell'intervallo di analisi del pozzo (fase 8.5“) sono stati utilizzati i seguenti *log wireline* scaricati dal Corporate Data Base Recall:

AIT-MSFL-SLS-SP-LDL-SHDT (908.00m – 1433.00m Schlumberger)

Il foro è sempre regolare, pertanto, la qualità dei dati è generalmente buona; in particolare, la qualità del log di immagine è inferiore a quella del log disponibile per il pozzo Isabella 1. Non sono state eseguite correzioni ambientali al di fuori di quelle eseguite in cantiere.

5.2 Interpretazione convenzionale (CPI)

Per l'interpretazione convenzionale è stato utilizzato un modello a 3 minerali: Quartz (SAND), Muscovite (SILT) e SHALE) e 2 fluidi, WATER e GAS.

La salinità dell'acqua di formazione è stata stimata pari a 35 g/l NaCl eq..

Il volume di SHALE è stato calcolato, nel pozzo Isabella 1, in modo deterministico da *cross-plot density-neutron* (RHO_SH = 2.23, NPHI_SH = 0.54) ed utilizzato come input al modello Multimin utilizzato per l'interpretazione che ha fornito come risultati anche porosità (totale ed efficace) e saturazione in acqua. Per il calcolo della saturazione in acqua (SW) è stata utilizzata l'equazione Indonesia (SWE). I parametri di Archie utilizzati sono:

$$a = 0.81 - m = 2 - n = 2$$

Per il pozzo Isabella 2 l'interpretazione petrofisica è stata effettuata calibrando la porosità totale da sonic log sul pozzo Isabella 1 in quanto in questo secondo pozzo non è stato registrato neutron log.

Analogamente, il modello Multimin è stato calibrato sul pozzo Isabella 1 e replicato sul 2 utilizzando il sonic log e il density log. I parametri sono riportati in tabella 5.1.

WELL	LOG	QUARTZ	MUSCOVITE	SHALE
ISABELLA 1	RHOB	2.64	2.72	2.23
	DT	90	83	160
	NPHI	-0.02	0.2	0.54
ISABELLA 2	RHOB	2.64	2.72	2.23
	DT	56	49	129

Tab. 5.1 – Parametri di calibrazione del modello Multimin

Per il calcolo dei parametri petrofisici (PHIE, SWE, NTG) sono stati definiti opportuni *cut-off* (descritti nel paragrafo 5.7).

5.3 Thin Layers Analysis (TLA)

La *Thin Layers Analysis* (TLA) è il primo passo dell'interpretazione e-tlac[®] ed è finalizzata alla definizione di un modello litologico/geometrico della formazione, in termini di alternanze SAND e SHALE, da utilizzare in input agli *step* di *modelling* successivi. Al fine di ottenere il modello di formazione più dettagliato e rappresentativo possibile è quindi necessario utilizzare, tra i log disponibili:

- I log con la migliore risoluzione verticale;

- I log meno influenzati dalle condizioni del foro

La presenza di curve ad alta risoluzione (HDT per Isabella 1 e SHDT per Isabella 2) ha consentito di eseguire la TLA per entrambi i pozzi.

5.4 Resistivity Modelling 2D

Il *resistivity modelling* ha l'obiettivo di correggere la resistività rimuovendo gli effetti dell'invasione di filtrato e gli effetti spalla legati alla scarsa risoluzione verticale dei *tool* di misura; nel caso di livelli molto sottili, il secondo effetto risulta essere quello predominante. Il processo di *resistivity modelling* è basato sulla simulazione numerica dei log di resistività (*forward modelling*), in funzione di un modello parametrico della formazione (geometria e petrofisica) e delle caratteristiche del *tool* di misura; alla fase di *forward modelling* può essere associata (anche in modo iterativo) una fase di inversione automatica.

La scelta dei parametri da attribuire al modello di formazione, nel caso di Isabella 1, è avvenuta sulla base delle caratteristiche generali della sezione analizzata:

- La presenza di livelli argillosi di spessore maggiore alla risoluzione dei log ha permesso di scegliere il valore da attribuire alla resistività dell'argilla che è stata posta generalmente uguale a 1.3 ohmm;
- La presenza di livelli sabbiosi ad acqua ha permesso di controllare la resistività dei livelli ad acqua, assumendo una salinità dell'acqua di formazione di circa 35 g/l NaCl eq;
- Gli effetti di invasione di filtrato di fango sulla curva *deep* di resistività (ILD-AT90) risultano quasi ovunque trascurabili o del tutto assenti.

Il *resistivity modelling* è stato eseguito secondo i seguenti passi fondamentali:

1. Stima del valore iniziale di resistività nelle sabbie (R_{sand}). Tale valore è stato posto uguale a 4 ohmm ed è stato poi (in fase di *modelling*) incrementato o diminuito in funzione del trend di resistività osservato.
2. Sono state eseguite ripetute simulazioni del *tool* di resistività (DIT) con diversi valori di R_{sand} fino ad avere una buona sovrapposizione dei log ricostruiti con quelli misurati. Per garantire un risultato più robusto, il modello litologico definito dalla TLA è stato adattato accorpendo tutti i livelli di spessore inferiore al centimetro prima di essere utilizzato in input al *resistivity modelling*.

La curva finale di resistività così ottenuta (RT), caratterizzata da una risoluzione verticale pari a quella della TLA è presentata nella traccia 14 dei plot di Isabella 1.

5.5 Modellizzazione della porosità

La porosità totale da log convenzionali (come *density* e *neutron*) fornisce valori non confrontabili con l'alta risoluzione dei risultati della TLA e del *resistivity modelling*. Al fine di poter attribuire una porosità appropriata a ciascun livello individuato, è stata eseguita una modellizzazione della porosità.

La modellizzazione avviene in modo semi-automatico attraverso un processo iterativo di:

1. *averaging* delle porosità assegnate ai singoli livelli definiti dalla TLA (PHI_{TLA});
2. inversione (confronto con la porosità da totale da CPI e modifica delle porosità dei singoli livelli);

Il processo termina al raggiungimento del best fit tra la media (mobile) della PHI_{TLA} e la porosità totale da CPI.

La curva di porosità efficace (PHIE_TLA) è calcolata come frazione della porosità totale in funzione della curva di VSH; non disponendo di un log litologico ad alta risoluzione, è stata preliminarmente effettuata la modellizzazione del volume di argilla (VSH_TLA).

Inizialmente la curva VSH_TLA coincide con la curva SAND da TLA, ossia le sabbie sono considerate pulite (VSH_TLA=0) e lo shale completamente argilloso (VSH_TLA=1); successivamente la modellizzazione avviene attraverso un processo iterativo di:

1. Confronto del valore medio di VSH totale da CPI (VOL_WCS1) con il valore medio di VSH laminare da TLA (VSH_LAM);
2. Ridistribuzione delle litologie presenti nella curva di VSH_TLA;

Al termine della modellizzazione una parte dei livelli riconosciuti come SAND dalla TLA potrà contenere una percentuale di *shale* e, analogamente, una parte dei livelli classificati come *shale* potrà contenere una percentuale di sabbia.

Il calcolo della porosità efficace (PHIE_TLA) è stato infine effettuato utilizzando il volume di shale calcolato dalla modellizzazione (VSH_TLA, traccia 12 dei plot di Isabella 1) e la porosità totale modellata (PHI_TLA).

Entrambe le curve di porosità ottenute dalla modellizzazione (PHI_TLA e PHIE_TLA, traccia 13 dei plot di Isabella 1), in quanto costruite a partire dalla geometria determinata dalla Thin Layers Analysis, sono caratterizzate dalla stessa risoluzione verticale della curva SAND e della resistività corretta RT, e quindi direttamente utilizzabili nei calcoli della saturazione in acqua.

5.6 Calcolo della saturazione in acqua

In formazioni argillose la saturazione efficace in acqua (SWE) può essere determinata attraverso l'equazione empirica "Indonesia". Il modello litologico prodotto dalla TLA e basato sulla classificazione sabbia/argilla ha permesso l'uso di questa equazione per il calcolo della SWE_TLA nei livelli sabbiosi (traccia 15 dei plot di Isabella 1). Nei livelli argillosi (SHALE) la saturazione SWE è stata posta uguale al 100%.

Gli input utilizzati nei calcoli sono costituiti dalla true resistivity (RT) ottenuta dal resistivity modelling e dalla porosità efficace (PHIE_TLA) ottenuta dalla modellizzazione della porosità.

Per il calcolo della resistività dell'acqua di formazione è stata assunta una salinità di 35 g/l NaCl eq.

In assenza di misure dirette su carota, per i parametri di Archie „m“, „n“ e „a“ sono stati adottati i valori standard, peraltro molto simili a valori già utilizzati in altri campi del bacino Adriatico centro-meridionale.

- $m = 2$
- $n = 2$
- $a = 0.81$

5.7. Flag netpay

La valutazione del *net-pay* (traccia 16 dei plot di Isabella 1 per il *net pay* relativo alla e-tlac[®]) è stata effettuata definendo i cut-off più appropriati al tipo di interpretazione eseguita. Per il calcolo del *net-pay* da CPI, sono stati applicati i seguenti *cut-off*:

- SAND cut-off: $VSH \leq 0.5$
- RESERVOIR cut-off: $SAND + PHIE \geq 0.08$
- PAY cut-off: $RESERVOIR + SWE \leq 0.8$

Per la determinazione del *net-pay* da e-tlac[®] sono stati utilizzati i seguenti cut-off:

- SAND cut-off: SAND
- RESERVOIR cutoff: $SAND + PHIE_TLA \geq 0.08$
- PAY cut-off: $RESERVOIR + SWE \leq 0.8$

5.8 Risultati

L'interpretazione petrofisica convenzionale (CPI) è stata eseguita per entrambi i pozzi; l'applicazione dei cut-off descritti nel paragrafo precedente ha permesso di calcolare il *net-pay* nei livelli di interesse. Le differenze maggiori, come sarà descritto in seguito, si riscontrano nei livelli da PLQ-C2 a PLQ-C4. Il pozzo Isabella 2 non attraversa livelli inferiori al PLQ-C4.

Anche la *Thin Layers Analysis* è stata eseguita per entrambi i pozzi; dal confronto dei risultati (fig. 5.2) Isabella 1 e Isabella 2 sono ben comparabili.

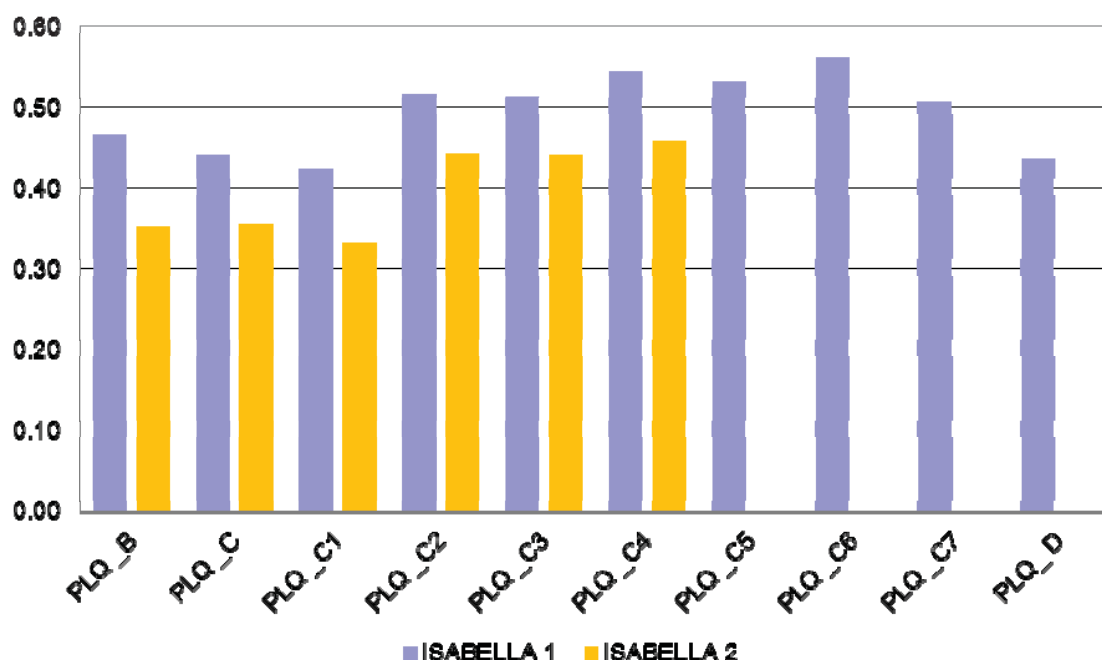


Fig. 5.2 – Confronto NTG (SAND) da TLA

L'interpretazione e-tlac[®] è stata eseguita solo per il pozzo Isabella 1, dove ha messo in evidenza il potenziale minerario di livelli come PLQ-C6 e PLQ-C7

Isabella 1

L'interpretazione del pozzo Isabella 1 ha confermato la mineralizzazione a gas dei livelli convenzionali PLQ-C2 e PLQ-C3, e messo in evidenza l'esistenza dei livelli misti (convenzionali + strati sottili) PLQ-BB, PLQ-C1, PLQ-C4, PLQ-C5 e PLQ-D.

L'interpretazione e-tlac[®] ha permesso la valutazione corretta dei livelli a strati sottili come PLQ-BA, PLQ-C6 e PLQ-C7. I risultati ottenuti nei livelli di tipo misto hanno evidenziato alcune differenze significative tra i valori di PHIE determinati da CPI e quelli da determinati da e-tlac[®].

Per questo motivo è stata eseguita un'analisi di sensitività su PHIE, variando gli input al Porosity Modelling sia in termini di parametri che di log di porosità totale di confronto.

L'analisi di sensitività mostra come i valori calcolati dalla e-tlac[®] siano generalmente robusti nei livelli caratterizzati dalla presenza di strati sottili, più incerti in livelli convenzionali. Questi risultati, presentati in tabella 5.2, hanno contribuito sia alla suddivisione dei livelli in convenzionali, misti e a strati sottili, che nella suddivisione dei livelli stessi in sotto-intervalli.

LIVELLI	PHIE_CPI	PHIE_TLA	PHIE_TLA	PHIE_TLA	PHIE_TLA
		e-tlac	TEST 2	TEST 1	Average
PLQ-B	0.24	0.30	0.28	0.30	
PLQ-BA	0.21	0.30	0.27	0.28	0.27
PLQ-BB	0.25	0.37	0.31	0.31	0.31
PLQ-BC	0.20	0.27	0.25	0.25	
PLQ-C	0.19	0.26	0.27	0.25	
PLQ-C1	0.26	0.37	0.31	0.29	0.31
PLQ-C1A	0.20	0.26	0.26	0.24	
PLQ-C2	0.26	0.37	0.32	0.30	0.32
PLQ-C3	0.34	0.42	0.32	0.30	0.32
PLQ-C3A	0.17	0.24	0.26	0.24	
PLQ-C4	0.26	0.31	0.27	0.25	0.27
PLQ-C4A	0.21	0.27	0.26	0.24	
PLQ-C4B	0.17	0.22	0.24	0.23	
PLQ-C5	0.23	0.30	0.26	0.25	0.26
PLQ-C6	0.21	0.28	0.25	0.23	0.25
PLQ-C7	0.18	0.20	0.21	0.20	0.21
PLQ-D	0.20	0.26	0.22	0.21	
PLQ-DA	-	0.13	0.16	0.14	

Tab. 5.2 – Confronto tra i valori di PHIE dopo l'analisi di sensitività

Di seguito sono presentati, livello per livello, i risultati dell'interpretazione petrofisica (tab. 5.3).

				CPI				e-tiac®			
INTERVAL	TOP	BTM	GROSS	NET	NTG	PHIE	SWE	NET	NTG	PHIE	SWE
	m	m	m	m	%	V/V	V/V	m	%	V/V	V/V
PLQ-B	1102.50	1208.45	105.95	0.00	0.00	-	-	1.13	0.01	0.33	0.73
PLQ-BA	1208.45	1211.30	2.85	0.15	0.05	0.22	0.73	0.82	0.29	0.30	0.56
PLQ-BB	1238.87	1241.57	2.70	1.52	0.56	0.26	0.78	1.18	0.44	0.39	0.69
PLQ-BC	1245.45	1249.60	4.15	0.46	0.11	0.22	0.78	1.34	0.32	0.27	0.71
PLQ-C	1252.50	1270.00	17.50	0.15	0.01	0.28	0.78	0.68	0.04	0.30	0.70
PLQ-C1	1271.00	1273.70	2.70	1.52	0.56	0.28	0.72	1.13	0.42	0.37	0.56
PLQ-C1A	1273.70	1289.00	15.30	0.00	0.00	-	-	0.49	0.03	0.34	0.70
PLQ-C2	1290.00	1291.50	1.50	0.91	0.61	0.28	0.71				
PLQ-C3	1294.50	1298.00	3.50	2.90	0.83	0.36	0.62				
PLQ-C3A	1298.00	1303.00	5.00					0.19	0.04	0.32	0.63
PLQ-C4	1304.00	1312.00	8.00	2.66	0.33	0.35	0.68	2.56	0.32	0.37	0.57
PLQ-C4A	1312.00	1324.43	12.43					3.86	0.31	0.32	0.67
PLQ-C4B	1324.43	1329.40	4.97					0.03	0.01	0.21	0.77
PLQ-C5	1331.00	1339.00	8.00	4.12	0.51	0.25	0.68	4.14	0.52	0.30	0.53
PLQ-C6	1340.00	1343.00	3.00					1.23	0.41	0.31	0.54
PLQ-C7	1344.50	1346.50	2.00					0.89	0.45	0.20	0.72
PLQ-D	1348.50	1351.00	2.50	1.42	0.57	0.22	0.75	1.39	0.56	0.28	0.67
PLQ-DA	1352.68	1354.90	2.22					0.91	0.41	0.13	0.68

Tab. 5.3 – Risultati relativi al pozzo Isabella 1

PLQ-B.

Il livello è stato ulteriormente suddiviso in 4 intervalli. Gli intervalli PLQ-BA e PLQ-BC sono strati sottili, mentre negli intervalli PLQ-B e PLQ-BB predominano gli strati di spessore convenzionale. Nell'intervallo PLQ-B, a causa della cattiva qualità del foro, non è stato possibile eseguire una corretta valutazione petrofisica dal top fino a circa 1134.0 m MD; da questa profondità fino al bottom la mineralizzazione è ad acqua (NTG=1%, SWE>70%).

Gli intervalli PLQ-BA (fig. 5.3) e PLQ-BB (fig. 5.3) sono mineralizzati a gas (SWE min=56% in PLQ-BA). L'intervallo PLQ-BC presenta tracce mineralizzazione a gas, ma con saturazione in acqua più elevata.

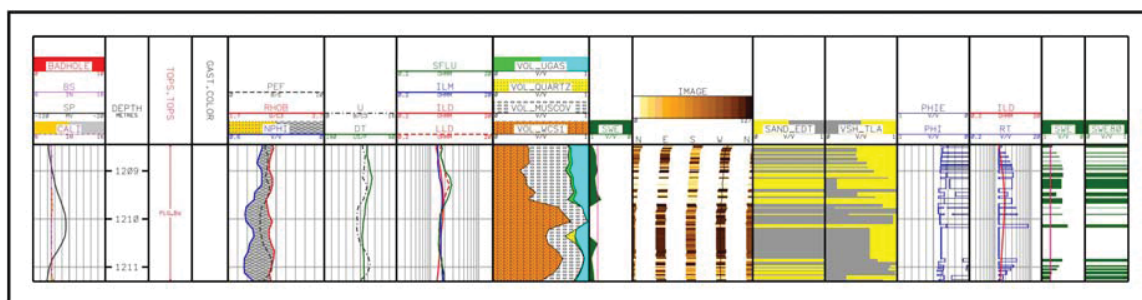


Fig. 5.3 – Isabella 1. PLQ-BA

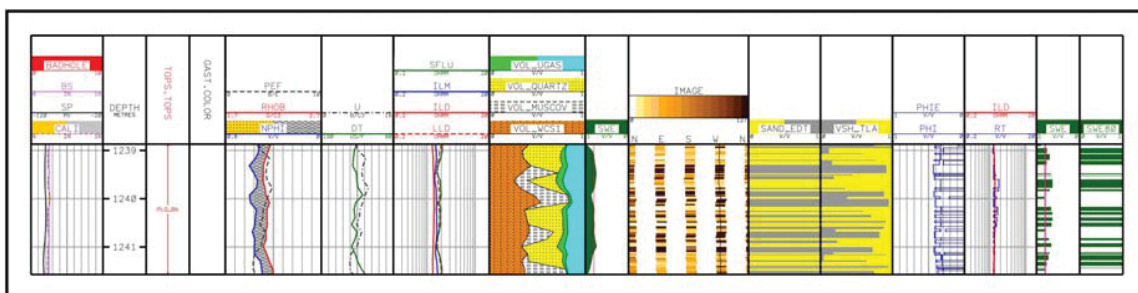


Fig. 5.4 – Isabella 1. PLQ-BB

PLQ-C.

Il livello è suddiviso in 7 sottolivelli. I sottolivelli PLQ-C2 e PLQ-C3 sono di tipo convenzionale, mentre i sottolivelli PLQ-C6 e PLQ-C7 sono a strati sottili. I rimanenti sono di tipo misto, ossia includono sia livelli di spessore convenzionale che strati sottili.

Al top del livello e fino a 1271.0 m MD la mineralizzazione è ad acqua (NTG<5%, SWE>70%).

Il sottolivello PLQ-C1 è stato ulteriormente suddiviso in PLQ-C1 (fig. 5.4), prevalentemente a strati sottili mineralizzati a gas (SWE≈55%), e PLQ-C1A, convenzionale e mineralizzato ad acqua (NTG<5%, SWE≈70%).

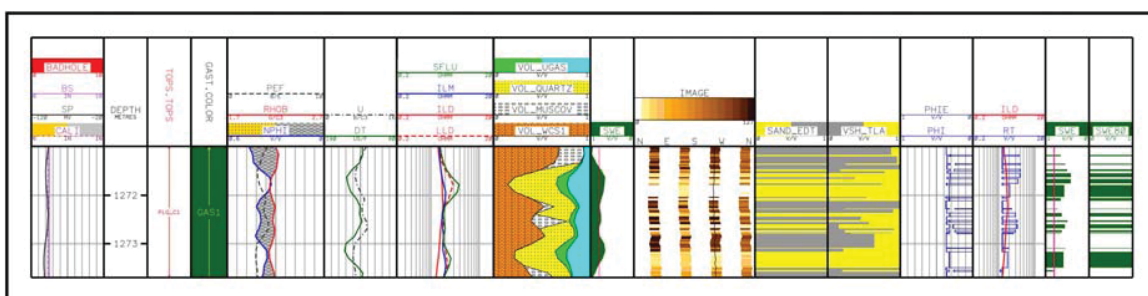


Fig. 5.5 – Isabella 1 – PLQ-C1

Il sottolivello PLQ-C2 (fig. 5.6), di tipo convenzionale, è mineralizzato a gas (CPI, SWE≈70%).

Il sottolivello PLQ-C3 (fig. 5.6) è stato suddiviso in PLQ-C3, di tipo convenzionale e mineralizzato a gas (SWE≈60%) e PLQ-C3A (strati sottili, con gas al top e acqua nella parte inferiore).

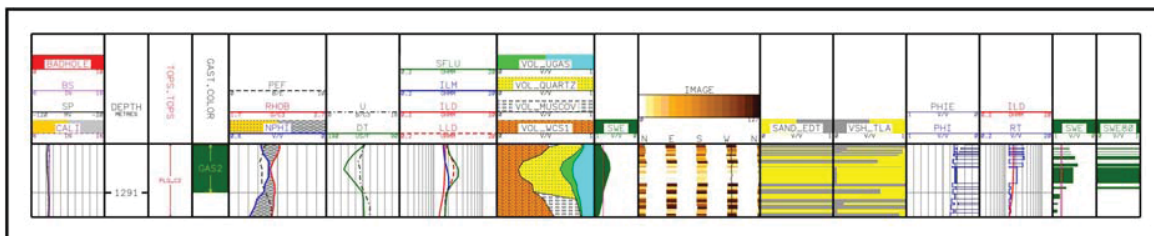


Fig. 5.6 – Isabella 1. PLQ-C2

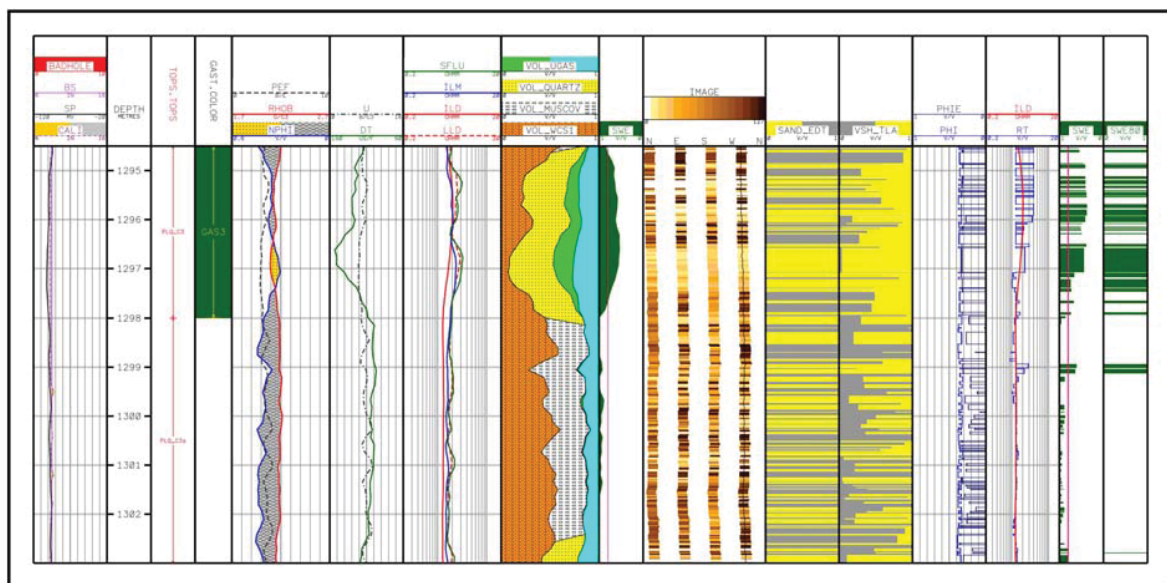


Fig. 5.7 – Isabella 1. PLQ-C3

Il sottolivello PLQ-C4 (fig. 5.8) è stato suddiviso in 3 intervalli: PLQ-C4, di tipo misto (livelli di spessore convenzionale intercalati da intervalli a strati sottili) e PLQ-C4A, a strati sottili, sono mineralizzati a gas (SWE min=57% in PLQ-C4); PLQ-C4B, costituito da alternanze di strati sottili e sabbie laminate, è mineralizzato ad acqua (NTG=1%, SWE>75%).

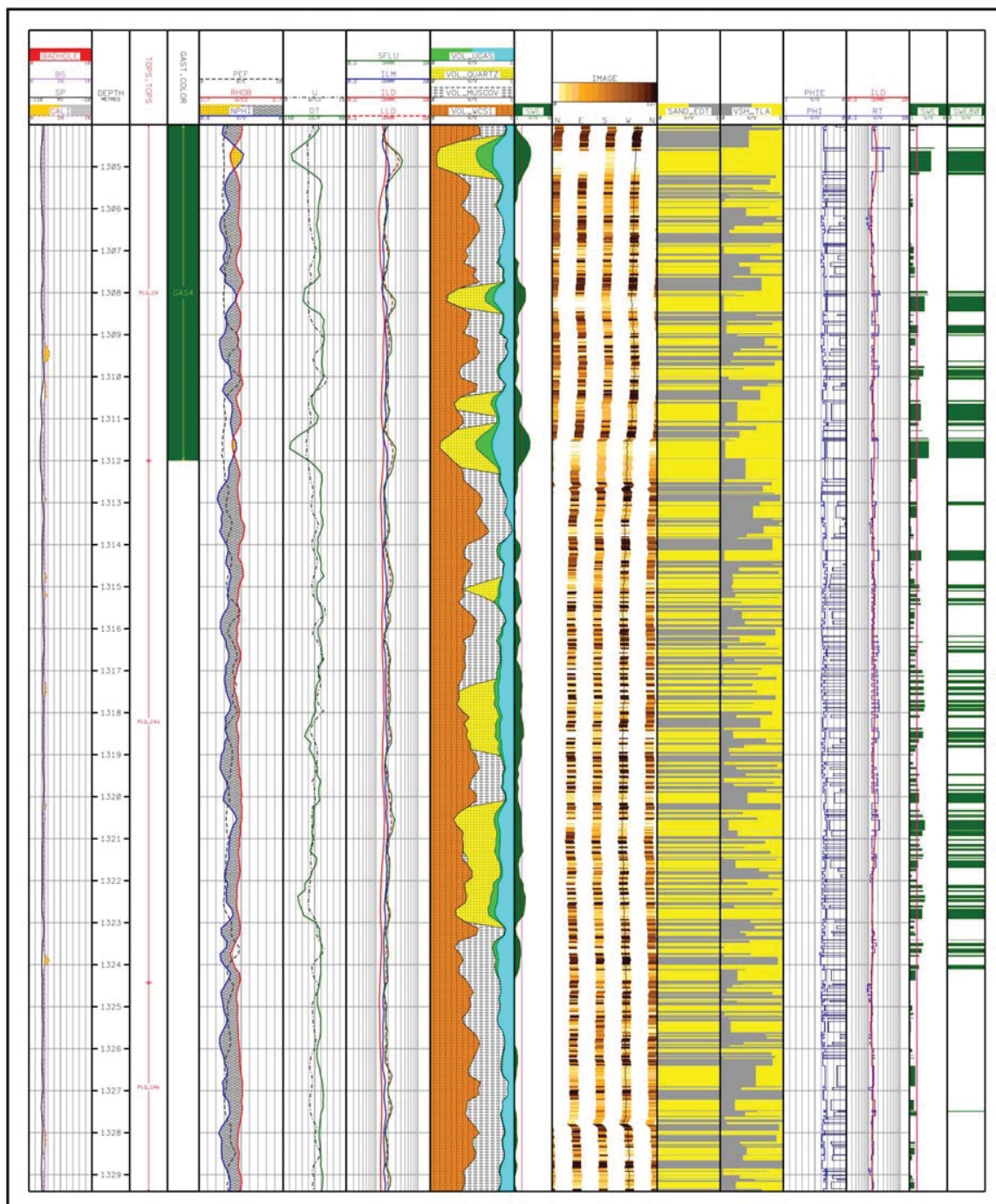


Fig. 5.8 – Isabella 1. PLQ-C4

Il sottolivello PLQ-C5 (fig. 5.9) è di tipo misto ed è mineralizzato a gas (SWE=53%, e-tlac[®]).

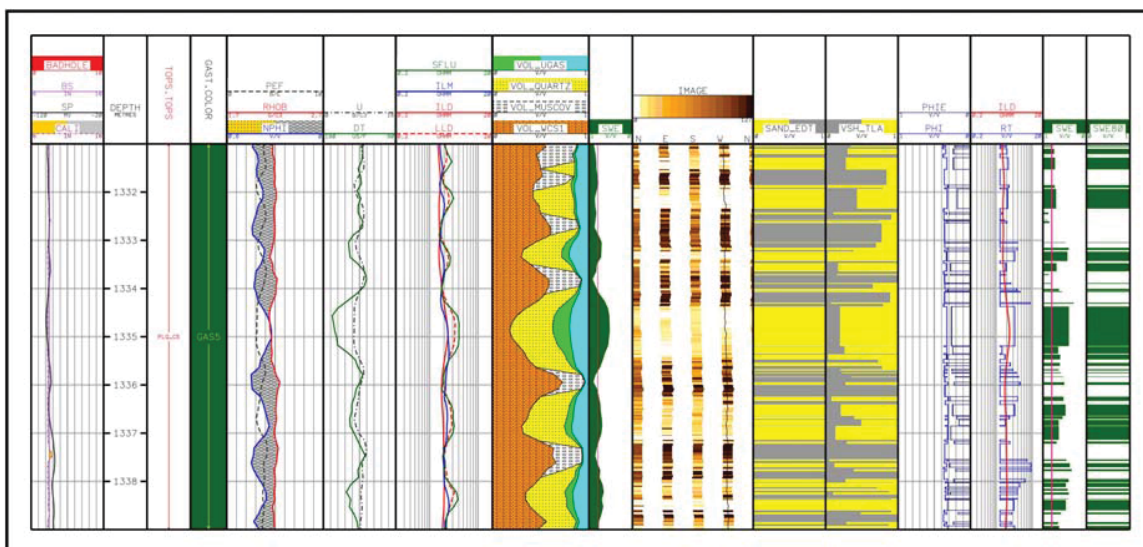


Fig. 5.9 – Isabella 1. PLQ-C5

I sottolivelli PLQ-C6 (fig. 5.10) e PLQ-C7 (fig. 5.11) sono a strati sottili ed entrambi mineralizzati a gas (SWE min=54% in PLQ-C6). Il sottolivello PLQ-C7 ha però saturazione in acqua più elevata.

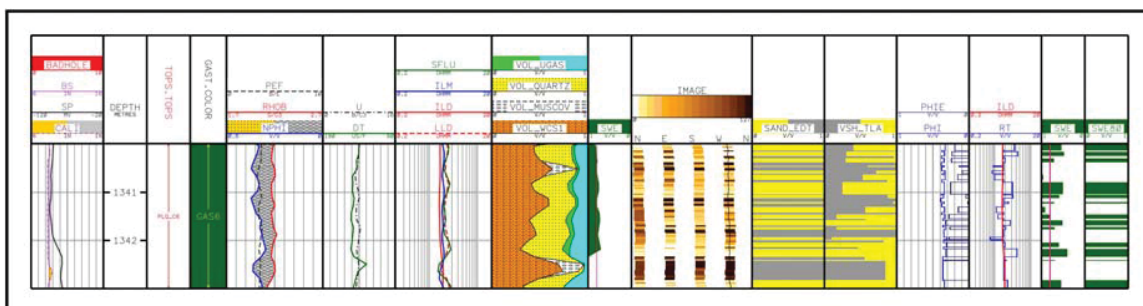


Fig. 5.10 – Isabella 1. PLQ-C6

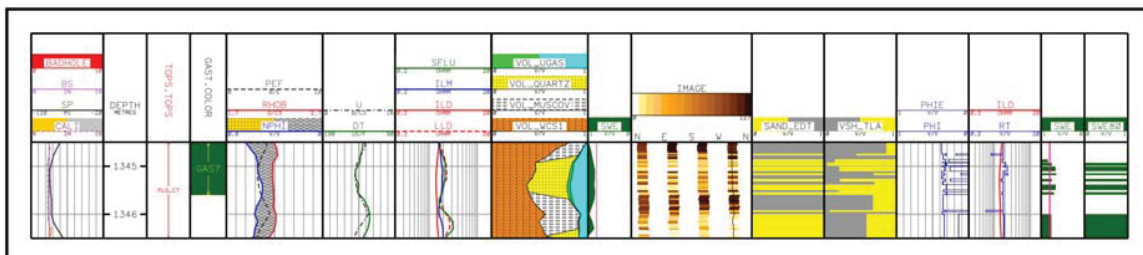


Fig. 5.11 – Isabella 1. PLQ-C7

PLQ-D.

Il livello PLQ-D è stato suddiviso in 2 intervalli: PLQ-D (fig. 5.12), di tipo convenzionale, e PLQ-DA (fig. 5.13), costituito da alternanze di strati sottili e sabbie laminate. Entrambi sono mineralizzati a gas, con saturazione in acqua media prossima al 70%.

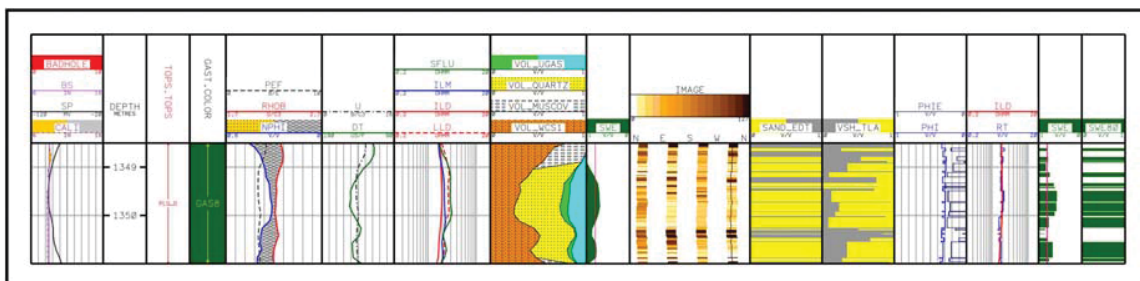


Fig. 5.12 – Isabella 1. PLQ-D

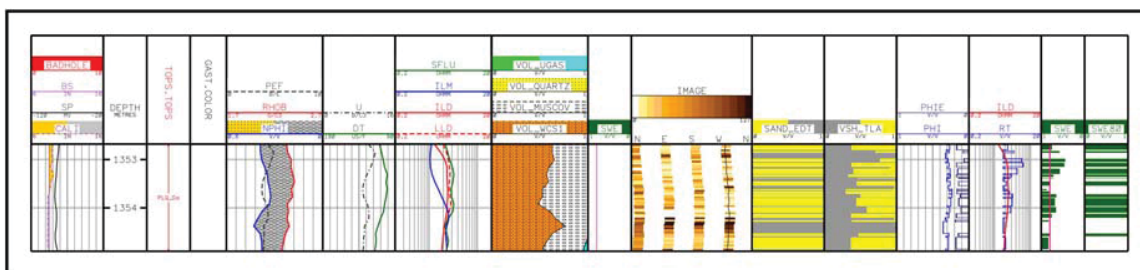


Fig. 5.13 – Isabella 1. PLQ-DA

L'interpretazione convenzionale (CPI, tabella 5.4) ha confermato la mineralizzazione a gas dei livelli convenzionali PLQ-C2 e PLQ-C3, con NTG compresi tra il 30% ed il 40% e SWE pari al 70% nel livello superiore e a circa il 60% in quello inferiore; ha inoltre messo in evidenza l'esistenza dei livelli misti (layer convenzionali intercalati da intervalli a strati sottili) PLQ-BB, PLQ-C1, PLQ-C4, PLQ-C5 e PLQ-D.

I livelli misti sono stati valutati sia in base ai risultati dell'interpretazione convenzionale che dell'interpretazione e-tlac[®] (tabella 5.4, colonne da 7 a 9); nel caso dei livelli PLQ-C4, PLQ-C5 e PLQ-D le due interpretazioni danno risultati equivalenti in termini di NTG e comparabili in termini di PHIE. L'interpretazione e-tlac[®] dà, ovviamente, risultati più favorevoli in termini di SWE, che passa da valori di poco inferiori al 70% a valori intorno al 55% (ricordiamo che questa interpretazione include la correzione della resistività per ridurre gli effetti spalla). I livelli PLQ-BB e PLQ-C1 presentano invece qualche problema interpretativo, legato alla differenza in termini di NTG ma soprattutto di PHIE; per questo motivo è stata eseguita un'analisi di sensitività sulla porosità efficace che sarà descritta più dettagliatamente nel paragrafo 6. Questi livelli sono comunque mineralizzati a gas con NTG superiore al 40%.

I livelli PLQ-BA, PLQ-C6 e PLQ-C7 sono a strati sottili; in particolare, i due livelli più profondi sono stati valutati unicamente in base ai risultati dell'interpretazione e-tlac[®] e sono entrambi mineralizzati a gas, con NTG superiori al 40%. Il livello PLQ-C6 presenta caratteristiche petrofisiche migliori (PHIE>30%, SWE≈55%).

I risultati ottenuti e utilizzati per la valutazione volumetrica sono riassunti nella tabella 5.4

			CPI			e-tlac®		
			NTG	PHIE	SWE	NTG	PHIE	SWE
			%	V/V	V/V	%	V/V	V/V
PLQ-BA	TB		0.05	0.22	0.73	0.29	0.30	0.56
PLQ-BB	Conv. + TB		0.56	0.26	0.78	0.44	0.39	0.69
PLQ-C1	Conv. + TB		0.56	0.28	0.72	0.42	0.37	0.56
PLQ-C2	Conv.	CPI	0.61	0.28	0.71			
PLQ-C3	Conv.	CPI	0.83	0.36	0.62			
PLQ-C4	Conv. + TB		0.33	0.35	0.68	0.32	0.37	0.57
PLQ-C5	Conv. + TB		0.51	0.25	0.68	0.52	0.30	0.53
PLQ-C6	TB	TLA-C				0.41	0.31	0.54
PLQ-C7	TB	TLA-C				0.45	0.20	0.72
PLQ-D	Conv. + TB		0.57	0.22	0.75	0.56	0.28	0.67

Tab. 5.4- Risultati caratterizzazione petrofisica dei livelli convenzionali e Thin Beds (TB)

Isabella 2

Di seguito sono presentati, livello per livello, i risultati dell'interpretazione petrofisica del pozzo Isabella 2.

PLQ-B.

Il livello, ben correlabile al suo omologo nel pozzo Isabella 1, è caratterizzato da saturazione in acqua prossima al 70%. Il NTG è, in media, comparabile con i risultati ottenuti dall'interpretazione convenzionale del pozzo Isabella 1. Il confronto tra i singoli sottolivelli è poco significativo in quanto per il pozzo Isabella 2 non è stata eseguita l'analisi dettagliata degli intervalli a strati sottili.

PLQ-C.

Il livello è esplorato dal pozzo solo fino al sottolivello PLQ-C4 e, in generale, mostra potenziale minerario inferiore rispetto al pozzo Isabella 1. In particolare, è utile il confronto tra i sottolivelli PLQ-C2 e PLQ-C3 di entrambi i pozzi (ricordiamo che questi due sottolivelli sono gli unici a presentare caratteristiche di tipo convenzionale, ossia non sono presenti strati sottili, per cui paragonare i risultati dei CPI è significativo). La figura 5.13 evidenzia la differenza di NTG dal punto di vista di *reservoir* ($VSH \leq 0.5$, $PHIE \geq 0.08$), indicando quindi peggiori caratteristiche petrofisiche nel pozzo Isabella 2. La figura 5.14 evidenzia inoltre come entrambi i livelli nel pozzo Isabella 2 siano mineralizzati ad acqua.

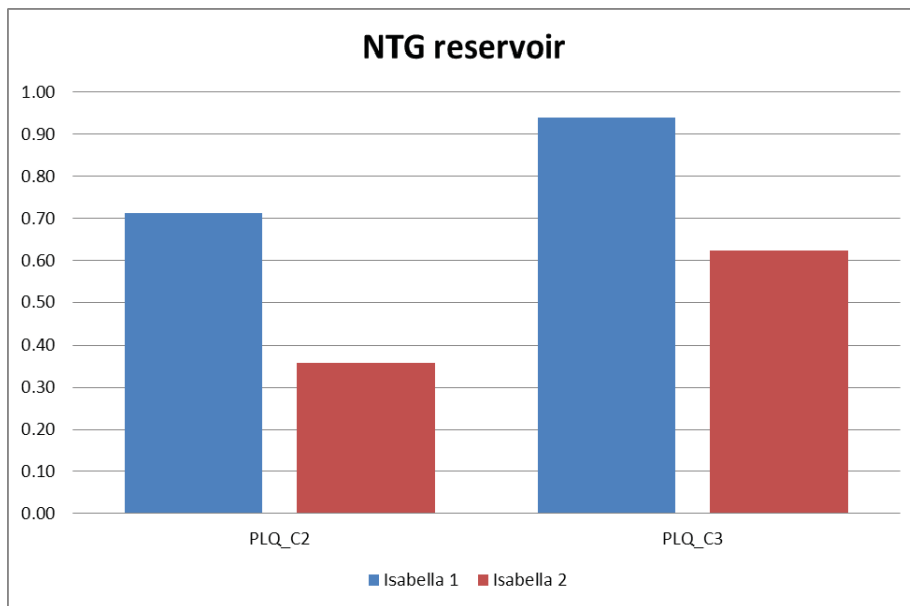


Fig.5.14 – Confronto NTG (da CPI) nel reservoir

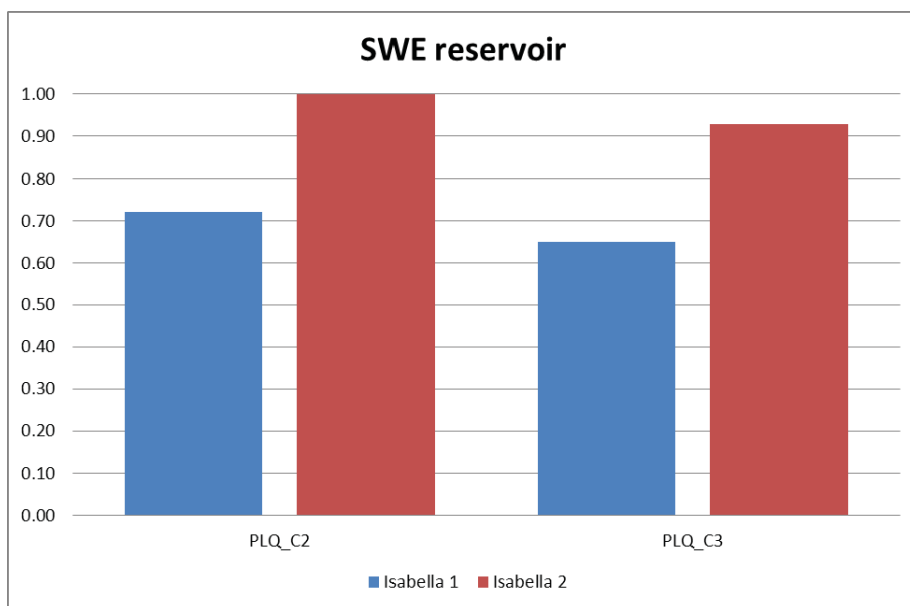


Fig. 5.15 – Confronto SWE (da CPI) nel reservoir

6 VALUTAZIONE VOLUMETRICA

La valutazione volumetrica è stata eseguita utilizzando le nuove mappe ottenute dalla reinterpretazione dell'area e i dati ottenuti dallo studio petrofisico (fig. 6.1). La valutazione ha interessato tutti i livelli precedentemente identificati e alcuni livelli individuati nel corso dello studio petrofisico (figg. 6.2-3).

I criteri di valutazione risultano differenziati per tipologia: per i livelli convenzionali sono stati utilizzati esclusivamente i dati dei CPI; per gli strati sottili e/o fini sono stati utilizzati esclusivamente i dati della e-tlac[®], per gli intervalli con livelli convenzionali e con strati sottili e/o fini è stata considerata la variabilità tra i dati ottenuti con le due metodologie (tab. 6.1).

Per i livelli presenti sul pozzo Isabella 2 sono stati utilizzati anche i dati forniti dal CPI di questo pozzo.

La colonna di idrocarburi è stata considerata variabile tra i GDT e la massima chiusura strutturale. Per spessore, rapporto N/G e porosità dei singoli livelli si è adottata una variabilità con funzione triangolare compresa tra i valori di Isabella 1 (valore massimo) e di Isabella 2 (valore minimo). I valori del pozzo Isabella 1, ubicato al centro dell'area mineralizzata, sono stati utilizzati anche come valore most probable.

La valutazione è stata eseguita su dieci livelli (figg. 6.4-11). Il GOIP totale (somma dei valori mean delle singole valutazioni) è stato stimato in 202 MSMc (tab. 6.2 – fig. 6.12).

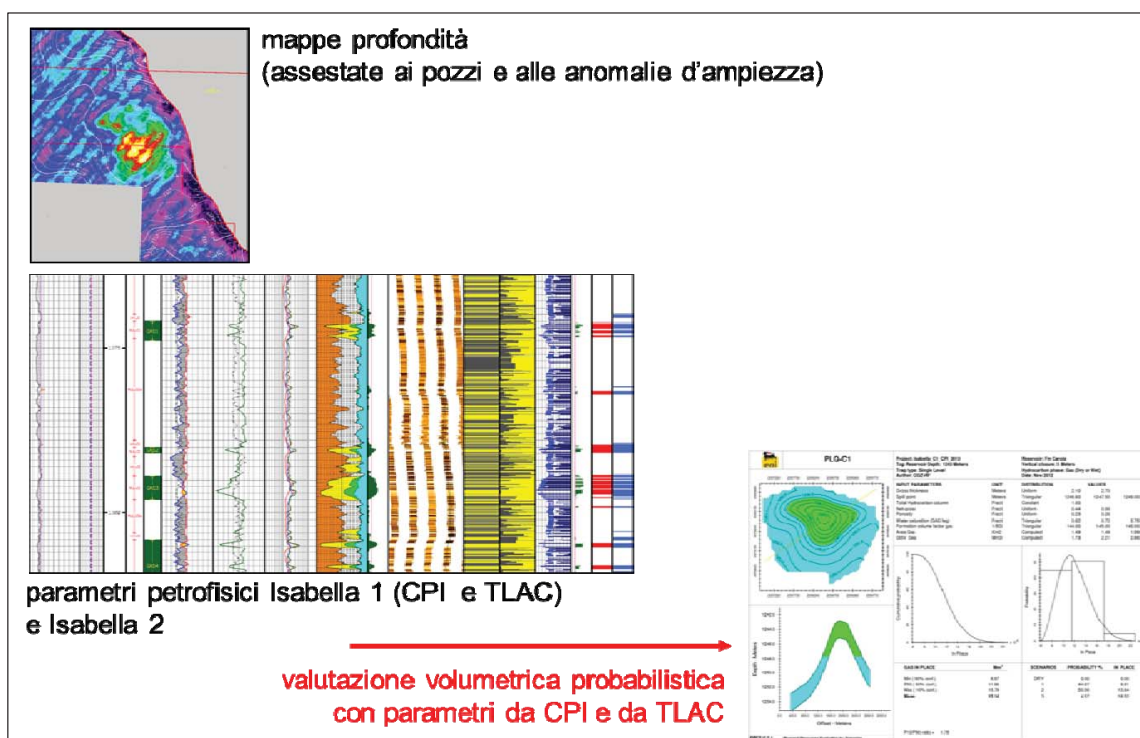


Fig. 6.1 – Valutazione volumetrica: flusso di lavoro

Isabella 1 (TR 27,4 m)												Isabella 2 (TR 26,0 m)								livello
					da CPI			da e-tlac									da CPI			
profondità TVDSS	profondità MD	giacitura	spessore livello	spessore sublivelli	N/G	porosità	Sw	N/G	porosità	Sw	porosità 2	profondità TVDSS	profondità MD	giacitura	spessore livello	spessore sublivelli	N/G	porosità		
m	m		m	m	%	%	%	%	%	%	%	m	m		m	m	%	%		
1075,1	1102,5		148,0									1067,5	1093,5		146,0				B	
150,0												148,0								
	1208,5			3				29	30	56	28			1197,88			2,3	13	30	BA
	1238,9			3				44	39	69	31			1228,89			3,0			BB
																				near B4
1225,1	1252,5	1/120	17,5									1215,5	1241,5	2/270	18,5				C	
18,5												20,5								
1243,6	1271,0		15,0	2,7	56	28	72	42	37	56	29	1236,0	1262,0	1/220	19,0	2,1	44	23	C1	
19,0												20,0								
1262,6	1290,0		1,5	1,5	61	28	71					1256,0	1282,0		2,0	2,0	36	25	C2	
4,5												5,0								
1267,1	1294,5	1/120	8,5	3,6	83	36	62					1261,0	1287,0		7,5	2,3	13	23	C3	
9,5												9,0								
1276,6	1304,0		26,0	8,0	33	35	68	32	37	57	25	1270,0	1296,0		7,0	7,0	15	34	C4	
27,0																				
1303,6	1331,0		8,0	8,0	51	25	68	52	30	53	25								C5	
9,0																				
1312,6	1340,0		3,0	3,0				41	31	54	23								C6	
4,5																				
1317,1	1344,5		2,0	2,0				45	20	72	20								C7	
4,0																				
1321,1	1348,5	1/270	14,5	2,5	57	22	75	56	28	67	21								D	
14,5																				
1335,6	1363,0											1277,0							Santerno	

D livelli concordati con Medoil (TCM 19 luglio 2012)

	livelli convenzionali
	livelli convenzionali + strati sottili e fini
	strati sottili e fini

Tab. 6.1 – Tabella riassuntiva parametri petrofisici (da CPI e e-tlac® 2012-13)

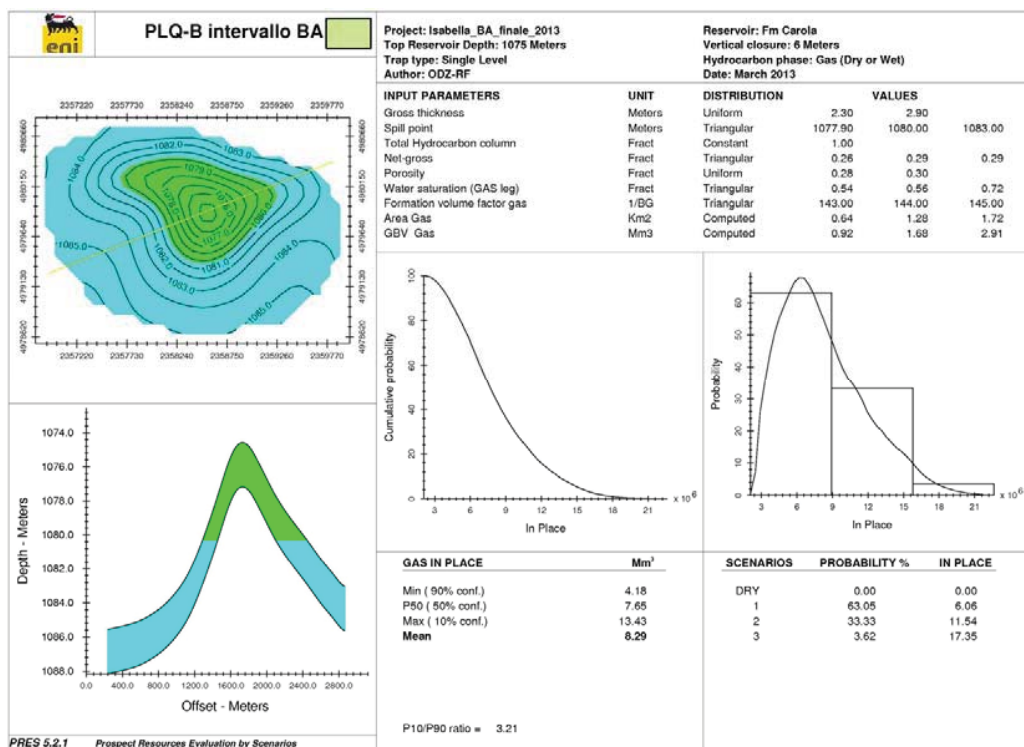


Fig. 6.2 – PRES livello PLQ-B intervallo BA

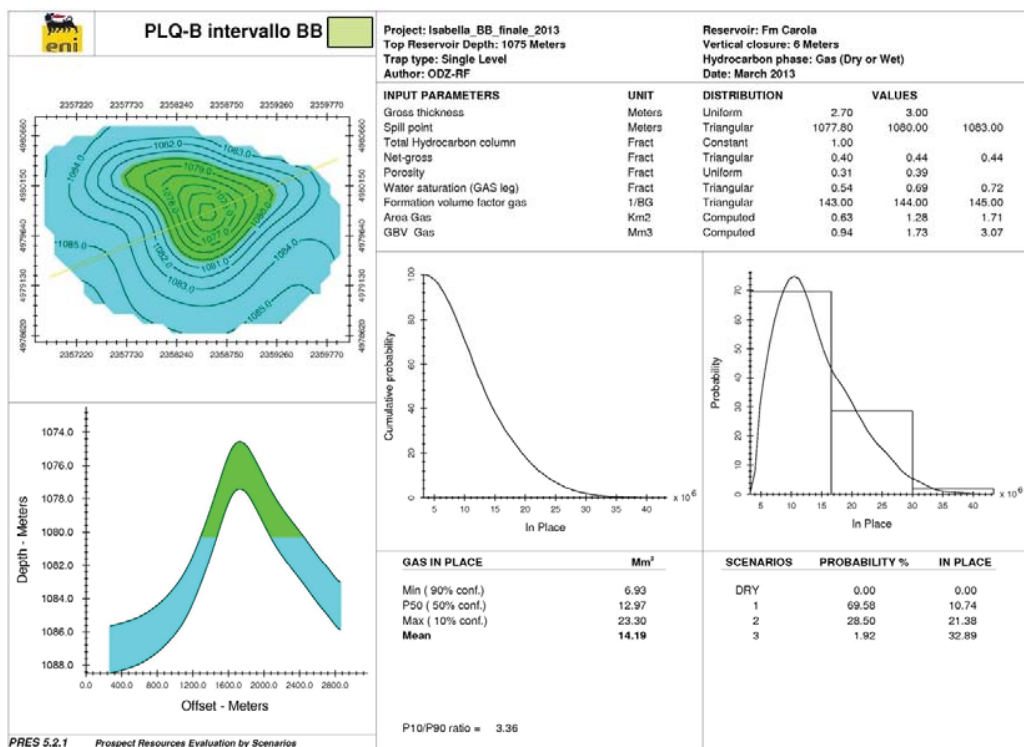


Fig. 6.3– PRES livello PLQ-B intervallo BB

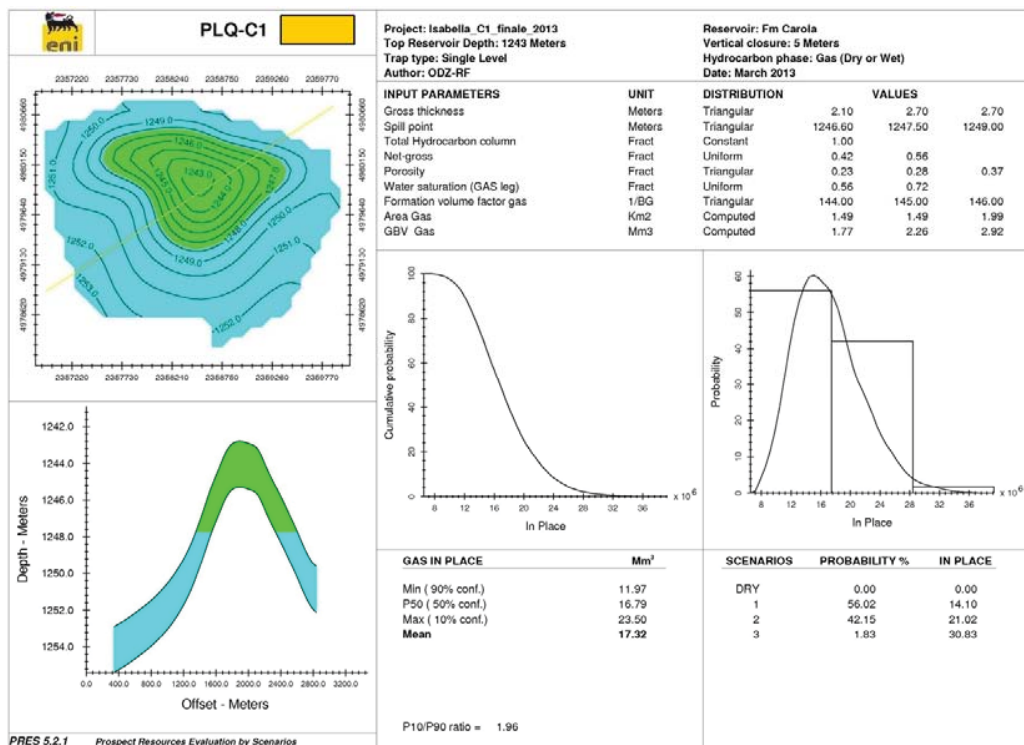


Fig. 6.4 – PRES livello PLQ-C1

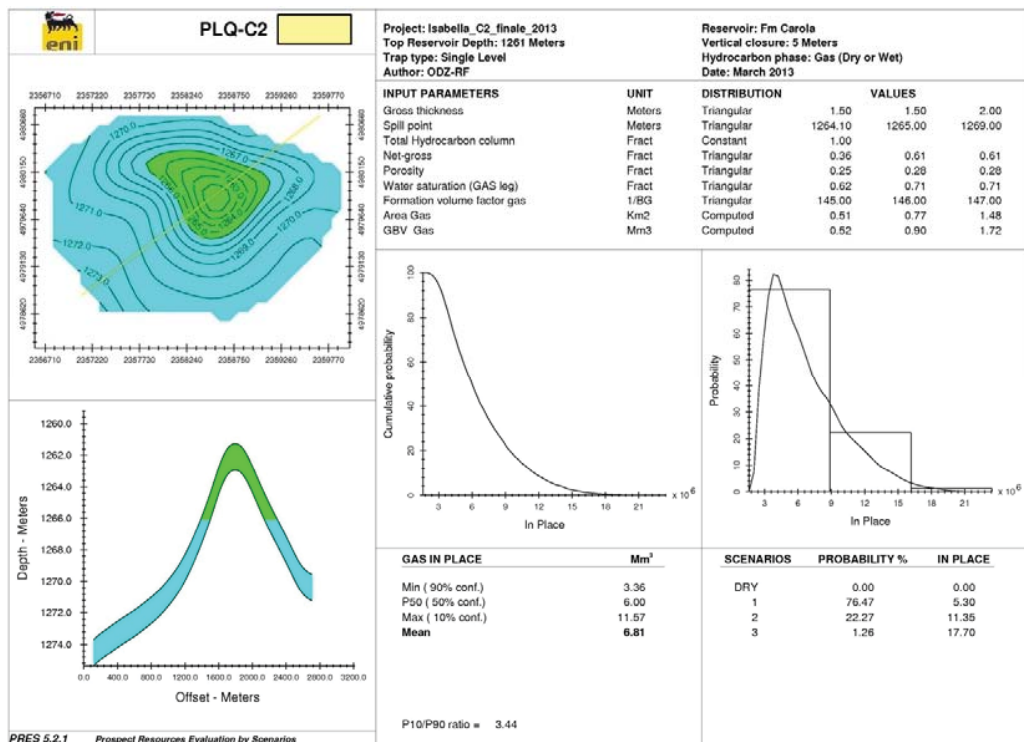


Fig. 6.5 – PRES livello PLQ-C2

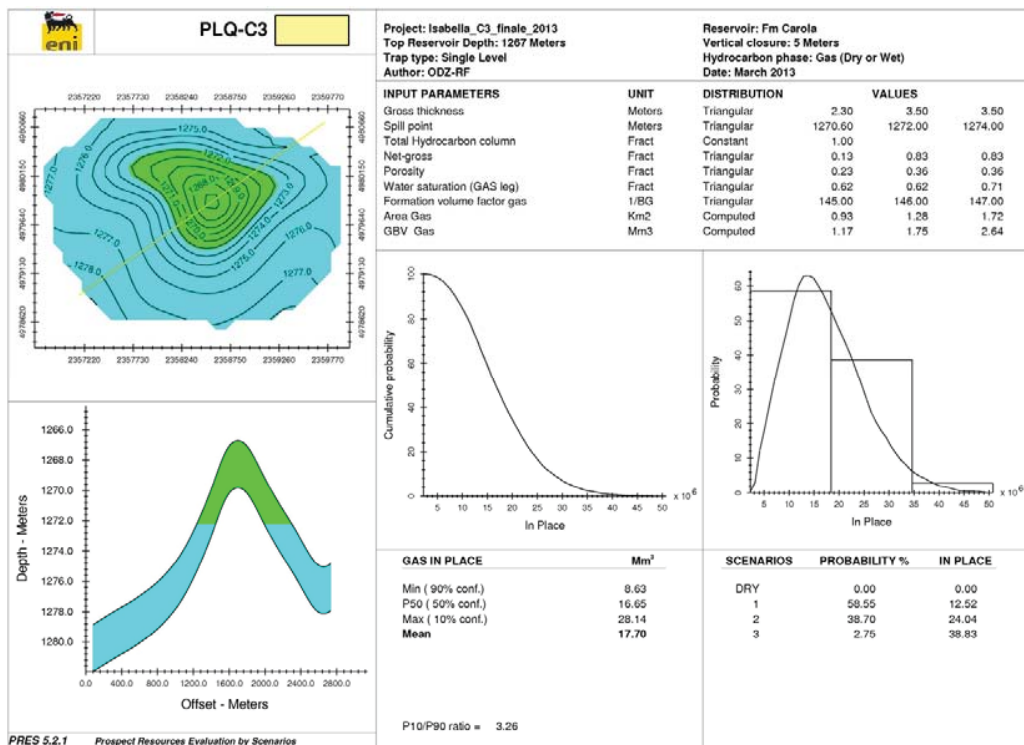


Fig. 6.6 – PRES livello PLQ-C3

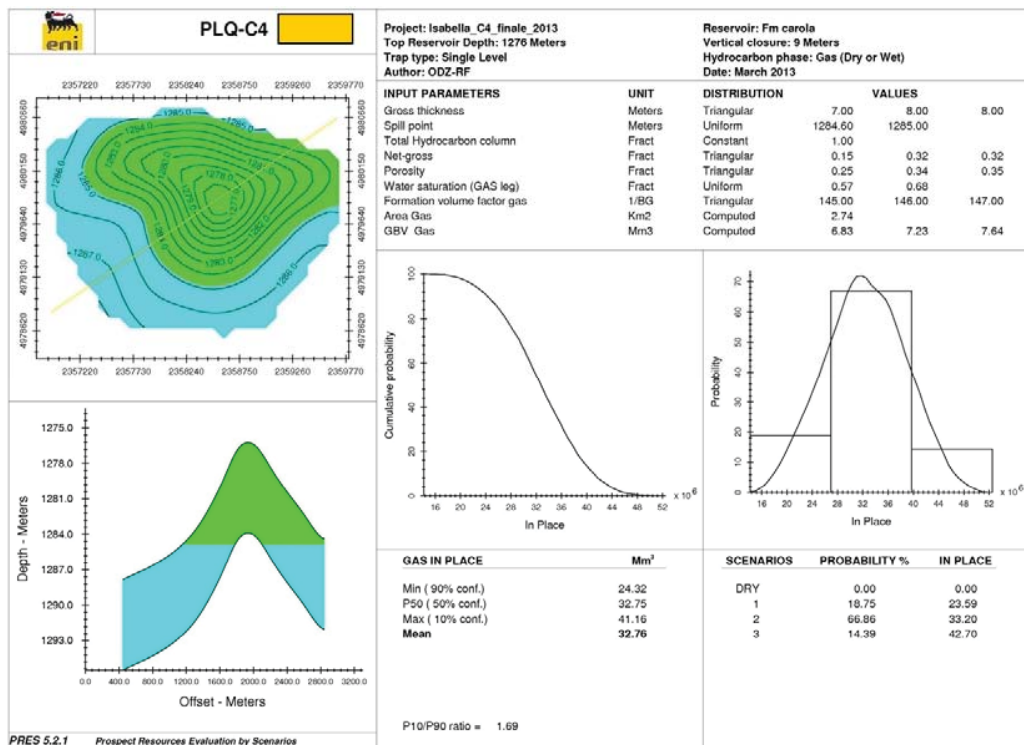


Fig. 6.7 – PRES livello PLQ-C4

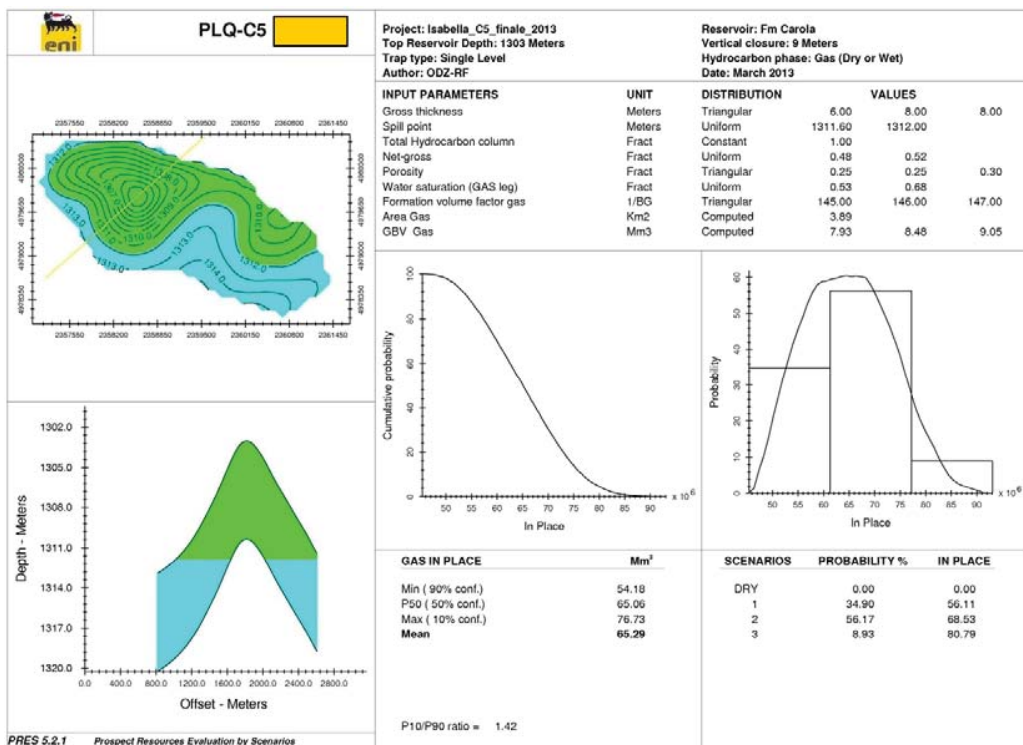


Fig. 6.8 – PRES livello PLQ-C5

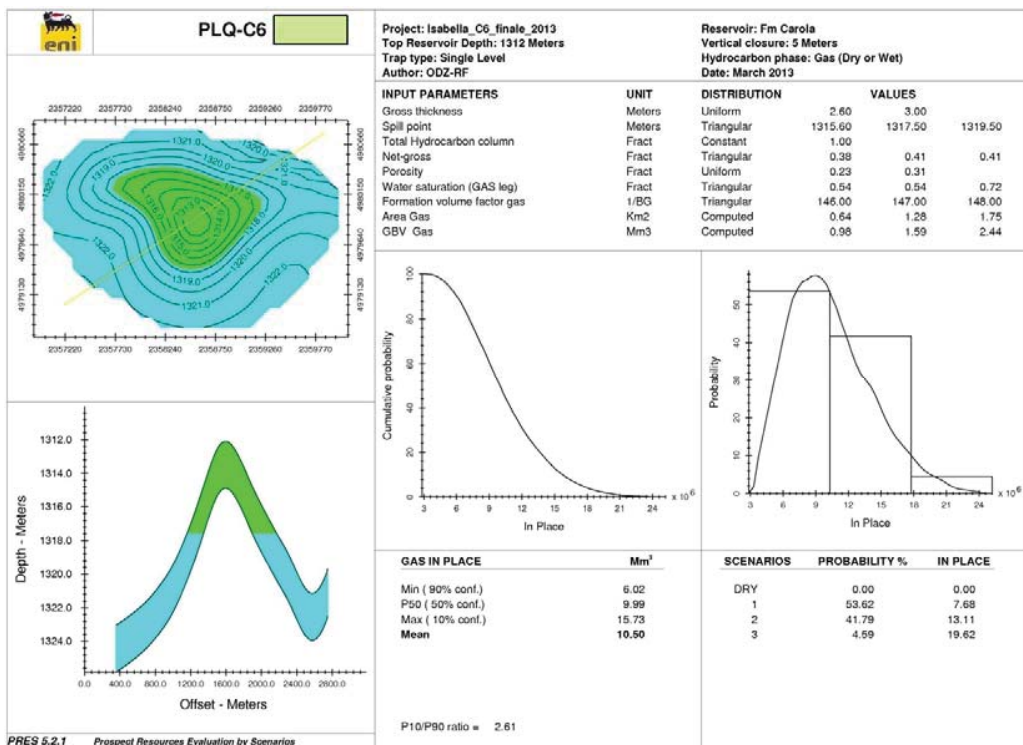


Fig. 6.9 – PRES livello PLQ-C6

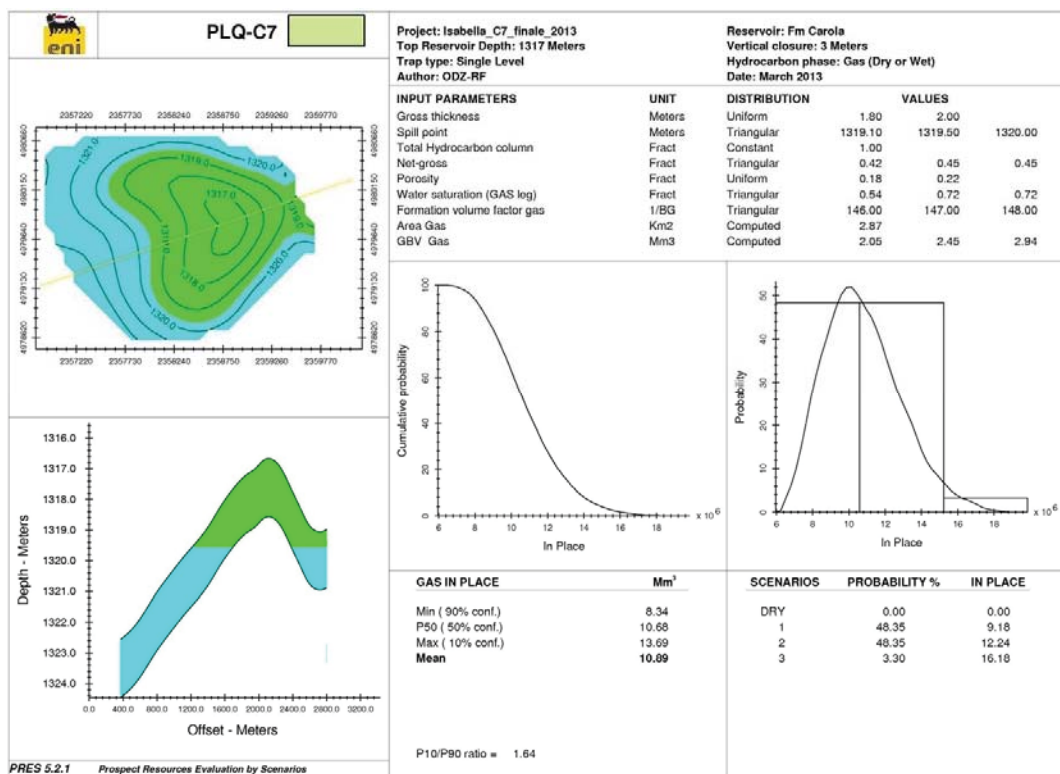


Fig. 6.10 – PRES livello PLQ-C7

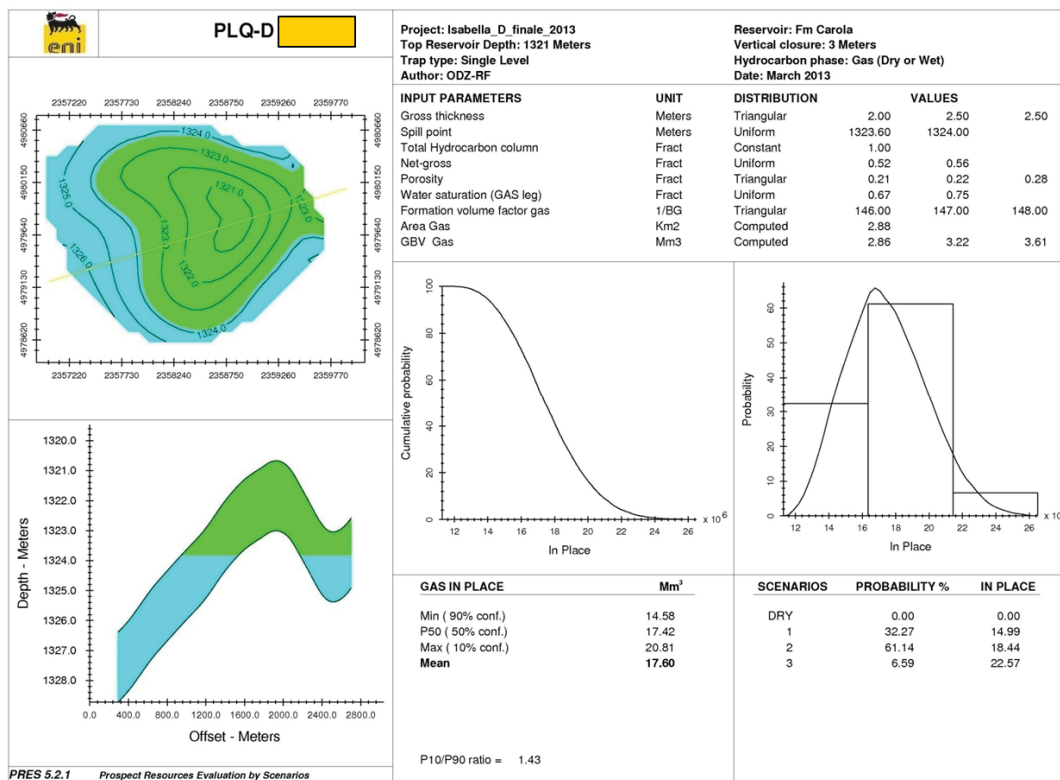


Fig. 6.11 – PRES livello PLQ-D

livello	GOIP
	MSmc
BA	8
BB	14
C1	17
C2	7
C3	18
C4	33
C5	65
C6	11
C7	11
D	18
	202



I livelli convenzionali
 I livelli convenzionali + strat sotili e fini
 strat sotili e fini

Tab. 6.2 – Tabella riassuntiva GOIP

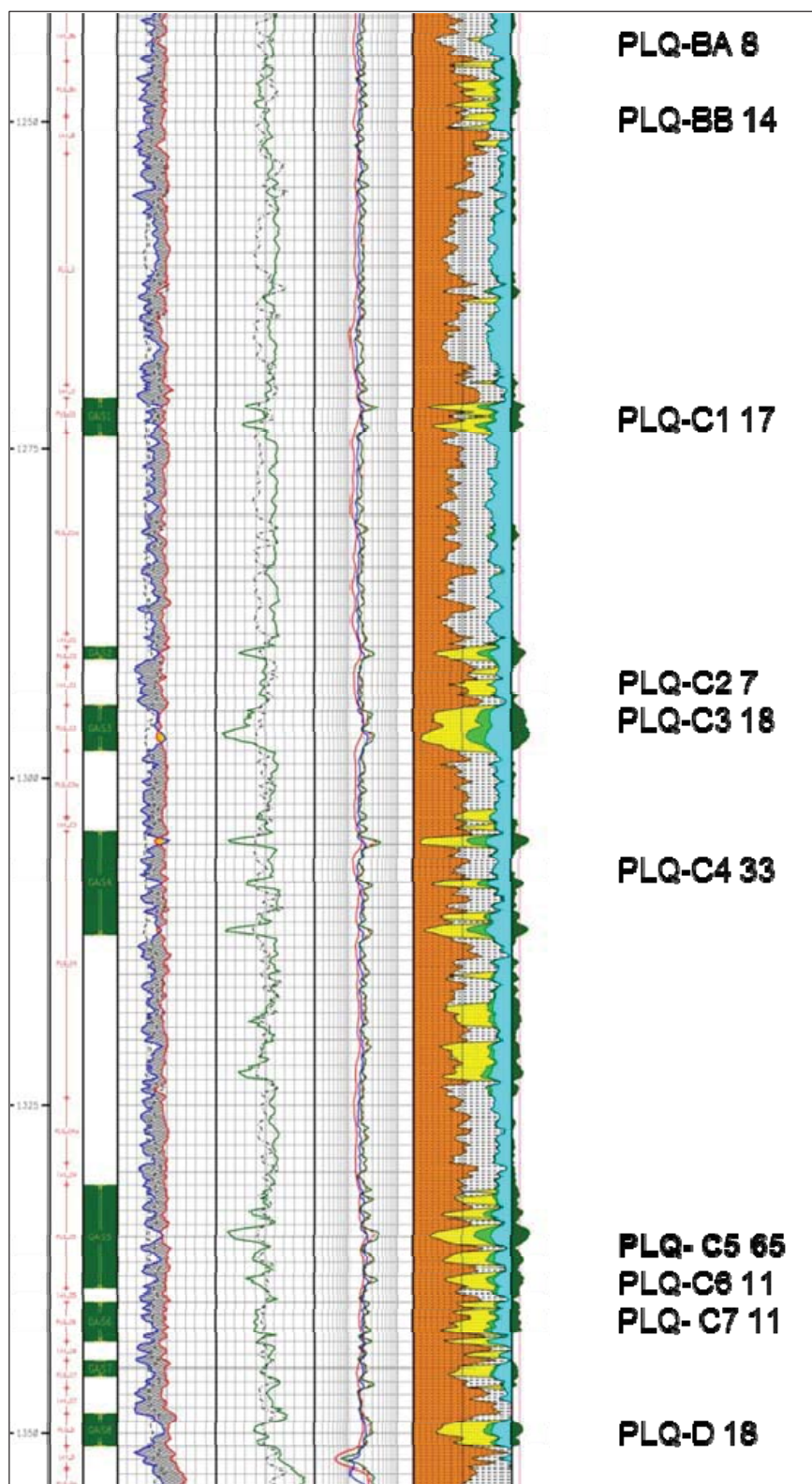


Fig. 6.12 – Distribuzione stratigrafica dei GOIP













7 CONCLUSIONI

La ricostruzione geometrica dei livelli mineralizzati di Isabella 1, basata sulla reinterpretazione sismica calibrata (in profondità e in giacitura) ai due pozzi esistenti, e la caratterizzazione petrofisica della successione ha consentito la valutazione del potenziale minerario della struttura.

La distribuzione delle anomalie di ampiezza risulta in accordo con gli esiti dei due pozzi perforati sulla struttura, confermando che la mineralizzazione è limitata all'area del pozzo Isabella 1.

Il GOIP complessivo della struttura di Isabella 1 è stato calcolato in 202 MSMc, distribuito in 10 livelli con volumetrie singole comprese tra 8 e 65 MSMc (PLQ-C5).

Nella tabella 7.1 è riportato lo schema di completamento di un possibile pozzo di sviluppo (Isabella 3). Il GOIP producibile risulta pari a 165 MSMc.

LIVELLI	PRES 2013		Isabella-3	
	GOIP mean	GOIP max	2 3/8	2 3/8
	MSm ³	MSm ³	C	L
BA	8	13		
BB	14	23		
C1	17	24		
C2	7	12		
C3	18	28		
C4	33	41		
C5	65	77		
C6	11	16		
C7	11	14		
D	18	21		

Tab. 7.1 – Schema di completamento e GOIP producibile

Nell'area del permesso non sono state individuate altre opportunità minerarie.

Indice degli allegati (CD)

Files x,y, z di orizzonti e anomalie

Files dei grid e dei poligoni di isocrone e isobate del top degli orizzonti

cgm del pozzo Isabella 1 in scala 1:50 e 1:200 con i risultati di CPI e e-tlac[®]

cgm del pozzo Isabella 2 in scala 1:50 e 1:200 con i risultati di CPI e Thin Layers Analysis



eni exploration & production

Via Emilia, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
tel. centralino: +39 02520.1

eni.com