



**PROGETTO DI MESSA IN PRODUZIONE DEL POZZO**  
**A GAS NATURALE "PODERE MAIAR 1DIR"**  
**NEL COMUNE DI BUDRIO (BO)**

**Istanza di Concessione di Coltivazione denominata**  
**"SELVA MALVEZZI"**

PoValley Operations

**Maggio 2018**



## INDICE

1	INTRODUZIONE .....	6
	Premessa .....	6
	Dataset .....	8
	Riepilogo conclusioni.....	8
2	GEOLOGIA .....	10
	Inquadramento .....	10
	Attività pregressa .....	12
3	POZZO PODERE MAIAR 1dir .....	17
	Obiettivo del pozzo .....	17
	Interpretazione geofisica e geologica pre-pozzo .....	19
	Dati acquisiti in pozzo.....	20
	Litostratigrafia e cronostratigrafia .....	21
	Manifestazioni.....	23
	Risultati geologici .....	24
	Trappola, reservoir, seal.....	27
	Completamento e status attuale del pozzo Podere Maiar 1dir.....	36
4	Modello Statico di giacimento .....	40
	Flusso di lavoro.....	40
	Correlazioni con i pozzi limitrofi.....	41
	Mappe dei top (livelli C1 e C2) .....	41
	Gas in Posto (GIP).....	46
5	PROVE DI PRODUZIONE .....	48
	Interpretazione prova di produzione livello C1 .....	49
	Interpretazione prova di produzione livello C2 .....	53
6	PREVISIONE DI PRODUZIONE E RISERVE.....	59
7	PROGRAMMA LAVORI .....	64
8	SVILUPPO E IMPIANTI DI TRATTAMENTO.....	64
	Facilities di produzione .....	64
	Connessione rete nazionale Snam Rete Gas.....	66
	Pianificazione del progetto di sviluppo .....	67
9	COLTIVAZIONE DEL GIACIMENTO .....	68

Profili di produzione .....	68
Esercizio.....	68
Costi di abbandono .....	69
10 ASPETTI AMBIENTALI .....	70
Monitoraggio subsidenza .....	70
Monitoraggio microsismicità .....	71
11 VALUTAZIONE ECONOMICA DEL PROGETTO .....	72
Investimenti (CAPEX).....	72
Costi di coltivazione e di abbandono (OPEX) .....	73
Ricavi .....	74
Parametri economici .....	74
Risultati dell'analisi economica .....	74
Sensibilità dei risultati economici ai parametri utilizzati .....	75



## 1 INTRODUZIONE

### Premessa

Il progetto di messa in produzione del pozzo a gas naturale Podere Maiar 1dir costituisce il programma dei lavori allegato all'istanza di concessione di coltivazione che Po Valley Operations ha presentato al competente ufficio del Ministero dello Sviluppo Economico a seguito della scoperta di gas naturale effettuata con la perforazione del pozzo Podere Maiar 1dir, perforato nel 2017 nell'ambito del programma lavori del permesso di ricerca idrocarburi denominato "Podere Gallina". Il Permesso di Ricerca "Podere Gallina" è stato conferito con D.M. del 2 dicembre 2008 alla PoValley Operations Pty Ltd (r.u.).

In data 1 gennaio 2017 è stata ottenuta l'autorizzazione per la perforazione del pozzo Podere Maiar 1dir.

Nel periodo tra novembre e dicembre 2017 PoValley Operations ha perforato (comune di Budrio, BO - frazione di Mezzolara) il pozzo esplorativo Podere Maiar 1dir risultato mineralizzato a gas metano nelle sabbie plioceniche della formazione Porto Garibaldi, come da programma geologico e di perforazione. Nel mese di gennaio 2018 sono state condotte le prove di produzione.

Alla data del presente rapporto lo stato amministrativo del Permesso di Ricerca "Podere Gallina" è il seguente (tabella 1).

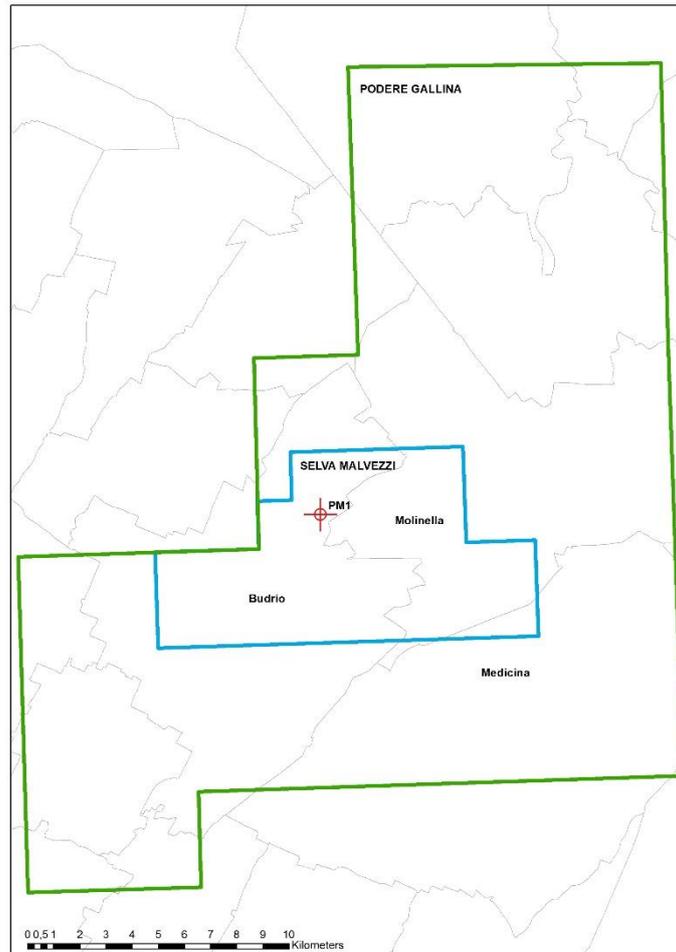
<b>Permesso di Ricerca "Podere Gallina"</b>	
Quote di titolarità	PoValley Operations (operatore) – presentata il 29.12.2017 istanza di trasferimento quote alle società United Oil and Gas (20%) e Prospex Oil and Gas (17%)
Regione	Emilia-Romagna
Provincia	Bologna, Ferrara
Vigenza	Primo periodo di vigenza (scadenza 03.02.2018) – presentata istanza per 1° proroga triennale
Permesso "Podere Gallina"	originario 506.20 kmq
<b>Superficie Istanza di Concessione "Selva Malvezzi"</b>	<b>80.8 kmq</b>

Tab. 1: Riepilogo stato amministrativo permesso di ricerca Podere Gallina

Nella Tab. 2 si riportano le coordinate dei vertici del Permesso di Ricerca "Podere Gallina" e le coordinate dei vertici dell'area oggetto dell'Istanza di Concessione di Coltivazione denominata "Selva Malvezzi" con la relativa mappa di inquadramento (figure 1-3).

Permesso di Ricerca "Podere Gallina"			Concessione di Coltivazione "Selva Malvezzi"		
Vertici	Long. (W)	Latitudine (N)	Vertici	Long. (W)	Latitudine (N)
A	-0° 51'	44° 45'	a	-0° 53'	44° 37'
B	-0° 42'	44° 45'	b	-0° 48'	44° 37'
C	-0° 42'	44° 32'	c	-0° 48'	44° 35'
D	-0° 59'	44° 32'	d	-0° 46'	44° 35'
E	-0° 59'	44° 35'	e	-0° 46'	44° 33'
F	-0° 54'	44° 35'	f	-0° 57'	44° 33'
G	-0° 54'	44° 39'	g	-0° 57'	44° 35'
H	-0° 51'	44° 39'	h	-0° 54'	44° 35'
			i	-0° 54'	44° 36'
			l	-0° 53'	44° 36'

Tab. 2: Coordinate



*Fig. 1: Permesso di ricerca (verde), istanza di concessione di coltivazione (blu) con indicazione dei comuni interessati*

### **Dataset**

La documentazione interna utilizzata per la redazione del presente documento include:

- Rapporti tecnici e Profili scala 1:1000 pozzi giacimento Selva, ENI
- Dati di produzione giacimento Selva, ENI
- Modello statico giacimento Selva, DREAM 2013, 2014
- Mappa livello C e calcolo riserve giacimento Selva (post produzione ENI), PVO, 2017
- Studio petrofisico pozzo Podere Maiar, Schlumberger 2018
- Interpretazione log e prove di produzione pozzo Podere Maiar, DREAM 2018

### **Riepilogo conclusioni**

Nei mesi di novembre e dicembre del 2017, all'interno del Permesso di Ricerca "Podere Gallina", è stato perforato il pozzo esplorativo Podere Maiar 1dir (T.D. 1340 m MDTR), risultato mineralizzato a gas in due livelli sabbiosi della formazione Porto Garibaldi, Pliocene medio; sulla base dei risultati dei logs elettrici, il pozzo è stato completato in singolo selettivo e testato.

A supporto di ciò vengono presentati tutti i dati dei logs elettrici e dei test, nonché i risultati degli studi eseguiti e tutte le informazioni dei pozzi limitrofi.

La Tab. 3 fornisce un riassunto dei risultati ottenuti a tutt'oggi.

Studi di G&G	
Database geofisico e mapping post pozzo	Revisione geologica e mappe derivate dall'interpretazione del rilievo geofisico 2D tarato con i dati del pozzo Podere Maiar 1dir
Parametri petrofisici	
Porosità media %	C1: 27,7 % - C2: 27,8 %
Saturazione acqua %	C1: 39,2 % - C2: 25,4 %

Tab. 3: dati riepilogativi giacimento

L'accumulo di gas contiene una quantità di Riserve Recuperabili sufficiente a giustificare un progetto di sviluppo e sfruttamento, economicamente remunerativo, supportato dall'analisi economica e relativa analisi di sensibilità ("sensitivity") riportate nel presente rapporto.

Di seguito vengono riportati i valori delle Riserve 1P e 2P, con i parametri economici relativi al totale delle Riserve 1P (riserve certe) e 2P (riserve certe + probabili). 1P, che coincidono con le certe, 2P che sono la somma di certe e probabili

Totale Giacimento		
	GIP <sup>1</sup> (MSmc)	Riserve Recuperabili (MSmc)
<b>1P (*)</b>	472	<b>267*</b>
<b>2P (**)</b>		<b>392**</b>

Livelli considerati: C1, C2.

(\*) FTHP = 70 bar - (\*\*\*) FTHP = 30 bar

Parametri economici Riserve 1P	
Cash flow	27,1 M€
NPV (Net Present Value – Valore attuale netto)	20,5 M€
IRR (Internal Rate of Return – Tasso interno di rendimento)	98 %

<sup>1</sup> GIP – Gas In Place; ossia il volume delle riserve di gas nel sottosuolo individuate con il pozzo Podere Maiar 1dir

NPV/CAPEX (Capital Expenditure – Spese per capitale)	9.63
<b>Parametri economici Riserve 2P</b>	
Cash flow (Flusso di cassa)	39,3 M€
NPV	25,1 M€
IRR	93 %
NPV/CAPEX	10.55

Tab. 4: dati riepilogativi GIP, riserve, parametri economici

## 2 GEOLOGIA

### Inquadramento

Il Permesso di Ricerca Podere Gallina e l'istanza di Concessione di Coltivazione Selva Malvezzi sono situati nella porzione sud-orientale della Pianura Padana, a circa 25 km ad Est di Bologna, in un'area caratterizzata da sedimenti sin-orogenici detritici del dominio tettonico stratigrafico delle "Pieghe Ferraresi-Romagnole".

L'arco delle "Pieghe Ferraresi-Romagnole" costituisce il più evidente e complesso elemento strutturale del sottosuolo padano; si sviluppa da Reggio Emilia fino al mare Adriatico, dove prosegue formando le Pieghe Adriatiche e si accavalla, lungo importanti superfici di sovrascorrimento, sulle monoclini pedepalina ed adriatica. All'interno dell'arco la base dei depositi pliocenici può superare la profondità di 8.000 m.

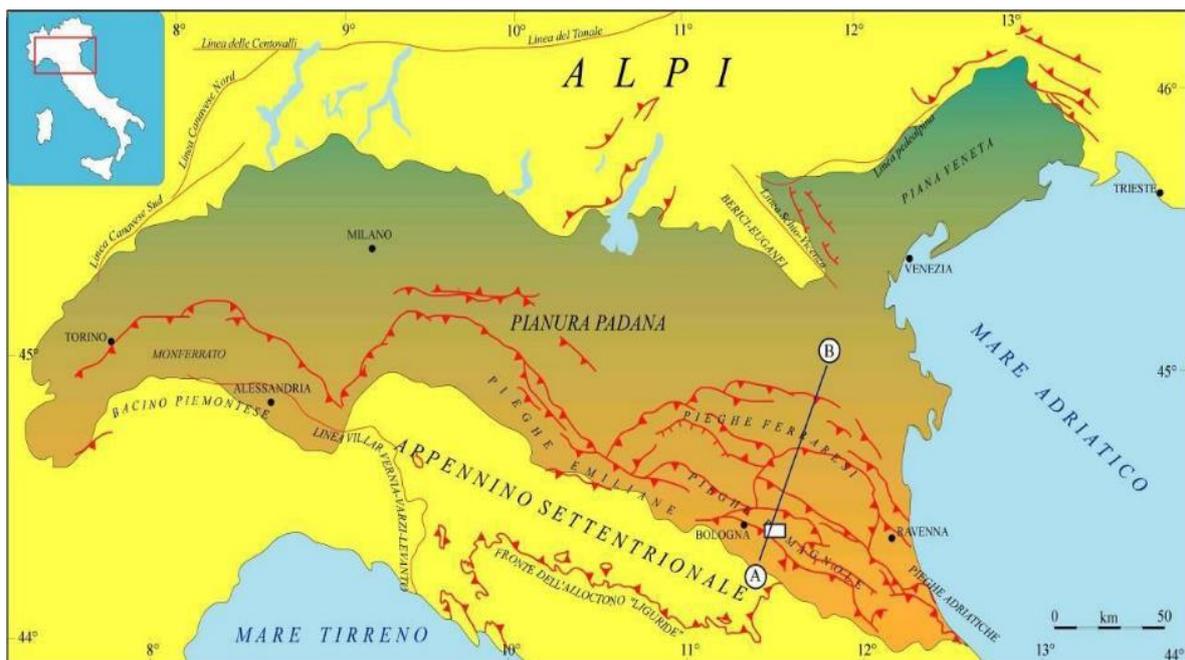


Fig. 2: Schema strutturale della Pianura Padana

La struttura di Selva è costituita da una anticlinale di rampa della successione mio-pliocenica, complicata da diverse faglie inverse, allungata in direzione NW-SE. Depositi sin-cinematici pliocenici colmano le depressioni a tergo delle strutture di thrust.

I logs dei pozzi disponibili evidenziano peraltro una notevole correlabilità degli orizzonti attraversati, permettendo una ricostruzione affidabile delle caratteristiche di facies e della loro disposizione spaziale nell'area del giacimento.

Il thrust basale dell'anticlinale di Selva appartiene al trend strutturale dove sono ubicati i giacimenti a gas metano di Minerbio, Budrio, Cotignola e San Potito.

L'anticlinale di rampa coinvolge, oltre al substrato pre-pliocenico, la successione clastica del Pliocene inferiore e medio, mentre il sovrastante intervallo del Pliocene superiore appare solo blandamente piegato o a modeste pendenze.

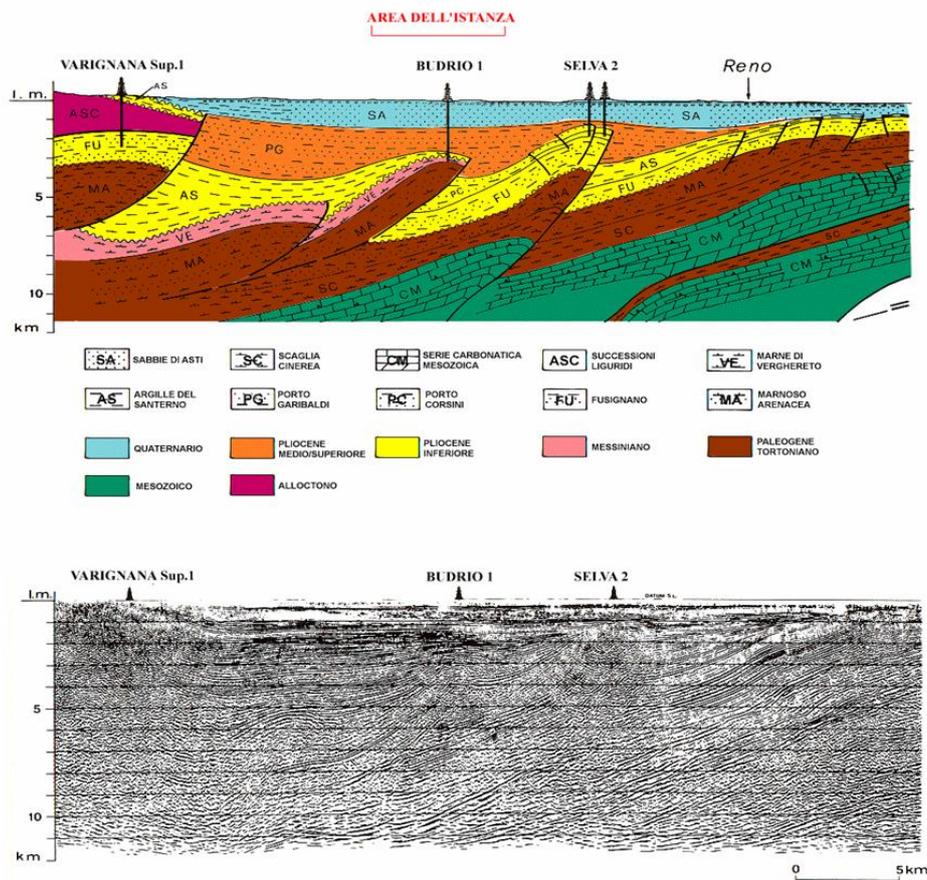


Fig. 3: Sezione geologica e sezione sismica

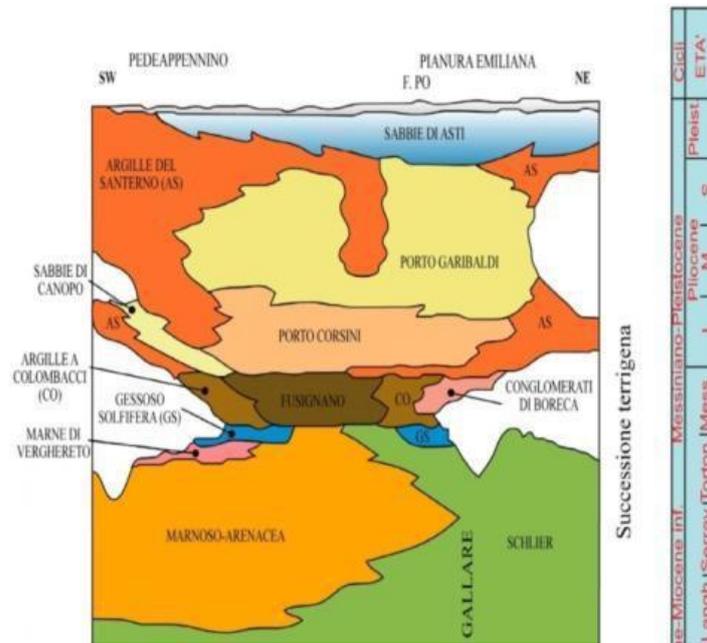


Fig. 4: Schema stratigrafico della Pianura Padana

### Attività pregressa

Nel luglio 2005 la Po Valley Operations Pty Ltd (PVO) ha presentato una Istanza di Permesso di Ricerca denominato “Podere Gallina”; il permesso fu conferito alla PVO in qualità di Rappresentante Unico, con D.M. del 02.12.2008.

L’area del permesso ricopre, nella sua parte centrale, gran parte dell’ex giacimento di gas “Selva” messo in produzione dall’Agip/ENI tra il 1953 e il 1999 (produzione totale di gas 2.4 GSm<sup>3</sup>). Tutti i 24 pozzi Agip/ENI del giacimento Selva sono stati chiusi minerariamente e le aree sono state ripristinate ambientalmente e riportate allo stato originario.

Finito il periodo di esclusiva (1997) la parte dell’area esterna al giacimento Selva, fu riattribuita all’ENI nel 1997 con il Permesso di Ricerca “Fiume Reno” andato in scadenza nel 2005, dopo la perforazione di tre pozzi tutti risultati sterili (Molinella 1, Valletta 1d e Riccardina 1d).

La parte centrale dell’attuale permesso è stata interessata da rilievi geofisici a riflessione a carattere regionale acquisiti dall’Agip in regime di “Area Esclusiva” dal 1945 fino al 1956 che hanno permesso l’individuazione, a grande scala, della struttura anticlinale a doppia culminazione di Selva-Minerbio e, nel 1953, alla perforazione del pozzo Selva 1 ubicato in culmine di struttura.

Successivamente a partire dagli anni 1970-1975 l’AGIP realizzò una serie di campagne geofisiche a vibrazione e subordinatamente con esplosivo, acquisendo le linee della serie BOL

(Bologna) seguite, nel 1976, dalle ROV (Rovigo) e dal 1977 al 1994 dalle linee BO (Bologna).

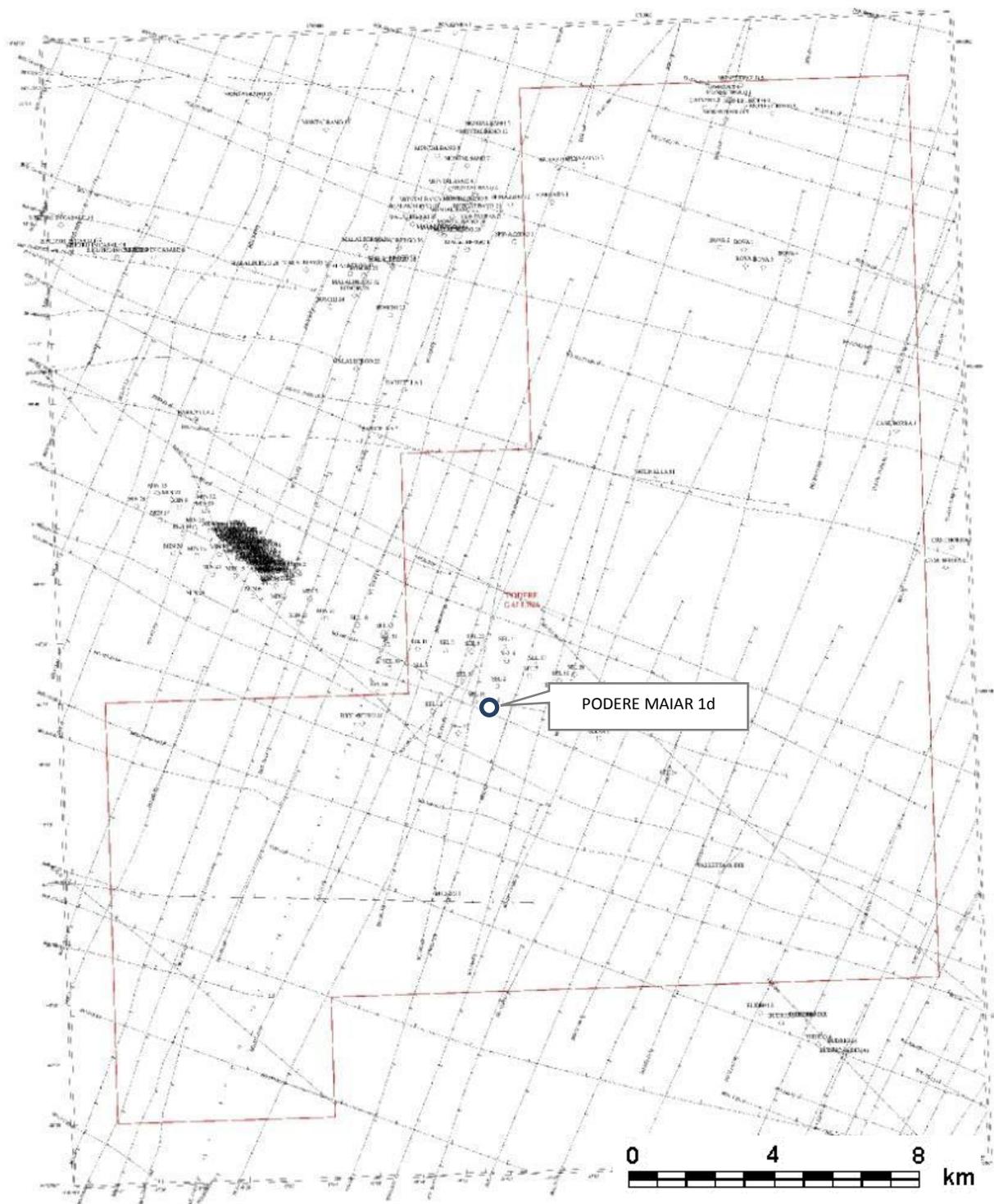


Fig. 5: Linee geofisiche nell'area

Il giacimento a gas di "Selva", come precedentemente accennato, fu scoperto nel 1953 con il pozzo Selva 1; complessivamente l'esplorazione fu condotta in due fasi:

- la prima, con i pozzi Selva 1, 2 e 3 con obiettivo strutturale. La mineralizzazione,

contenuta principalmente in livelli sabbiosi e siltosi pliocenici della Formazione "Porto Corsini", è costituita da gas secco in percentuale superiore al 98%, con possibile presenza di condensati (gasolina); il livello è stato denominato livello G.

- la seconda fase esplorativa è iniziata con il pozzo Selva 4 su obiettivi stratigrafici nel fianco Nord della struttura. La mineralizzazione, contenuta principalmente in quattro livelli sabbiosi e siltosi pliocenici della Formazione "Porto Garibaldi", è costituita da gas secco in percentuale superiore al 96%; i livelli sono stati denominati dall'alto verso il basso PL-A, PL-B, PL-B1, PL-C.

In alcuni pozzi è stata inoltre riscontrata mineralizzazione a gas in livelli sabbiosi della formazione pleistocenica delle "Sabbie di Asti", pozzi Selva 19-20.

La mineralizzazione più importante a gas è stata registrata nel fianco nord della piega in due pools porosi del livello C della formazione Garibaldi del pliocene medio superiore con differenti contatti con il piano d'acqua alle quote di 1339 m slm e 1344 m slm ; l'acquifero è di tipo laterale.

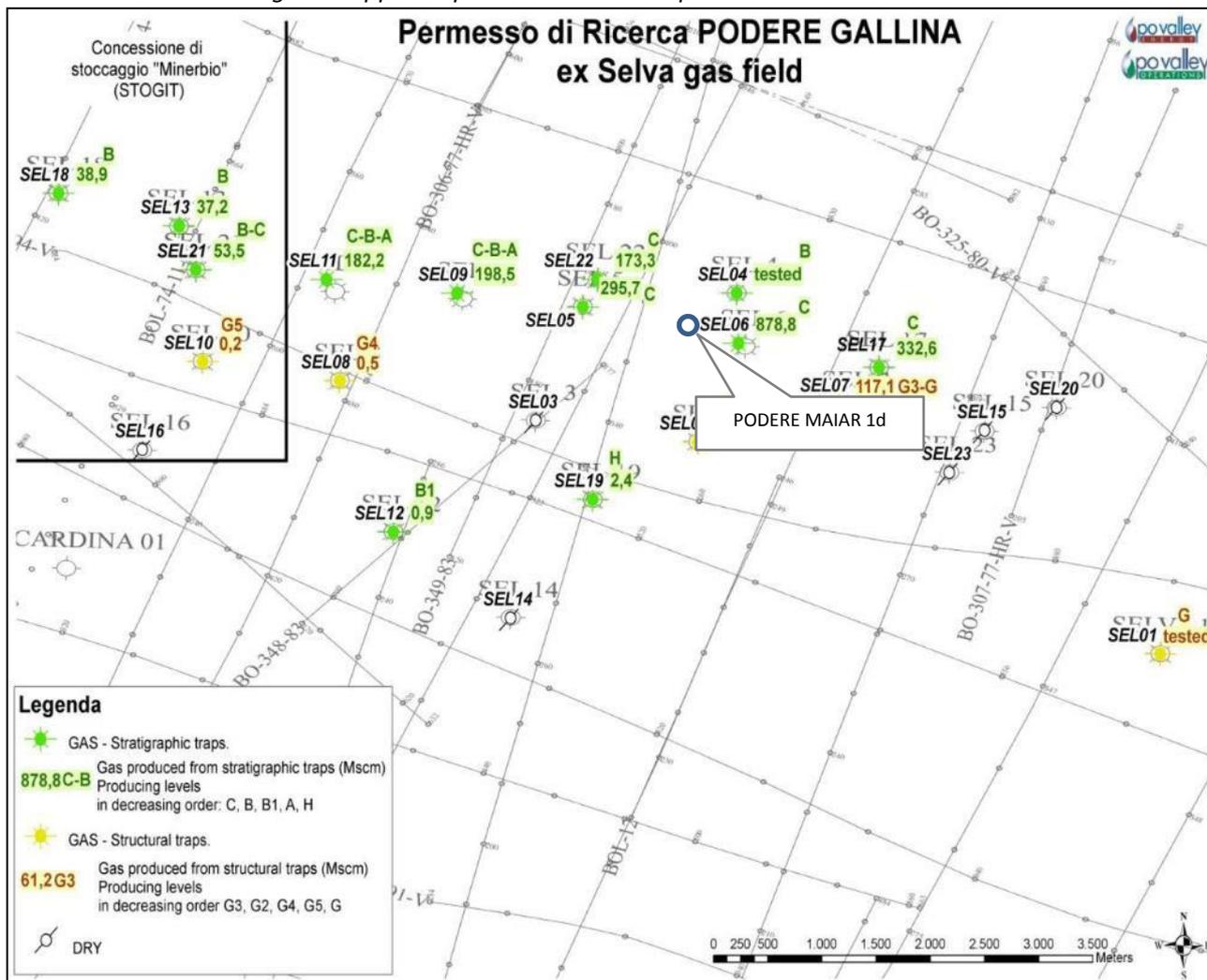
La pressione originale media del livello C era di 148,7 Kg/cm<sup>2</sup> e la temperatura media alla profondità di 1317 m era di 41° C con un gradiente di 1° ogni 54 m di profondità.

L'energia del giacimento è di tipo water drive con un acquifero debole con comportamento simile al vicino campo di Minerbio.

Il giacimento è entrato in produzione nel giugno del 1953 ed ha cessato di produrre nel 1999.

Complessivamente i pozzi del campo di Selva hanno prodotto 2383 MSm<sup>3</sup>, di cui 1918 MSm<sup>3</sup> solo dai pozzi completati in commingling nei pools del livello C, vedi *Tab. 5*.

Fig. 6: Mappa dei pozzi con le relative produzioni totali in MSmc





### 3 POZZO PODERE MAIAR 1DIR

#### Obiettivo del pozzo

Obiettivo dell'esplorazione è l'orizzonte minerario C; come già descritto nel precedente paragrafo, ha prodotto in passato da 7 pozzi (Selva 6, 5, 17, 9, 11, 22, 21) complessivamente circa 1.9 GSm<sup>3</sup> di gas.

La revisione dei dati geologici, geofisici, derivanti dai pozzi perforati dall'Agip-ENI integrata con la storia produttiva del giacimento, ha confermato i presupposti tecnici ed economici per la coltivazione dell'esistente gas residuo.

Dalle indicazioni derivanti dall'analisi dei dati disponibili si è ritenuto quindi che fosse possibile recuperare gas residuo dai livelli sabbiosi della formazione pliocenica "Porto Garibaldi" ad una profondità variabile tra i 1200 ed 1230 m s.s.l circa.

La roccia di copertura è assicurata dalle sequenze argillose presenti all'interno della stessa formazione "Porto Garibaldi". La profondità massima prevista di perforazione è di circa 1320 m s.s.l..

Di seguito è mostrata la mappa profondità del livello C prodotta prima della perforazione del pozzo Podere Maiar.

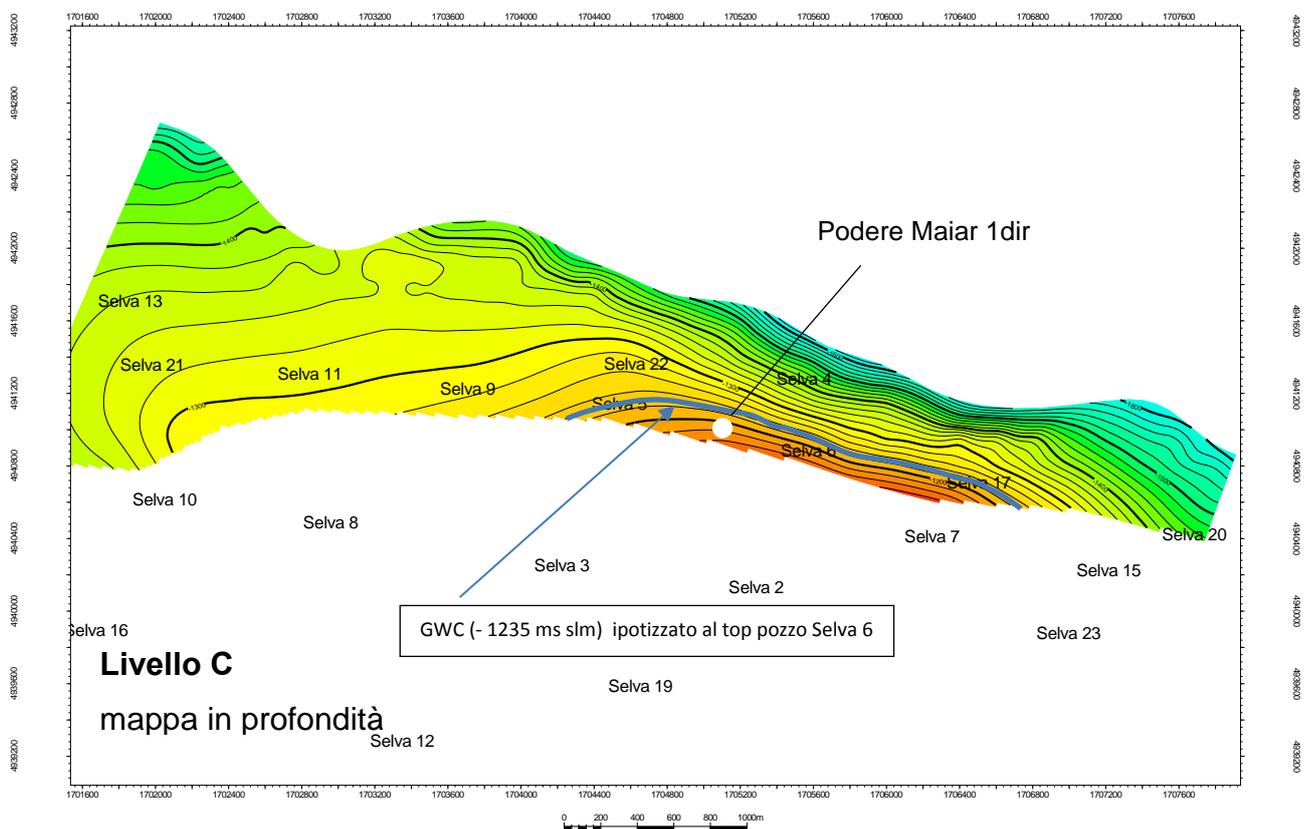


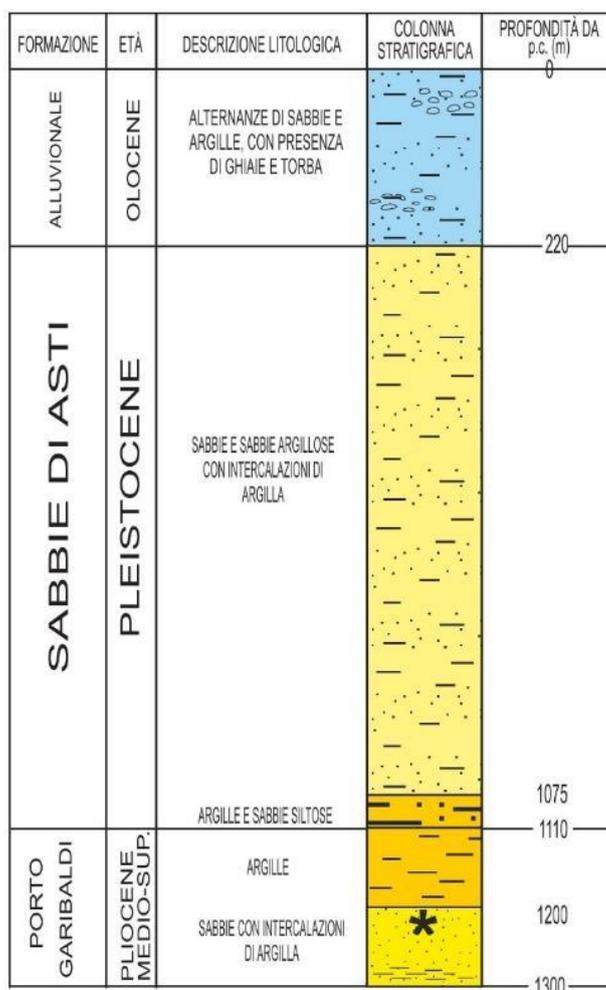
Fig. 7: Mappa isobate top livello C PRECEDENTE alla perforazione del pozzo Podere Maiar

Quote dei top del livello C nei pozzi prossimi all'ubicazione di Podere Maiar 1dir

	RT (m)	Top livello C (m ssl)
<b>Selva 22</b>	18.3	1294.7
<b>Selva 11</b>	18.7	1315.3
<b>Selva 9</b>	17.1	1296.1
<b>Selva 5</b>	19.5	1246.3
<b>Selva 6</b>	18.6	1235
<b>Selva 17</b>	15.7	1280.8

Tab. 6: Pozzi di riferimento del giacimento Selva

### Pozzo Podere Maiar 1dir Previsione Stratigrafica



OBIETTIVO MINERARIO

Fig. 8: Previsione stratigrafica precedente la perforazione del pozzo Podere Maiar

### Interpretazione geofisica e geologica pre-pozzo

Preliminarmente le attività di perforazione, le linee geofisiche 2D acquistate da Eni e riprocessate per un miglioramento della qualità del segnale, sono state caricate in formato digitale su una stazione di lavoro (workstation) e successivamente è stato creato un progetto geofisico con l'utilizzo del software IHS "Kingdom". Ciò ha permesso l'interpretazione degli orizzonti geofisici principali e il loro assestamento ai pozzi precedentemente perforati nel campo di Selva.

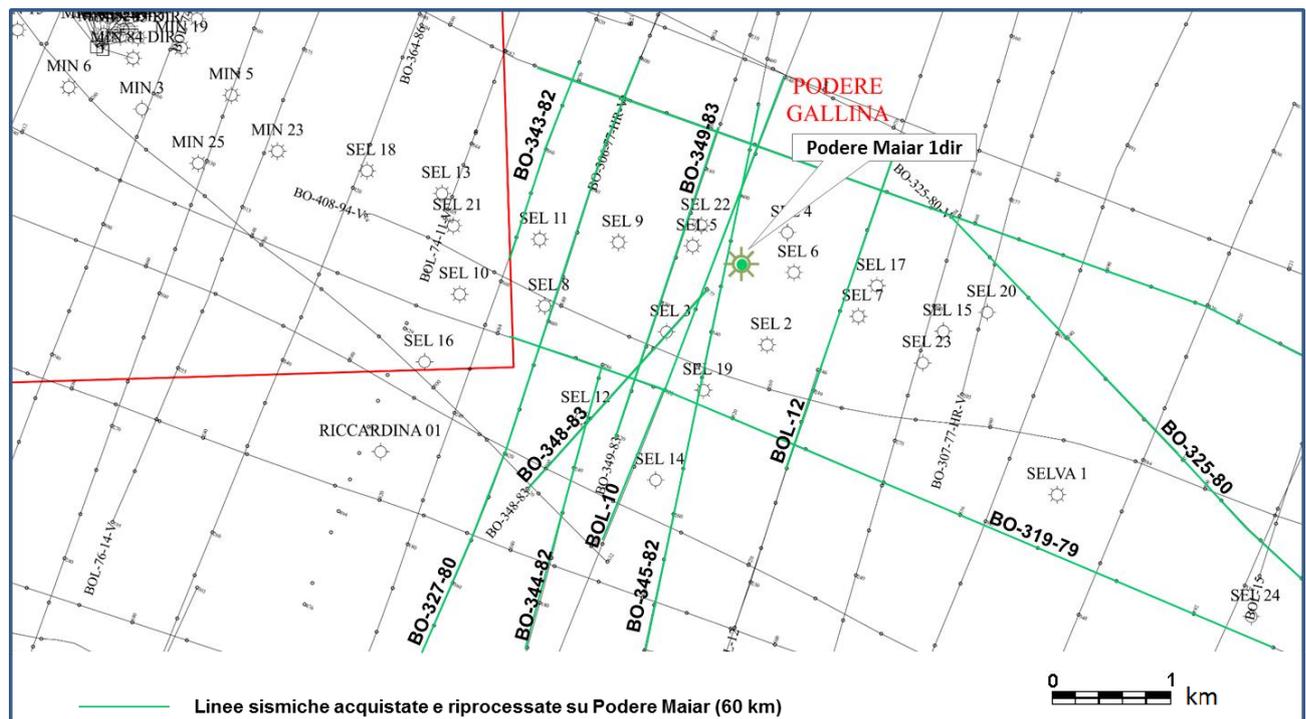


Fig. 9: Linee sismiche nell'area del pozzo Podere Maiar

Dai dati di pozzo e dall'interpretazione geofisica, la struttura di Selva è costituita da un'anticlinale di rampa, associata a un thrust vergente verso NNE che ha strutturato la sequenza miocenica e pliocenica fino alla formazione Porto Corsini. Le sovrastanti formazioni, a partire dalla Porto Garibaldi, solo marginalmente coinvolte negli eventi compressivi, sono depositati con blande giaciture al disopra dell'anticlinale. Gli orizzonti della formazione Porto Garibaldi, tra i quali il livello C, terminano in rapporti di onlap sui fianchi dell'anticlinale di Selva, poiché essa risulta strutturalmente elevata, a differenza dell'anticlinale di Minerbio, laddove gli orizzonti della Porto Garibaldi sono passanti al disopra della culminazione, formando una blanda anticlinale.

Nello specifico, la porzione di interesse della struttura di Selva è coperta da 6 linee geofisiche orientate perpendicolarmente alla struttura. Il livello C è stato individuato grazie alla sua

anomalia di ampiezza e alla correlazione di pozzi Selva. Dall'interpretazione geofisica, tale livello, nella porzione di interesse della struttura, termina in onlap o contro una delle faglie associate alla superficie di sovrascorrimento dell'anticlinale.

Dall'integrazione dei dati di pozzo e dall'interpretazione geofisica è stata prodotta la prima mappa in profondità del top del livello C, utilizzata per ubicare il pozzo Podere Maiar 1dir (vedi Fig. 7).

Il livello C, risulta immergente verso NNE e limitato verso SSW dal suddetto limite di sedimentazione (onlap o faglia). Dai dati di pozzo, lo spessore dell'intero livello C è molto variabile tra i 50 m e i 150 m, in funzione della posizione strutturale del pozzo e dell'inclinazione del livello.

Dai dati dei pozzi storici, il reservoir è costituito da una successione di sabbie pulite, intercalate da livelli argillosi, mentre la copertura (sealing) è assicurata da un intervallo argilloso di spessore di oltre 100 m presente in tutti i pozzi sia del campo Selva che Minerbio.

Per quanto riguarda l'individuazione del contatto gas-acqua attuale, non avendo altre informazioni, lo si è ipotizzato, cautelativamente al top degli spari del pozzo Selva 6, ossia il pozzo strutturalmente più elevato.

Durante la perforazione del pozzo Podere Maiar è stata raccolta un'ampia suite di dati, di cui si parlerà nei prossimi paragrafi i quali hanno permesso di rivedere il modello geologico preliminare, la cui differenza sostanziale è che in realtà il livello C non è continuo, ma costituito da due livelli distinti, ognuno dei quali con uno specifico contatto gas-acqua (GWC). Dal punto delle geometrie e delle litologie attese, nessuna differenza sostanziale è stata riscontrata.

### **Dati acquisiti in pozzo**

Di seguito è riportato l'elenco dei dati acquisiti in pozzo:

- Mud logging (Baker)
- Gas detection (Baker)
- LWD (Baker): gamma ray + resistività
- Log open hole (Schlumberger)
  - Run 1: caliper - Sonic Scanner
  - Run 2: CMR - AIT-Dielectric Scanner (ADT) - GR
  - Run 3: XPT
  - Run 4: TLD – APS - GR
- Log cased hole (Schlumberger)

- Run 4: USIT-CBL-VDL-CCL-GR
- Check shot (Schlumberger)

Sulla base dei dati sopra riportati è stato rivisto il modello statico del giacimento Selva intercettato dal pozzo Podere Maiar 1dir.

### **Litostratigrafia e cronostratigrafia**

Dall'analisi dei cuttings e dei log elettrici LWD e quelli in open hole è stato possibile definire la litostratigrafia del pozzo, il quale ha attraversato, dalla superficie fino a TD (1330m TVDTR), una sequenza clastica dal Pleistocene al Pliocene medio, costituita prevalentemente da sedimenti argillosi e sabbiosi.

In particolare la successione attraversata è caratterizzata dalle seguenti litologie:

- **60 m - 180 m**  
Prevalente sabbia, quarzosa, localmente glauconitica, da traslucida a grigio-verde, a granulometria da finissima a media, con grani da arrotondati a sub angolari, moderatamente classata. Tracce di miche (Biotite) ed elementi carboniosi nerastri con livelli di argilla, da grigia a grigio-chiara, tenera, plastica, lavabile.
- **180 m - 320 m**  
Alternanze di livelli argilla, da grigio-chiara a grigia, tenera, plastica, amorfa e lavabile con livelli di sabbia sciolta, quarzosa, da ialina a traslucida, a grana da finissima a media, da sub angolare a sub arrotondata, angolare in parte, micacea (Biotite) con frammenti di bivalve. Presenza di elementi carboniosi, nerastri.
- **320 m - 505 m**  
Alternanze di livelli di argilla, da grigio-chiara a grigia, tenera, plastica, amorfa e lavabile con livelli di sabbia sciolta, quarzosa, ialina a grana da finissima a media, da angolare a sub angolare, sub arrotondata in parte, micacea (Biotite) con abbondanti frammenti di gusci di bivalve. Presenza di elementi carboniosi, nerastri.
- **505 m - 1115 m**  
Prevalente argilla, grigio chiara, tenera, plastica, molto lavabile, con intercalazioni di livelli sottili, talora metrici, di sabbia, quarzosa, ialina, a grana da finissima a fine, da sub-arrotondata a sub – angolare, mal classata. Tracce di miche ed elementi carboniosi nerastri (Lignite) e presenza di frammenti di gusci di bivalvi.
- **1115 m - 1255 m**

Argilla, grigio chiara, plastica, fossilifera a foraminiferi planctonici con rarissimi sottili livelli di sabbia, quarzosa, micacea, ialina a grana da fine a media, da sub-arrotondata a sub-angolare, moderatamente classata. Tracce di pirite, talora abbondanti.

- 1225 m - 1340 m**  
 Prevalenza di bancate di sabbia sciolta, quarzosa, micacea, glauconitica in parte, da trasparente a biancastra, a grana da fine a media sub-angolare, moderatamente classata ed argilla, da grigio a grigio chiara, siltosa, plastica, fossilifera a foraminiferi planctonici verso la base dell'intervallo. Presenza di lignite e tracce di pirite.

La figura seguente mostra la colonna stratigrafica ricostruita sulla base dei dati di pozzo (a destra) comparata con la previsione stratigrafica fatta prima della perforazione.

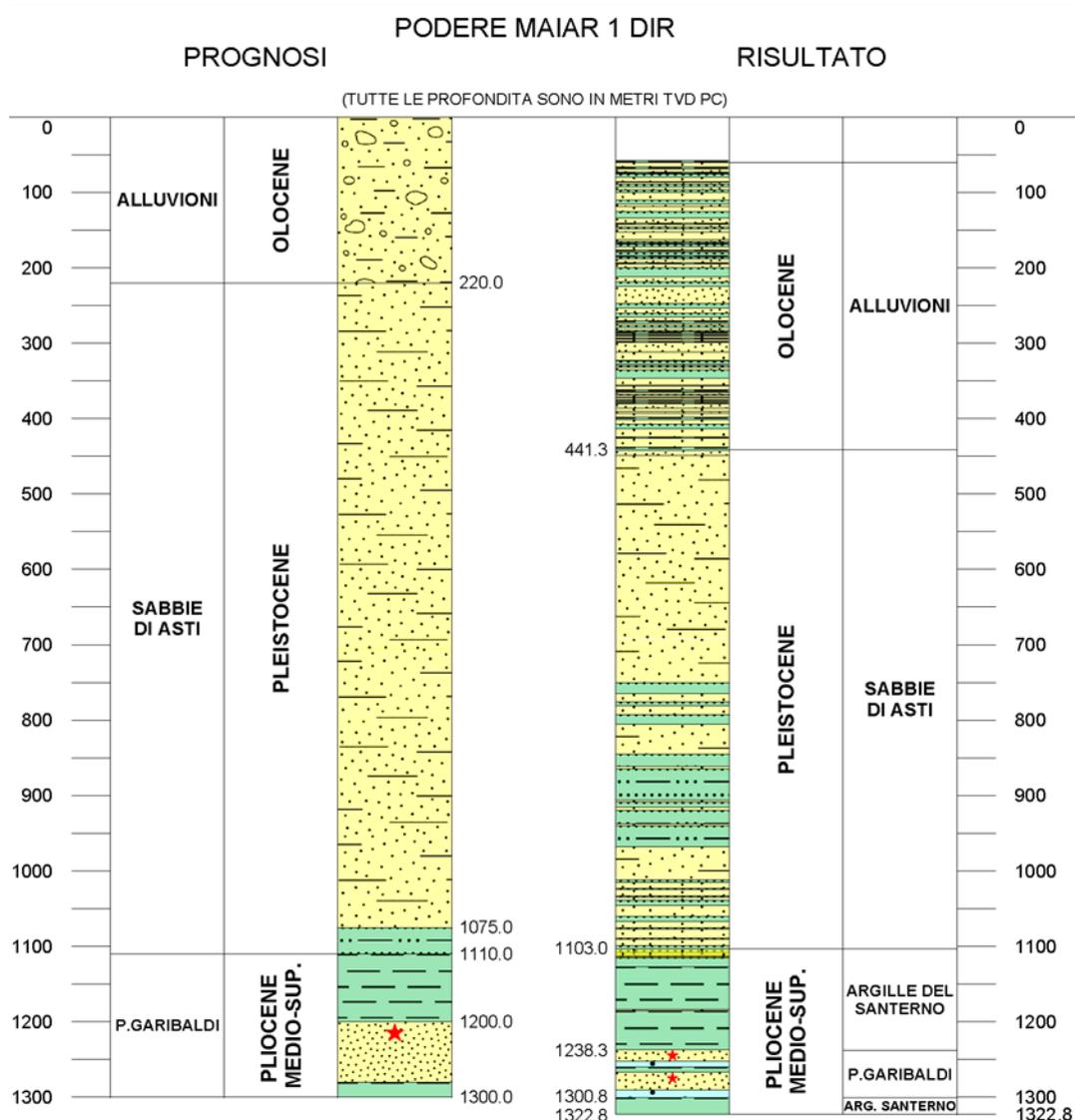


Fig. 10: Previsione stratigrafica e risultato reale

## Manifestazioni

Durante la perforazione, nell'intervallo compreso tra 1255 mMDTR<sup>2</sup> e 1305 mMDTR, sono stati registrati dei picchi di Drilling Gas (Tab. 7) compresi tra 4.66% e 6.07% in Gas Totale.

Fase	Tipo Fango	Densità (Kg/l)	Prof. (m MDTR)	Tipo Gas	TG (%)
12¼"	FW-PO	1,06	68 - 102	BGG	0,08 - 0,02
12¼"	FW-PO	1,06	102 - 225	BGG	0,03 - 0,07
12¼"	FW-PO	1,13	225 - 392	BGG	0,03 - 0,06
12¼"	FW-PO	1,13	392 - 478	BGG	0,01 - 0,06
12¼"	FW-PO	1,13 - 1,14	478 - 505	BGG	0,10 - 0,25
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,25	505 - 620	BGG	0,40 - 0,70
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,25	620 - 734	BGG	0,25 - 0,65
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,25	734 - 740	BGG	0,10 - 0,30
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,25	570	DG	0,96
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,25	584	DG	1,02
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,25	665	DG	1,04
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	740 - 930	BGG	0,30 - 0,50
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	930 - 950	BGG	0,20 - 0,45
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	806,5	DG	0,98
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	864,5	DG	1,05
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	891,1	DG	1,53
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	907,8	DG	1,95
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	917	DG	2,22
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	942	DG	1,06
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	950 - 1067	BGG	0,25 - 0,65
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1067 - 1160	BGG	0,25 - 0,35
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1160 - 1175	BGG	0,50 - 1,00
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1016	DG	2,40
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1027	DG	2,49
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1032	DG	1,37
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1044	DG	1,54
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1175 - 1221	BGG	0,60 - 1,40
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1221 - 1240	BGG	1,10 - 1,70
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1240 - 1270	BGG	0,80 - 1,50
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1270 - 1319	BGG	1,00 - 3,00
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1319 - 1320	BGG	0,50 - 1,00
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1255	DG	6,07
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1285	DG	4,69
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1295	DG	5,89
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1304,5	DG	4,66
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1320 - 1323	BGG	0,50 - 1,00
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1323 - 1332	BGG	0,20 - 0,50
8¾"	FW-EXTRADRILL	1,30	1332 - 1340	BGG	0,05 - 0,10

Tab. 7: Drilling gas

<sup>2</sup> Measured Depth Tavola Rotary - Profondità in metri misurata nel pozzo e riferita alla Tavola Rotary

## Risultati geologici

Il pozzo Podere Maiar 1dir è stato realizzato per valutare il potenziale minerario residuo del giacimento Selva, precedentemente coltivato da ENI.

Il pozzo ha attraversato, dalla superficie fino a TD (1330 m TVDTR<sup>3</sup> – 1340 m MDTR), una sequenza clastica che va dal Pleistocene al Pliocene medio, costituita prevalentemente da sedimenti argillosi, con livelli sabbiosi.

Durante la perforazione sono stati registrati alcuni picchi di Drilling Gas fino a un massimo del 6% in Gas Totale, proprio in corrispondenza del reservoir.

L'analisi dei log LWD e quelli wireline, ha evidenziato in maniera chiara la presenza di due intervalli sabbiosi a una profondità compresa tra 1254 m e 1317.6 m MDTR (1246.1 – 1308.4 mTVDTR). I due livelli, denominati C1 e C2, sono risultati mineralizzati a gas, con ognuno un proprio contatto gas-acqua.

Nella seguente tabella sono riportate le quote e i contatti attuali di ogni livello individuato.

<b>Podere Maiar 1d (RT 22,71 m)</b>		
<b>C1</b>	Top (m MDTR)	1253,5
	Top (m SSL)	1221,9
	Bottom (m MDTR)	1275,5
	Bottom (m SSL)	1244,4
	Spessore (m)	22,5
	GWC m MDTR (m SSL)	1270,5 (1239)
<b>C2</b>	Top (m MDTR)	1282,5
	Top (m SSL)	1251,0
	Bottom (m MDTR)	1318,5
	Bottom (m SSL)	1286,5
	Spessore (m)	35,5
	GWC m MDTR (m SSL)	1309,5 (1277,8)

Tab. 8: Layering dei livelli C1 e C2

<sup>3</sup> True Vertical Depth Tavola Rotary – Profondità vera misurata sulla verticale del pozzo riferita alla Tavola Rotary

Tali dati derivano in prima battuta dai log elettrici LWD e dai log: Potenziale Spontaneo, Resistività, Neutron/Density acquisiti in wireline nella fase 8 ½.

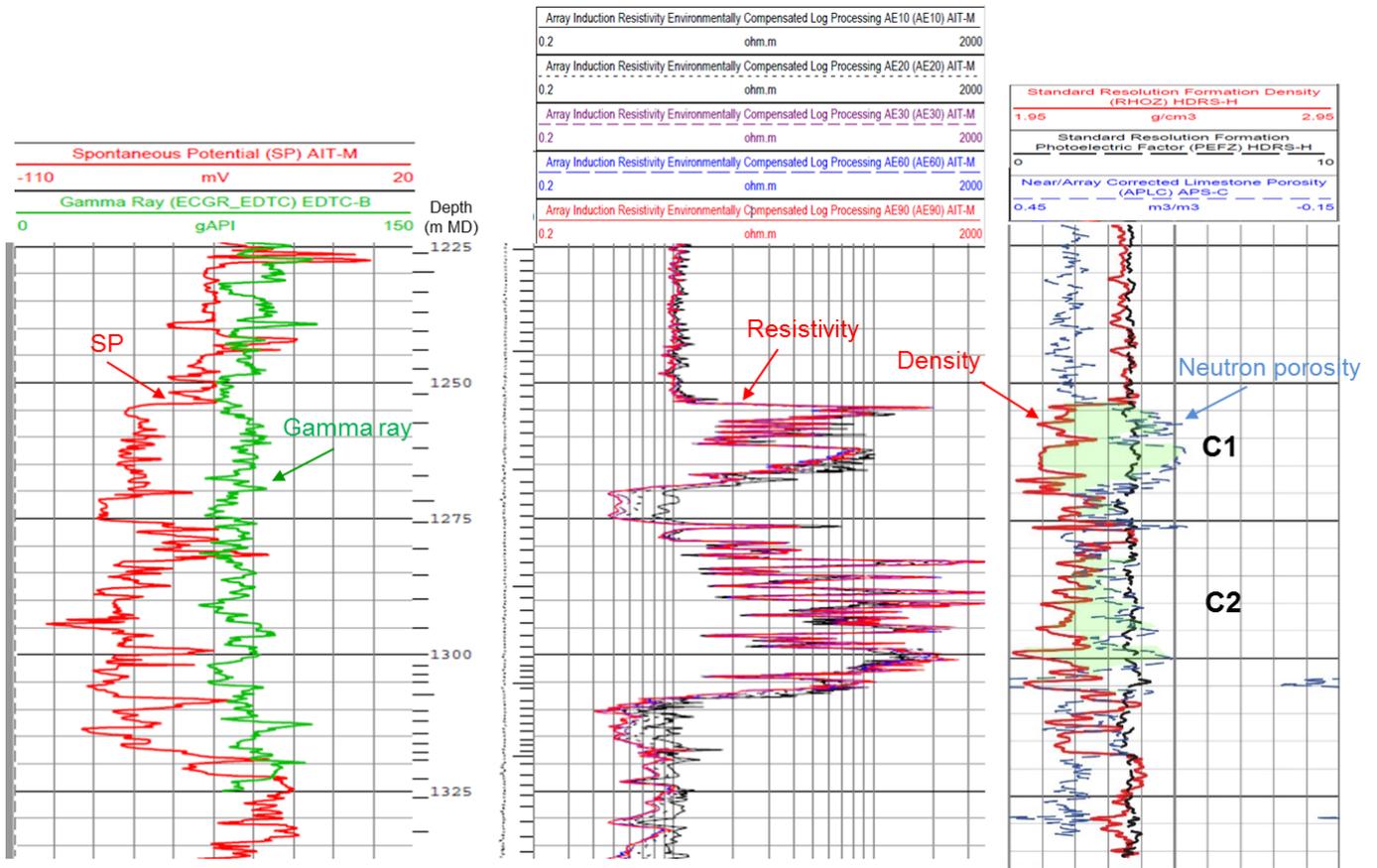


Fig. 11: Selezione di log convenzionali OH acquisiti in wireline

Dai log è stata inoltre confermata, tra le profondità di 1113 m TVDTR e 1245 m TVDTR, la presenza del seal argilloso, a continuità regionale.

Le suddette informazioni sono state confermate dai log speciali CMR, Sonic Scanner e dal processing con software ELAN. Inoltre il test XPT ha permesso di misurare le pressioni e gradienti dei fluidi nel reservoir; questi ultimi hanno confermato la presenza dei contatti gas-acqua in ognuno dei livelli dinamicamente separati.

La figura successiva riporta in maniera riepilogativa il reservoir con i contatti e i log di riferimento.

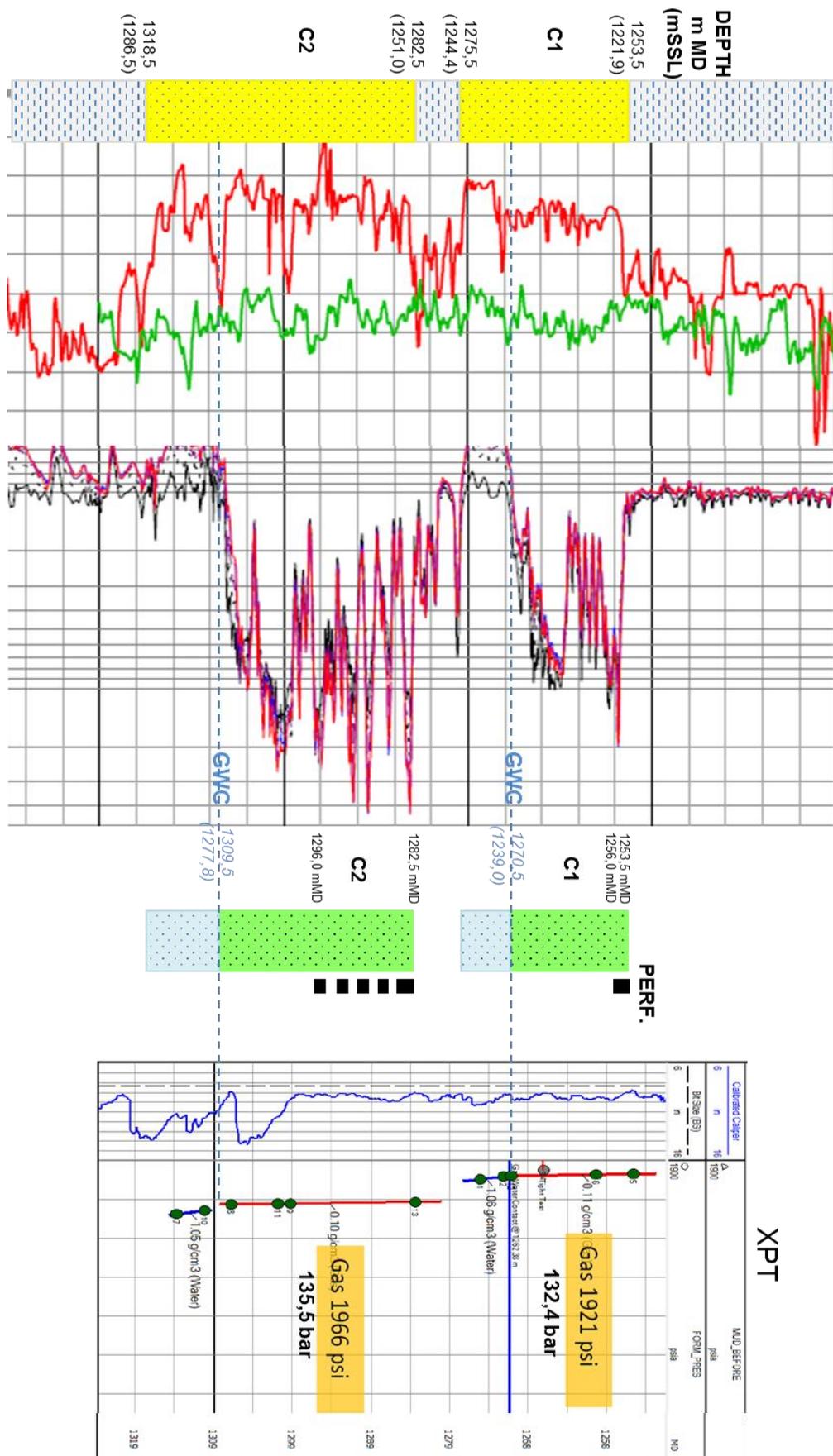


Fig. 12: Riepilogo livelli C1 e C2, contatti e test XPT

### Trappola, reservoir, seal

La trappola può essere considerata di tipo misto stratigrafico-strutturale, poiché, come visto precedentemente, i livelli C1 e C2 terminano in rapporti di onlap sulla sottostante formazione Porto Corsini, coinvolta nella struttura di anticlinale di rampa; in altri settori, i livelli C1 e C2, come evidenziato dall'interpretazione della sismica, terminano contro una delle faglie del thrust. Come visto nel precedente paragrafo, il reservoir è costituito da sabbie, con intercalazioni di livelli argillosi. Sono state eseguite specifiche analisi petrofisiche utilizzando i log wireline, mediante processing ELAN (vedi paragrafo successivo).

La copertura del giacimento è costituita da un livello di argilla che nel pozzo è risultato avere uno spessore di circa 8 m; inoltre, tale livello di argilla ha una elevata continuità laterale, poiché è stato chiaramente individuato in tutti i pozzi ENI perforati nella zona.

Come sopra riportato, dai log è stata confermata, tra le profondità di 1113 m TVDTR e 1245 m TVDTR, la presenza del seal argilloso, a continuità regionale.

### Caratteristiche petrofisiche del reservoir

Le valutazioni petrofisiche sono state condotte combinando i risultati preliminari ottenuti con il modello di tipo probabilistico (Quanti Elan) di Schlumberger con quelli elaborati successivamente tramite una rivalutazione più dettagliata dei log "raw" (compresi gli intervalli scavernati non valutati in ELAN) effettuata da DREAM (Politecnico di Torino). Tali modelli petrofisici confermano il contenuto in fluidi nel reservoir (costituito dai livelli Pliocenici denominati C1 e C2) e i contatti gas-acqua individuati e confermati dal test di pressione XPT.

I parametri petrofisici sono stati calcolati nella fase di inizializzazione del processo ELAN tramite la formula di Indonesia utilizzando i seguenti parametri ai raw data acquisiti con i log della fase da 8 ½" nelle tabelle seguenti.

QuantiElan Model	Salinity (ppm)	RW (ohmm)	A (Constant)	m (Cementation factor)	n (Saturation factor)
Reservoir Zone	85000	0.06248	0.81	1.8	2
Non Reservoir Zone	85000	0.06248	0.81	2.1	2

OE Mineral Model	Quartz	Illite	Montmorillonite	X-WATER	X-GAS
Density (g/cc)	2.65	2.8	2.78	0.999	0.0005
Neutron (v/v)	0	0.2	0.16	1.0	0.29
Sigma	6	40	20	25.47	7.15
U*	9	14	4.4	0.43	0.015

Tab. 9: Parametri utilizzati nel processing ELAN

Applicando differenti cutoffs di saturazione in acqua irriducibile massima (0,65-0,75 e 0,85) e mantenendo fissi quelli sulla porosità massima (0,35) e sul contenuto in frazione di volume massimo di argilla 0,65 (Vclay) è stato possibile definire i livelli dei due reservoir, la loro qualità e i loro spessori. L'output del modello finale Quanti Elan è raffigurato nella Fig. 13, mentre i valori dei parametri petrofisici medi sono riassunti in Tab. 10.

Secondo il modello petrofisico risultante, il reservoir C1 è risultato pertanto mineralizzato a gas mobile nella parte superiore del livello, con presenza di una zona di transizione acqua-gas nell'intervallo 1266.4-1270.5 mMDTR. Il livello C2 è risultato invece mineralizzato a gas mobile al disopra del GWC, senza una significativa zona di transizione

Workflow Table Result MD - maximum suwi cutoff=0.85																
Well	Dataset	Zones	Flag Name	Top	Bottom	Reference unit	Gross (m)	Net (m)	Not Net (m)	Net to Gross	BVW (m)	POR-TH (m)	HCPOR-TH (m)	Av_Shale Volume (m3/m3)	Av_Porosity (m3/m3)	Av_Water Saturation (m3/m3)
1 Podere Maiar 1 dir	LQC	C1	ROCK	1253.5	1275.5	m	22	22	0	1	3.264	6.086	2.822	0.311	0.277	0.536
2 Podere Maiar 1 dir	LQC	C1	RES	1253.5	1275.5	m	22	22	0	1	3.264	6.086	2.822	0.311	0.277	0.536
3 Podere Maiar 1 dir	LQC	C1	PAY	1253.5	1275.5	m	22	16.459	5.541	0.748	1.812	4.533	2.721	0.291	0.275	0.4
4 Podere Maiar 1 dir	LQC	C2	ROCK	1282.5	1322.5	m	40	34.084	5.916	0.852	3.961	9.618	5.658	0.363	0.282	0.412
5 Podere Maiar 1 dir	LQC	C2	RES	1282.5	1322.5	m	40	32.712	7.288	0.818	3.866	9.104	5.238	0.355	0.278	0.425
6 Podere Maiar 1 dir	LQC	C2	PAY	1282.5	1322.5	m	40	26.616	13.384	0.665	2.346	7.469	5.123	0.337	0.281	0.314

Workflow Table Result MD - maximum suwi cutoff=0.75																
Well	Dataset	Zones	Flag Name	Top	Bottom	Reference unit	Gross (m)	Net (m)	Not Net (m)	Net to Gross	BVW (m)	POR-TH (m)	HCPOR-TH (m)	Av_Shale Volume (m3/m3)	Av_Porosity (m3/m3)	Av_Water Saturation (m3/m3)
1 Podere Maiar 1 dir	LQC	C1	ROCK	1253.5	1275.5	m	22	22	0	1	3.264	6.086	2.822	0.311	0.277	0.536
2 Podere Maiar 1 dir	LQC	C1	RES	1253.5	1275.5	m	22	22	0	1	3.264	6.086	2.822	0.311	0.277	0.536
3 Podere Maiar 1 dir	LQC	C1	PAY	1253.5	1275.5	m	22	15.85	6.15	0.72	1.657	4.343	2.686	0.288	0.274	0.382
4 Podere Maiar 1 dir	LQC	C2	ROCK	1282.5	1322.5	m	40	34.084	5.916	0.852	3.961	9.618	5.658	0.363	0.282	0.412
5 Podere Maiar 1 dir	LQC	C2	RES	1282.5	1322.5	m	40	32.712	7.288	0.818	3.866	9.104	5.238	0.355	0.278	0.425
6 Podere Maiar 1 dir	LQC	C2	PAY	1282.5	1322.5	m	40	24.178	15.822	0.604	1.767	6.76	4.993	0.332	0.28	0.261

Workflow Table Result MD ; Sw max 0,65																
Well	Dataset	Zones	Flag Name	Top	Bottom	Reference unit	Gross (m)	Net (m)	Not Net (m)	Net to Gross	BVW (m)	POR-TH (m)	HCPOR-TH (m)	Av_Shale Volume (m3/m3)	Av_Porosity (m3/m3)	Av_Water Saturation (m3/m3)
1 Podere Maiar 1 dir	LQC	Zone1	ROCK	1253,5	1275,5	m	22	22	0	1	3,264	6,086	2,822	0,311	0,277	0,536
2 Podere Maiar 1 dir	LQC	Zone1	RES	1253,5	1275,5	m	22	22	0	1	3,264	6,086	2,822	0,311	0,277	0,536
3 Podere Maiar 1 dir	LQC	Zone1	PAY	1253,5	1275,5	m	22	15,24	6,76	0,693	1,535	4,171	2,636	0,283	0,274	0,368
4 Podere Maiar 1 dir	LQC	Zone2	ROCK	1282,5	1322,5	m	40	34,084	5,916	0,852	3,961	9,618	5,658	0,363	0,282	0,412
5 Podere Maiar 1 dir	LQC	Zone2	RES	1282,5	1322,5	m	40	32,712	7,288	0,818	3,866	9,104	5,238	0,355	0,278	0,425
6 Podere Maiar 1 dir	LQC	Zone2	PAY	1282,5	1322,5	m	40	23,873	16,127	0,597	1,713	6,682	4,969	0,332	0,28	0,256

Tab. 10: Parametri petrofisici medi da modello ELAN

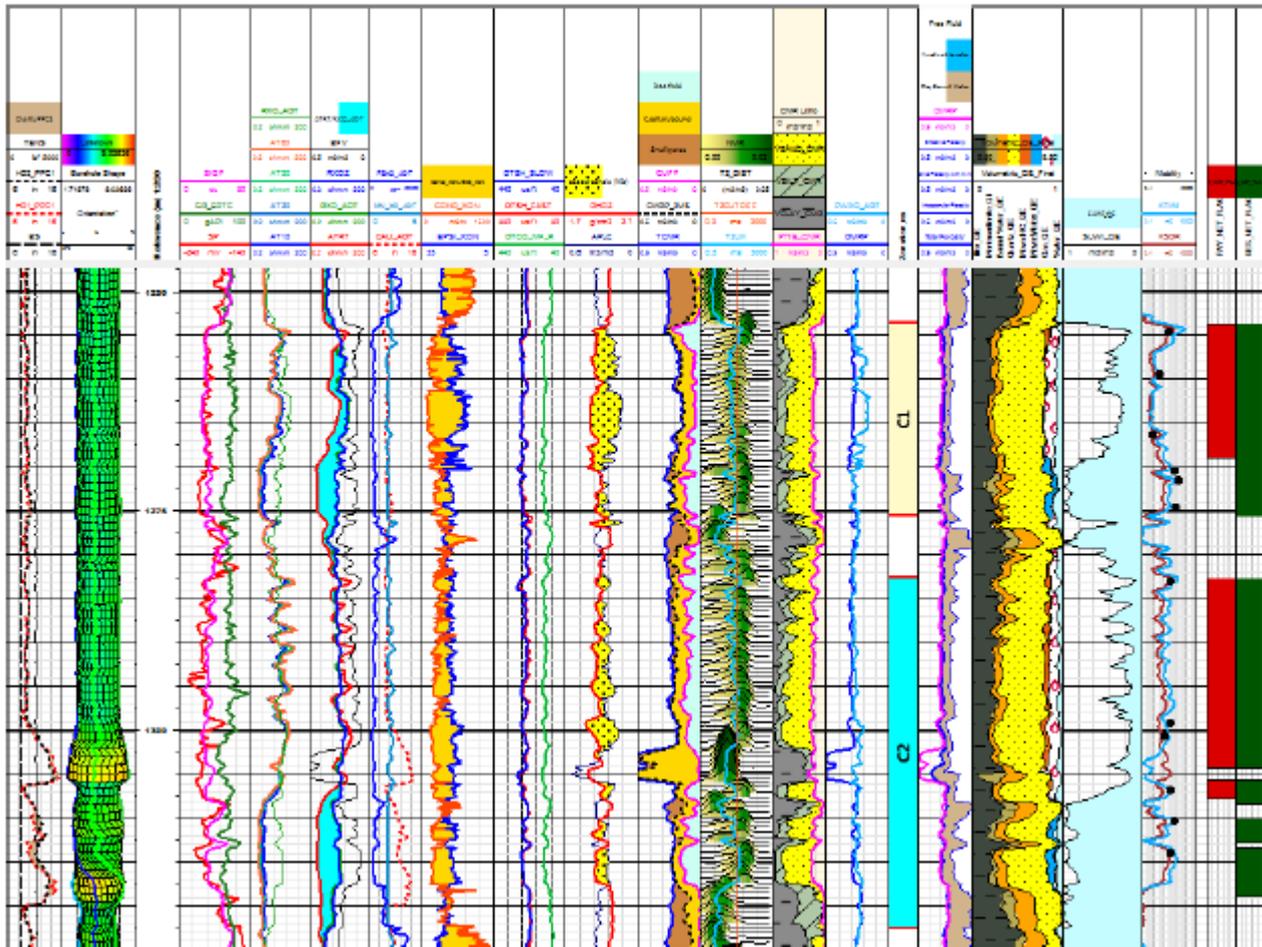


Fig. 13: output finale del modello Quanti Elan

DREAM ha successivamente rivisto l'interpretazione petrofisica ottenuta con Elan ed ha evidenziato problemi di coerenza di alcuni log raw.

In particolare, confrontando i log SP e APLC-RHOZ hanno riscontrato all'interno del livello C2 due intervalli critici A e B con le seguenti anomalie (vedi Fig. 14):

**prof. A: valori di SP medio-alti (indice di sensibile argillosità/fini) rispetto a valori di APLC-RHOZ tipici di litologie a porosità medio-alta con chiaro effetto gas.**

**prof. B: valori di SP bassi rispetto a valori APLC-RHOZ anomali (interpretati da ELAN come argille).**

Confrontando inoltre il log AT90 con APLC-RHOZ sempre alla prof.B hanno riscontrato **valori di AT90 alti (indice di zona saturata in gas) rispetto di nuovo ai valori anomali di APLC-RHOZ.**

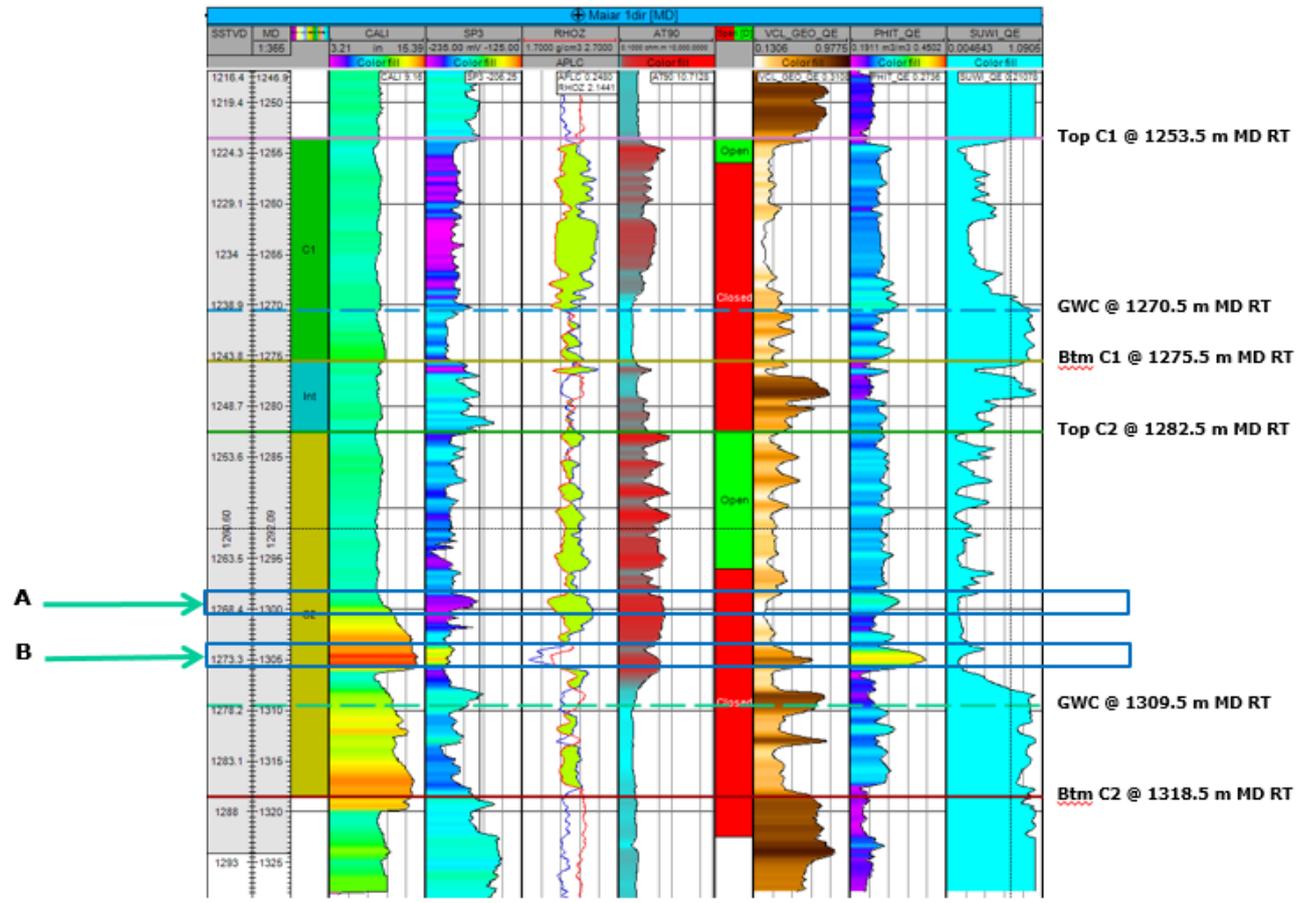


Fig. 14: Anomalie di coerenza tra log raw

Tali criticità hanno indotto una revisione dei parametri petrofisici con un ricalcolo, applicando differenti cutoffs diversamente da quelli adottati in Elan.

Sono stati applicati dei cutoffs variabili nel contenuto massimo di argilla Vclay (0,37 - 0,42 - 0,45 - 0,65) mantenendo fissi quelli sulla porosità (0,35) e della saturazione in acqua irriducibile massima (0,85).

I risultati di questo processo hanno evidenziato la modifica del bottom del livello C2 (riduzione dello spessore di 4 metri da 1222,5 a 1318,5 m MD) ed un miglioramento dei parametri petrofisici medi rispetto a quelli calcolati con Elan (vedi Tab. 11).

Zones		Top	Bottom	Gross (m)	Net (m)	Not Net (m)	NTG	Av_Porosity (m3/m3)	Av_Water Saturation (m3/m3)	HC eq	
C1	PAY	1253.5	1275.5	22	16.50	5.50	0.75	0.275	0.398	2.73	DREAM
C2	PAY	1282.5	1318.5	36	25.63	10.37	0.712	0.279	0.268	5.23	
	maximum SUWI	=		0.85				VCLMAX=0.65			
Zones		Top	Bottom	Gross (m)	Net (m)	Not Net (m)	NTG	Av_Porosity (m3/m3)	Av_Water Saturation (m3/m3)	HC eq	
C1	PAY	1253.5	1275.5	22	16.06	5.94	0.73	0.277	0.392	2.70	DREAM
C2	PAY	1282.5	1318.5	36	23.98	12.02	0.666	0.278	0.258	4.95	
	maximum SUWI	=		0.85				VCLMAX=0.45			
Zones		Top	Bottom	Gross (m)	Net (m)	Not Net (m)	NTG	Av_Porosity (m3/m3)	Av_Water Saturation (m3/m3)	HC eq	
C1		1253.5	1275.5	22	16.06	5.94	0.73	0.277	0.392	2.70	DREAM
C2		1282.5	1318.5	36	23.33	12.67	0.648	0.278	0.254	4.84	
	SUWI	=		0.85				VCLMAX=0.42			
Zones		Top	Bottom	Gross (m)	Net (m)	Not Net (m)	NTG	Av_Porosity (m3/m3)	Av_Water Saturation (m3/m3)	HC eq	
C1	PAY	1253.5	1275.5	22	15.44	6.56	0.702	0.276	0.384	2.63	DREAM
C2	PAY	1282.5	1318.5	36	20.74	15.26	0.576	0.278	0.233	4.42	
	maximum SUWI	=		0.85				VCLMAX=0.37			

Tab. 11: Parametri petrofisici medi da modello petrofisico DREAM

Nella Fig. 15 vengono messi a confronto i parametri petrofisici dell'intervallo mineralizzato dei due modelli con e senza correzione per scavamento applicando i seguenti cutoffs massimi:  $V_{clay} = 0,65$  –  $S_{wi} = 0,85$  e  $\Phi = 0,35$ .

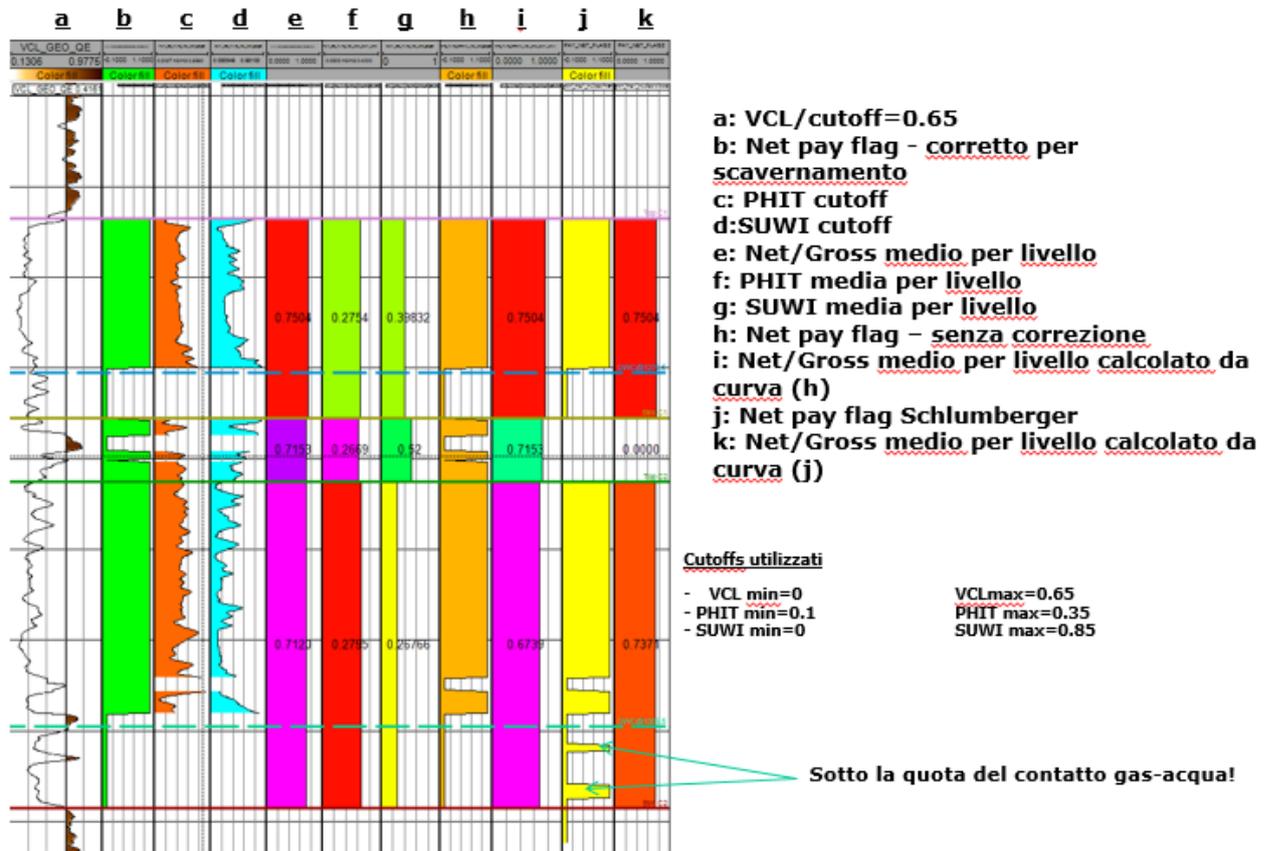


Fig. 15: Confronto parametri petrofisici con e senza correzione scavernamento dei logs

Per il calcolo del GIP sono stati utilizzati i parametri petrofisici di DREAM con cutoffs di  $Sw = 0.85$  e  $V_{clay} = 0.42$  ritenuti i più coerenti con i log APLC-RHOZ, SP, AT90 e compatibili con il top del livello C2 rispetto a quelli definiti con Elan; i valori petrofisici medi sono riassunti nella seguente tabella.

	<b>C1 %</b>	<b>C2 %</b>
Net/Gross	73	64,8
Porosità	27,7	27,8
Sw	39,2	25,4

Tab. 12: Parametri petrofisici medi utilizzati per calcoli volumetrici del GIP

## Fattore di espansione del gas

Il gas contenuto della formazione Porto Garibaldi del Pliocene medio superiore del pozzo Podere Maiar 1d (pools C1 e C2) campionato a testa pozzo durante le operazioni di well testing risulta simile dal punto di vista chimico fisico a quello campionato ai pozzi Selva 5 e 6 dell'ex giacimento ENI di Selva, esso appare composto in modo prevalente da metano 99,5% con una Specific Gravity di 0,5570.

### Livello C1

#### COMPOSIZIONE

ASTM D 1945-14

Elio	< 0,01	% molare
Anidride carbonica	0,01	% molare
Etano	0,09	% molare
Ossigeno + Argon	< 0,04	% molare
Azoto	0,35	% molare
Metano	99,52	% molare
Propano	0,02	% molare
i-Butano	< 0,01	% molare
n-Butano	< 0,01	% molare
i-Pentano	< 0,01	% molare
n-Pentano	< 0,01	% molare
Esani + idrocarburi superiori	< 0,01	% molare

### Livello C2

#### COMPOSIZIONE

ASTM D 1945-14

Elio	< 0,01	% molare
Anidride carbonica	0,01	% molare
Etano	0,09	% molare
Ossigeno + Argon	< 0,04	% molare
Azoto	0,36	% molare
Metano	99,51	% molare
Propano	0,02	% molare
i-Butano	< 0,01	% molare
n-Butano	< 0,01	% molare
i-Pentano	< 0,01	% molare
n-Pentano	< 0,01	% molare
Esani + idrocarburi superiori	< 0,01	% molare

Tab. 13: Analisi gas pozzo PM1dir (bollettini analisi completi negli allegati "Rapporto di prova gas S-SSC-1800562-3-4-5")

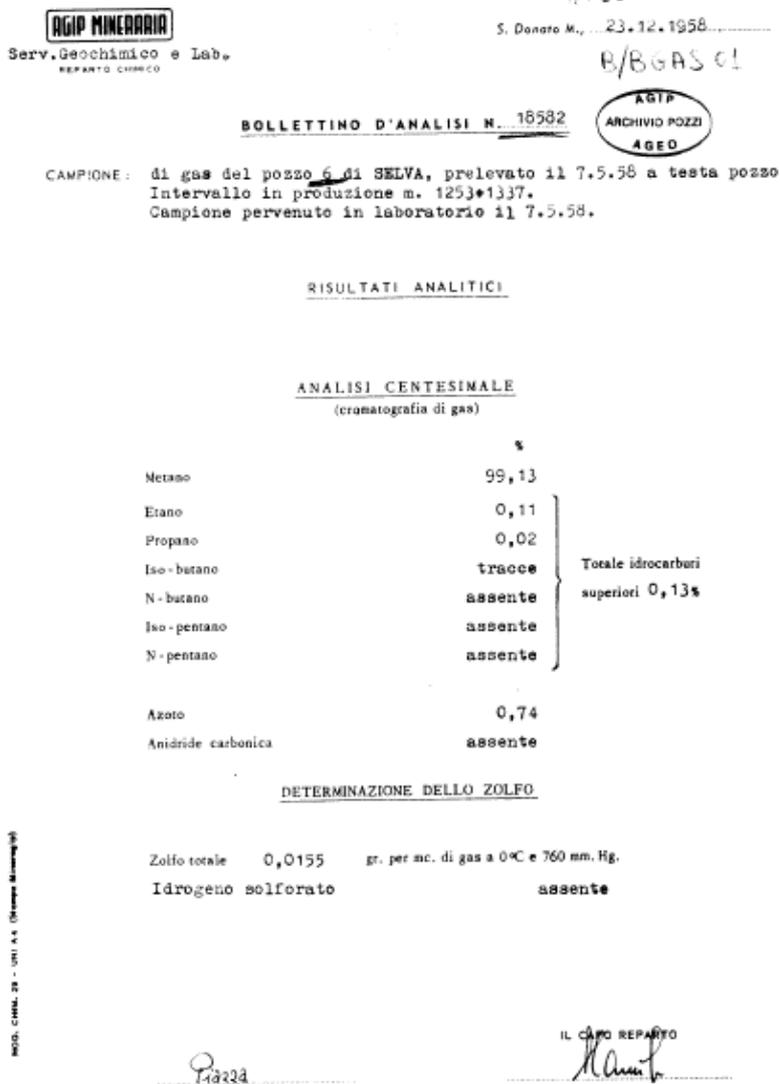


Fig. 16: Bollettino analisi gas pozzo Selva 6

Per il calcolo del fattore di espansione del gas, sono stati utilizzati i parametri di temperatura e pressione di fondo acquisiti al top spari con la registrazione dei profili statici di pressione nei due livelli e vengono riassunti in tabella 10.

	C1		C2	
P	132,4 bara	135,01 Kg/cm <sup>2</sup> <sub>a</sub>	135,4 bara	138,06 Kg/cm <sup>2</sup> <sub>a</sub>
T (°C)	39,3		40,2	
1/Bg (ad.)	143,64		146,43	

Tab. 14: Fattore di compressibilità del gas

Le formule utilizzate per il calcolo di Z (Ppr, Tpr), Bg e della viscosità sono le seguenti:

Istanza di Concessione di Coltivazione denominata "Selva Malvezzi", derivante dal Permesso di Ricerca "Podere Gallina" – Maggio 2018 – RELAZIONE TECNICA

Formula per il calcolo di $z(P_{pr}, T_{pr})$	Formula per il calcolo di $B_g(z, T, P)$	Formula per il calcolo della viscosità
$z = A + (1-A)/\text{Exp}(B) + C \cdot (P_{pr})^D$ , ove A, B, C, D sono così calcolati	$B_g = 35,85 \cdot z \cdot T \cdot ((10^5)^{-1})^P$ Assumendo T di reservoir costante. il $B_g$ è solo funzione di P.	da LEE, GONZALES, EAKIN $\mu_g = K \cdot 2,7182818 \cdot (X \cdot P \cdot Y)^{-1,4}$ , cp ove:
$A = 1,39 \cdot (T_{pr} - 0,92)^{0,5} - 0,36 \cdot T_{pr} - 0,101$ $B = (0,62 - 0,23 \cdot T_{pr}) \cdot P_{pr} + (0,066 / (T_{pr} - 0,86) - 0,037) \cdot P_{pr}^2 + 0,32 \cdot P_{pr}^6 / ((10^5)^4 \cdot (T_{pr} - 1))$ $C = (0,132 - 0,32 \cdot \log_{10} T_{pr})$ $F(T_{pr}) = (0,3106 - 0,49 \cdot T_{pr} + 1,824 \cdot T_{pr}^2)$ $D = 10^{-4} \cdot F(T_{pr})$	Dati di input: z, T(°K), P(kg/cm <sup>2</sup> abs)	$\rho = 0,348265717 \cdot P \cdot \delta / (z \cdot T)$ , peso specifico gas, g/cm <sup>3</sup> $K = (7,77 + 0,0063M) \cdot (1,802T)^{-1,5} / (122,4 + 12,9M + 1,802T)$ $X = 2,57 + 1914,5 / (1,802T) + 0,0095M$ $Y = 1,11 + 0,04X$ essendo T= temp gas, °K; M=Peso molecolare gas p=Pressione gas, bar abs; $\delta$ =densità gas (aria=1)

Campo	Selva	Pozzo	Podere Maiar 1 d	Intervallo	1253,5-1256 MD	Livello	C1	Camp. n°	Produzione	Data	21.VI.2006	
Comp.	%	MaMol	(MaMol)c	(Pcr)a, Kg/cm <sup>2</sup>	(Pcr)c	(Tcr)a, °K	(Tcr)c	D(aria=1)	(Dens)c			
C <sub>1</sub>	99,520	16,042	15,965	47,32501956	47,10	191,2	190,3	0,554	0,551	Campionamento @	testa pozzo	m/TR
C <sub>2</sub>	0,090	30,068	0,027	49,90490104	0,04	305,7	0,3	1,038	0,001			
C <sub>3</sub>	0,020	44,094	0,009	43,40931012	0,01	370,1	0,1	1,522	0,000	Dati di giacimento:		
iC <sub>4</sub>	0,005	58,120	0,003	37,19923968	0,00	408,3	0,0	2,006	0,000			
nC <sub>4</sub>		58,120	0,000	38,71861652	0,00	425,3	0,0	2,006	0,000	Rif @		m/lm
iC <sub>5</sub>	0,005	72,146	0,004	33,95654280	0,00	460,7	0,0	2,491	0,000			
nC <sub>5</sub>		72,146	0,000	34,41541500	0,00	469,7	0,0	2,491	0,000			
C <sub>6</sub>	0,005	86,172	0,004	30,93818344	0,00	507,8	0,0	2,975	0,000	T =	39,3 °C	
C <sub>7</sub>		100,198	0,000	27,89942976	0,00	540,3	0,0	3,459	0,000			
C <sub>8</sub>		114,224	0,000	25,46230852	0,00	568,7	0,0	3,943	0,000			
C <sub>9</sub>		128,250	0,000	23,34129924	0,00	594,7	0,0	4,428	0,000			
C <sub>10+</sub>		142,300	0,000	21,31206440	0,00	617,0	0,0	4,913	0,000			
CO		28,010	0,000	35,64927136	0,00	133,3	0,0	0,967	0,000	Valutazione parametri gas:		
CO <sub>2</sub>	0,010	44,010	0,004	75,29582944	0,01	304,3	0,0	1,519	0,000			
H <sub>2</sub> S		34,076	0,000	91,82542580	0,00	373,7	0,0	1,176	0,000	Ppr =	2,86	
SO <sub>2</sub>		64,060	0,000	80,36381796	0,00	430,8	0,0	2,212	0,000	Tpr =	1,63	
Aria		28,966	0,000	38,46368752	0,00	132,6	0,0	1,000	0,000			
H <sub>2</sub>		2,016	0,000	13,22571652	0,00	33,4	0,0	0,070	0,000	da cui:	Ps/z =	160,90 kg/cm <sup>2</sup> <sub>a</sub>
O <sub>2</sub>		32,000	0,000	51,75058700	0,00	154,9	0,0	1,105	0,000		z =	0,83910 ad
N <sub>2</sub>	0,350	28,016	0,098	34,58876672	0,12	126,3	0,4	0,967	0,003		Bg =	0,006962 ad
He		4,000	0,000	2,38001714	0,00	4,9	0,0	0,138	0,000			
H <sub>2</sub> O		18,016	0,000	225,54078488	0,00	647,5	0,0	0,622	0,000		1/Bg =	143,64 ad
Totali	100,005 (Ma)gas =	16,114		Ppc = 47,29		Tpc = 191,2		GasGr = 0,5565			ρ <sub>g</sub> =	0,0998 g/cm <sup>3</sup>
Documento predisposto in data 26 marzo 2018 da Daniele Marzorati											μ <sub>g</sub> =	0,01542 cp
Nota: Composizione gas dal flow test del livello C1 well PM 1d.												

Campo	Selva	Pozzo	Podere Maiar 1 d	Intervallo	1282,5-1296 MD	Livello	C2	Camp. n°	Produzione	Data	21.VI.2006	
Comp.	%	MaMol	(MaMol)c	(Pcr)a, Kg/cm <sup>2</sup>	(Pcr)c	(Tcr)a, °K	(Tcr)c	D(aria=1)	(Dens)c			
C <sub>1</sub>	99,510	16,042	15,963	47,32501956	47,09	191,2	190,3	0,554	0,551	Campionamento @	testa pozzo	m/TR
C <sub>2</sub>	0,090	30,068	0,027	49,90490104	0,04	305,7	0,3	1,038	0,001			
C <sub>3</sub>	0,020	44,094	0,009	43,40931012	0,01	370,1	0,1	1,522	0,000	Dati di giacimento:		
iC <sub>4</sub>	0,005	58,120	0,003	37,19923968	0,00	408,3	0,0	2,006	0,000			
nC <sub>4</sub>		58,120	0,000	38,71861652	0,00	425,3	0,0	2,006	0,000	Rif @		m/lm
iC <sub>5</sub>	0,005	72,146	0,004	33,95654280	0,00	460,7	0,0	2,491	0,000			
nC <sub>5</sub>		72,146	0,000	34,41541500	0,00	469,7	0,0	2,491	0,000			
C <sub>6</sub>	0,005	86,172	0,004	30,93818344	0,00	507,8	0,0	2,975	0,000			
C <sub>7</sub>		100,198	0,000	27,89942976	0,00	540,3	0,0	3,459	0,000			
C <sub>8</sub>		114,224	0,000	25,46230852	0,00	568,7	0,0	3,943	0,000			
C <sub>9</sub>		128,250	0,000	23,34129924	0,00	594,7	0,0	4,428	0,000			
C <sub>10+</sub>		142,300	0,000	21,31206440	0,00	617,0	0,0	4,913	0,000			
CO		28,010	0,000	35,64927136	0,00	133,3	0,0	0,967	0,000	Valutazione parametri gas:		
CO <sub>2</sub>	0,005	44,010	0,002	75,29582944	0,00	304,3	0,0	1,519	0,000			
H <sub>2</sub> S		34,076	0,000	91,82542580	0,00	373,7	0,0	1,176	0,000	Ppr =	2,92	
SO <sub>2</sub>		64,060	0,000	80,36381796	0,00	430,8	0,0	2,212	0,000	Tpr =	1,64	
Aria		28,966	0,000	38,46368752	0,00	132,6	0,0	1,000	0,000			
H <sub>2</sub>		2,016	0,000	13,22571652	0,00	33,4	0,0	0,070	0,000	da cui:	Ps/z =	164,50 kg/cm <sup>2</sup> <sub>a</sub>
O <sub>2</sub>		32,000	0,000	51,75058700	0,00	154,9	0,0	1,105	0,000		z =	0,83928 ad
N <sub>2</sub>	0,360	28,016	0,101	34,58876672	0,12	126,3	0,5	0,967	0,003		Bg =	0,006829 ad
He		4,000	0,000	2,38001714	0,00	4,9	0,0	0,138	0,000			
H <sub>2</sub> O		18,016	0,000	225,54078488	0,00	647,5	0,0	0,622	0,000		1/Bg =	146,43 ad
Totali	100,000 (Ma)gas =	16,113		Ppc = 47,28		Tpc = 191,2		GasGr = 0,5565			ρ <sub>g</sub> =	0,1017 g/cm <sup>3</sup>
Documento predisposto in data 26 marzo 2018 da Daniele Marzorati											μ <sub>g</sub> =	0,01556 cp
Nota: Composizione gas dal flow test del livello C2 well PM 1d.												

Fig. 17: Calcolo dei parametri del gas nei due livelli C1 e C2

### Completamento e status attuale del pozzo Podere Maiar 1dir

Lo schema di completamento finale del pozzo Podere Maiar 1d è del tipo singolo selettivo sui due livelli di scoperta mineralizzati a gas del pozzo PM 1d: C1 e C2.

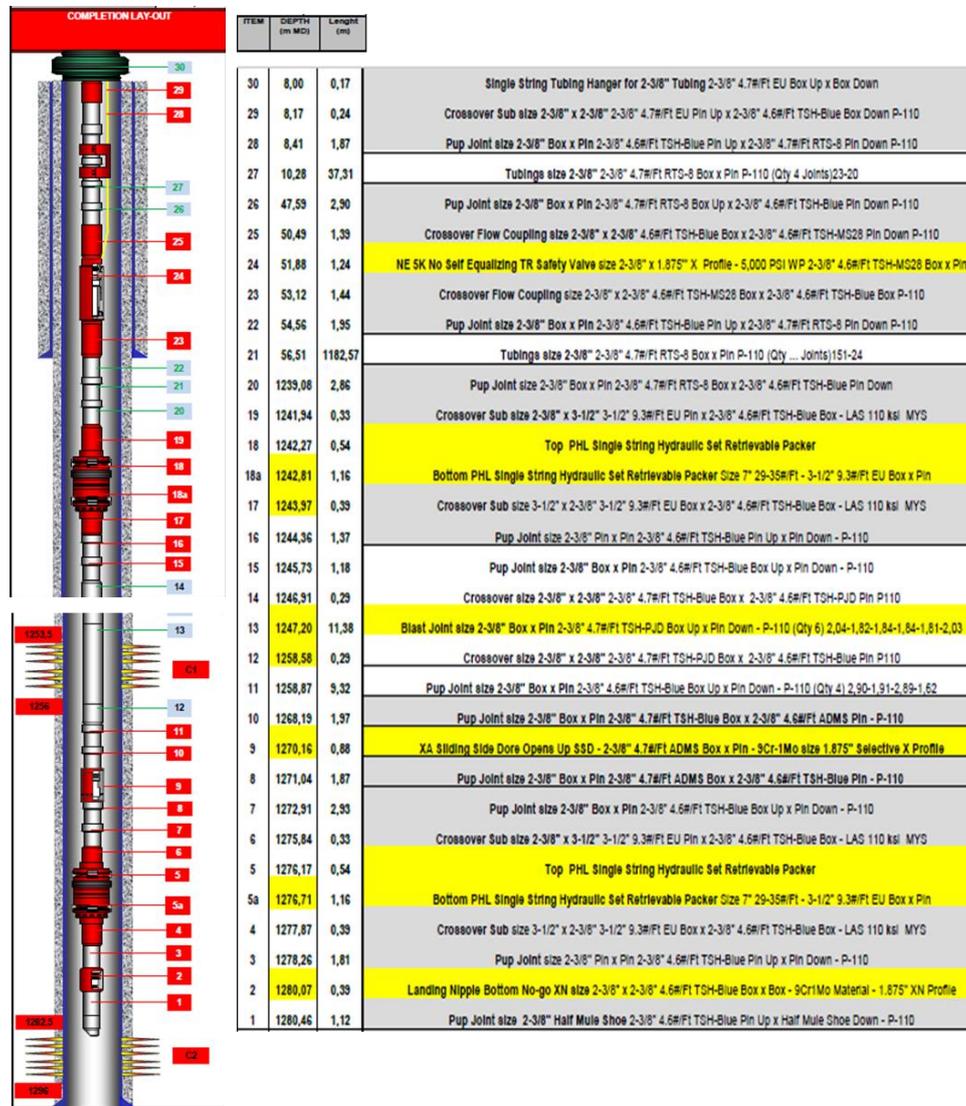


Fig. 18: S Completamento del pozzo Podere Maiar 1dir

Il livello C1, è stato prudentemente aperto alla produzione per soli 2,5 metri al top (1253,5-1256 m MD) sulla base della storia passata di produzione del livello nei vecchi pozzi del campo di Selva al fine di evitare la risalita per coning dell'acqua di strato posta a circa 14 metri al di sotto del bottom spari (profondità di 1270,5 m MD).

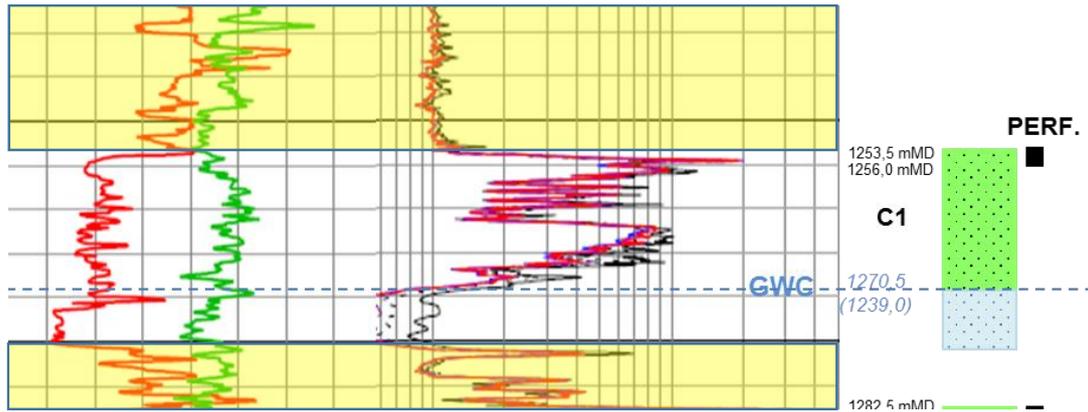


Fig. 19: Dettaglio livello C1

L'elevato valore di permeabilità media del livello C1 evidenziato dalle interpretazioni del well testing, effettuato dopo il rilascio dell'impianto di perforazione, e dalle locali imperfette condizioni della cementazione alle spalle del casing da 7" registrate dai log CBL e USIT, confermano positivamente tale scelta.

Questi logs hanno infatti evidenziato in generale una buona cementazione con però locali presenze di microcanalizzazioni soprattutto nell'intervallo da 1260 a 1280 m MD, pochi metri sotto l'intervallo produttivo, che potrebbero facilitare precocemente, durante la fase produttiva, il movimento verso l'alto per coning dell'acquifero.

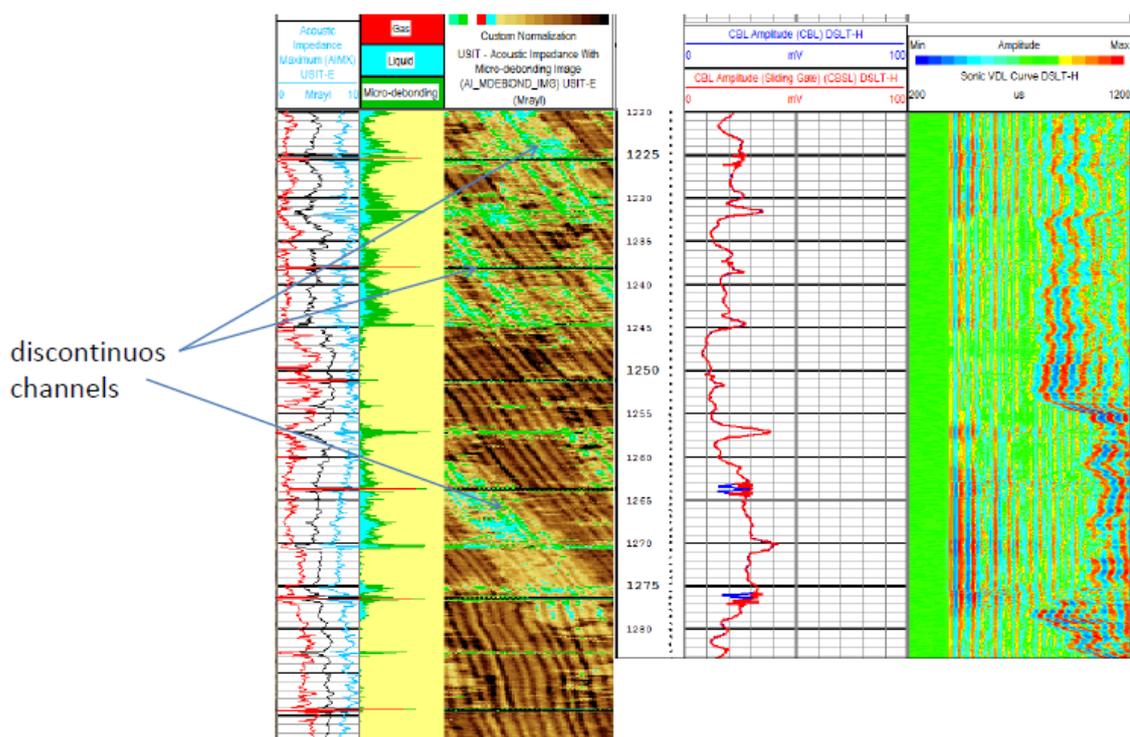


Fig. 20: Log di cementazione

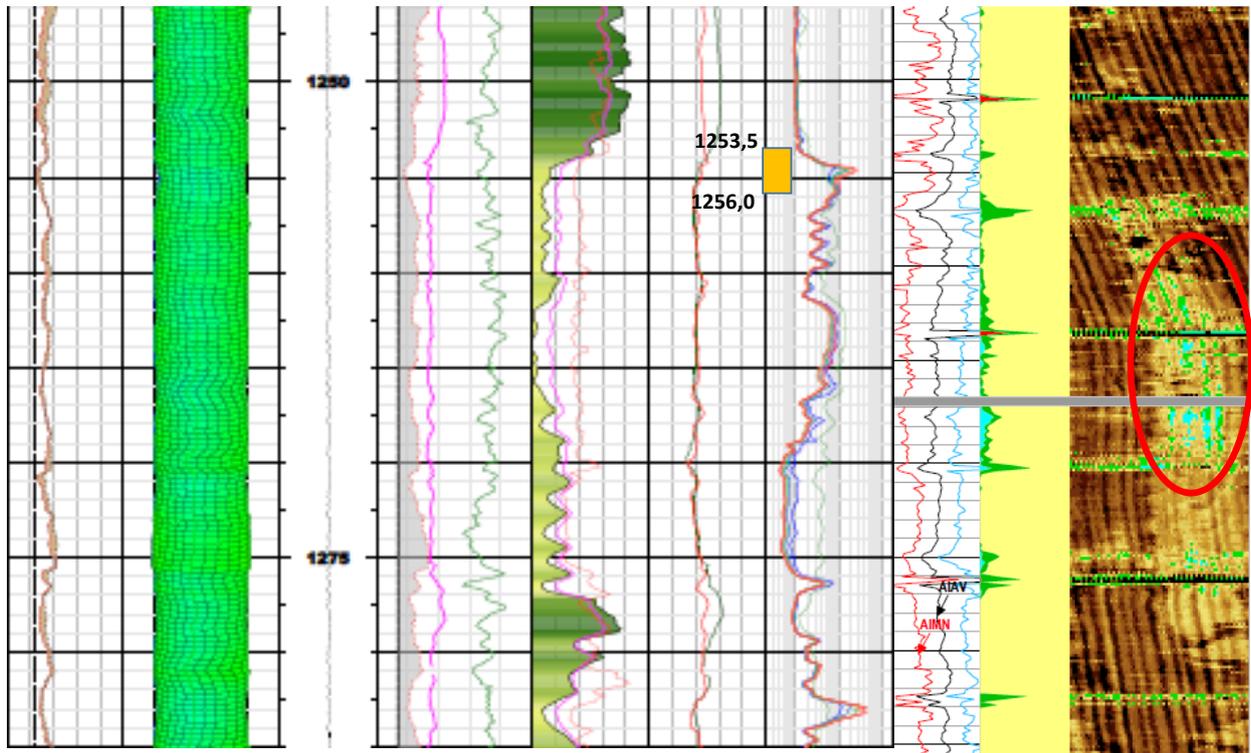


Fig. 21: Log di cementazione

Il livello C2, separato litologicamente dal soprastante livello C1 da uno spessore di argilla di circa 7 metri, appare dai logs caratterizzato, specie nella parte sommitale, da una sequenza ritmica di livelletti di sabbia pulita mineralizzata a gas alternati da livelli meno porosi tipicamente siltoso-argillosi.

Il caliper log evidenzia nella parte inferiore al di sotto di 1298 e sino a 1320 m MD elevati scavarnamenti rispetto al diametro del foro da 8 ½" che raggiungono punte fino a circa 15".

Sulla base di queste evidenze, al fine di rimanere il più lontano possibile dalla tavola d'acqua del livello posta a 1309.5 m MD, sono stati aperti alla produzione gli intervalli porosi della parte alta del livello alle seguenti profondità (in mMD): 1282,5-1284 , 1285,5-1287 , 1287,5-1289 , 1290-1292,5 e 1294,5-1296.

L'impossibilità di verificare la qualità della cementazione dai log CBL e USIT al di sotto di 1295 m MD fino a TD (a seguito della lunghezza dei tools pari a circa 30 m) ha confermato positivamente tale scelta.

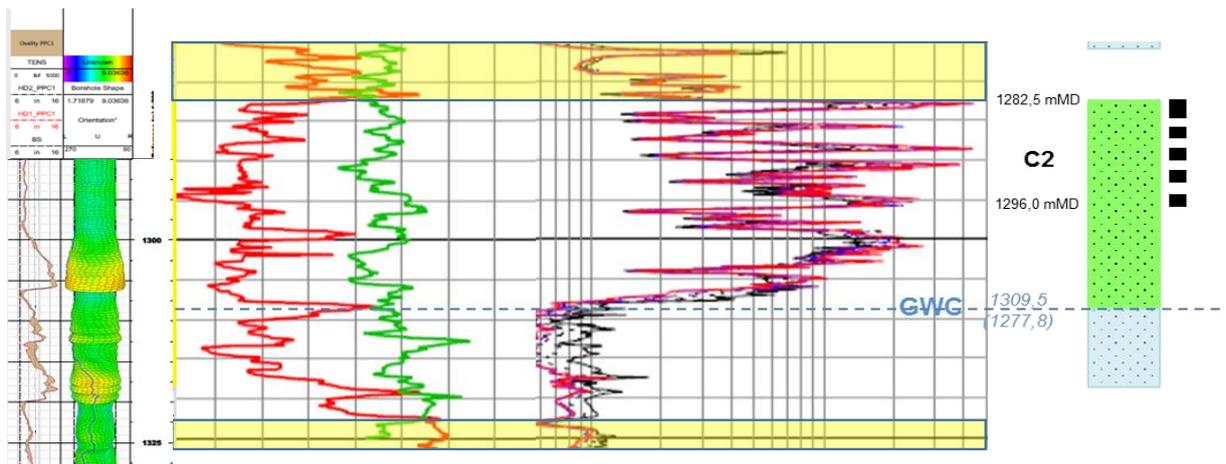


Fig. 22: Dettaglio livello C2

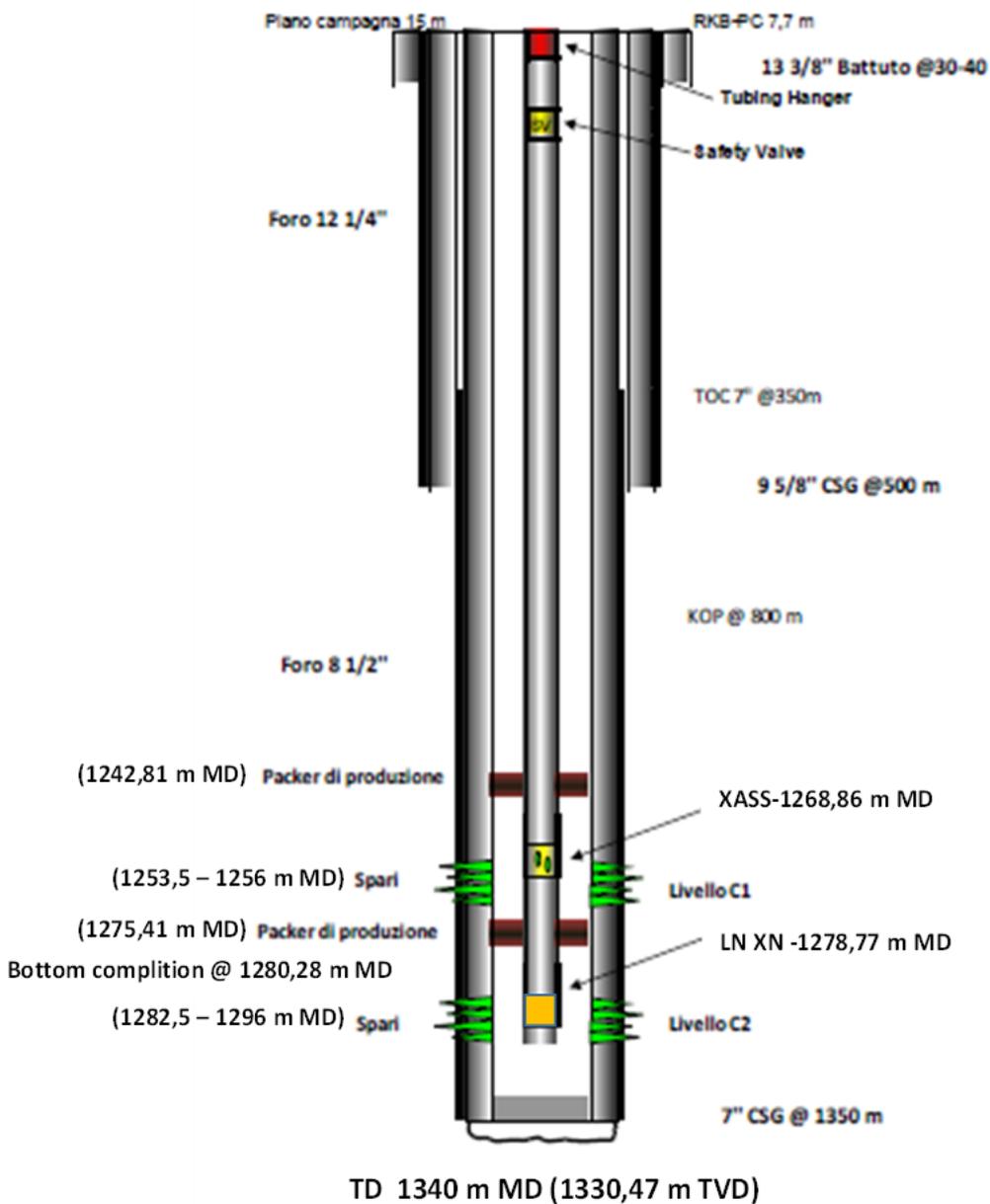


Fig. 23: Schema di completamento semplificato finale

## 4 MODELLO STATICO DI GIACIMENTO

Il giacimento di Selva intercettato dal pozzo Podere Maiar 1dir è costituito da due livelli sabbiosi, C1 e C2 di spessore rispettivamente di 22 e 35 m. Essi sono caratterizzati da porosità elevata (28%) e da una saturazione in acqua irriducibile ( $S_w$ ) compresa tra 25 e 39%. Tra i due livelli, quello posto a maggiore profondità (C2), risulta essere il migliore in termini di spessore net pay e di caratteristiche petrofisiche. Entrambi i livelli hanno un proprio contatto gas – acqua.

Sulla base della reinterpretazione dei dati geofisici successiva alla perforazione del pozzo e del modello di velocità calcolato con le misure registrate in pozzo (check shot), sono state elaborate le mappe in profondità di entrambi i livelli. Il livello di confidenza di tali mappe, almeno nelle porzioni al disopra del GWC, è piuttosto elevato, fatta eccezione dell'incertezza sulla reale posizione del limite di sedimentazione dei livelli C. Per tale incertezza, il limite è stato tracciato considerando un andamento molto cautelativo dal punto di vista dell'estensione areale della mappa.

### Flusso di lavoro

Con i dati acquisiti dal pozzo Podere Maiar è stato rielaborato il modello statico di giacimento che ha permesso di disegnare nuove mappe strutturali e calcolare i volumi di gas attualmente in posto.

Di seguito è descritto per punti il flusso di lavoro per la definizione del nuovo modello statico:

- 1- Definizione di top, bottom, contatti per i pozzi storici del giacimento Selva (da logs)
- 2- Revisione e reinterpretazione del dataset geofisico 2D (in ambiente Kingdom)
  - a. Inserimento top, bottom, pozzi storici e Podere Maiar 1dir
  - b. Inserimento dati deviazione e dati di velocità acquisiti in Podere Maiar 1dir (checkshot)
  - c. Interpretazione livello C1 su tutte le linee 2D disponibili
  - d. Elaborazione mappa tempi (twl) livello C1
  - e. Elaborazione mappa velocità livello C1 tenendo conto dei dati su Podere Maiar (checkshot)
  - f. Elaborazione mappa profondità livello C1 combinando mappa tempi e mappa velocità
- 3- Post elaborazione mappe (in ambiente GIS)
  - a. Miglioramento mappa profondità livello C1

- b. Elaborazione mappa livello C2 secondo i seguenti passi (considerando un parallelismo di massima tra i due livelli)
    - i. Traslazione mappa C1
    - ii. Modifica contour al fine di onorare le quote del top livello su tutti i pozzi del campo Selva
  - c. Elaborazione delle mappe dei bottom dei livelli C1 e C2 (porzione al disopra del GWC)
- 4- Calcoli volumetrici
- a. Calcolo del GBV (gross bulk volume) utilizzando il metodo area/altezze
  - b. Calcolo del GIP (gas in place) utilizzando il metodo deterministico e probabilistico per lo scenario 3P con distribuzioni triangolari del GBV e dei parametri petrofisici risultati dalle elaborazioni riportate nel precedente paragrafo.

#### **Correlazioni con i pozzi limitrofi**

La correlazione del pozzo Podere Maiar 1dir con i limitrofi pozzi storici del campo Selva ha permesso di confermare il modello geologico alla base delle successive considerazioni sui volumi e sulla dinamica di reservoir.

Di seguito è mostrato lo schema di correlazione dei pozzi (da ovest a est): Selva 9 – Selva 5 – Podere Maiar 1dir – Selva 6 – Selva 7, allineati in direzione longitudinale rispetto alla struttura del giacimento.

È chiaramente evidente l'updip di circa 12 m del top della successione C1 e C2 rispetto al pozzo Selva 6, il più elevato strutturalmente e il miglior produttore del campo Selva.

Alla luce dei risultati del pozzo Podere Maiar 1dir sono stati ridefinite tutte le quote dei top, bottom e contatti acqua-gas per i livelli C1 e C2 su tutti i pozzi storici del giacimento Selva (vedi Tab. 15).

#### **Mappe dei top (livelli C1 e C2)**

Le mappe, come sinteticamente riportate nella descrizione del flusso di lavoro, derivano dalla reinterpretazione dei dati geofisici, con conversione in profondità utilizzando la legge  $twt/$ profondità ricavata dalle misure di velocità (checkshot) eseguite nel pozzo Podere Maiar 1dir. Dall'interpretazione geofisica è stata ottenuta la mappa in tempi del top del C1, successivamente riportata in profondità a partire da una mappa velocità al top del livello C1. Questa è stata elaborata utilizzando, oltre le velocità rilevate in Podere Maiar, le velocità medie calcolate sui pozzi storici tenendo conto, per ogni pozzo, della coppia profondità/tempo

desumibile dall'intersezione traccia pozzo / orizzonte interpretato. La mappa in profondità del top del C1 è stata successivamente modificata in ambiente GIS al fine di correggere piccoli errori di interpolazione, soprattutto presso le ubicazioni dei pozzi storici. La mappa del livello C2 è stata ottenuta dalla mappa del livello C1 traslandola di una quantità pari alla distanza verticale tra top C1 e top C2 misurata per ogni pozzo.

Nelle figure seguenti sono riportate le mappe dei livelli C1 e C2.

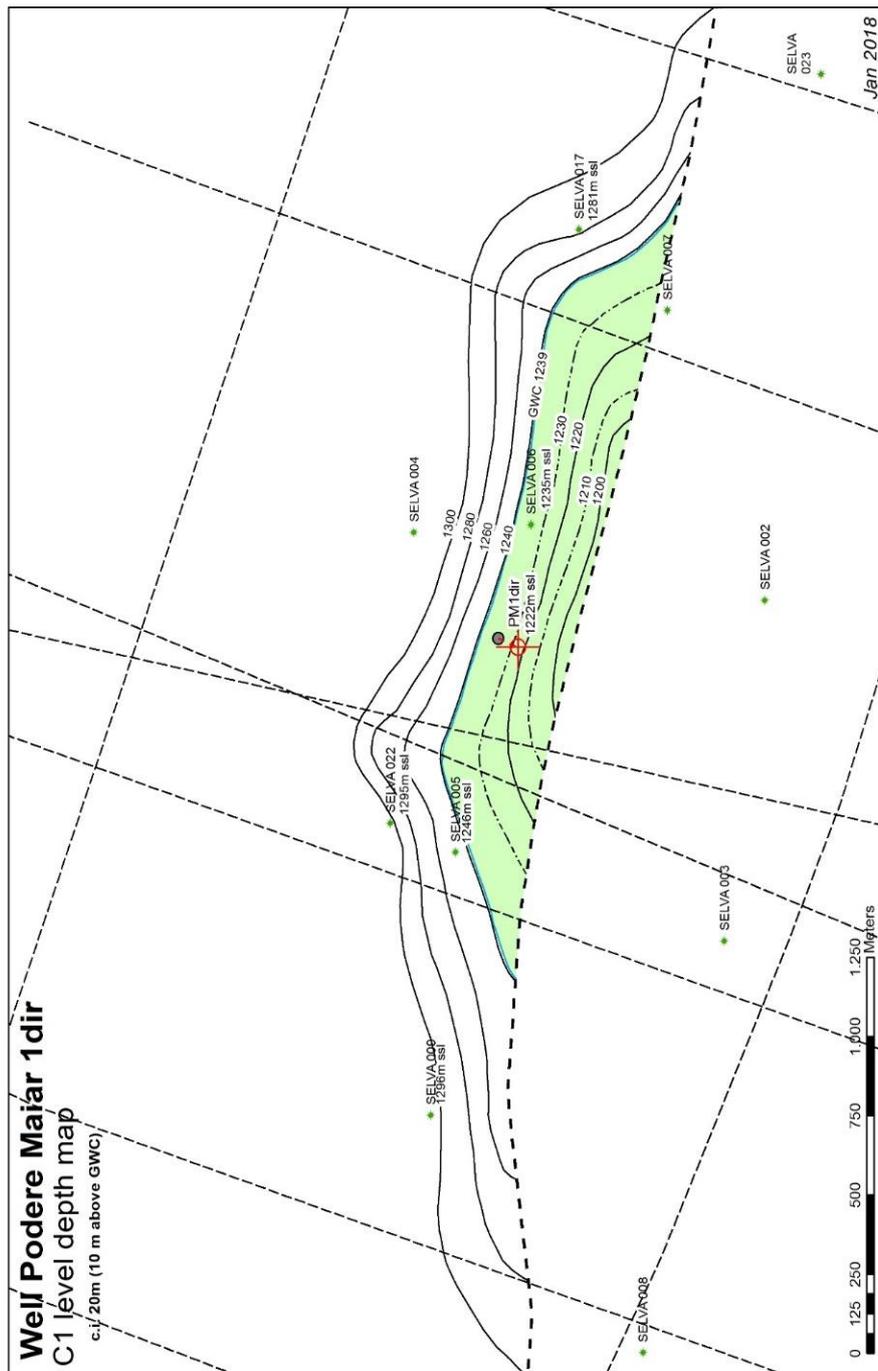


Fig. 24: Mappa profondità livello C1

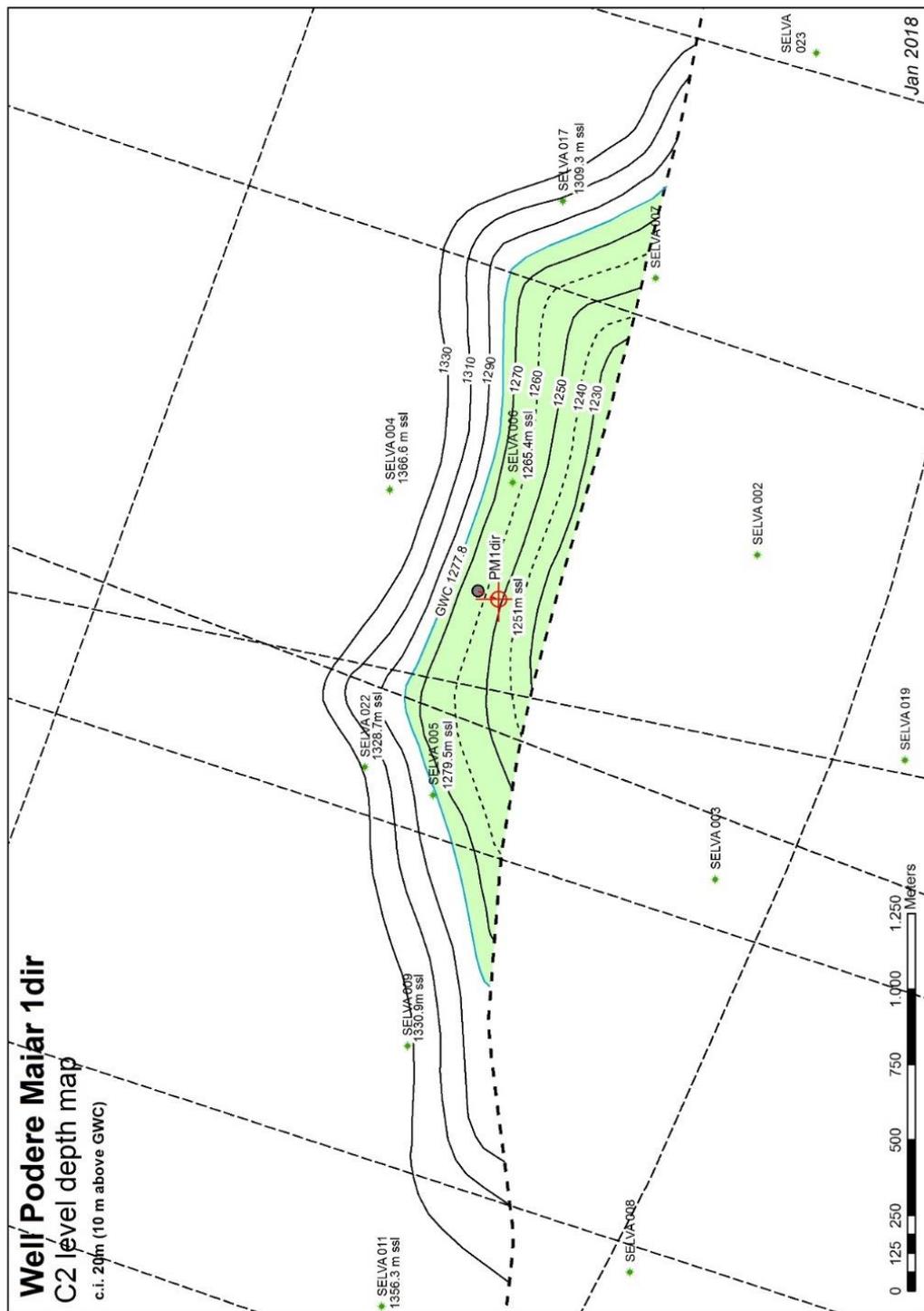


Fig. 25: Mappa profondità livello C2

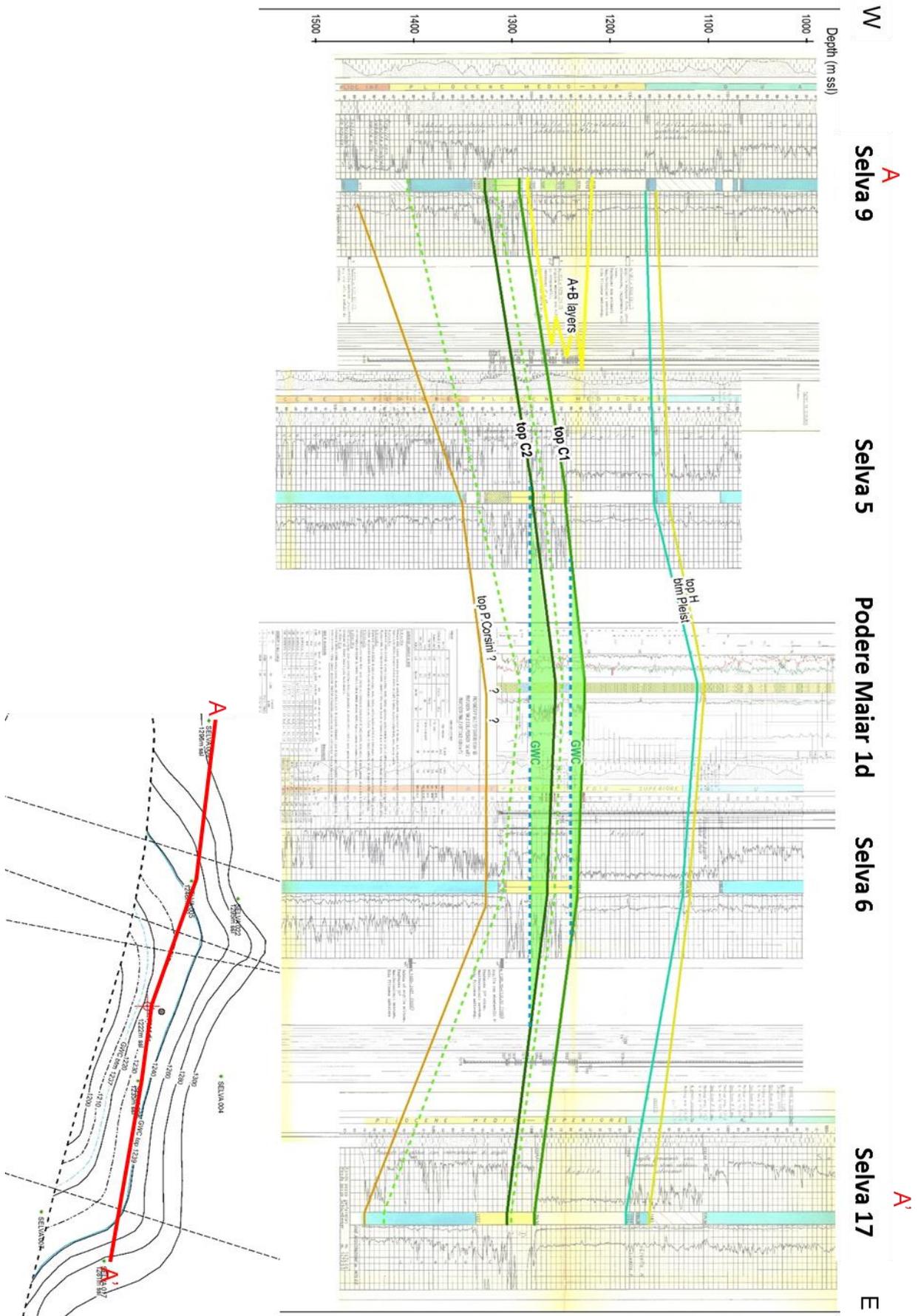


Fig. 26: Correlazione pozzi

### Selva field :layering and correlation table

Level	Well mineralization RT and s.s.l. (m)	contatti attuali										O.G.W.C.	
		Selva 4 acqua 18,4 RT(m)	Selva 5 gas 19,5 RT(m)	Selva 6 gas 18,6 RT(m)	Selva 9 gas 17,1 RT(m)	Selva 11 gas /acqua 18,7 RT(m)	Selva 13 acqua 20,7 RT(m)	Selva 17 gas/acacqua 15,7 RT(m)	Selva 18 acqua 19,2 RT(m)	Selva 21 gas/acacqua 20,5 RT(m)	Selva 22 gas 18,3 RT(m)		Podere Maiar 1d gas RT 22,7(m)
"start up produzione"													
		"dicembre 1959"			"luglio 1959"			"agosto 1959"			"settembre 1959"		
	Top measured depth RT (m)	1351	1265,8	1253,5	1313,2	1334	1388	1296,5	1437	1355,2	1313	1253,5	
	S.S.L (m)	1332,6	1246,3	1234,9	1296,1	1315,3	1367,3	1280,8	1417,8	1334,7	1294,7	1221,9	
	Btm measured depth RT (m)	1451,8	1287	1276	1338	1367	1427	1322	1475	1377	1340	1275,5	
C1	S.S.L (m)	1433,4	1267,5	1257,4	1320,9	1348,3	1406,3	1306,3	1455,8	1356,5	1321,7	1244,4	
	Thickness (m)	100,8	21,2	22,5	24,8	33,0	39,0	25,5	38,0	21,8	27,0	22,5	
	G.W.C. RT m (S.S.L)	1357,5 (1339,1)				1358(1339,3)				1360 (1339,5)		1270,5 (1239)	
	G.D.T. RT m (S.S.L)												
	W.U.T. (m S.S.L)												
	Top measured depth RT (m)	1385	1299	1284	1348	1375	1441	1325	1485	1394,9	1347	1282,5	
	S.S.L (m)	1366,6	1279,5	1265,4	1330,9	1356,3	1420,3	1309,3	1465,8	1374,4	1328,7	1251,0	
	Btm measured depth RT (m)	1451,8	1355,2	1329,2	1426,7	1440	nr	1449	nr.	1451,5	1504	1318,5	
C2	S.S.L (m)	1433,4	1335,7	1310,6	1409,6	1421,3	nr	1433,3	nr.	1431	1485,7	1286,5	
	Thickness (m)	66,8	56,2	45,2	78,7	65,0		124,0		56,6	157,0	35,5	
	G.W.C. RT m (S.S.L)	-	-	-	1361 (1343,9)						1362 (1343,7)	1309,5 (1277,8)	
	G.D.T. RT m (S.S.L)	-	1355 (1335,5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	W.U.T. RT m (S.S.L)	-	-	-	-	-	-	1360 (1344,3)	-	-	-	-	

Tab. 15: Quote top, bottom e contatti dei pozzi del giacimento Selva

### Gas in Posto (GIP)

I volumi di gas in posto (GIP) 1P e 2P sono stati calcolati a partire dal gross bulk volume (GBV) al disopra del contatto acqua-gas, dal quale il GIP è stato calcolato in modo deterministico con i parametri petrofisici e di espansione del gas riportati nella Tab. 15 e probabilistico per lo scenario 3P.

Nella figura seguente è mostrato il diagramma area/altezze nel quale la misura dell'area compresa tra il top (linea verde), bottom (linea marrone) e GWC (linea tratteggiata blu) corrisponde al gross bulk volume del livello.

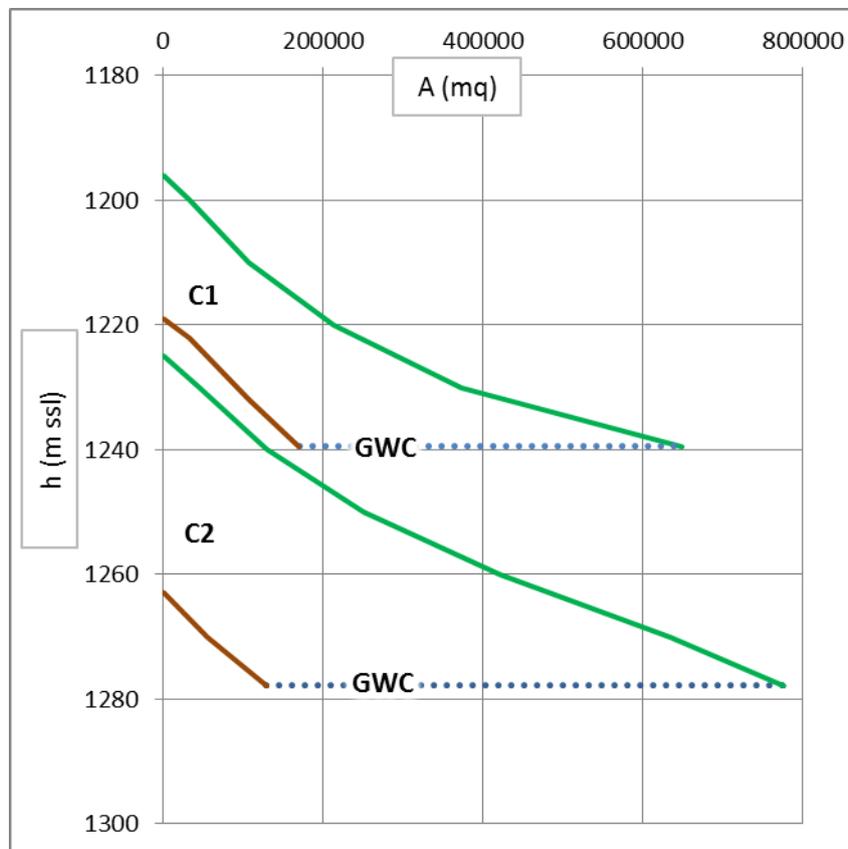


Fig. 27: Diagramma area/altezze per livelli C1 e C2

	GBV (Mm <sup>3</sup> )	Net/gross (%)	Porosità (%)	Sw	1/Bg
<b>C1</b>	8.42	73.0	27.7	39.2	143.64
<b>C2</b>	16.42	64.8	27.8	25.4	146.3

Tab. 16: Parametri volumetrici e petrofisici utilizzati per il calcolo del GIP 1P e 2P

Per lo scenario 3P sono stati adottati i valori dei parametri petrofisici e compressibilità del gas riportati nella tabella seguente, ottenuti con una metodologia di calcolo di tipo probabilistico basato su distribuzioni di frequenza triangolari.

	<b>GBV (Mm<sup>3</sup>)</b>	<b>Net/gross (%)</b>	<b>Porosità (%)</b>	<b>Sw</b>	<b>1/Bg</b>
<b>C1</b>	8.80	76.8	29.4	38.0	144.0
<b>C2</b>	16.55	69.1	29.6	24.5	146.5

*Tab. 17: Parametri volumetrici e petrofisici utilizzati per il calcolo del GIP 3P*

I valori di gas in posto associati per ciascun livello sono illustrati nella tabella seguente:

		<b>GIP (MSmc)</b>
<b>C1</b>	1P/2P	149
	3P	177
<b>C2</b>	1P/2P	323
	3P	374

		<b>GIP (MSmc)</b>
<b>TOTALE</b>	1P/2P	472
<b>GIACIMENTO</b>	3P	551

*Tab. 18: GIP*

## 5 PROVE DI PRODUZIONE

Al termine della fase di perforazione nel dicembre 2017, nella fase di clean-up (spurgo), il pozzo è stato aperto alla produzione in commingle (livelli C1 e C2) con duse da 16/64" per circa 12 ore con produzione iniziale di brine e poi gas in fiaccola (di tipo silenziata) con una portata di circa 65.000 Sm<sup>3</sup>/giorno.

Nel gennaio 2018 ciascuno dei due sottolivelli è stato sottoposto singolarmente ad una prova di produzione di tipo isocrono con portate crescenti (*flow-after-flow test*), comprendente tre periodi di erogazione, della durata di 6 ore ciascuno e un lungo periodo di chiusura (*build-up*), seguito da una ulteriore erogazione con portata di gas elevata e breve *build-up* finale.

L'interpretazione di tali prove è stata effettuata da DREAM (spin-off del Politecnico di Torino).

In questo paragrafo riportiamo i punti essenziali dell'interpretazione dei flow-test effettuati<sup>4</sup>.

I valori di pressione a fondo pozzo (*bottom hole*) registrati durante la prova effettuata sul livello C1, unitamente alla produzione di fluidi di completamento, indicano chiaramente che lo spurgo non è stato effettuato in modo efficace. Ciononostante i dati di prova sono parzialmente interpretabili e confermano che la capacità produttiva della formazione è più che buona ( $kh = 950 \text{ mD m}$ ). Il danneggiamento meccanico non è stato però possibile determinarlo.

L'interpretazione dei valori di pressione a fondo pozzo (*bottom hole*) registrati durante la prova effettuata sul livello C2 indicano che la capacità produttiva della formazione è molto buona ( $kh = 1440 \text{ mD m}$ ), il danneggiamento meccanico (*skin* meccanico) del pozzo è trascurabile e l'effetto di danneggiamento legato alla turbolenza (*D factor*) è limitato.

Va tuttavia menzionato che l'erogazione di gas, seppur di poche ore, a portate prossime a 150.000 Sm<sup>3</sup>/giorno in entrambi i livelli, potrebbe aver comportato effetti di trascinamento di fini soprattutto nel livello C1.

Sulla base di questa indicazione verrà posta particolare attenzione alla portata *target* richiesta al pozzo durante la futura produzione al fine di evitare sia la produzione di sabbia che di acqua.

Nella tabella seguente vengono riassunti i parametri medi di portata, pressioni statiche di testa e al fondo, la pressione flowing a testa pozzo e la durata dei vari flow-test nei due livelli.

---

<sup>4</sup> Studio "Pozzo Podere Maiar 1 d, livelli C1 e C2 – interpretazione delle prove di produzione, aprile 2018"; non allegato.

livelli	Duse (")	Portata gas (Sm <sup>3</sup> /giorno)	SBHP (bara)	STHP (bara)	FTHP (bara)	Durata (ore)
C1	1/8	14.300,0	132.9	120,7	119,3	6
	2/8	64.000,0	@1253.5	120,7	115,03	6
	18/64	77.400,0	m MD TR	120,7	113,16	6
	Build up					30
	3/8	127.000,0		120,7	105,03	3
	Build up					1
C2	1/8	17.800,0	135.5	122,9	122,7	6
	2/8	64.800,0	@1275	122,9	120,7	6
	18/64	78.000,0	m MD TR	122,9	119,5	6
	Build up					50
	3/8	142.000,0		122,9	104,63	4
	Build up					6

Tab. 19: Parametri produttivi nei livelli C1 e C2 registrati durante i flow-test effettuati

### Interpretazione prova di produzione livello C1

Il livello C1 è stato sottoposto ad una prova di produzione nei giorni 15-17 gennaio.

La sequenza della prova è stata la seguente:

1. *Flow-after-flow* test, costituito da tre erogazioni isocrone, della durata di 6 ore ciascuna, con duse fissa:

- **Qg, 1 = 14.300 Sm<sup>3</sup>/giorno (con duse 1/8")**
- **Qg, 2 = 64.000 Sm<sup>3</sup> /giorno (con duse 1/4")**
- **Qg, 3 = 77.400 Sm<sup>3</sup>/giorno (con duse 18/64").**

Durante il terzo periodo di flusso sono stati scaricati circa 40 litri di liquidi al separatore.

La densità del liquido (pari a 1.22 g/cm<sup>3</sup>) indica che si tratta di fluidi di completamento.

2. Chiusura del pozzo e risalita della pressione per circa 30 ore.

3. Erogazione di 3 ore circa con portata **Qg = 127'000 Sm<sup>3</sup>/giorno (con duse 3/8").**

Durante l'erogazione sono stati scaricati ulteriori 10 litri di liquidi al separatore.

La densità del liquido (pari a 1.20 g/cm<sup>3</sup>) indica che si tratta ancora di fluidi di completamento.

4. Chiusura del pozzo e risalita della pressione per circa 1 ora.

**La pressione iniziale della formazione a quota gauge (1253.5 m MD TR) è pari a 131.9 bar.**

L'andamento crescente della pressione di fondo pozzo in fase di erogazione, unitamente alla produzione di liquidi, sono indicativi del fatto che il pozzo non è stato adeguatamente spurgato e che le prestazioni erogative erano ancora in fase di miglioramento durante la prova.

Il grafico diagnostico della derivata della pressione ricostruito da DREAM (vedi Fig. 28) mostra dapprima una stabilizzazione orizzontale rappresentativa di flusso radiale e, successivamente, un andamento crescente indicativo di un peggioramento delle caratteristiche del sistema ad una certa distanza dal pozzo.

Questo peggioramento secondo DREAM può essere ascrivibile alla presenza di un limite deposizionale del giacimento a sud, chiaramente riconosciuto dallo studio geologico, e ad una variazione della permeabilità effettiva al gas, verosimilmente causata dalla diminuzione della saturazione in gas (ovvero dall'aumento della saturazione in acqua per effetto della risalita dell'acquifero), in almeno un'altra direzione.

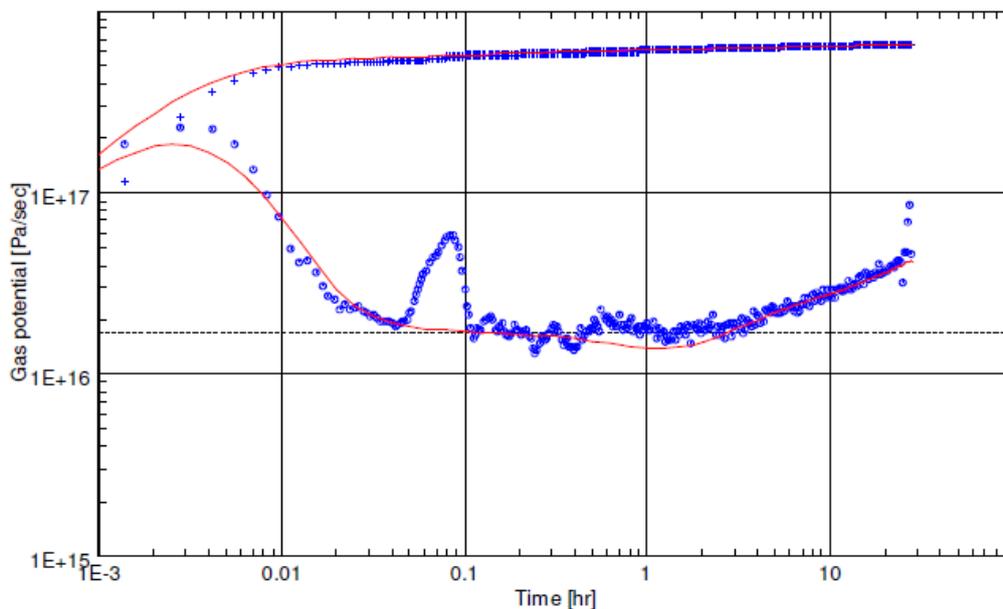


Fig. 28: grafico e match della derivata della pressione

Le distanze stimate dei limiti della mineralizzazione dal pozzo dipendono dalla permeabilità, che a sua volta è determinata in base al kh individuato dalla stabilizzazione orizzontale della derivata della pressione, in funzione del net pay assunto.

Secondo un approccio conservativo, nell'interpretazione è stata fatta l'ipotesi che il net pay corrispondesse al solo intervallo perforato (pari a 2.5 m).

Il kh della formazione, chiaramente identificabile, è pari a 949 mD m. Nell'ipotesi che il net pay h sia pari a 2.5 m, la permeabilità risulterebbe di 380 mD.

L'interpretazione di DREAM accerterebbe la presenza di un limite posto a 120 m dal pozzo che trova riscontro nell'interpretazione della prova effettuata sul livello sottostante C2, in cui è riconoscibile la presenza di un limite del giacimento alla stessa distanza, è verosimile che esso rappresenti il limite deposizionale che chiude il giacimento a sud.

Non è stato possibile determinare lo skin meccanico poiché il pozzo non è stato completamente spurgato.

Le figure seguenti riportano rispettivamente l'Horner plot e l'andamento delle pressioni e portate con la simulazione interpretazione dell'intera sequenza di prova.

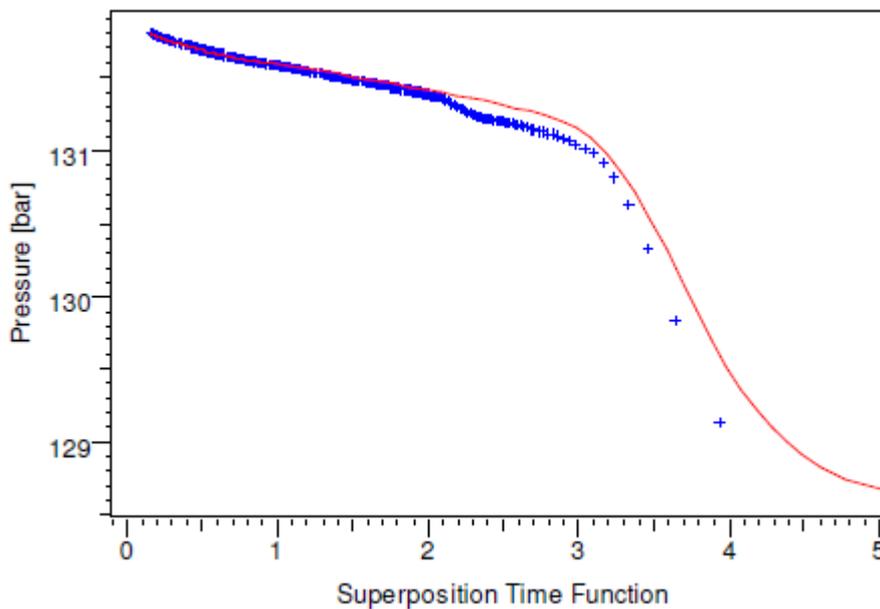


Fig. 29: Horner plot

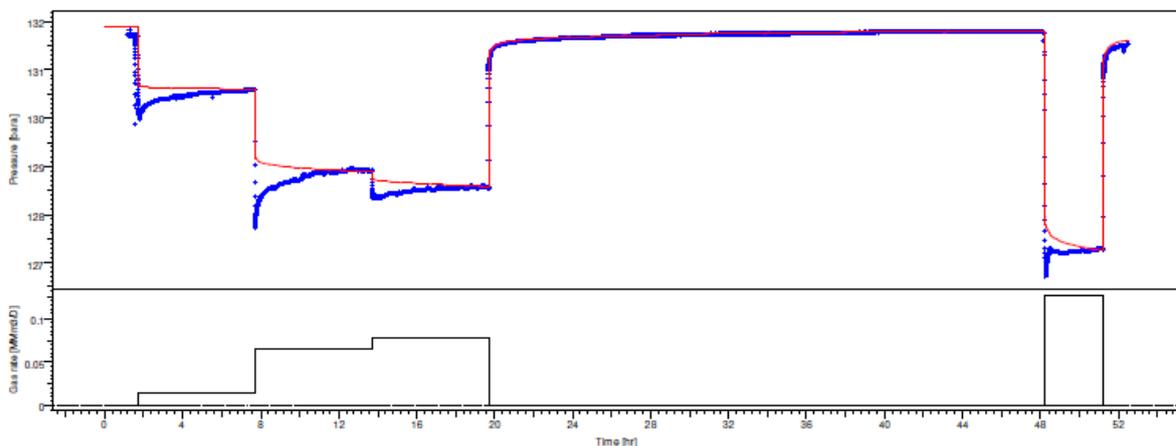


Fig. 30: simulazione della storia produttiva con due limiti della mineralizzazione

I risultati finali dell'interpretazione sono riassunti nella tabella seguente.

$P_i$	131.9	bar
$kh$	949	mD m
$h$	2.5	m
$k$	380	mD
$S_m$	decreasing	
$d1$	120	m
$d2$	190	m

Tab. 20: Risultati finali della prova al livello C1

Il valore stimato di *Absolute Open Flow* (AOF) è di circa 1.300.000 Sm<sup>3</sup>/giorno. La curva di produttività (*deliverability curve*) è rappresentata nella Fig. 31, insieme ai dati relativi alla prova di produzione (*flow-after-flow test*) e all'ultima erogazione. Il valore di AOF è stato stimato in condizioni di flusso transitorio, pertanto rappresenta una sovrastima della capacità erogativa del pozzo a lungo termine.

A causa dello spurgo incompleto del livello C1 è ipotizzabile che le prestazioni del pozzo siano destinate a migliorare nel tempo quando il pozzo entrerà in produzione.

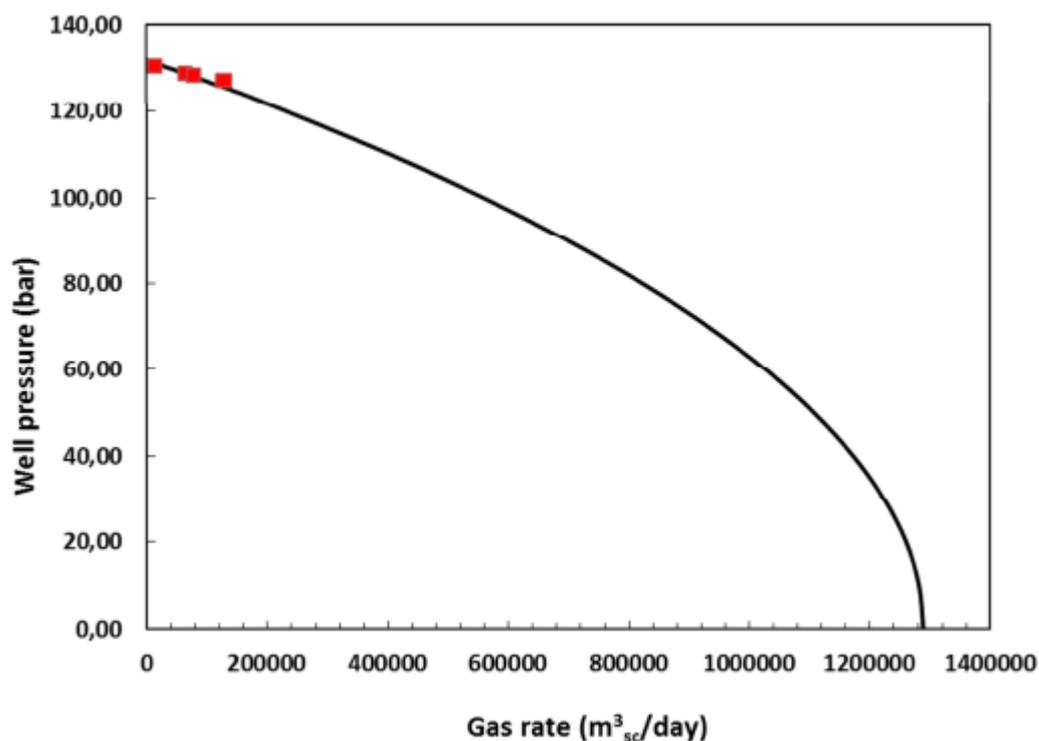


Fig. 31: Absolute Open Flow

### **Interpretazione prova di produzione livello C2**

Il livello C2 è stato aperto alla produzione nei seguenti intervalli: 1282.5 – 1284 m MD RT; 1285.5 – 1287 m MD RT; 1287.5 – 1289 m MD RT; 1290 – 1292.5 m MD RT; 1294.5 – 1296 m MD RT per un intervallo totale perforato di 8.5 m.

Il livello è stato sottoposto a prova di produzione nei giorni 12-15 gennaio e 18 gennaio.

La sequenza della prova è stata la seguente:

1. *Flow-after-flow* test, costituito da tre erogazioni isocrone, della durata di 6 ore, con duse fissa:

- **Qg, 1 = 17.800 Sm<sup>3</sup>/giorno (con duse 1/8")**;
- **Qg, 2 = 64.800 Sm<sup>3</sup>/giorno (con duse 1/4")**;
- **Qg, 3 = 78.000 Sm<sup>3</sup>/giorno (con duse 18/64")**.

Durante il terzo periodo di flusso sono stati scaricati circa 40 litri di liquidi al separatore. La densità del liquido (pari a 1.22 g/cm<sup>3</sup>) indica che si tratta di fluidi di completamento.

2. Chiusura del pozzo e risalita della pressione per oltre 50 ore.

3. Erogazione di 4 ore circa con portata media **Qg = 142.000 Sm<sup>3</sup>/giorno (con duse 3/8")**.

Durante l'erogazione sono stati scaricati circa 25 litri di liquidi al separatore. La densità del liquido (pari a 1.60 g/cm<sup>3</sup>) indica che si tratta di fluidi di completamento.

4. Chiusura del pozzo e risalita finale della pressione per circa 6 ore.

**La pressione iniziale della formazione a quota gauge (1275 m MD TR) è pari a 134.5 bar.**

Le derivate della pressione calcolate per ciascuna delle due risalite sono sovrapponibili in corrispondenza dell'ultima parte della stabilizzazione orizzontale, mostrando una sostanziale congruenza, vedi figura seguente.

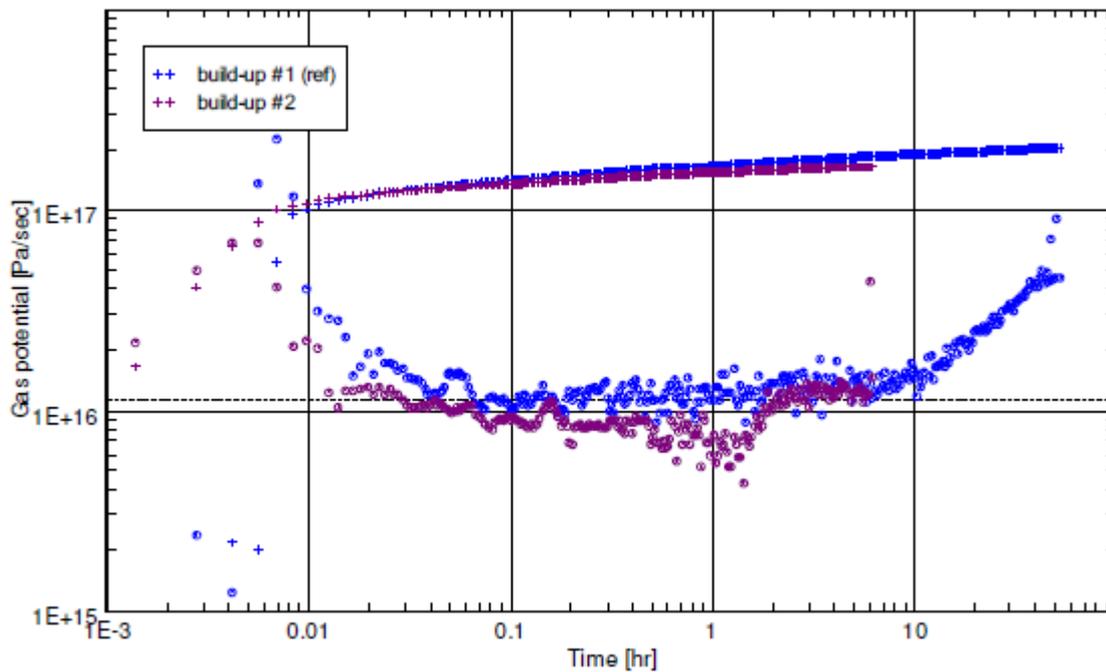


Fig. 32: Grafico diagnostico della derivata della pressione (confronto tra le build-up)

Il grafico diagnostico della derivata della pressione relativo alla prima risalita della pressione, durata circa 48 ore, mostra dapprima una stabilizzazione orizzontale della derivata della pressione, rappresentativa di flusso radiale e, successivamente, un andamento crescente indicativo di una "barriera" a seguito di un peggioramento delle caratteristiche del sistema ad una certa distanza dal pozzo (Fig. 33). Questo peggioramento secondo DREAM potrebbe essere ascrivibile alla presenza di un limite deposizionale del giacimento a sud, chiaramente riconosciuto sia nella prova del livello C1 che dallo studio geologico, e ad una variazione della permeabilità effettiva al gas nelle altre due direzioni, causata probabilmente dalla diminuzione della saturazione in gas (ovvero dall'aumento della saturazione in acqua per effetto della risalita dell'acquifero).

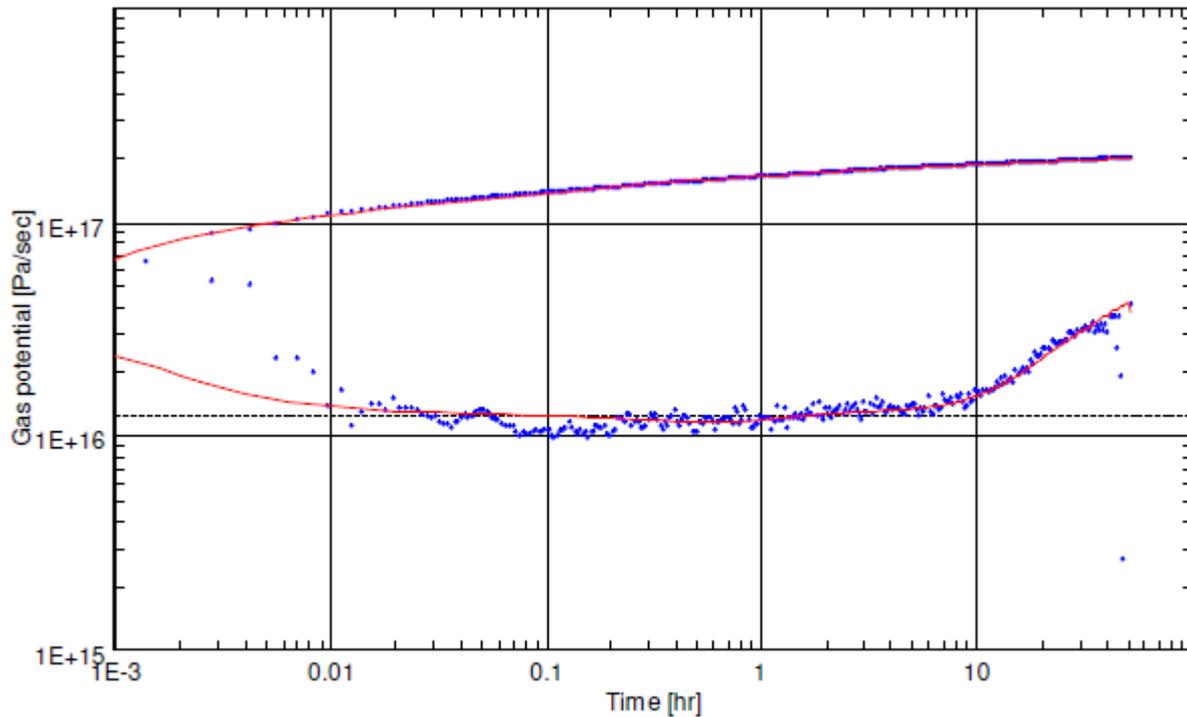


Fig. 33: Grafico diagnostico e match della derivata della pressione

Le distanze stimate dei limiti della mineralizzazione nel livello C2 sono in funzione della permeabilità, che a sua volta è determinata in base al  $kh$  (stabilizzazione orizzontale della derivata della pressione), e dal net pay assunto. Secondo un approccio conservativo, è stata fatta l'ipotesi che il net pay "h" corrispondesse al solo intervallo perforato (pari a 8.5 m).

In tali ipotesi di "h", essendo il  $kh$  del livello C2 pari a 1440 mD m, la permeabilità risulterebbe di 169 mD.

In base all'interpretazione dell'intero test è stato individuato il limite della zona mineralizzata posto a 120 m a sud del pozzo, valore che trova riscontro nell'interpretazione della prova effettuata sul livello sovrastante C1, in cui è riconoscibile la presenza di un limite del giacimento alla stessa distanza e direzione e pertanto è verosimile che esso rappresenti il limite deposizionale che chiude il giacimento a sud.

Il grafico seguente riporta l'Horner plot, mentre la Fig. 35 e la Fig. 36 mostrano rispettivamente l'andamento delle pressioni e portate con le simulazioni del solo *flow-after-flow test* e dell'intera sequenza di prova.

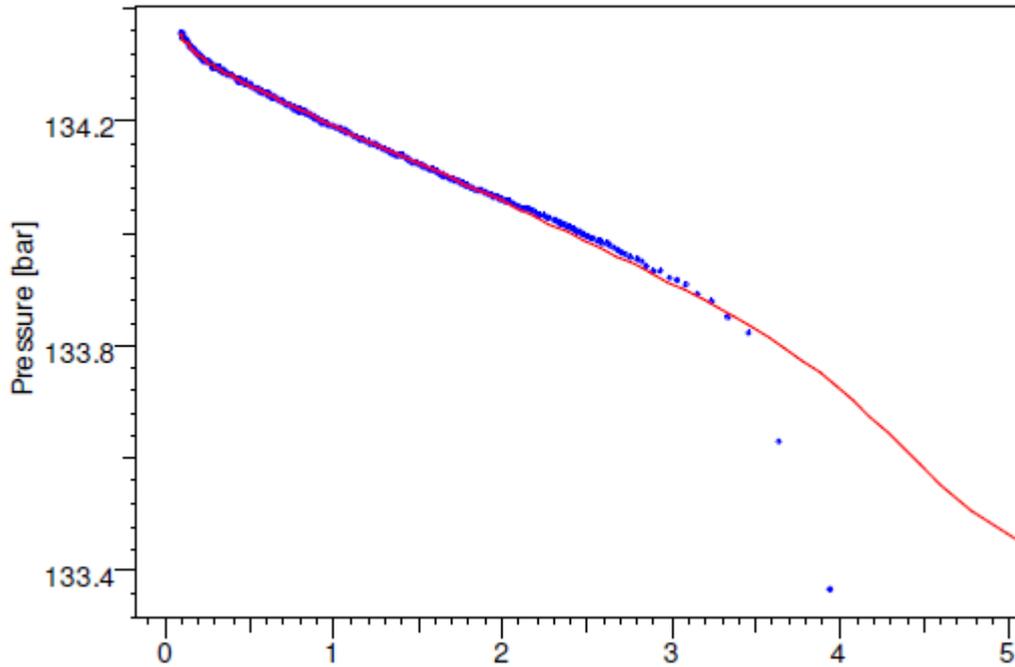


Fig. 34: Horner plot

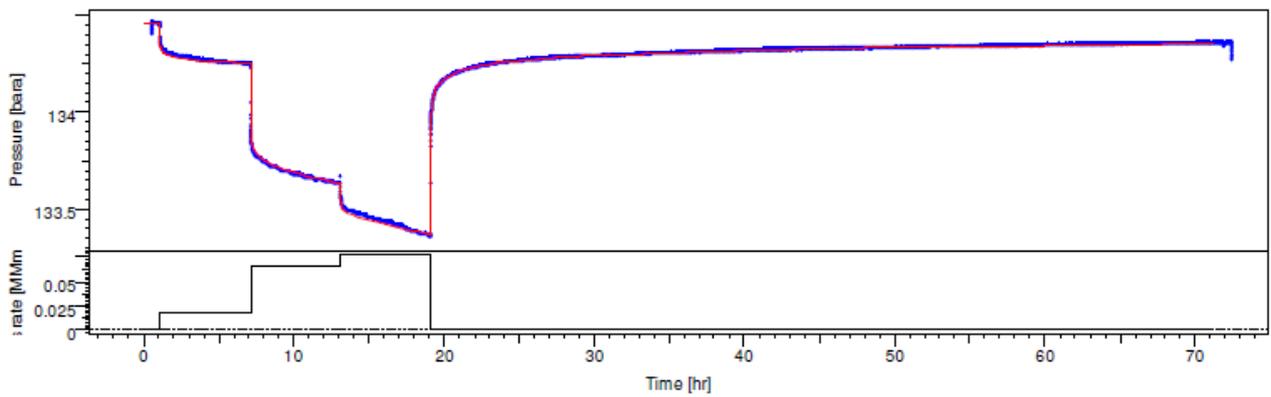


Fig. 35: Simulazione del solo flow-after-flow test

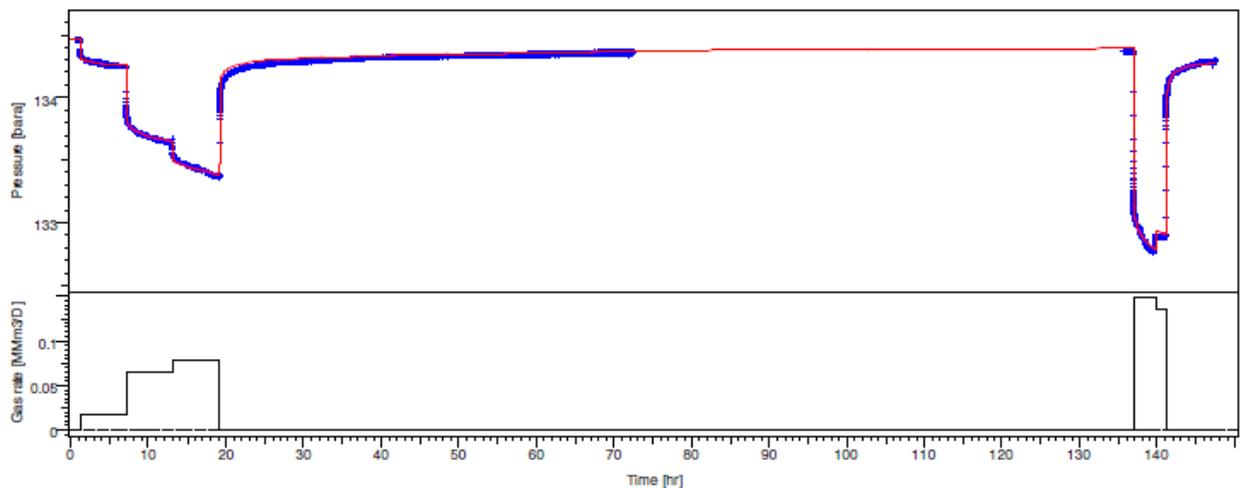


Fig. 36: Simulazione dell'intera sequenza di prova.

I risultati dell'interpretazione della prova effettuata sul livello C2 sono riepilogati nella tabella seguente.

$p_i$	134.5	bar
$kh$	1440	mD m
$h$	8.5	m
$k$	169	mD
$d1$	80	m
$d2$	120	m
$d3$	170	m

Tab. 21: Risultati finali dei test nel livello C2

Come si può osservare dalla Fig. 37, il fattore di danneggiamento meccanico (*mechanical skin*) ottenuto in base ai valori di portata e pressione registrati durante il solo *flow-after-flow test* risulta trascurabile ( $S_m = 0.3$ ). Tuttavia, in base alle successive erogazioni di gas effettuate a portate più elevate (in data 18 gennaio), lo skin meccanico risulta  $S_m = -1.5$ . Questa variazione di skin meccanico potrebbe essere causata da effetti di scavamento del foro dovuti all'erogazione di portate di gas elevate.

In questo caso, viene consigliato da DREAM particolare attenzione alla portata *target* richiesta al pozzo durante la futura produzione al fine di evitare problemi di produzione di sabbia.

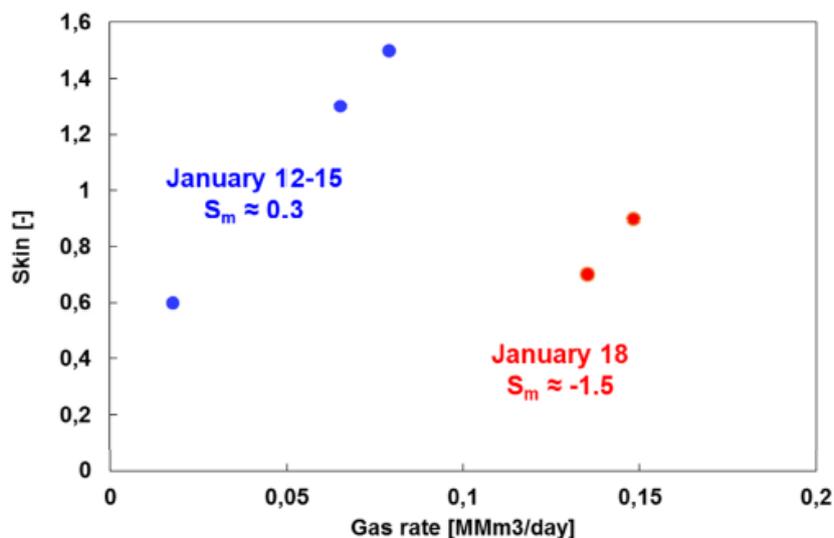


Fig. 37: skin apparente in funzione della portata di gas e indicazione dello skin meccanico  $S_m$

Il valore stimato di *Absolute Open Flow* è di circa 3.600.000 Sm<sup>3</sup>/giorno. Tale valore è stato stimato in condizioni di flusso transitorio, pertanto rappresenta una sovrastima della capacità erogativa del pozzo a lungo termine.

La curva di produttività (*deliverability curve*) è rappresentata nel grafico seguente, insieme ai dati relativi alla prova di produzione (*flow-after-flow test*) e all'ultima erogazione.

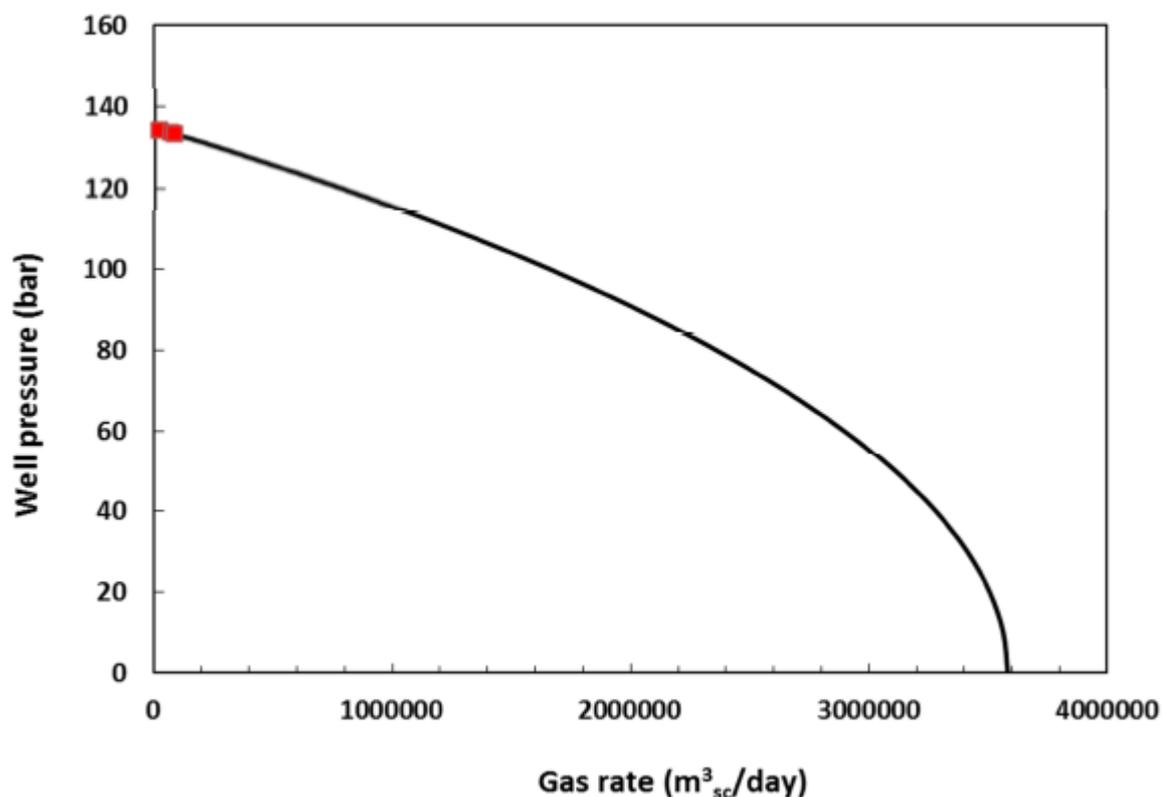


Fig. 38: absolute Open Flow

## 6 PREVISIONE DI PRODUZIONE E RISERVE

Per la stima delle riserve e le previsioni di produzione è stato utilizzato un modello monocella. Il modello tratta il giacimento come un unico elemento di pressione, temperatura e proprietà petrofisiche omogenee. Sebbene limitato nell'analisi delle eterogeneità laterali e verticali, il modello consente di simulare il "material balance" tramite l'evoluzione delle pressioni di fondo e dell'influenza dell'acquifero. Le ipotesi principali del modello monocella utilizzato sono elencate di seguito:

- pressione statica e le saturazioni di acqua e gas sono omogenee nel livello in ogni timestep,
- pressione capillare ha influenza minima nella dinamica dei fluidi,
- temperatura costante,
- curve di permeabilità relativa gas-acqua sono le stesse in tutto il livello

Il modello calcola la pressione statica sulla base della produzione e dell'ingresso di acqua al livello, a sua volta dipendenti dalla pressione statica, dalla pressione dinamica del pozzo, dall'altezza della tavola d'acqua e dalla permeabilità relativa. Le equazioni si risolvono utilizzando un algoritmo di integrazione numerica. In ogni time step, il modello permette di calcolare saturazione media di acqua, pressione statica, portata di acqua e gas e sviluppo della tavola d'acqua sulla base dei dati e delle ipotesi di produzione. La simulazione va avanti fino a che una delle condizioni di abbandono si verifica. Ogni livello viene calcolato separatamente dagli altri.

Per effettuare i calcoli il modello utilizza i seguenti dati input:

- volumetria del livello, ottenuta da interpretazione geologica,
- dati petrofisici, quali saturazione d'acqua, NTG e porosità, ottenuti dai log,
- dati di profondità e distanza dall'acquifero, ottenuti dai survey di perforazione e dai log,
- dati di pressione e temperatura, ottenuti dai gradienti statici,
- permeabilità e spessore permeabile effettivo, ottenuto dal well testing.

La storia produttiva del campo evidenzia la presenza di un acquifero di medie dimensioni. L'acquifero utilizzato per il calcolo assume proprietà petrofisiche uguali a quelle del reservoir (porosità, permeabilità, NTG), e un volume dato dal raggio adimensionale ( $reD = \text{raggio equivalente acquifero} / \text{raggio equivalente reservoir}$ ) uguale a 5, equivalente a 25 volte il volume del reservoir.

In mancanza di dati per le curve di permeabilità relative utilizzate nello sviluppo del modello, si ricorre a correlazioni standard (Pearson). Si utilizzano curve basate sulla saturazione normale con esponente di 2 per l'acqua e 2.5 per il gas.

In modo da controllare la produzione di acqua e sabbia, le seguenti condizioni sono state stabilite ed ipotizzate per lo sviluppo del campo:

- portate massime contenute: 70.000 sm<sup>3</sup>/g per il livello C1 e 80.000 sm<sup>3</sup>/g per il livello C2, nettamente inferiori al 10% del drawdown
- portate economiche minime di 3.500 sm<sup>3</sup>/g per entrambi i livelli,
- limite economico di acqua di 1 m<sup>3</sup> per 1000 sm<sup>3</sup> di gas,
- produzione separata di ogni livello, in completamento singolo selettivo,
- pressione minima di giacimento di 75 bar (caso 1P) e 35 bar (caso 2P),
- pressione minima di pozzo di 70 bar (caso 1P) e 30 bar (caso 2P).

	C1 – 2P	C2 – 2P
<b>General data</b>		
Initial Pressure (barA)	131.55	135.48
Temperature (°C)	40	41
Gas z init	0.85	0.85
<b>Petrophysical Data</b>		
Phi (%)	27.7%	27.8%
k (mD)	59.1	43.6
kv/kh	0.10	0.10
Cf (1/bar) - Hall	4.5E-05	4.5E-05
Ce (1/bar)	9.7E-05	7.3E-05
kh (mD.m)	949.0	1130.0
Sw irr (%)	39.2%	25.4%
Sg min	25.0%	25.0%
krw exponent	2.00	2.00
krg exponent	2.50	2.50
<b>Aquifer Radius</b>		
Acquifer reD	5.00	5.00
<b>Simulation</b>		
Starting Date	01/01/01	01/01/01
Timestep (Days)	15.20	15.20

	C1 – 2P	C2 – 2P
<b>Completion data</b>		
Well Skin Factor	0.0	0.0
Reservoir Skin Factor	0.0	0.0
Total Skin Factor	0.0	0.0
Drainage Radius (m)	353.8	363.9
Well Radius (m)	0.0889	0.0889
Turbulence factor D	0.0	0.0
<b>Production targets</b>		
Target rate	70,000	80,000
<b>Production cutoffs</b>		
Min rate (sm3/d)	3,500	3,500
Max WGR (m3/1000 sm3)	1.00	1.00
Abandonment Ps (barA)	35.00	35.00
Minimum Pwf (barA)	30.00	30.00

Tab. 22: Dati di modello scenario 2P

Dall'analisi risulta che i livelli C1 e C2 hanno entrambi un'elevata capacità produttiva. In entrambi i livelli, l'acquifero di fondo, stimato di capacità moderata, fornisce un supporto di pressione al giacimento ma non riesce a compensare il depletion trend del reservoir. Di conseguenza, i livelli si esauriscono per depletion (bassa pressione statica).

In entrambi i livelli le portate di gas, imposte contenute, si mantengono costanti per quasi tutta la vita produttiva del campo, ottenendosi un calo forte negli ultimi anni di vita come risultato della bassa pressione statica e della risultante limitata capacità erogativa.

Nelle seguenti tabelle sono riportate le previsioni di produzione del pozzo Podere Maiar 1dir con le seguenti limitazioni:

- 1) Scenario 1P: FTHP di abbandono = 70 bar e Portata minima di gas = 3.500 Smc/g
- 2) Scenario 2P: FTHP di abbandono = 30 bar e Portata minima di gas = 3.500 Smc/g.

<b>Scenario 1P</b>				
<b>Anno</b>	<b>Portata gas (sm<sup>3</sup>/g)</b>	<b>Gas totale (MSm<sup>3</sup>/anno)</b>	<b>Portata acqua (m<sup>3</sup>/g)</b>	<b>Acqua totale (m<sup>3</sup>/anno)</b>
<b>LIVELLO C2</b>				
1	79,781	29.20	0.00	0.00
2	80,000	29.20	0.00	0.00
3	80,000	29.20	0.00	0.00
4	80,000	29.20	0.00	0.00
5	80,000	29.20	0.10	36.5
6	80,000	29.20	0.30	109.5
7	80,000 (inizio anno)	9.80	0.20	73.0
<b>LIVELLO C1</b>				
1	69,808	25.48	0.00	0.00
2	70,000	25.55	0.00	0.00
3	70,000	25.55	0.30	109.5
4	69,972 (inizio anno)	5.70	0.40	146.0

Tab. 23: Previsione di produzione 1P

<b>Scenario 2P</b>				
<b>Anno</b>	<b>Portata gas (sm<sup>3</sup>/g)</b>	<b>Gas totale (MSm<sup>3</sup>/anno)</b>	<b>Portata acqua (m<sup>3</sup>/g)</b>	<b>Acqua totale (m<sup>3</sup>/anno)</b>
<b>LIVELLO C2</b>				
1	79,781	29.12	0.00	0.002
2	80,000	29.20	0.00	1.408
3	80,000	29.20	0.03	11.477
4	80,000	29.28	0.12	44.717
5	80,000	29.20	0.35	128.303
6	80,000	29.20	0.87	318.298
7	80,000	29.20	2.02	737.381
8	79,994	29.28	4.63	1694.958
9	58,840	21.48	6.98	2546.696
10	34,681	12.55	6.85	2480.33

Scenario 2P				
Anno	Portata gas (sm <sup>3</sup> /g)	Gas totale (MSm <sup>3</sup> /anno)	Portata acqua (m <sup>3</sup> /g)	Acqua totale (m <sup>3</sup> /anno)
<b>LIVELLO C1</b>				
1	69,808	25.48	0.00	0.739
2	70,000	25.55	0.10	34.913
3	70,000	25.55	0.81	294.366
4	69,972	25.61	4.53	1657.326
5	41,262	15.06	9.64	3518.712
6	19,037	6.95	9.61	3508.260
7	13,623	0.40	9.00	262.855

Tab. 24: Previsione di produzione scenario 2P

Nella seguente tabella sono riassunti i dati relativi alla produzione dei due livelli:

	<b>C2 – 1P</b>	<b>C1 – 1P</b>	<b>C2 - 2P</b>	<b>C1 - 2P</b>
Anni produzione	7,0	4,0	10,0	6,1
GP (Msm3)	184,85	82,26	267,71	124,60
Fattore di Recupero (%)	57,2	55,2	82,8	83,6
Abbandono per	P. Statica	P. Statica	P. Statica	P. Statica

Tab. 25: Riepilogo previsione di produzione

Nelle tabelle che seguono sono riassunti i GIP, i fattori di recupero (RF) e le riserve negli scenari 1P, 2P, 3P. Poiché le riserve e RF sono stati calcolati per gli scenari 1P e 2P, i corrispondenti valori di riserve 3P derivano dall'applicazione del RF caso 2P sopra calcolato.

		<b>GIP (MSmc)</b>	<b>RF (%)</b>	<b>Riserve (MSmc)</b>
<b>C1</b>	1P	149	55,2	82,2
	2P	149	83,6	124,6
	3P	177	83,6	147,9
<b>C2</b>	1P	323	57,2	184,8
	2P	323	82,8	267,7
	3P	374	82,8	309,6

		GIP (MSmc)	Riserve (MSmc)
<b>TOTALE GIACIMENTO</b>	1P	472	267,2
	2P	472	392,0
	3P	551	457,5

Tab. 26: Riepilogo GIP, RF e riserve

## 7 PROGRAMMA LAVORI

Il programma lavori della concessione di coltivazione Selva Malvezzi è articolato come segue

- Messa in produzione del gas prodotto tramite il pozzo Podere Maiar 1d completato in singolo selettivo sui livelli C1 e C2 (portata di esercizio massima prevista 150.000 Sm<sup>3</sup>/g) e realizzazione del relativo impianto di produzione/trattamento del gas.
- Realizzazione del metanodotto di allacciamento alla rete SNAM situata alla distanza di 991 m in direzione SW (incluso punto di misura fiscale presso area SNAM).

## 8 SVILUPPO E IMPIANTI DI TRATTAMENTO

Il giacimento di gas naturale di Podere Maiar/Selva è situato nel comune di Budrio (Bo), in località Mezzolara.

### Facilities di produzione

Il gas campionato durante le prove sul pozzo Podere Maiar 1dir è un gas caratterizzato da un contenuto in metano estremamente elevato (circa 99,5%, vedi allegati "Rapporto di prova gas S-SSC-1800562-3-4-5") e all'assenza di condensati e H<sub>2</sub>S; il fluido di giacimento rinvenuto è un caratteristico gas secco dei giacimenti Pleistocenici della Pianura Padana.

Prova	Risultato	UdM
<b>COMPOSIZIONE</b>		
<i>ASTM D 1945-14</i>		
Elio	< 0,01	% molare
Anidride carbonica	0,01	% molare
Etano	0,09	% molare
Ossigeno + Argon	< 0,04	% molare
Azoto	0,35	% molare
Metano	99,52	% molare
Propano	0,02	% molare
i-Butano	< 0,01	% molare
n-Butano	< 0,01	% molare
i-Pentano	< 0,01	% molare
n-Pentano	< 0,01	% molare
Esani + idrocarburi superiori	< 0,01	% molare

Tab. 27: Determinazione parametri gas

Un tale gas necessita di un trattamento molto semplice: separazione e disidratazione. Con le portate previste nelle previsioni di produzione, anche l'impianto necessario può essere piuttosto semplice e relativamente poco ingombrante.

Il programma di coltivazione dell'area pozzo prevede una prima fase nella quale sarà operativo un singolo completamento selettivo, la cui produzione massima giornaliera è di circa 150.000 Sm<sup>3</sup>/g.

I dati di processo previsti e di progettazione sono:

Portata di esercizio: 150.000 Sm<sup>3</sup>/g

Portata max: 150.000 Sm<sup>3</sup>/g

Portata di progetto: 170.000 Sm<sup>3</sup>/g

Pressione di progetto dell'impianto di separazione: 125 bar

Pressione di progetto dell'impianto di disidratazione filtrazione e misura: 100 bar

Pressione di esercizio disidratazione filtrazione e misura: 80 bar

Pressione max di consegna alla rete di Distribuzione Nazionale: 70 bar

Pressione massima testa pozzo: 124 bar

Temperatura gas testa pozzo: 37 °C

Per abbattere le emissioni in atmosfera, la disidratazione del gas avverrà per mezzo di setacci molecolari o con l'impiego di azoto generato sul sito.

L'acqua recuperata (dal separatore e dal sistema di disidratazione) sarà stoccata in un soffione prima di essere avviata, tramite autocisterna, ad uno smaltimento autorizzato. Non si prevede, viste le pressioni iniziali e la pressione di consegna, l'iniezione di inibitori di idrati.

Le eventuali anomalie di processo causeranno l'interruzione automatica della produzione (PSD), con la chiusura della valvola di uscita dalla Centrale. Condizioni di emergenza (incendio, gas esplosivo) daranno automaticamente luogo alla chiusura delle valvole suddette ed alla decompressione del gas presente nell'impianto (ESD), attraverso una tubazione di sfiato (*blow down*).

Nella Centrale, saranno pertanto installate le seguenti attrezzature posizionate su *skid*:

skid A Separazione

skid B Disidratazione

skid C Soffione serbatoio dreni

skid D Generazione azoto

skid E Misura tecnica portata e riduzione più filtrazione

skid F Compressore gas (Futuro, in funzione del reale comportamento del giacimento)

La costruzione su skids minimizza le attività di installazione, non presuppone strutture fisse importanti e permetterà al termine della vita operativa del pozzo di ripristinare le condizioni iniziali in modo ottimale.

Nella tavola 18411.PRO.101 allegata, è riportato schema del processo da installare sul sito di Podere Maiar. Naturalmente, in fase di progettazione di dettaglio, si potranno avere aggiustamenti migliorativi dell'ipotesi di sviluppo che è stata qui presentata.

Gli investimenti relativi all'attività di sviluppo sono stati stimati e sono qui di seguito riportati:

a) Facilities di produzione (inclusi compressore e lavori civili di adeguamento del piazzale esistente)	1.650,0 k€
b) Metanodotto 4" (991 m), incluso allaccio	180,0 k€
c) Project management	137,3 k€
d) Sistema di monitoraggio ambientale	350,0 k€
e) Assicurazione	22,6 k€
<b>TOTALE investimenti</b>	<b>2.3340 k€ circa</b>

*Tab. 28: Riepilogo investimenti realizzazione impianto*

### **Connessione rete nazionale Snam Rete Gas**

Il gas trattato nella centrale Podere Maiar verrà presumibilmente convogliato a un metanodotto della rete Snam con pressione di esercizio di 70 bar, posto a una distanza, in linea d'aria, di circa 700 m.

Verrà pertanto realizzato un metanodotto di lunghezza 991 m e sezione 4" sp 6,02 che si conetterà al metanodotto di prima specie Snam Rete Gas nella "cameretta" già esistente. Prima di entrare in area Snam, il metanodotto entrerà in un'area che Po Valley realizzerà per la misura fiscale del gas, così come rappresentato dalle tavole di progetto "Metanodotto CTR5000", "Metanodotto ORTOFOTO", Metanodotto RUE".

### Pianificazione del progetto di sviluppo

L'attività di sviluppo del giacimento comincerà immediatamente dopo l'ottenimento della Concessione di Coltivazione.

Lo *start up* della produzione dal pozzo Podere Maiar 1dir è previsto dopo circa 9 mesi dall'ottenimento dell'autorizzazione finale, anche se parte delle attività preparatorie (gare di appalto, *procurement*, ecc.) potrà avere inizio prima di tale autorizzazione. L'attività di costruzione, allaccio e *commissioning* richiederà circa 5 mesi di tempo.

Lavorazioni	Mesi				
	1	2	3	4	5
Metanodotto (scotico, scavo, posa tubo, ripristino)					
Area misura fiscale SNAM (preparazione area, installazione strumentazione)					
Preparazione piazzale (preparazione aree alloggio skid, cabinati, ecc) lavori civili					
Montaggio skid (trasporto, posa strumentazine, montaggio) - lavori meccanici e collaudi					
Lavorazioni elettrostrumentali					

Fig. 39: Pianificazione del progetto di sviluppo

## 9 COLTIVAZIONE DEL GIACIMENTO

### Profili di produzione

Di seguito le previsioni di produzione calcolate per i livelli C1 e C2 scenario 2P:

Anno	Portata gas (sm <sup>3</sup> /g)	Gas totale (MSm <sup>3</sup> /anno)	Portata acqua (m <sup>3</sup> /g)	Acqua totale (m <sup>3</sup> /anno)
<b>LIVELLO C2</b>				
1	79,781	29.12	0.00	0.002
2	80,000	29.20	0.00	1.408
3	80,000	29.20	0.03	11.477
4	80,000	29.28	0.12	44.717
5	80,000	29.20	0.35	128.303
6	80,000	29.20	0.87	318.298
7	80,000	29.20	2.02	737.381
8	79,994	29.28	4.63	1694.958
9	58,840	21.48	6.98	2546.696
10	34,681	12.55	6.85	2480.33
<b>LIVELLO C1</b>				
1	69,808	25.48	0.00	0.739
2	70,000	25.55	0.10	34.913
3	70,000	25.55	0.81	294.366
4	69,972	25.61	4.53	1657.326
5	41,262	15.06	9.64	3518.712
6	19,037	6.95	9.61	3508.260
7	13,623	0.40	9.00	262.855

Tab. 29: Previsione di produzione 2P

### Esercizio

Il campo sarà presidiato 20-22 giorni al mese da operatore esperto. Per quanto riguarda l'attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, sarà svolta in aggiunta ai presidi dell'operatore di produzione. E' prevista una misura di pressione statica ogni anno, la prima dopo il primo anno di produzione, con i necessari studi ed aggiornamenti di carattere geologico e di *reservoir engineering*.

Sulla base di queste considerazioni i costi di coltivazione medi su base annua sono come di seguito valutati:

a) Attività di O&M del sito in produzione, inclusa attività HSE e monitoraggio ambientale	300.000 €
c) Attività monitoraggio pressione	7.500 €
d) Attività di studio G&G e ingegneria di giacimento	8.000 €
e) Costo della compressione (a partire dal 7° anno di produzione)	0,015 €/stm <sup>3</sup>
f) Costo di smaltimento dell'acqua	75,0 €/m <sup>3</sup>

*Tab. 30: Riepilogo costi annuali operativi*

Compressione e smaltimento dell'acqua di produzione a parte, i **costi annuali di coltivazione** del campo sono valutabili in circa **315 k€**.

### **Costi di abbandono**

I costi di abbandono saranno tutti concentrati nell'anno successivo al termine della produzione del pozzo Podere Maiar 1dir e, senza eventuali ulteriori sviluppi, consistono in quanto segue:

a) Chiusura mineraria del pozzo Podere Maiar 1dir (coil tbg + rig)	800,0 k€
b) Smontaggio e smaltimento delle <i>facilities</i> di produzione	75,0 k€;
c) Bonifica dei metanodotti di pertinenza (incluso nella voce precedente)	0,0 k€
d) Ripristino del sito	450,0 k€
e) Project management	23,2 k€
f) Assicurazione	15,5 k€

*Tab. 31: Riepilogo costi abbandono*

Il totale dei costi di abbandono risulta pertanto pari a circa **1.364 k€** circa.

## **10 ASPETTI AMBIENTALI**

Nel presente paragrafo verrà fornita una descrizione di massima del piano di monitoraggio da attuare per le fasi di coltivazione del giacimento.

Una dettagliata progettazione del monitoraggio verrà condotta successivamente alla fase di valutazione di impatto ambientale e a valle della selezione delle società contrattiste, con le migliori soluzioni tecniche proposte.

### **Monitoraggio subsidenza**

In linea del tutto generale si riporta un programma di massima per il monitoraggio della subsidenza durante le attività di coltivazione del giacimento.

Il piano di monitoraggio è finalizzato al rilievo degli spostamenti complessivi registrabili sulla superficie topografica e gli spostamenti verticali che si generano nella porzione superficiale del terreno, sede degli acquiferi sfruttati per scopi antropici, questi non correlati con le attività di coltivazione del giacimento.

Tali spostamenti verticali verranno monitorati mediante assestimetri e GPS e verranno correlati con misure piezometriche.

Per quanto concerne la strumentazione in foro, i sensori di spostamento (subsidenza), pressione (piezometria) e temperatura (per correzioni termiche) verranno acquisiti in tempo reale da acquisitori multicanale che memorizzano i dati e li rendono disponibili per essere prelevati periodicamente

In accordo con le Linee Guida MISE-DGRME sui monitoraggi per le attività di coltivazione e stoccaggio, alle strumentazioni sopra riportate va eseguito inoltre un monitoraggio degli spostamenti totali utilizzando la tecnologia radar satellitare (InSAR).

Il monitoraggio delle deformazioni superficiali tramite la suddetta tecnologia, riguarderà un'area sufficientemente ampia per il controllo del fenomeno deformativo.

La tecnica è finalizzata a individuare i processi di spostamento del terreno e di strutture presenti nel territorio a partire dal rilievo della riflessione delle onde radar emesse dai sensori satellitari. Mediante l'analisi delle immagini SAR satellitari d'archivio, è inoltre possibile conoscere le deformazioni storiche subite dal terreno negli anni coperti dall'acquisizione di tali immagini.

In funzione della disponibilità di dati d'archivio o di nuova acquisizione, è possibile eseguire analisi su una stessa area con immagini acquisite da diverse geometrie orbitali così da osservare

il territorio da punti di vista differenti e complementari, consentendo una più corretta interpretazione dei processi deformativi.

Il monitoraggio delle deformazioni superficiali mediante InSAR potrà essere articolato secondo le seguenti fasi:

- analisi delle deformazioni storiche precedenti la messa in produzione del pozzo mediante la selezione dei dati SAR acquisiti dal satellite Sentinel a partire da un anno prima della messa in produzione del pozzo.
- monitoraggio nella fase di coltivazione del giacimento, in grado di fornire informazioni sull'evoluzione deformativa.

### **Monitoraggio microsismicità**

L'area in cui ricade il giacimento di Selva è un'area molto conosciuta e studiata dal momento che c'è stata in passato una storia produttiva quasi trentennale e considerando anche la vicinanza e le analogie con il giacimento di Minerbio. Questo, dopo circa trenta anni di produzione, è stato riconvertito ed è attualmente in uso come campo di stoccaggio. I livelli mineralizzati del pozzo Podere Maiar<sup>1</sup> sono esattamente gli stessi in cui viene stoccato il gas a Minerbio e le due strutture contigue sono separate tra di loro da una sella che fa sì che i due giacimenti risultino, pur appartenendo alla stessa successione geologica, distinti dal punto di vista idraulico e dei contenuti dei fluidi (acqua e gas).

Sul campo di Minerbio è attualmente attivo un sistema di monitoraggio per lo studio della subsidenza e della microsismicità; in particolare per la sismicità è stata installata una vasta rete composta di circa 30 accelerometri/sismografi che permette una conoscenza dettagliata del fenomeno, tale rete è attualmente gestita da INGV.

Nella progettazione della rete microsismica da installare sul giacimento di Podere Maiar si potrà tenere conto della copertura già esistente che potrà essere integrata al fine di rispondere alle richieste e alle specifiche tecniche riportate nelle linee guida del MISE.

Il piano di monitoraggio della microsismicità potrà essere messo a punto in dettaglio dopo aver condotto un monitoraggio del rumore sismico di fondo (antropico) mediante un velocimetro, che permetterà di calibrare in fase di progettazione la sensibilità della rete per consentire la localizzazione di eventi fino ad una soglia di magnitudo compresa tra 0 e 1 nel Dominio Interno (DI) di rilevazione, conformemente a quanto indicato dalle Linee Guida MISE-DGRME.

Orientativamente si può ipotizzare una rete microsismica composta da una stazione installata al centro del Dominio Interno (area pozzo Podere Maiar) e altre stazioni dislocate nelle vicinanze

dei vertici del dominio interno. La tipologia, il numero e la disposizione spaziale delle stazioni verrà definito dettagliatamente in fase di progettazione della rete, in conformità con le Linee Guida MISE-DGRME.

Le attività di monitoraggio e gestione dati verranno effettuate a cura della società che verrà incaricata da PoValley Operations per la realizzazione, installazione, manutenzione e gestione dei dati della rete microsismica. Il monitoraggio potrà essere effettuato mediante controllo giornaliero del dato acquisito nel centro di elaborazione della società incaricata e integrato con i dati della rete sismica nazionale.

## **11 VALUTAZIONE ECONOMICA DEL PROGETTO**

Il progetto di sviluppo del giacimento di Podere Maiar 1d (ex giacimento Selva), prevede la semplice progettazione e messa in opera di tutte le attrezzature necessarie a consentire la produzione, il trattamento e la consegna a SRG del gas prodotto dal pozzo. Naturalmente, è anche prevista la messa in opera delle attrezzature per il monitoraggio ambientale. La descrizione dettagliata del progetto è inserita nei capitoli specifici.

Il risultato economico dello sviluppo del giacimento di Podere Maiar, così concepito, risulta ampiamente remunerativo e con investimenti assolutamente adeguati, così come emerge dall'analisi dei dati economici che si riportano in questo capitolo.

Di seguito sono riportati i principali costi del progetto che includono anche i costi relativi al compressore del gas che, per il caso di riserve 2P, verranno sostenuti solo dopo alcuni anni di produzione.

### **Investimenti (CAPEX)**

Gli investimenti da prevedere per mettere in produzione il pozzo di Podere Maiar 1d sono, sostanzialmente, i seguenti:

- Trattamento del gas;
- Trasporto del gas;
- Monitoraggio ambientale;
- Project management.

Project Management e assicurazione

160 k€

Costo che tiene conto della gestione del progetto, dell'aspetto HSE e della relativa assicurazione.

Investimenti per il trattamento del gas 1.650 k€

Prevista la costruzione di una linea di trattamento del gas (capacità 150.000 stm<sup>3</sup>/g) per separare l'acqua di formazione, disidratare il gas (rigenerazione glicole con azoto), stoccaggio acqua prodotta, misura fiscale. Il costo indicato tiene conto anche dell'installazione del compressore (caso riserve 2P).

Investimenti per il trasporto del gas 180 k€

Comprende i costi di realizzazione del metanodotto di connessione con la rete nazionale. In prossimità del sito di Podere Maiar 1d, a circa 1 km, esiste una cameretta SRG verso cui è previsto l'invio del gas attraverso un percorso precisato nel capitolo di riferimento.

Monitoraggio ambientale 350 k€

Comprende i costi per la realizzazione della rete di monitoraggio di subsidenza e microsismicità. Tale voce è formulata sulla base di analoghi progetti di sviluppo. Rimane da esaminare la possibilità di integrare (con riduzione dei costi) questo progetto a monitoraggi già attivi nelle località limitrofe.

L'ammontare totale degli investimenti, senza contare i precedenti investimenti di studio di G&G e della perforazione del pozzo Podere Maiar 1d, è dunque pari a 2.340 k

**Costi di coltivazione e di abbandono (OPEX)**

I costi di coltivazione del giacimento a gas di Podere Maiar sono valutabili in circa 315 k€/anno, comprensivi dell'attività di O&M, del monitoraggio di giacimento e ambientale, delle utenze. Con l'avanzare della produzione, sarà forse necessaria la compressione del gas e ci sarà, con alta probabilità produzione di acqua, seppur contenuta rispetto alle portate di gas (esperienza del campo di Selva). La compressione avrà un costo stimato di 0,015 €/smc, mentre lo smaltimento dell'acqua di formazione avrà un costo di circa 75 €/m<sup>3</sup>. Nell'ipotesi di coltivazione assunta, la compressione sarà necessaria negli ultimi 4 anni di produzione di ciascun livello.

I costi di abbandono del campo di Podere Maiar sono valuta in circa 1.365 k€, così ripartiti:

- Smontaggio facilities 75 k€
- P&A del pozzo Podere Maiar 1 800 k€
- Ripristino del sito (inclusa bonifica del metanodotto) 450 k€
- Project Management (inclusi costi HSE e assicurazione) 40 k€
- Canoni minerari 88,7 k€

## Ricavi

Attualmente, il prezzo del gas, in fase di completamento della risalita del prezzo a seguito dell'innalzamento del prezzo del Brent è di circa 0,18 – 0,19 €/Sm<sup>3</sup>. Nei nostri scenari, appare verosimile un prezzo di circa 0,20 €/Sm<sup>3</sup> costante nel tempo. Questo valore consente, nella fase iniziale di produzione, ricavi annui di quasi 5.800 k€. Alcune previsioni di enti specializzati forniscono previsioni di crescita del prezzo del gas; l'assunzione di un prezzo di 0,20 €/Sm<sup>3</sup> è dunque da considerarsi un input "economicamente conservativo".

## Parametri economici

Nell'analisi economica, abbiamo assunto i seguenti valori.

- Tasso di sconto: 10% (molto elevato rispetto all'attuale situazione all'interno dell'UE);
- Tasse complessive: 36,9%;
- Ammortamento del CAPEX in 7 anni (6 anni al 15% poi 10%).

## Risultati dell'analisi economica

Nelle tabelle seguenti, sono riportati i risultati economici basati sulle assunzioni che abbiamo sopra riportato, oltre ovviamente alle previsioni di produzione ottenute con il modello matematico cui si rimanda nello specifico capitolo.

	<b>Pozzo singolo selettivo (1P)</b>
Totale riserve 1P	267,2 MSmc
Massima esposizione finanziaria	2.673 k€
Flusso di cassa netto (post tasse)	27.078 k€
NPV (post tasse):	20.552 k€
IRR	98%
NPV/CAPEX	9,63
Pay out	< 1 anno

Tab. 32: Riepilogo risultati analisi economica scenario 1P

	<b>Pozzo singolo selettivo (2P)</b>
Totale riserve 2P	392 MSmc
Massima esposizione finanziaria	2.942 k€
Flusso di cassa netto (post tasse)	39.348 k€
NPV (post tasse):	25.091 k€
IRR	93%
NPV/CAPEX	10.55
Pay out	<< 1 anno

Tab. 33: Riepilogo risultati analisi economica scenario 2P

### Sensibilità dei risultati economici ai parametri utilizzati

L'analisi della sensibilità dei parametri di base porta ad ampi margini di sicurezza. In effetti, per azzerare il beneficio economico del progetto, non è sufficiente aumentare di 10 volte gli OPEX o i CAPEX, mentre il prezzo del gas dovrebbe crollare fino al valore di 0,035 €/stm<sup>3</sup> o le riserve ridursi dell'84%; tutti risultati derivanti da assunzioni assolutamente non giustificate da alcun approccio prudenziale. In Tab. 34 sono riportati i principali risultati di sensibilità ai vari parametri economici.

Parametri economici	Scenario 1P				Scenario 2P			
	-10	0	+20	+40	-10	0	+20	+40
<b>Variat. on CAPEX, %</b>								
Cash Flow	44949,6	44572,6	43818,7	43064,7	64429,4	64025,5	63217,7	62409,9
NPV, k€	20762	20552	20134	19716	25307	25091	24660	24229
IRR, %	104	98	88	80	99	93	83	75
NPV/Capex, ad	10,81	9,63	7,86	6,60	11,82	10,55	8,64	7,28
<b>Variat. on OPEX, %</b>								
Cash Flow	44941,1	44572,6	43835,6	43098,5	64904,3	64025,5	64096,6	63288,8
NPV, k€	20721	20552	20515	19877	25389	25091	24958	24526
IRR, %	100	98	96	93	95	93	84	76
NPV/Capex, ad	9,71	9,63	9,47	9,31	10,67	10,55	8,74	7,37
<b>Variat. on gas price, %</b>								
Cash Flow	23203,8	33888,2	44572,6	49914,8	32662,3	48343,9	64025,5	71866,3
NPV, k€	10533	15543	20552	23057	12704	18898	25091	28188
IRR, %	62	81	98	106	59	77	93	101
NPV/Capex, ad	4,94	7,28	9,63	10,81	5,34	7,95	10,55	11,85
<b>Variat. on production, %</b>								
Cash Flow	23577,6	34262	44572,6	49562,4	34002,8	49263,3	64025,5	71185,9
NPV, k€	10732	15742	20552	22889	13200	19267	25091	27928
IRR, %	63	82	98	106	60	78	93	101
NPV/Capex, ad	5,03	7,38	9,63	10,73	5,55	8,10	10,55	11,74

Tab. 34: Analisi di sensibilità risultati economici