



**petroleum  
engineering  
group**



**STOGIT**

CONTRATTO DI RICERCA TRA  
POLITECNICO DI TORINO – DIATI e STOGIT – Unità GIAC

## **CAMPO DI BORDOLANO**

**STUDIO DINAMICO DI GIACIMENTO  
LIVELLO DI STOCCAGGIO  
*POOL B***

**Giugno 2015**



## INDICE

<b>EXECUTIVE SUMMARY .....</b>	<b>1</b>
<b>1 DATI GENERALI DEL GIACIMENTO .....</b>	<b>4</b>
<b>2 MODELLO DINAMICO .....</b>	<b>7</b>
2.1 Definizione del modello dinamico .....	7
2.1.1 Discretizzazione.....	8
2.1.2 Pressione iniziale e contatto gas-acqua .....	10
2.2 Calibrazione del modello dinamico .....	10
2.2.1 Caratterizzazione petrofisica .....	11
2.2.2 Trasmissività verticali e areali.....	15
2.2.3 Faglie .....	15
2.2.4 Pressioni capillari e permeabilità relative .....	17
2.2.5 Caratteristiche dei fluidi .....	19
2.2.6 Caratteristiche dell'acquifero .....	20
2.2.7 GOIP dinamico .....	24
2.2.8 Completamenti e determinazione delle VFP .....	24
2.2.9 Risultati della calibrazione del modello dinamico .....	27
<b>3 SIMULAZIONE DEL COMPORTAMENTO FUTURO DEL GIACIMENTO.....</b>	<b>29</b>
3.1 Scenari di forecast .....	29
3.2 Imposizione dei vincoli operativi .....	29
3.2.1 Determinazione della pressione statica alla testa pozzo.....	30
3.3 Analisi delle simulazioni .....	30
3.3.1 Caso 1.....	31
3.3.2 Caso 2.....	32



3.3.3	Caso 3.....	33
3.3.4	Caso 4.....	34
3.3.5	Caso 5.....	35
3.3.6	Caso 6.....	37
3.4	Riserve e Cushion Gas .....	38
3.4.1	Determinazione delle riserve .....	38
3.4.2	Determinazione del Cushion Gas.....	38
4	<b>ACRONIMI.....</b>	<b>40</b>
5	<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>41</b>

***APPENDICE A – “History Match dei pozzi del campo”***

***APPENDICE B – “Confronto tra log di pozzo misurati e modello numerico”***

***APPENDICE C - “Tecnica ad iterazioni successive per la stima delle portate”***

***APPENDICE D - “Curve di erogabilità e risultati degli scenari di forecast”***



## EXECUTIVE SUMMARY

Il presente rapporto descrive i risultati dello studio condotto dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino in collaborazione con STOGIT S.p.A. per valutare le prestazioni del campo di stoccaggio di Bordolano – *pool B*.

Il lavoro ha riguardato la definizione e la calibrazione del modello dinamico 3D del giacimento sulla base del modello statico esistente, realizzato dallo stesso *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino (“Campo di Bordolano - STUDIO STATICO DI GIACIMENTO LIVELLO DI STOCCAGGIO *POOL B*”, Politecnico di Torino-DIATI e STOGIT – Unità GIAC, Marzo 2015) e di tutti i dati messi a disposizione da STOGIT. Lo studio dinamico del giacimento costituisce un importante aggiornamento del precedente modello dell’aprile 1999 e dell’aggiornamento del febbraio 2008 in quanto, oltre ad includere i dati storici di produzione relativi alla gestione del campo fino al 2015, è stato messo a punto sulla base di una più approfondita conoscenza geologica e strutturale del campo, maturata anche grazie all’interpretazione sismica effettuata nel 2014 e alla perforazione di 7 nuovi pozzi di stoccaggio.

Il campo comprende una successione di 6 livelli mineralizzati, denominati dal più superficiale al più profondo A, B, C, D, E+E1 e F+F1. Le litologie mineralizzate variano da ghiaie sabbioso-siltose, talvolta cementate, a sabbie medie-fini, corrispondenti a flussi torbiditici più diluiti, ed hanno una profondità che varia da 1600 – 2200 m TVDss. Il livello principale del campo è rappresentato dal *Pool B*, avente uno spessore medio ai pozzi di circa 33 m, mentre i livelli A, C, D, E+E1, F+F1 rappresentano corpi ghiaiosi/sabbiosi di dimensioni ridotte rispetto al *Pool B* e pertanto di minore interesse. A sua volta il *pool B* è costituito da 5 livelli, denominati dal più superficiale al più profondo B1, B2, B3, B4 e B5. I livelli *reservoir* sono talora separati da depositi pelitici (marne argilloso-siltose), anch’essi di origine torbiditica, che non presentano continuità areale e che pertanto non costituiscono barriere idrauliche. L’unica eccezione è rappresentata dall’intervallo argilloso interposto ai livelli B1 e B2 che appare esteso su tutto il campo.

La zona di culmine del *reservoir* risulta intensamente fagliata, ma le faglie creano dislocazioni non risolvibili dalla sismica. Verso sud il giacimento è delimitato da una faglia regionale a direzione circa E-W.

La copertura del *reservoir* è assicurata da una successione argillosa continua (Fm. Argille del Santerno) con spessore di alcune centinaia di metri.

La pressione iniziale del campo alla profondità (*datum depth*) di 1700 m TDVss era pari a 235.4 Barsa (240.0 kg/cm<sup>2</sup><sub>a</sub>).

Il contatto gas/acqua originale è stato riconosciuto alla profondità di 1839 m TVDss.

Durante la produzione primaria, avviata nel gennaio 1952 e conclusa nel novembre 1994, venne prodotto un volume di gas pari a 4178 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>SC</sub> alla quale va sommato il



gas perso durante l'eruzione del pozzo BO-2, stimato in circa  $370 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ . Nel giugno 1995 venne effettuato un test di iniezione di lunga durata per valutare la possibilità di convertire il *pool* B allo stoccaggio del gas naturale. Successivamente, nel periodo 2008-2013, vennero eseguite ulteriori iniezioni di gas, per un totale di  $644.6 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ , a fronte di un recupero di  $83.8 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$  di gas. Pertanto, alla data di marzo 2015 lo stock in giacimento è pari  $560.8 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ .

La caratterizzazione petrofisica del giacimento è stata recepita integralmente dallo studio statico del marzo 2015. Al *net to gross* (NTG) è stato assegnato il valore 1 per le *facies* litologiche '*reservoir*' e 0 per le *facies* litologiche '*no reservoir*'. I valori iniziali di porosità sono stati leggermente modificati in fase di calibrazione del modello e risultano mediamente pari al 13-15%, salvo locali incrementi fino al 24%. I valori di saturazione in acqua irriducibile variano tra 18% (nei livelli principali del campo) e 25%.

Dalle simulazioni dinamiche effettuate e considerata la risalita del contatto gas-acqua di circa 150 metri nell'area sud-orientale del campo, si può ragionevolmente ritenere che il giacimento sia caratterizzato dalla presenza di un acquifero con spinta forte.

Al termine del processo di calibrazione del modello, il GOIP dinamico del campo è risultato pari a  $4720 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ , in ottimo accordo con il valore determinato staticamente (pari a  $4746 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ ).

La permeabilità del giacimento è buona in tutto il *reservoir*, mediamente più elevata nei livelli B1, B2 e B3 (pari a circa 400 mD) e più bassa nei livelli B4 e B5 (pari a circa 100 mD).

Il modello dinamico calibrato è stato successivamente impiegato per determinare la risposta del sistema secondo diversi possibili scenari, preliminarmente concordati con STOGIT, allo scopo di evidenziare le scelte operative che potevano consentire una più efficace gestione futura dello stoccaggio. I risultati delle simulazioni sono riportati in termini di *Working Gas* e di prestazioni erogative (massima portata giornaliera e durata del *plateau*). Poiché il comportamento dinamico del campo di Bordolano, e quindi anche le prestazioni dello stoccaggio, risentono fortemente delle interazioni con l'acquifero che delimita la mineralizzazione a gas, la strategia di gestione dello stoccaggio è stata innanzitutto mirata ad ottenere un *Working Gas* stabilizzato e bilanciato, operando sulle portate erogate e iniettate e/o sulla durata dell'erogazione e dell'iniezione in funzione dei pozzi disponibili.

La conversione del campo di Bordolano a campo di stoccaggio prevede l'utilizzo dei 9 pozzi attivi del campo e la ricostituzione ciclica mediante iniezione di gas fino al raggiungimento di una pressione massima operativa pari alla pressione iniziale di scoperta della formazione.



Le simulazioni dinamiche effettuate hanno anche contemplato la possibilità di perforare 2 nuovi pozzi al fine di diminuire i volumi di acqua prodotti pur garantendo la stessa portata di punta di campo.

Nella **tabella I** sono riassunti i vincoli imposti e i risultati ottenuti per i principali casi di *forecast* eseguiti nel presente studio.

**Tab.I Scenari di forecast – Vincoli e risultati degli scenari previsionali 1th, 2th, 3th, 4th, 5th e 6th**

Caso	N° Pozzi	FGPR <sub>max</sub>	FGIR <sub>max</sub>	WWPR <sub>max</sub>	p <sub>max</sub>	FTHP <sub>min</sub>	Working Gas	FWPR <sub>max</sub> x
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub> /g	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub> /g	m <sup>3</sup> <sub>st</sub> /g		Barsa	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	m <sup>3</sup> <sub>st</sub> /g
1th	9	5 (cicli 1-4) 20 (cicli 5-10)	20 (cicli 1-10)	2.0	pi	70	1200	16.80
2th	9	5 (cicli 1-4) 20 (cicli 5-10)	20 (cicli 1-10)	2.0	pi	100	1000	17.04
3th	9	5 (cicli 1-4) 15 (cicli 5-10)	20 (cicli 1-4) 15 (cicli 5-10)	1.0	pi	70	1200	9.88

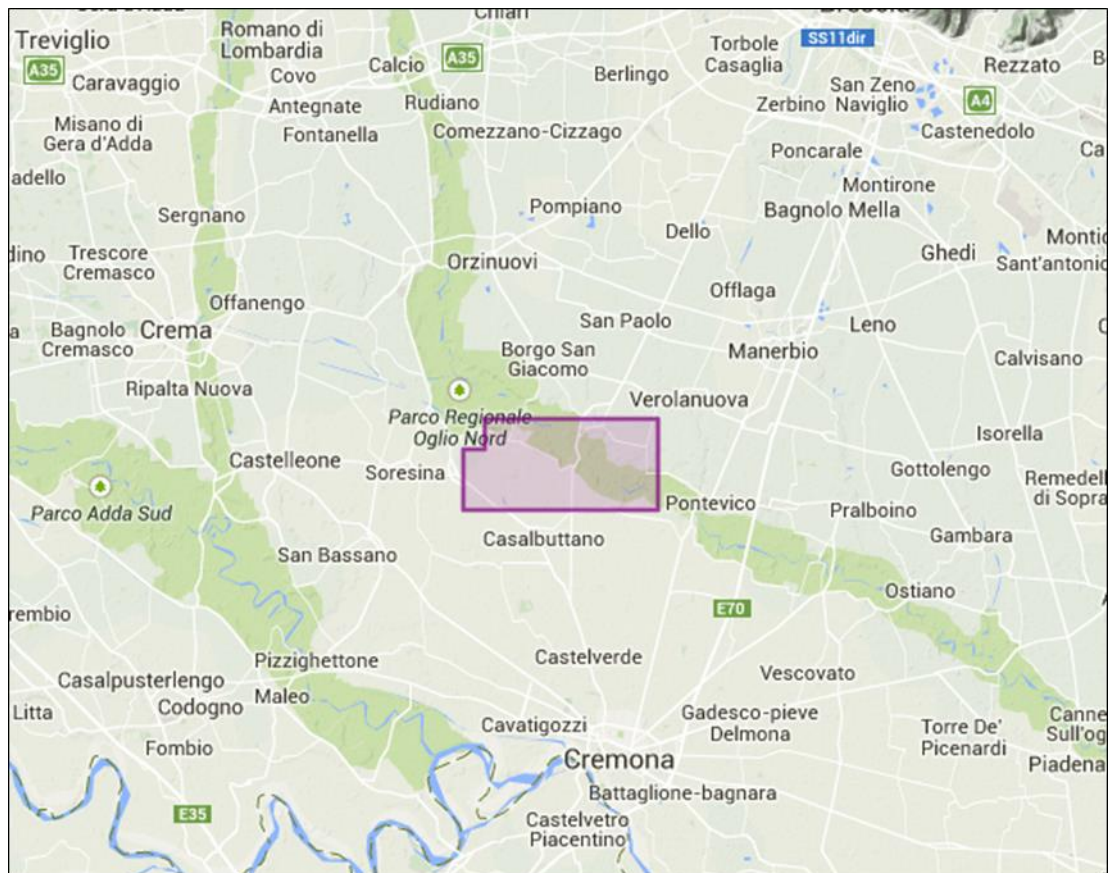
Il *Working Gas* di riferimento a FTHP pari a 70 Barsa è valutabile in 1200 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>sc</sub> con una portata di gas di punta in erogazione variabile tra i 15 e i 20 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>sc</sub> in funzione della massima produzione di liquidi.

Il modello di giacimento è stato infine utilizzato per definire il nuovo valore delle riserve recuperabili e del *Cushion Gas*. Il valore delle riserve che sarebbero teoricamente recuperabili ipotizzando di mettere in produzione il campo dalle condizioni di ricostituzione a  $p = p_i$  fino al raggiungimento della pressione di 15 Barsa è stato valutato essere pari a 1766 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>sc</sub>. Poiché inoltre il volume di gas cumulativamente iniettato al termine del 7° ciclo di iniezione (considerato come *Stock* massimo) ammonta a 1748 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>sc</sub>, le riserve originarie risultano pari a 18 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>sc</sub>.

Il *Cushion Gas* @ 70 Barsa risulta pari a 566 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>sc</sub>.

## 1 DATI GENERALI DEL GIACIMENTO

Il campo di Bordolano è ubicato nella Pianura Padana (**figura 1**), circa 18 km a NW di Cremona, nell'omonima concessione di stoccaggio. La scoperta del giacimento risale al 1951 in seguito alla perforazione del pozzo BO-1. L'area sottesa dalla struttura di Bordolano è di circa 41 km<sup>2</sup>, mentre l'area originariamente mineralizzata era di circa 6 km<sup>2</sup>.



**Fig. 1 - Ubicazione della Concessione di Stoccaggio “Bordolano”**  
(<http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it>)

Il campo comprende una successione di 6 livelli mineralizzati, denominati dal più superficiale al più profondo A, B, C, D, E+E1 e F+F1. Il livello principale del campo è rappresentato dal *Pool B*, avente uno spessore medio ai pozzi di circa 33 m, mentre i livelli A, C, D, E+E1, F+F1 rappresentano corpi ghiaiosi/sabbiosi di dimensioni ridotte rispetto al *Pool B* e pertanto di minore interesse. A sua volta il *pool B* è costituito da 5 livelli, denominati dal più superficiale al più profondo B1, B2, B3, B4 e B5.

I livelli del *pool B*, oggetto di questo studio, sono costituiti da lobi torbiditici arenaceo-conglomeratici che si sviluppano su distanze dell'ordine di qualche

chilometro. La copertura del *reservoir* è assicurata da una successione argillosa continua (Fm. Argille del Santerno) con spessore di alcune centinaia di metri. La chiusura dei livelli avviene per pendenza strutturale verso N e verso E, per la presenza di una faglia *sealing* verso S e per *onlap* verso W (livelli minori). Nell'area estesa si evidenzia la presenza di diverse faglie che rappresentano i fronti (*thrust*) Appenninici e Alpini a direzione media da E-W a ENE-WSW. La zona di culmine del *reservoir* risulta intensamente fagliata, ma le faglie creano dislocazioni non risolvibili dalla sismica.

La pressione originale del giacimento era pari a  $240.0 \text{ kg/cm}^2_a$  alla profondità (*datum depth*) di 1700 m ss. La temperatura del giacimento era pari a  $58.5 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Il contatto gas/acqua originale è stato riconosciuto alla profondità di 1839 m TVDss. L'acquifero laterale delimita il giacimento in direzione nord, est e sud.

All'interno del *pool* B i livelli B2 e B3 costituiscono il *layers* principali del campo con un GOIP pari al 70% del GOIP totale. Tra il 1952 e il 2014 all'interno di esso sono stati perforati 27 pozzi. Dopo la perforazione del pozzo di scoperta BO-1, la delimitazione e lo sviluppo primario del campo avvennero nel triennio 1952-54 con la perforazione di 17 pozzi (BO-2, BO-2dir, BO-3, BO-4D, BO-5, BO-6, BO-7, BO-8, BO-9, BO-10, BO-11, BO-12, BO-13, BO-14, BO-15, BO-16 e BO-17). Nel 1952 il pozzo BO-2 venne chiuso minerariamente a seguito di un incidente occorso durante le operazioni di tubaggio. Dal 1956 al 1964 vennero perforati altri 3 pozzi (BO-18, BO-19, BO-20) per verificare la presenza dei corpi sabbiosi anche all'interno delle argille di Santerno della copertura pliocenica.

La produzione primaria del campo dai livelli del *pool* B si è protratta dal 1952 al 1994 attraverso i pozzi BO-1, BO-2dir, BO-3, BO-4D, BO-5, BO-11, BO-12, BO-13 e BO-14. La produzione cumulativa di gas è di  $4178 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$ , alla quale va sommato il gas perso durante l'eruzione del pozzo BO-2, stimato in circa  $370 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$ . I pozzi BO-5 e BO-12 furono completati anche sui livelli C e D, il pozzo BO-9 completato sui livelli C e D e il pozzo BO-6 anche sul livello A. Si stima che il contributo alla produzione dai livelli A, C e D sia stata cumulativamente pari a  $706 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$  di gas.

Nel giugno 1995 venne effettuato un test di iniezione di lunga durata per valutare la possibilità di convertire il *pool* B allo stoccaggio del gas naturale. Negli anni 1996-1997 vennero perforati i pozzi BO-21dir e BO-4dirA, finalizzati all'acquisizione di dati (statici e dinamici) per lo stoccaggio del gas. Successivamente, nel periodo 2008-2013, vennero eseguite ulteriori iniezioni di gas, per un totale di  $644.6 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ , a fronte di un recupero di  $83.8 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$  di gas. Pertanto, alla data di marzo 2015 lo stock in giacimento è pari  $560.8 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ . Nel corso del 2013 vennero perforati 7 nuovi pozzi che, insieme ai pozzi BO-21dir e BO-4dirA, verranno utilizzati per la fase di stoccaggio.

Grazie ai profili statici eseguiti durante la vita del campo è stato possibile identificare l'andamento delle pressioni misurate, riportato in **figura 2**.



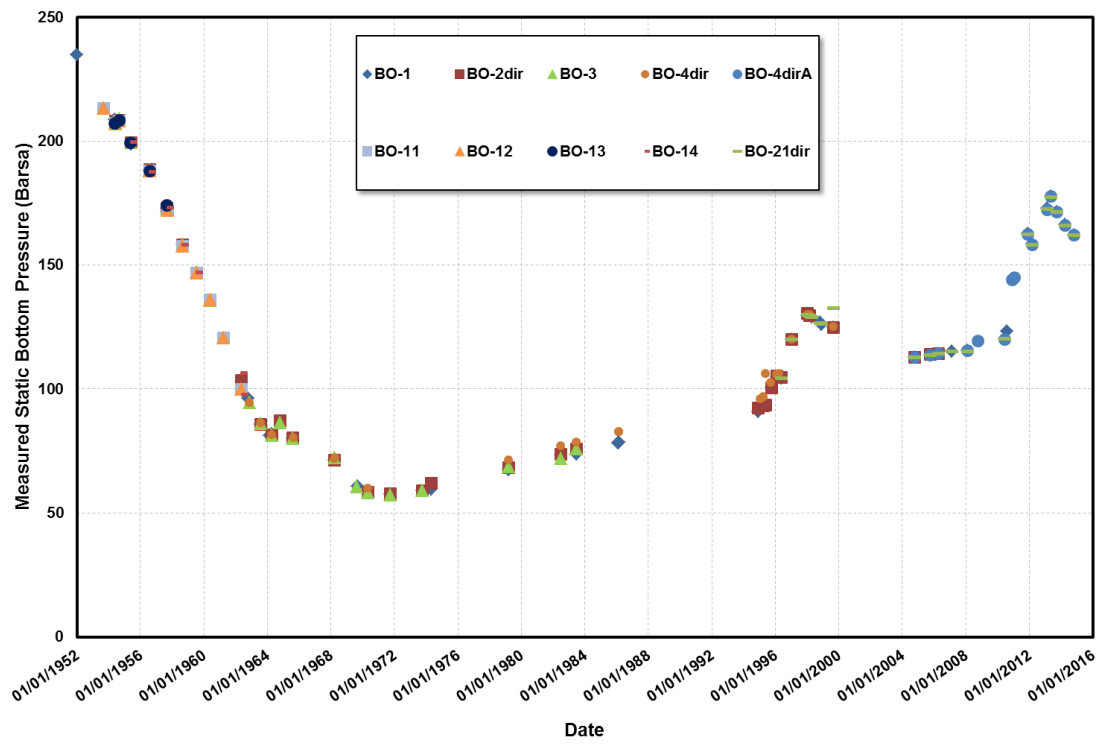


Fig. 2 - Andamento della pressioni statiche di fondo misurate ai pozzi



## 2 MODELLO DINAMICO

La valutazione del comportamento dinamico del campo durante le future attività di stoccaggio (*forecast*) ha richiesto la messa a punto, l'inizializzazione e la calibrazione di un modello dinamico numerico 3D. Per le simulazioni è stato utilizzato il software commerciale Eclipse™, versione 2013.2.

Il modello del giacimento è stato realizzato sulla base della geometria e delle caratteristiche petrofisiche del modello statico, del contatto gas/acqua riconosciuto e delle caratteristiche termodinamiche dei fluidi di giacimento. Una volta inizializzato, nella fase di calibrazione sono state effettuate numerose simulazioni del comportamento dinamico del giacimento, variando progressivamente i parametri più incerti, fino a riprodurre in modo soddisfacente sia le misure statiche di pressione a fondo pozzo registrate durante la vita del campo sia le portate storiche di produzione dell'acqua (laddove disponibili).

Il modello è stato successivamente utilizzato per effettuare delle previsioni del comportamento futuro del campo secondo diversi criteri di svasso e di ricostituzione, preliminarmente concordati con STOGIT, con l'obiettivo di individuare le strategie più indicate per la conversione e la gestione del campo come stoccaggio sotterraneo del gas naturale. In particolare lo studio ha avuto la finalità di valutare il comportamento futuro del sistema nell'ipotesi di gestire il campo mediante ricostituzione alla pressione iniziale del giacimento ed erogazione sino ad una pressione minima di testa pozzo pari a 70 Barsa, di verificare la risposta del sistema nell'ipotesi di raggiungere una pressione minima di testa pozzo pari a 100 Barsa, nonché di definire i possibili vantaggi conseguibili dalla perforazione di 2 nuovi pozzi, denominati BO-29 e BO-30. Le potenziali prestazioni di campo sono state definite tramite curve di erogabilità determinate in base ai limiti di esercizio dettati dalla centrale del campo.

### 2.1 Definizione del modello dinamico

Il campo di Bordolano è caratterizzato dalla presenza di un complesso sistema di faglie nella zona di culmine; per quanto il dato sismico non abbia permesso di riconoscerne i rigetti, non si esclude che queste faglie possano dare luogo a compartimentazioni. Nel resto dell'area modellizzata, in particolare nella zone sud del giacimento, si notano invece alcune faglie che provocano rigetti anche molto importanti.

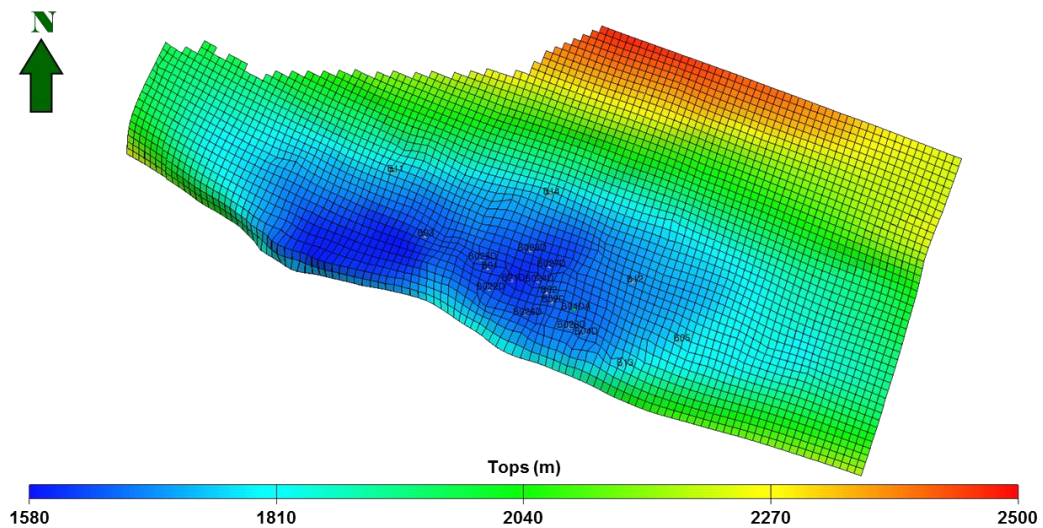
L'acquifero che agisce sul giacimento è caratterizzato da una spinta molto forte e direzioni di ingresso nord, sud ed est.

Il *grid* e le mappe delle proprietà petrofisiche impiegati nel modello dinamico sono stati esportati dal modello statico descritto dal *Petroleum Engineering Group* del

Politecnico di Torino e da SNAM-STOGIT – Unità GIAC nel marzo 2015 (“Campo di Bordolano - STUDIO STATICO DI GIACIMENTO LIVELLO DI STOCCAGGIO *POOL B*”).

### 2.1.1 Discretizzazione

La vista 3D del *grid* del modello dinamico con la profondità dei *tops* del *reservoir*, è mostrata nella **figura 3**; nella stessa figura è anche indicata l'ubicazione dei pozzi del campo.



**Fig. 3 - Vista in pianta del modello dinamico e mappa di profondità dei *tops* del *reservoir***

La discretizzazione areale adottata nel *grid* del modello è tale per cui la dimensione in pianta delle celle è pressoché costante in tutto il campo, pari a circa 80 metri sia in direzione X sia in direzione Y (**figura 4**).

Per quanto riguarda la discretizzazione verticale, il modello di giacimento è stato suddiviso in 16 *layers* (**tabella 1**): 3 *layers* per il livello B1 (*layers* 1-3), 1 *layer* per l'*interlayer* 1 (*layer* 4), 3 *layers* per il livello B2 (*layers* 5-7), 1 *layer* per l'*interlayer* 2 (*layer* 8), 2 *layers* per il livello B3 (*layers* 9-10), 1 *layer* per l'*interlayer* 3 (*layer* 11), 2 *layers* per il livello B4 (*layers* 12-13), 1 *layer* per l'*interlayer* 4 (*layer* 14) e 2 *layers* per il livello B5 (*layers* 23-29).

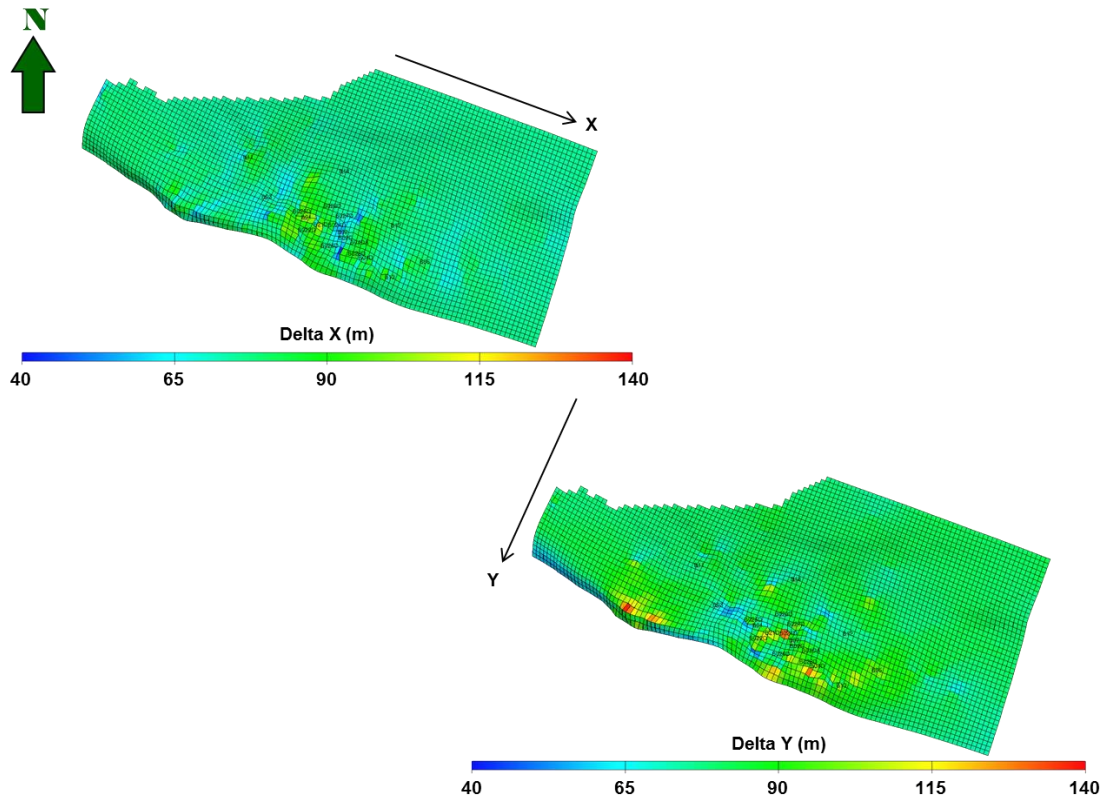


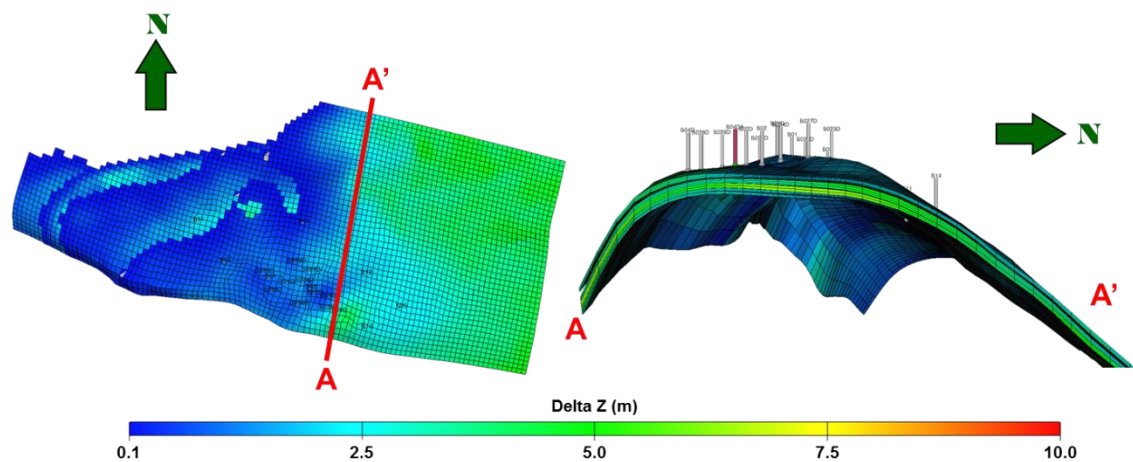
Fig. 4 - Discretizzazione areale del *grid* del modello dinamico

Tab. 1: Discretizzazione verticale del modello dinamico

LIVELLO	GRID DINAMICO	
	N° layer	K
B1	3	1-3
Interlayer	1	4
B2	3	5-7
Interlayer	1	8
B3	2	9-10
Interlayer	1	11
B4	2	12-13
Interlayer	1	14
B5	2	15-16

La discretizzazione verticale adottata consente di riprodurre la sequenza stratigrafica identificata, ma anche di definire in modo opportuno i completamenti dei pozzi e di descrivere adeguatamente l'avanzamento e la produzione dell'acqua. La dimensione verticale delle celle del modello dinamico è compresa tra 0.008 e 8 metri; le dimensioni delle celle nella zona di culmine dove sono presenti i pozzi sono di circa 3-5 metri (**figura 5**).

Il modello impiegato nel presente studio è costituito complessivamente da 108 x 43 x 16 celle, di cui circa 32000 attive.



**Fig. 5 - Discretizzazione verticale del *grid* del modello dinamico**

### 2.1.2 Pressione iniziale e contatto gas-acqua

Il modello dinamico è stato inizializzato definendo, all'interno di un'unica regione di equilibratura, una pressione iniziale pari a  $240 \text{ kg/cm}^2_a$  alla profondità (*datum depth*) di 1700 m TVDss e ponendo il contatto originario gas-acqua alla profondità di 1839 m ss.

## 2.2 *Calibrazione del modello dinamico*

La calibrazione del modello dinamico è stata effettuata sulla base dei dati storici delle pressioni statiche di giacimento a fondo pozzo e della produzione di acqua, registrati a partire dalla data del 01/01/1952 e fino al 31/03/2015.

Per ottenere una buona calibrazione del modello dinamico sono state effettuate alcune scelte, discusse e commentate nei paragrafi successivi.

### 2.2.1 Caratterizzazione petrofisica

Le mappe di NTG, di porosità e di saturazione in acqua irriducibile inizialmente assegnate al modello dinamico sono quelle derivanti dal già citato studio statico dello stesso *Petroleum Engineering Group*.

Al *net to gross* (NTG) è stato assegnato il valore 1 per le *facies* litologiche *'reservoir'* e 0 per le *facies* litologiche *'no reservoir'*. La mappa di NTG adottata nel modello dinamico relativa ai *top* dei livelli B1, B2, B3, B4 e B5 è mostrata nella **figura 6**.

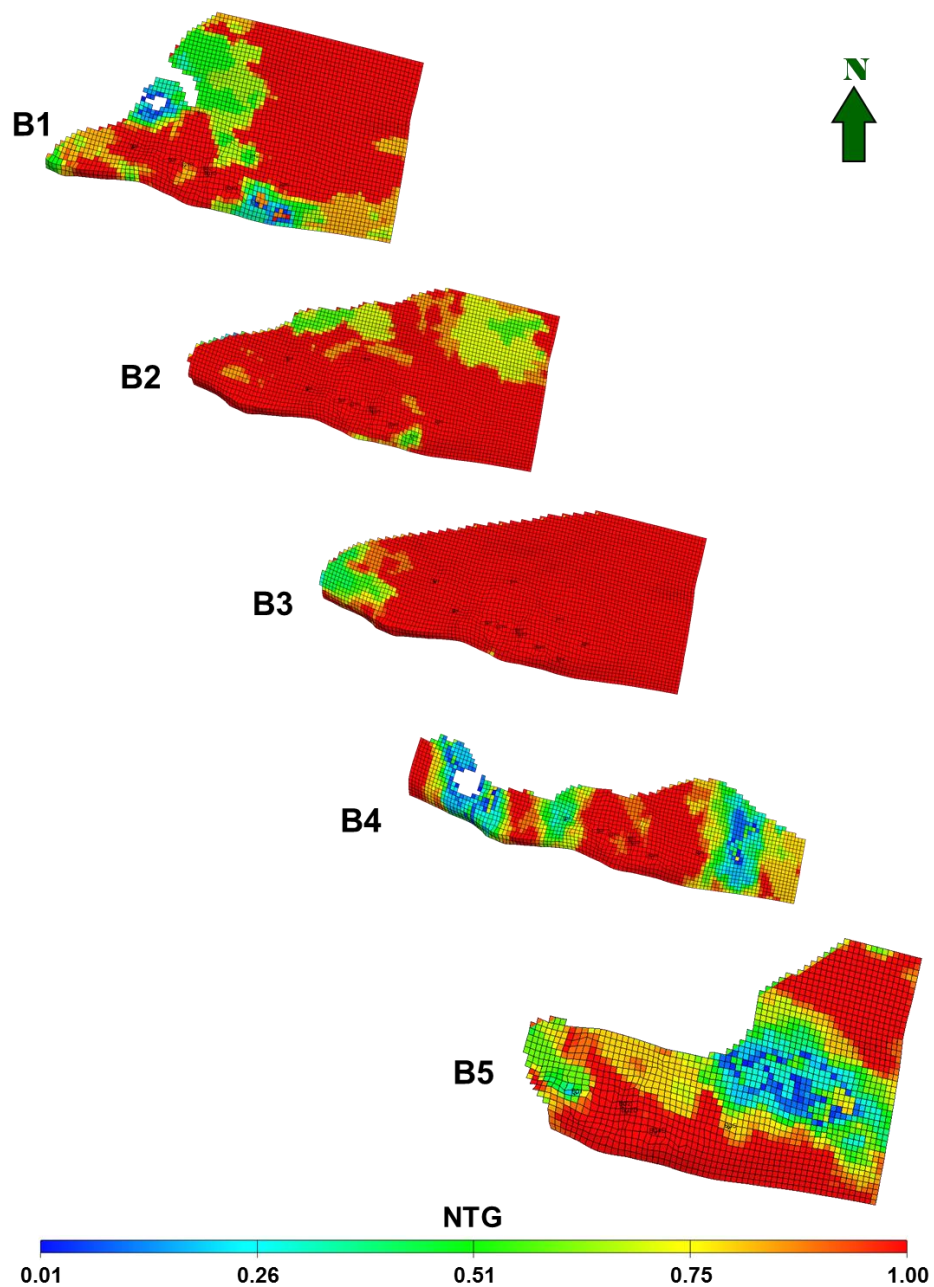


Fig. 6 - Mappa di Net to Gross

La mappa di porosità adottata nel modello dinamico relativa ai *top* dei livelli B1, B2, B3, B4 e B5 è mostrata nella **figura 7**. I valori di porosità adottati nel modello dinamico, inizialmente definiti nell'intervallo 15-17%, sono stati oggetto di numerose *sensitivities* al fine di rispettare le produzioni storiche di gas e di calibrare nel miglior modo possibile le portate di acqua prodotte. Al termine del processo di calibrazione, la porosità media del *reservoir* è stata ricondotta nell'intervallo 13-15% mentre localmente, nei dintorni di alcuni pozzi, è stata aumentata fino a valori del 24% circa.

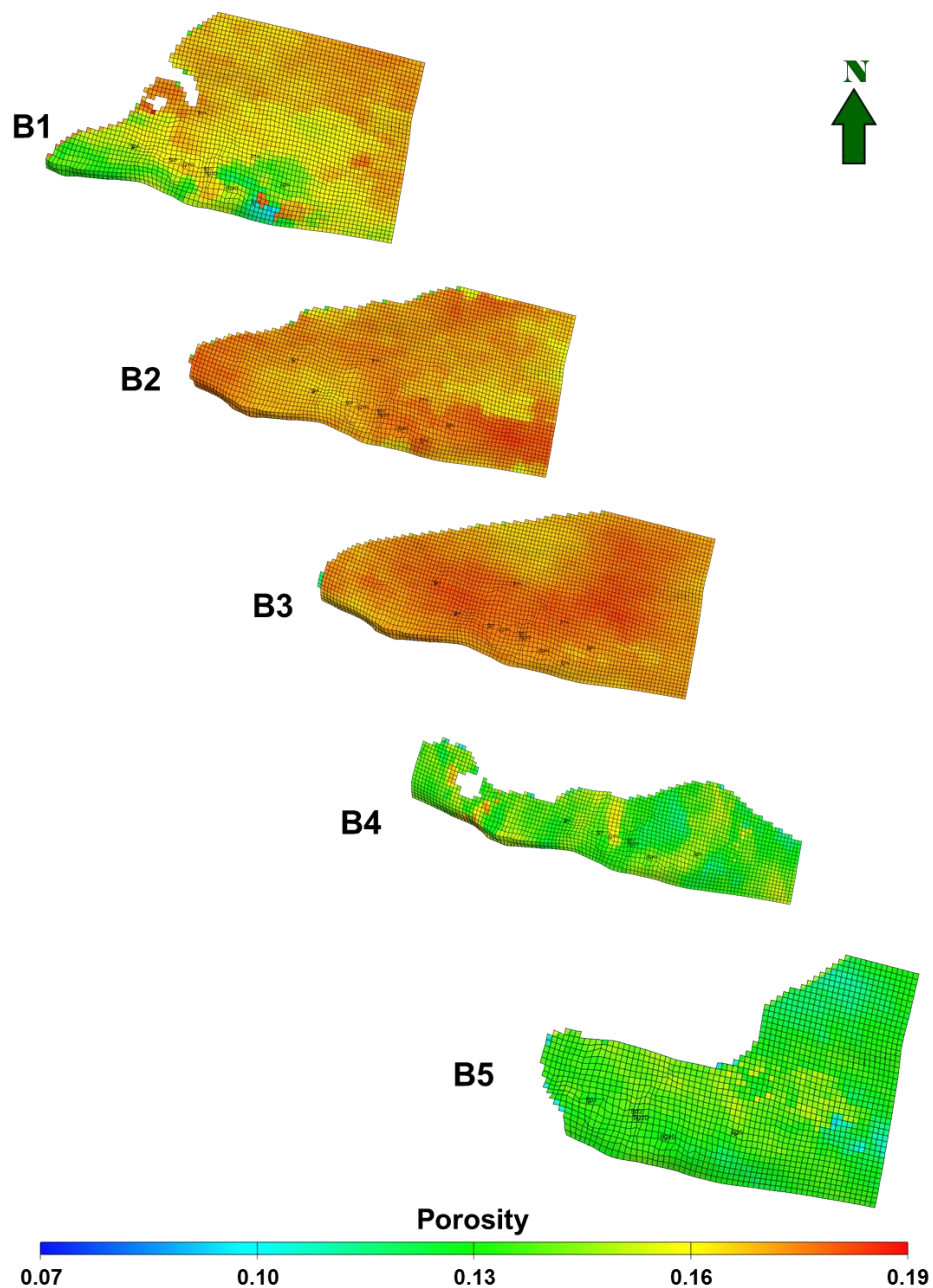
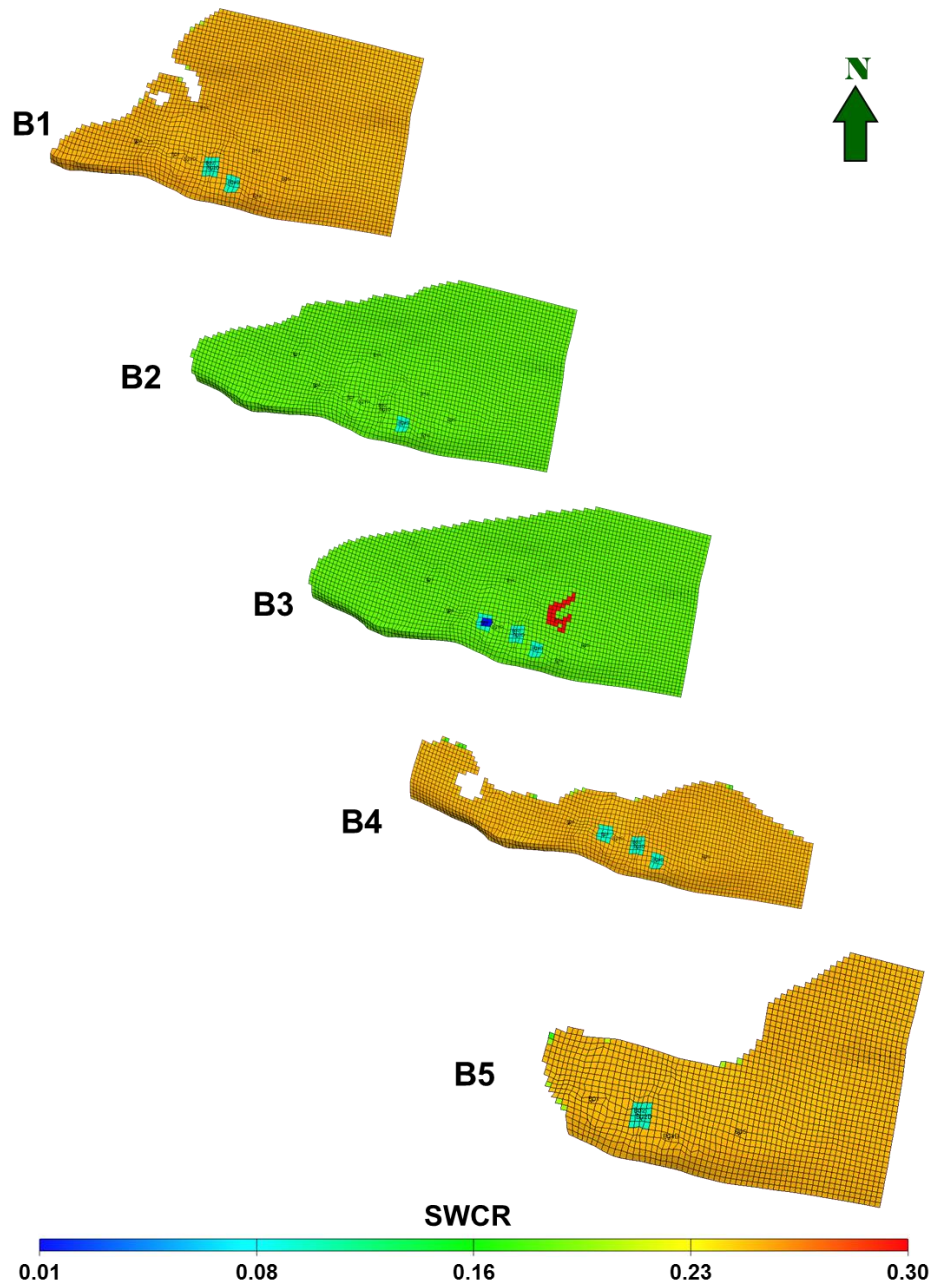


Fig. 7 - Mappa di porosità

I valori di saturazione in acqua irriducibile assegnati al modello dinamico sono mediamente pari al 25% per i livelli B1, B4 e B5 e al 18% per i livelli B2 e B3 e sono mostrati nella **figura 8**. La saturazione in acqua irriducibile è stata oggetto di alcune *sensitivities* solo in corrispondenza dei pozzi BO-1, BO-2dir, BO-4D al fine di calibrare correttamente l'arrivo di acqua.



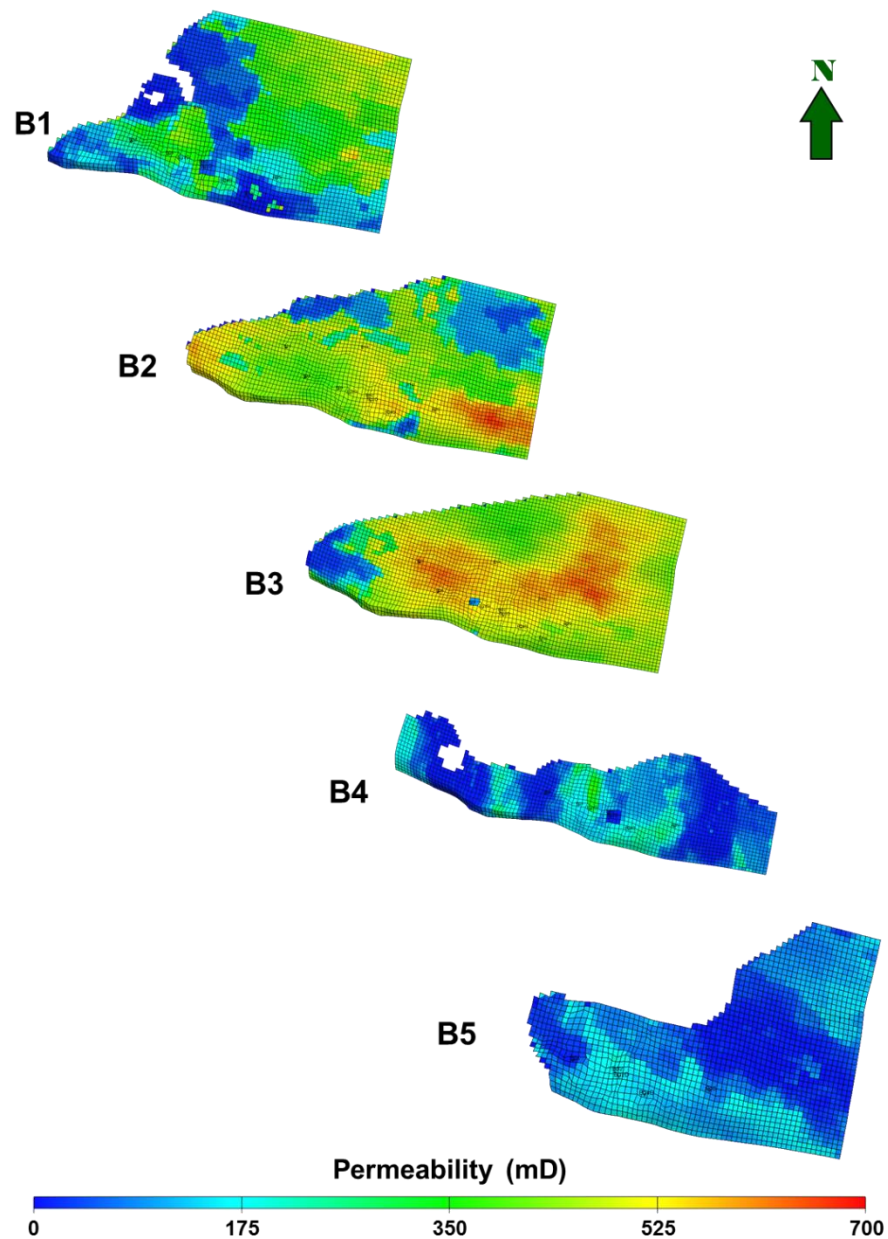
**Fig. 8 - Mappa di saturazione in acqua irriducibile**

La definizione iniziale della permeabilità è stata basata sul *cross-plot*  $k-\phi$  generato utilizzando i dati provenienti dall'analisi delle carote. Tuttavia i valori di permeabilità





orizzontale ( $k_h$ ) così ottenuti risultavano inferiori rispetto a quelli utilizzati per la simulazione dinamica del campo effettuata in passato da STOGIT e anche rispetto ai valori ottenuti durante il test di iniezione, che aveva restituito valori di permeabilità media di 100 e 600 mD rispettivamente ai pozzi BO-1 e BO-21dir. Pertanto, per ottenere valori rappresentativi della permeabilità è stata adottata una correlazione  $k-\phi$  che restituisse valori di permeabilità più elevati e, quindi, onorasse anche i due valori ottenuti durante il test d'iniezione. La mappa dei valori di permeabilità del campo relativa ai *top* dei livelli B1, B2, B3, B4 e B5 è mostrata nella **figura 9**.



**Fig. 9 - Mappa di permeabilità**

Non avendo a disposizione prove di laboratorio, le permeabilità verticali sono state inizialmente assunte pari alle permeabilità orizzontali. In seguito, tuttavia, a ciascun *layer* di modello è stato assegnato un opportuno moltiplicatore di trasmissibilità (pari a 0.1) per tenere conto della presenza delle intercalazioni argillose che influenzano la comunicazione verticale all'interno dei livelli sabbiosi rendendo il sistema anisotropo.

### 2.2.2 Trasmissività verticali e areali

Dei 4 *interlayers* argillosi presenti tra i livelli B1 e B2 (*interlayer 1*), tra i livelli B2 e B3 (*interlayer 2*), tra i livelli B3 e B4 (*interlayer 3*) e tra i livelli B4 e B5 (*interlayer 4*), solo il primo (*interlayer 1*) è continuo sui tutto il *reservoir* e ostacola totalmente la comunicazione idraulica verticale tra i livelli B1 e B2. Ne risulta che i livelli B2, B3, B4 e B5 sono, almeno in parte, in comunicazione idraulica fra di loro (*figura 10*).

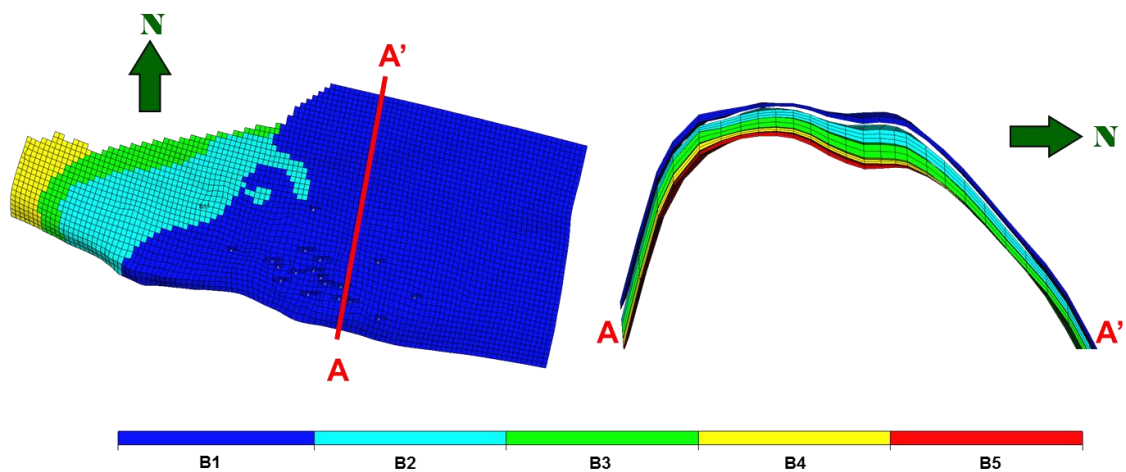
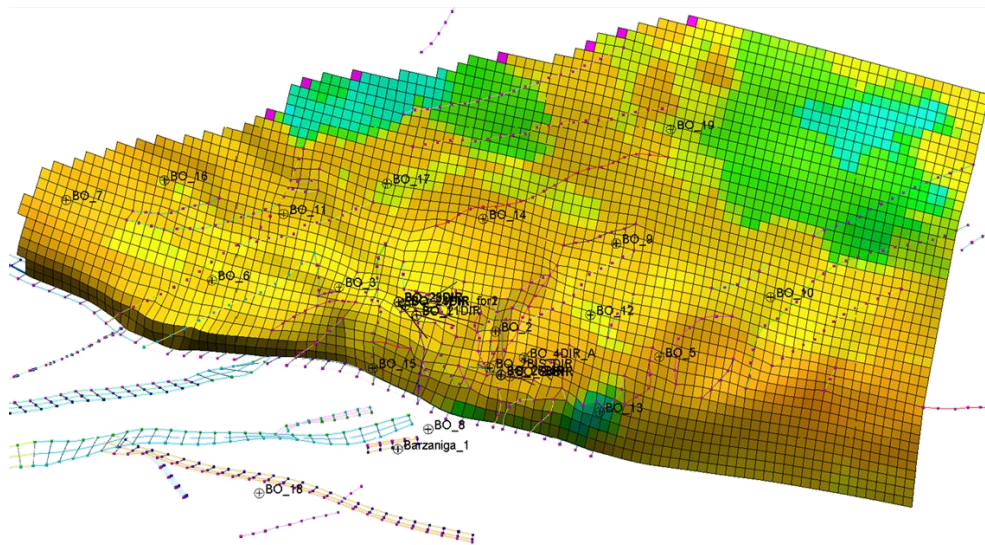


Fig. 10 - Comunicazione idraulica fra i *layers* del *pool B*

### 2.2.3 Faglie

Il regime tettonico compressivo nell'area di giacimento di Bordolano dà origine ad un sistema di faglie complesso con rigetti solo occasionalmente importanti e rilevabili dall'interpretazione sismica (*figura 11*).



**Fig. 11 - Sistema di faglie del modello del pool B**

Laddove non è stato possibile riconoscere i rigetti in base ai dati sismici, le faglie sono state inserite nel modello geometrico come lineamenti tettonici senza dislocazione. Ulteriori faglie minori, pur non in zona *reservoir*, sono state modellizzate per la loro ridotta distanza dalla zona mineralizzata.

Laddove necessario ai fini della calibrazione del modello dinamico le faglie, identificate dalla sismica ma con rigetti nulli o trascurabili, sono state descritte attraverso barriere di trasmissività. Le faglie lontane dalla zona dei pozzi possono invece essere considerate come zone di flusso preferenziale, che hanno contribuito all'arrivo prematuro dell'acqua ai pozzi BO-11, BO-14 e BO-5. Questa diversa interpretazione delle faglie presenti nel *reservoir* ha permesso da un lato di rispettare i tempi di BT e i volumi di acqua prodotti ai pozzi periferici, dall'altro di limitare i volumi di acqua ai pozzi di culmine che, storicamente, risultavano anidri. La **figura 12** mostra le faglie e la trasmissività assegnata loro alla fine della calibrazione del modello.

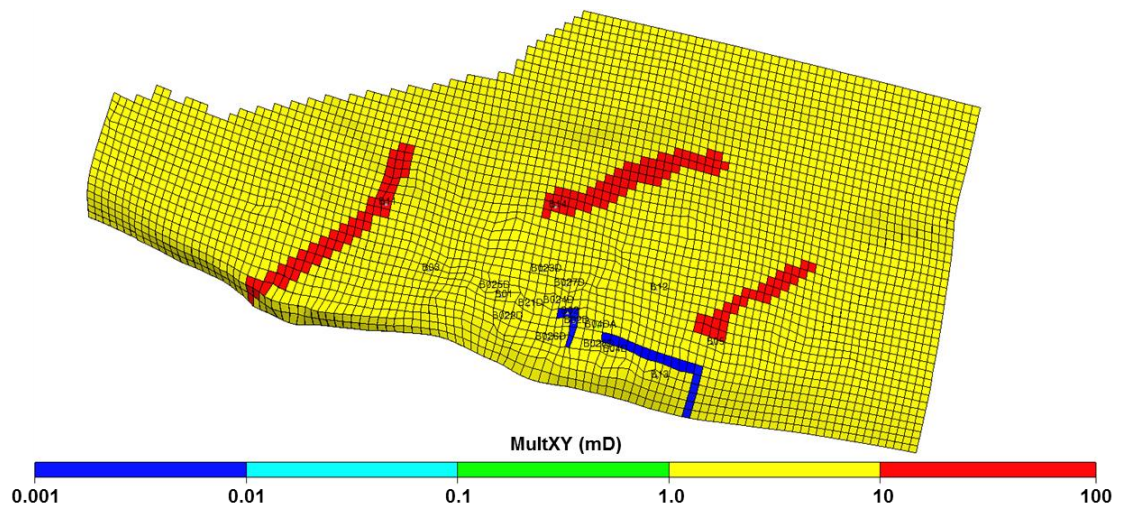


Fig. 12 - Faglie del *pool B* e relativa trasmissività

#### 2.2.4 Pressioni capillari e permeabilità relative

Non essendo disponibili prove di laboratorio, la curva delle pressioni capillari e le curve delle permeabilità relative adottate nel modello dinamico sono state scelte secondo un principio di analogia del giacimento con *reservoir* simili.

I valori delle pressioni capillari sono stati localmente utilizzati come parametro di *match* per riprodurre la produzione di acqua storica e in particolare per calibrare l'effettivo tempo di *breakthrough* dell'acqua per alcuni pozzi (*figura 13*).

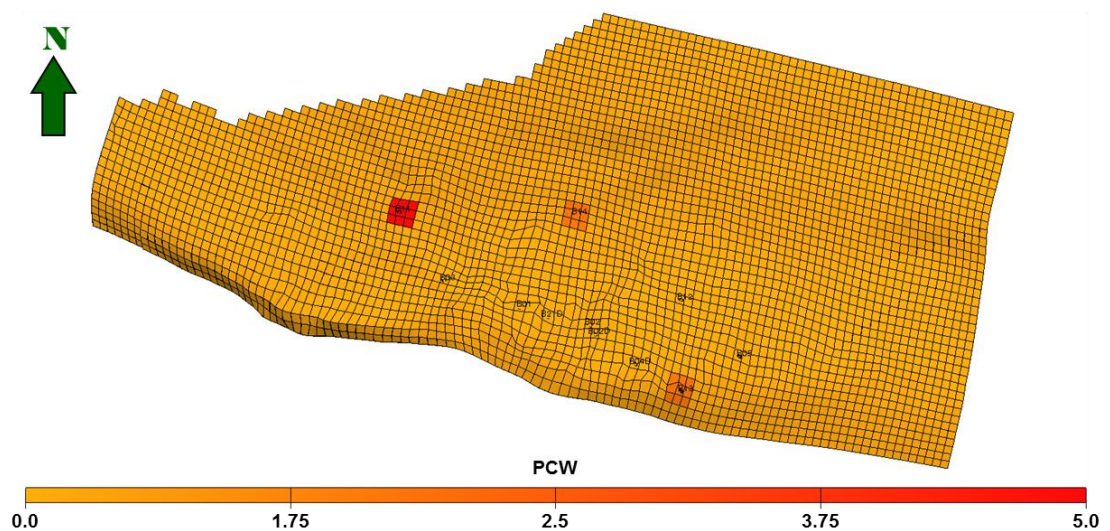


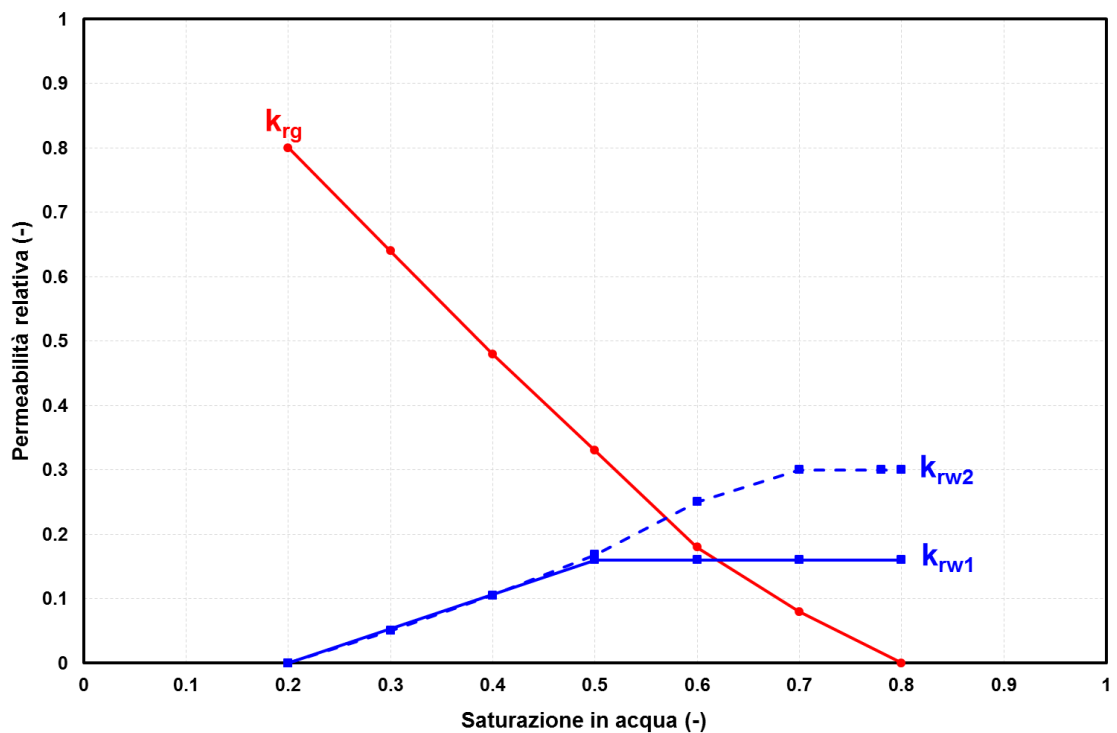
Fig. 13 - Mappa delle pressioni capillari del *pool B*

Per quanto riguarda le curve di permeabilità relativa gas/acqua, per riprodurre la fase di produzione primaria sono state impiegate le curve già adottate nello studio dinamico del 1999. Tuttavia la curva della permeabilità relativa all'acqua è stata successivamente modificata per tener conto dei fenomeni di isteresi attesi durante la ricostituzione del campo e durante i futuri cicli di stoccaggio. Infatti il campo è delimitato da un acquifero forte che, nel tempo, ha largamente invaso il giacimento e che verosimilmente, come riportato nella letteratura scientifica, ha alterato le proprietà di interazione roccia-fluidi originarie.

La **figura 14** mostra la curva di permeabilità relativa utilizzata nel *pool B*; gli *end points* delle curve sono riportati nella **tabella 2**.

**Tab. 2: End – points delle curve di permeabilità relativa**

Curva	$Sw_i$	$Sg_{cr}$	$k_{rg,max}$	$k_{rw,max}$
$k_{rw1}$	0.2	0.2	0.8	0.16
$k_{rw2}$	0.2	0.2	0.8	0.30



**Fig. 14 - Curve di permeabilità relativa**

### 2.2.5 Caratteristiche dei fluidi

Il gas originariamente contenuto nel campo di Bordolano era un gas secco, composto per il 99% da metano e con un tenore di azoto e zolfo trascurabile. In mancanza di studi PVT specifici del gas del campo di Minerbio, i relativi parametri termodinamici sono stati ottenuti sulla base di correlazioni, utilizzando la composizione del gas campionato a dicembre 1952, bollettino d'analisi n° 2954.

L'andamento del fattore di volume del gas,  $B_g$  corrispondente alla composizione del gas originario del campo di Bordolano e quello della viscosità del gas,  $\mu_g$ , in funzione della pressione sono riportati rispettivamente nella **figura 15** e nella **figura 16**.

Le caratteristiche dell'acqua di strato del campo di Bordolano sono state prese da letteratura. L'acqua utilizzata nel modello dinamico del campo di Bordolano ha una densità pari a  $1030 \text{ kg/m}^3$ . La viscosità è pari a  $0.5 \text{ cP}$ . La compressibilità dell'acqua è stata assunta pari a  $4.25 \cdot 10^{-5} \text{ Barsa}^{-1}$ .

La compressibilità della formazione è stata posta pari a  $4.78 \cdot 10^{-5} \text{ Barsa}^{-1}$ .

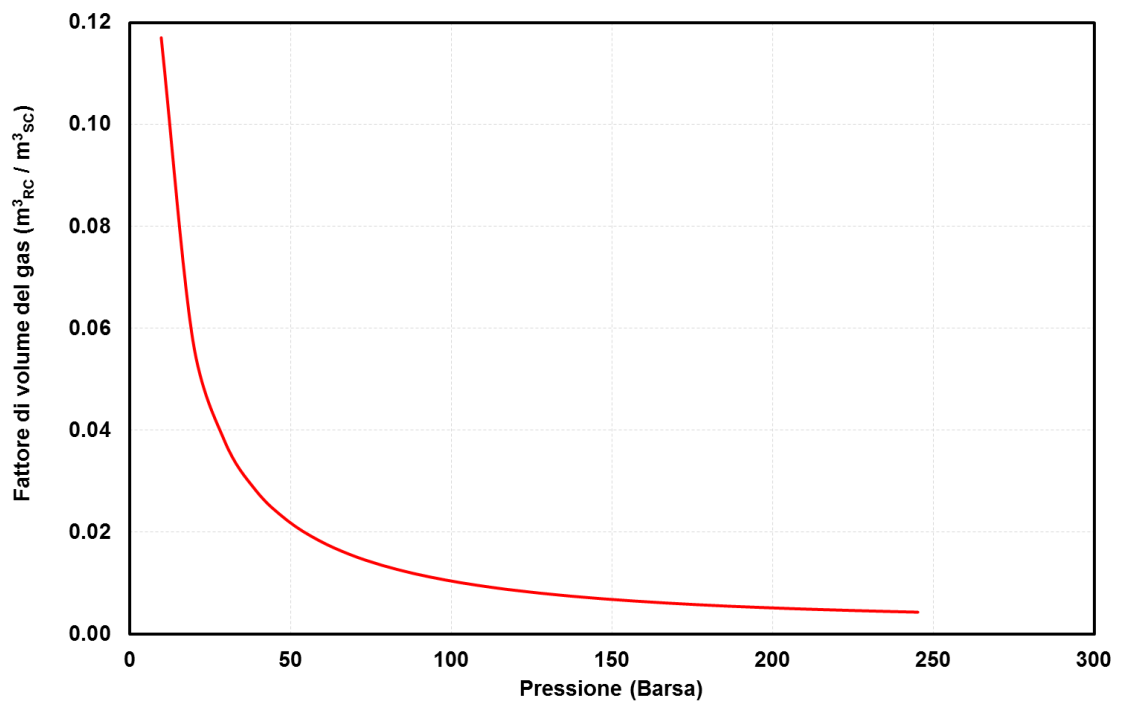


Fig. 15 - Andamento della curva di  $B_g$  in funzione della pressione

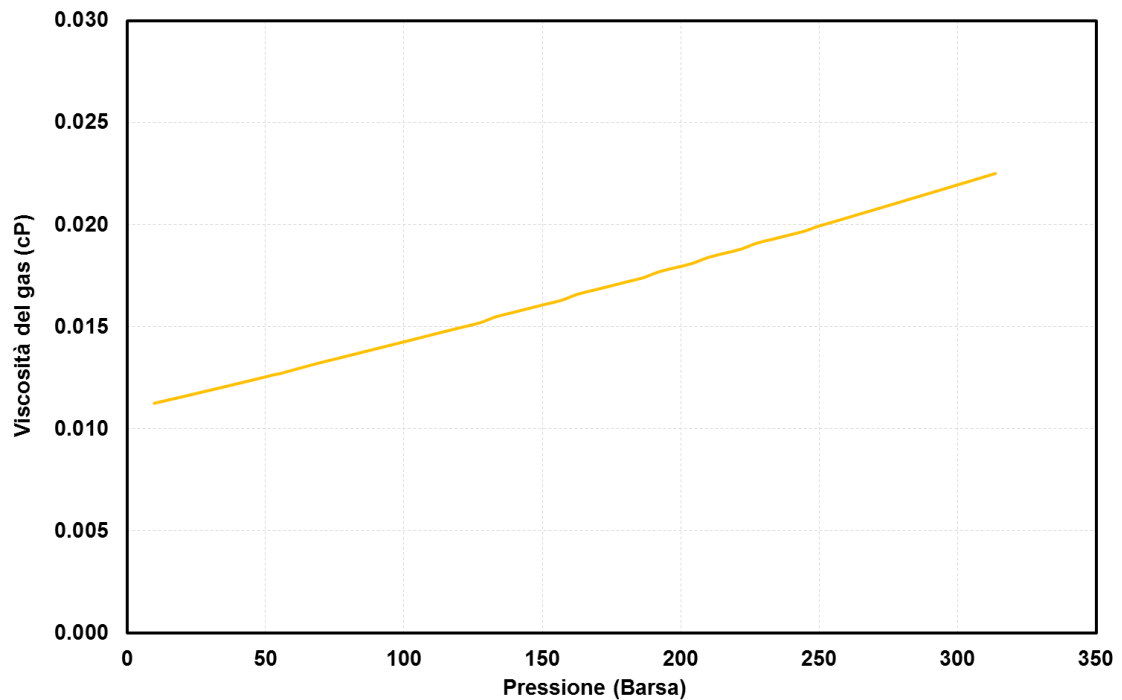


Fig. 16 - Curve di viscosità del gas,  $\mu_g$ , in funzione della pressione

### 2.2.6 Caratteristiche dell'acquifero

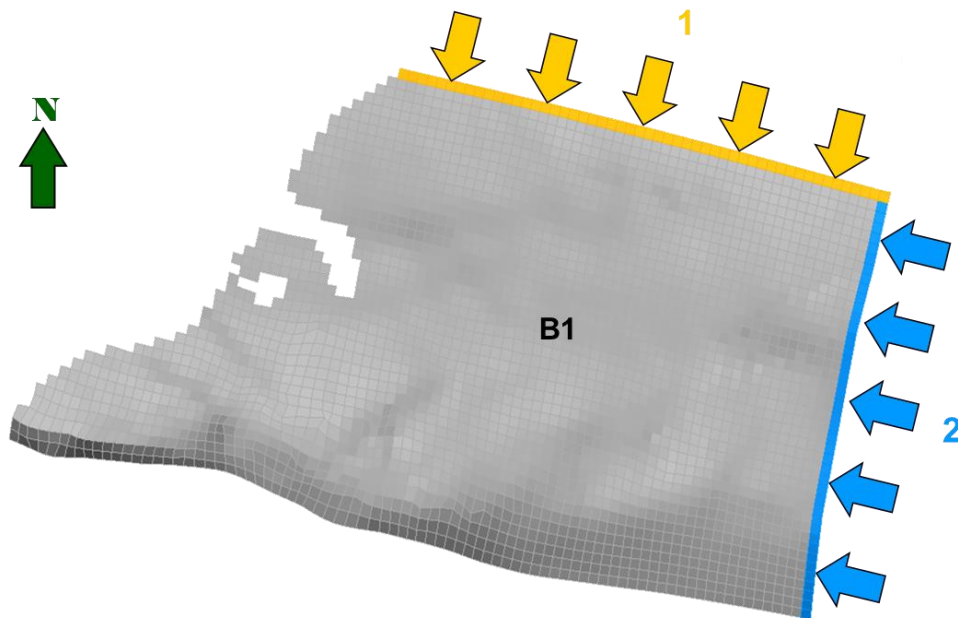
La definizione dell'influenza dell'acquifero è stato uno degli aspetti che ha avuto maggior rilevanza nella fase di *history match*. In una fase preliminare dello studio, sono state verificate diverse ipotesi circa la natura e la forza dell'acquifero. Ne è risultato che per riprodurre il comportamento storicamente osservato del campo in termini di pressioni e soprattutto di produzione di acqua non solo a livello di campo ma anche a livello dei singoli pozzi, rispettando i tempi di *breakthrough* osservati, l'opzione più adeguata era quella di utilizzare acquiferi di tipo analitico (Fetkovich). In particolare si è dimostrato efficace attribuire ai diversi livelli una spinta e un volume iniziale differenti. Gli acquiferi, la maggior parte dei quali hanno dimensioni notevoli e pertanto spinta piuttosto forte, delimitano il campo di Bordolano sui lati Nord, Sud ed Est.

I parametri degli acquiferi utilizzati per lo studio del campo di Bordolano sono riportati nella **tabella 3**.

Tab. 3: Parametri degli acquiferi di *Fetkovich* utilizzati nel modello dinamico

<b>Aquifer number</b>	<b>Datum</b>	<b>Initial volume of water in the aquifer</b>	<b>Total compressibility</b>	<b>Aquifer productivity index</b>	<b>Level</b>
	<b>m ss</b>	<b>m<sup>3</sup><sub>sc</sub></b>	<b>Barsa<sup>-1</sup></b>	<b>(m<sup>3</sup><sub>sc</sub>/g)/Barsa</b>	
1	1700	9.0 10 <sup>7</sup>	7.0 10 <sup>-5</sup>	1.5	B1 NORD
2	1700	1.5 10 <sup>8</sup>	7.0 10 <sup>-5</sup>	2.0	B1 EST
3	1700	9.0 10 <sup>7</sup>	7.0 10 <sup>-5</sup>	15.0	B2 NORD
4	1700	1.0 10 <sup>9</sup>	7.0 10 <sup>-5</sup>	1.0	B2 EST
5	1700	1.0 10 <sup>8</sup>	7.0 10 <sup>-5</sup>	20.0	B2 OVEST
6	1700	3.0 10 <sup>8</sup>	7.0 10 <sup>-5</sup>	20.0	B3 NORD
7	1700	4.0 10 <sup>8</sup>	7.0 10 <sup>-5</sup>	15.0	B3 EST
8	1700	1.0 10 <sup>8</sup>	7.0 10 <sup>-5</sup>	6.0	B3 OVEST
9	1700	2.0 10 <sup>9</sup>	7.0 10 <sup>-5</sup>	50.0	B4 EST
10	1700	3.0 10 <sup>7</sup>	7.0 10 <sup>-5</sup>	2.0	B4 SUD
11	1700	1.0 10 <sup>1</sup>	7.0 10 <sup>-5</sup>	1.0	B5 NORD
12	1700	1.0 10 <sup>7</sup>	7.0 10 <sup>-5</sup>	0.5	B5 EST
13	1700	1.0 10 <sup>1</sup>	7.0 10 <sup>-5</sup>	1.0	B5 SUD

Le **figure 17-18-19-20-21** mostrano una rappresentazione in pianta del modello dinamico con l'indicazione delle celle marginali in cui è stato definito l'acquifero.


 Fig. 17 - Celle di connessione nel livello B1 dell'acquifero analitico di *Fetkovich*



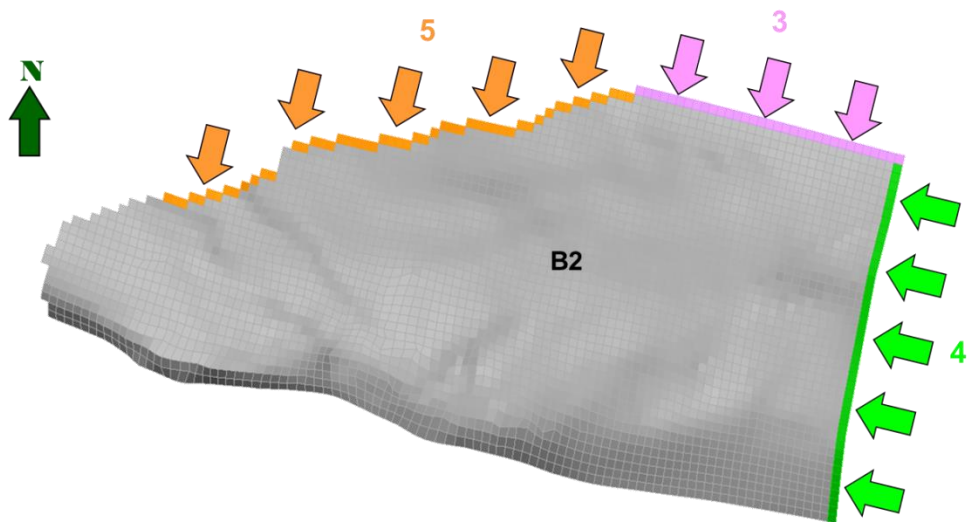


Fig. 18 - Celle di connessione nel livello B2 dell'acquifero analitico di Fetkovich

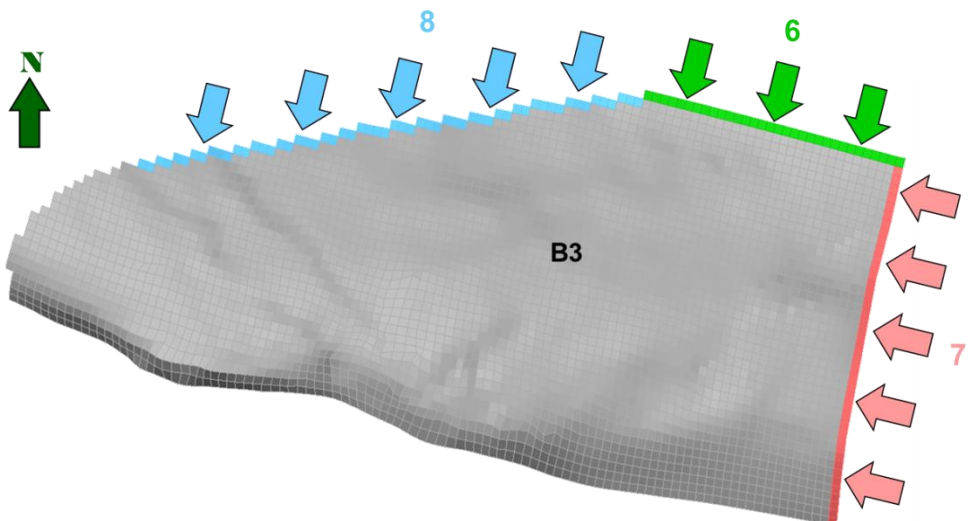


Fig. 19 - Celle di connessione nel livello B3 dell'acquifero analitico di Fetkovich

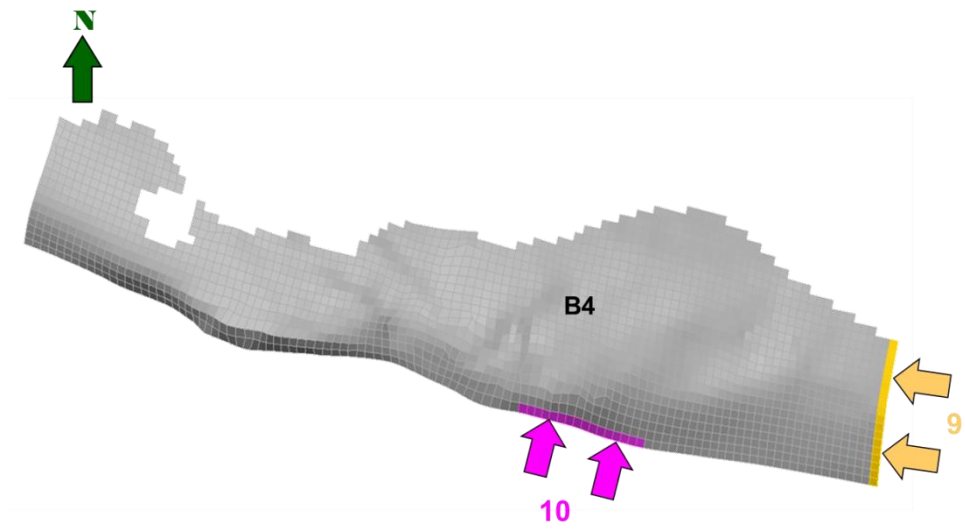


Fig. 20 - Celle di connessione nel livello B4 dell'acquifero analitico di Fetkovich

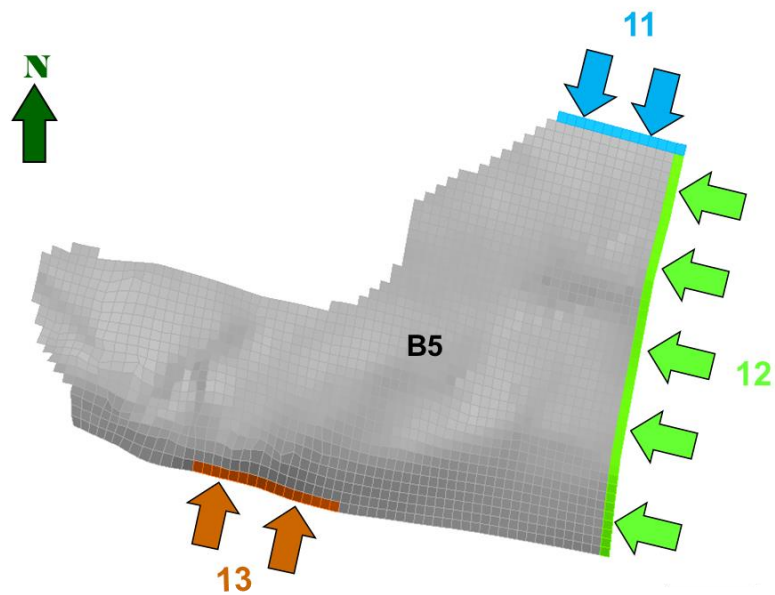


Fig. 21 - Celle di connessione nel livello B5 dell'acquifero analitico di Fetkovich

### 2.2.7 GOIP dinamico

Il volume originario del gas in posto (GOIP) è stato calcolato per tutti i livelli mineralizzati del *pool* B (B1, B2, B3, B4 e B5).

Il GOIP dinamico totale del campo nonché i valori del GOIP di ciascuno dei livelli sabbiosi principali sono riepilogati nella **tabella 4**; si può notare il contributo maggiore GOIP è dovuto ai livelli B2 e B3 (70% circa del totale).

Il volume originario del gas in posto (GOIP), calcolato in seguito alla calibrazione del modello di giacimento, è risultato complessivamente pari a  $4719 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$ .

**Tab. 4: Gas Originally In Place**

Livello	GOIP ( $10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$ )
B1	747
B2	1742
B3	1562
B4	475
B5	193
<b>TOTALE</b>	<b>4719</b>

### 2.2.8 Completamenti e determinazione delle VFP

I pozzi storicamente impiegati per la produzione primaria erano tutti completati in modo convenzionale. I nuovi pozzi che verranno utilizzati per lo stoccaggio (BO-22D, BO-23D, BO-24D, BO-25D, BO-26D, BO-27D e BO-28D), i due pozzi utilizzati per le prove di lunga durata BO-4dirA e BO-21dir (anch'essi utilizzati in futuro per lo stoccaggio) e il pozzo di monitoraggio BO-1 sono invece completati con *gravel pack*.

Per tutti i pozzi del giacimento sono state verificate con particolare attenzione la profondità degli spari originari e la storia dei completamenti (date di eventuali *workover* e/o di chiusura alla produzione). Nella **tabella 5** sono riportati per ogni pozzo (compresi i 7 nuovi pozzi già perforati) gli intervalli degli spari originali (estrapolati dai profili 1:1000) e i *workover*, la quota della tavola rotary, i *cluster* di appartenenza, la funzione attuale dei pozzi, il tipo di completamento, i livelli geologici interessati e i corrispondenti *layers* di modello.



**Tab. 5: Tabella riassuntiva dei completamenti dei pozzi del campo di Bordolano**

Nome Pozzo	Periodo di intervento/workover	Funzione @ luglio 2014	Pool	Cluster	Commenti	Tipo di Completamento	TR m ssl	Diametro tubing inch	Fino a MD m	Diametro pozzo inch	Intervallo completato		Intervallo completato		Livelli completati	Livelli numerici completati
											MD m		TVD m ssl			
											Top	Bottom	Top	Bottom		
Bordolano-1	22/8-9/11/1951	Superato/workover	B		Convenzionale/singolo	65.72	2"7/8	1664.00	6"5/8	1691.00	1775.00	1625.28	1709.28	B1 - B2 - B3 - B4 - B5	1-3 5-7 9-10 12-13 15-16	
Bordolano-1 workover	26-4-1995	Monitoraggio	B		OHGP+ICGP/singolo	65.72	2"3/8	1697.27	OH 8"1/2 6"5/8	1691.00 1699.00	1694.50 1726.00	1625.28 1633.28	1628.78 1660.28	B1 - B2	1-3 5-7	
Bordolano-2	17/1-17/3/1952	Chiuso minerariamente	B	Abbandonato per eruzione di gas (5/6/1952)	Convenzionale/singolo	65.72		Pozzo incidentato	6"5/8	1741.50	1772.00	1675.78	1706.28	B1 - B2 - B3 - B4 - B5	1-3 5-7 9-10 12-13 15-16	
Bordolano-2 bis dir	25/3-29/4/1952	Chiuso	B	Deviato da 1729 m	Convenzionale/singolo	66.67	2"7/8	1728.30	6"5/8	1741.50	1772.00	1640.21	1670.07	B1 - B2 - B3 - B4 - B5	1-3 5-7 9-10 12-13 15-16	
Bordolano-3	12/1-11/5/1952	Chiuso minerariamente	B		Convenzionale/singolo	67.79	2"7/8	1696	6"5/8	1708.00	1734.50	1640.21	1666.71	B1 - B2 - B3 - B4	1-3 5-7 9-10 12-13	
Bordolano-4 dir	29/3-20/5/1952	Chiuso minerariamente	B	Chiuso per calo di pressione e venuta d'acqua	Convenzionale/singolo	63.45	2"7/8	1760	6"5/8	1777.93 1795.02	1791.04 1838.00	1673.19 1689.43	1685.65 1730.29	B1 - B2 - B3 - B4 - B5	1-3 5-7 9-10 12-13 15-16	
Bordolano-4 dir A	26/7-18/8/1997	Stoccaggio	B	Finestrato da 900 m a 928 m per side track	OHGP/singolo	65.13	5"	1691.39	7" (OH 8"1/2)	1726.00	1755.09	1657.44	1686.50	B1 - B2 - B3 - B4 - B5	2-3 5-7 9-10 12-13 15-16	
Bordolano-5 workover 2	1/9-6/9/1960 (20/11-8/12/1960)	Superato/workover	B	Produzione di acqua	Convenzionale/singolo	56.60	2"7/8	1790	6"5/8	1805.00 1817.00 1827.00 1837.60 1850.90	1809.00 1823.10 1835.00 1843.00 1857.00	1748.40 1760.40 1770.40 1781.00 1794.30	1752.40 1766.50 1778.40 1786.40 1800.40	B1 - B2 - B3 - B4 - B5	1-2 5-6 9-10 12-12 15-16	
Bordolano-11	3/7-9/8/1953	Chiuso minerariamente	B	Esaurito	Convenzionale/singolo	67.90	2"7/8	1810	6"5/8	1819.50 1830.20	1828.60 1833.10	1751.60 1762.30	1760.70 1765.20	B2 - B3	5-7 9-9	
Bordolano-12 workover	12/8-31/8/1960	Chiuso minerariamente	B	bridge-plug a 1815 m	Convenzionale/singolo	56.30	2"7/8	1739.60	6"5/8	1754.90 1761.90 1773.90	1759.00 1765.00 1782.90	1698.60 1705.60 1717.60	1702.70 1708.70 1726.60	B1 - B2 - B3	2-3 5-5 9-9	



Nome Pozzo	Periodo di Intervento/workover	Funzione @ luglio 2014	Pool	Cluster	Commenti	Tipo di Completamento	TR	Diametro tubing	Fino a	Diametro pozzo	Intervallo completato		Intervallo completato		Livelli completati	Livelli numerici completati
											MD m		TVD m ssl			
											Top	Bottom	Top	Bottom		
Bordolano-13	29/9-13/11/1953	Chiuso minerariamente	B		Esaurito	Convenzionale/singolo	64.60	2'7/8	1843.10	6'5/8	1862.50	1875.60	1797.90	1811.00	B1 - B2 - B3	1-3 5-7 9-9
											1881.50	1897.50	1816.90	1832.90		
Bordolano-14	25/3-21/4/1954	Chiuso minerariamente	B		Esaurito	Convenzionale/singolo	48.41	2'7/8	1790.50	6'5/8	1801.30	1803.50	1752.89	1755.09	B1 - B2 - B3	1-3 5-7 9-9
											1808.70	1824.00	1760.29	1775.59		
Bordolano-21 dir	12/3-8/4/1996	Stoccaggio	B			OHGP/singolo	68.11	3'1/2	1750.13	7" (OH 8'1/2)	1776.00	1812.00	1603.08	1629.13	B1 - B2 - B3 - B4	1-3 5-7 9-10 12-12
Bordolano-22 dir	4/5-11/5/1913	Stoccaggio	B	B		OHGP/singolo	71.17	5'1/2	1657.00	9'5/8 (OH 8'1/2)	1760.00	1763.00	1635.58	1638.42	B1-B2-B3-B5	1-3 5-7 9 15-16
											1770.00	1783.00	1645.04	1657.34		
											1796.00	1801.00	1669.65	1674.39		
Bordolano-23 dir	3/11-14/11/2013	Stoccaggio	B	B		OHGP/singolo	71.17	5'1/2	1728.40	9'5/8 (OH 8'1/2)	1803.55	1808.12	1643.62	1646.00	B1-B2-B3-B4	1-3 5-7 9-10 12
											1815.77	1833.61	1651.84	1665.36		
Bordolano-24 dir	24/9-5/10/2013	Stoccaggio	B	B		OHGP/singolo	71.17	5'1/2	1780.00	9'5/8 (OH 8'1/2)	1854.00	1860.00	1628.54	1633.81	B1-B2-B3	1-3 5-7 9-10
											1866.00	1889.00	1639.10	1659.37		
Bordolano-25 dir	21/5-1/6/2013	Stoccaggio	B	B		OHGP/singolo	71.17	5'1/2	1620.33	9'5/8 (OH 8'1/2)	1729.00	1732.00	1646.52	1649.49	B1-B2-B3-B4	1-3 5-7 9-10 12
											1738.00	1748.50	1655.42	1665.81		
											1751.00	1753.00	1668.28	1670.26		
Bordolano-26 dir	22/6-21/11/2013	Stoccaggio	B	A		OHGP/singolo	72.30	5'1/2	1695.01	9'5/8 (OH 8'1/2)	1766.50	1769.50	1644.74	1647.22	B1-B2-B3-B4	1-3 5-7 9-10 12
											1778.50	1796.50	1654.68	1669.59		
											1799.50	1802.50	1672.07	1674.56		
Bordolano-27 dir	1/7-13/12/2013	Stoccaggio	B	A		OHGP/singolo	72.30	5'1/2	1809.09	9'5/8 (OH 8'1/2)	1886.50	1891.50	1623.05	1626.02	B1-B2-B3-B4	1-3 5-7 9 12-13
											1904.00	1927.00	1633.50	1647.44		
											1937.00	1944.00	1653.54	1657.81		
Bordolano-28 dir	6/4/2014	Stoccaggio	B	A		OHGP/singolo	72.30	5'1/2	1688.79	9'5/8 (OH 8'1/2)	1754.90	1760.80			B1-B2-B3-B4-B5	1-3 5-7 9-10 13 16
											1764.90	1794.10				
											1796.90	1802.90				

Le tabelle VFP per la determinazione delle perdite di carico tra il fondo e la testa pozzo, definite in base alla tipologia (pozzo verticale o pozzo direzionato) e al completamento del pozzo, sono state fornite da STOGIT.

### 2.2.9 Risultati della calibrazione del modello dinamico

Il confronto tra le portate di acqua storicamente prodotte (FWPRH) a partire dal 1952 e l'andamento simulato (FWPR) e tra i corrispondenti volumi totali prodotti (FWPTH vs FWPT) è mostrato rispettivamente nella **figura 22** e nella **figura 23**.

La discrepanza tra i volumi di acqua simulati e quelli prodotti potrebbe essere imputabile alla mancata registrazione delle portate di acqua nella fase di coda della produzione primaria, in quanto piuttosto limitate ancorché cumulativamente non trascurabili.

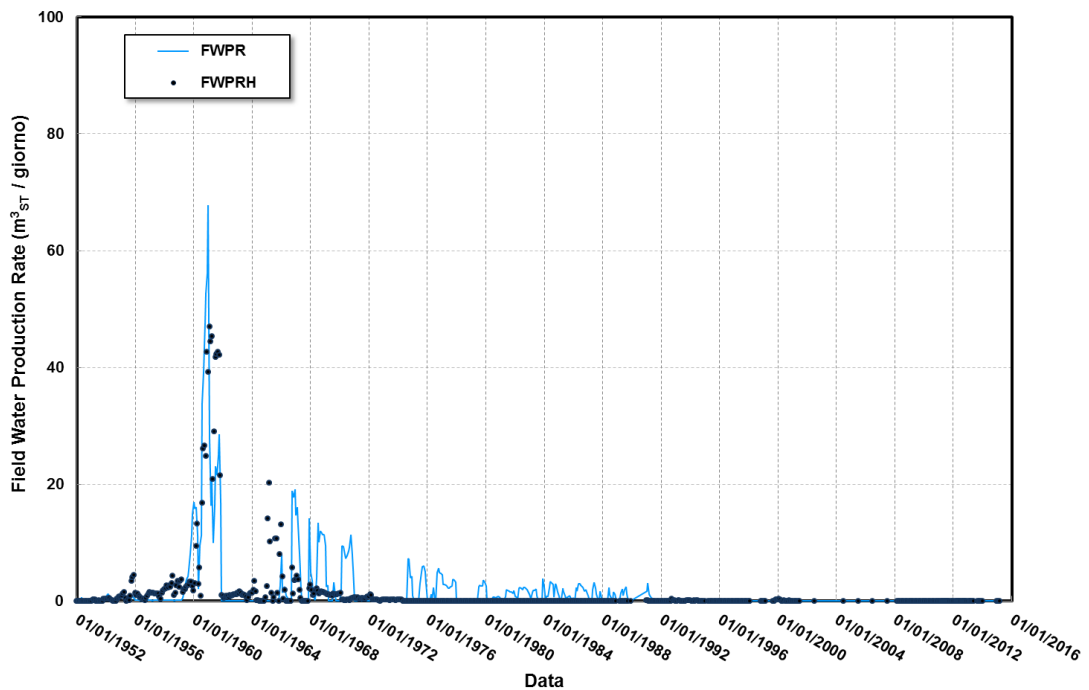


Fig. 22 - Confronto tra la portata di acqua simulata (FWPR) e la portata di acqua misurata (FWPRH)

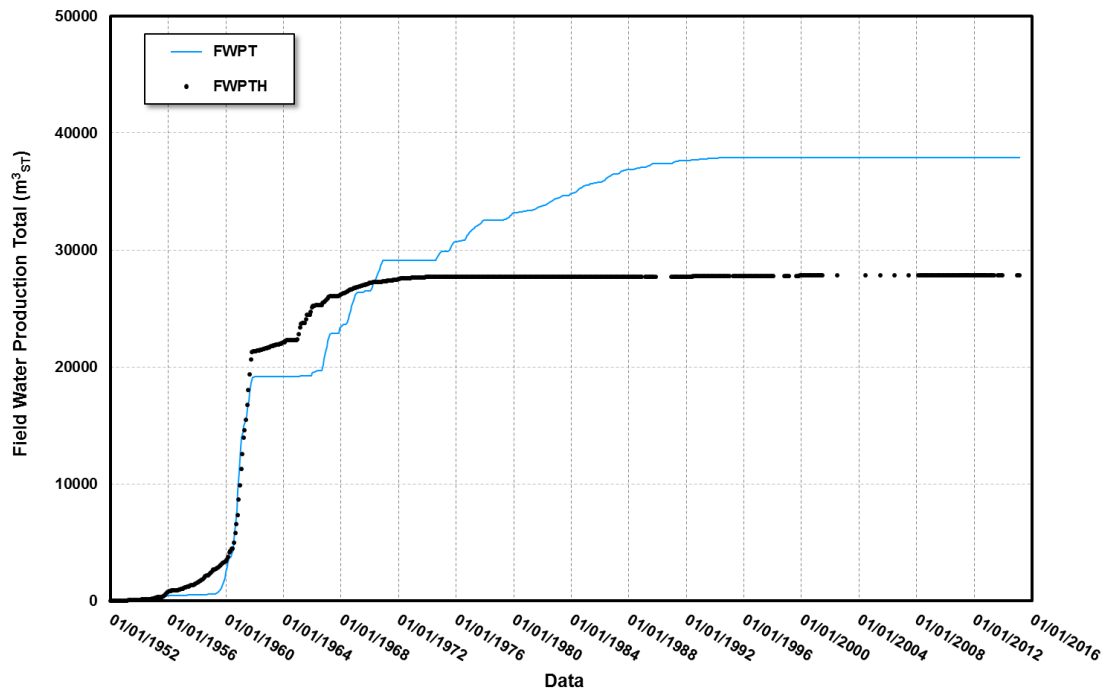


Fig. 23 - Confronto tra i volumi di acqua simulati (FWPT) e i volumi di acqua misurati (FWPTH)

I confronti tra l'andamento simulato della pressione statica di fondo pozzo (WBP), ottenuto al completamento della fase di calibrazione del modello, e i valori misurati durante la vita del campo (WBPH) e tra le portate di acqua simulata (WWPR) e le portate di acqua misurate (WWPRH) sono riportati, pozzo per pozzo, in **APPENDICE A – “History Match dei pozzi del campo” (figure A1 – A22)**. Dall'analisi dei risultati si può osservare che le differenze fra le pressioni simulate e i valori misurati sono molto contenute e che il match risulta buono sia nella fase di produzione primaria sia nella fase successiva comprendente i due test di iniezione effettuati sul campo. Le portate di acqua e i tempi di *breakthrough* simulati per i singoli pozzi risultano in linea con i dati storici.

Oltre al *match* delle pressioni statiche e delle portate di acqua misurate ai pozzi è stato possibile calibrare il modello dinamico anche sulla base dei *log* di pozzo effettuati sui pozzi BO-22D, BO-23D, BO-24D, BO-25D, BO-26D, BO-27D, BO-28D, che hanno fornito la situazione della saturazione in gas del campo al 2013. I confronti tra le misure *log* misurate ai pozzi nel 2013 e la risposta del modello dinamico di giacimento sono mostrati nell' **APPENDICE B – “Confronto tra log di pozzo misurati e modello numerico” (figure B1 – B7)**. La colonna 1 indica la saturazione registrata da *log*, la colonna 2 la saturazione simulata dal modello numerico e la colonna 3 gli spari. Nella colonna 1 i tre colori indicano la saturazione in gas (VERDE), la saturazione in acqua con tracce di gas (GIALLO) e la saturazione in acqua (BLU).

### 3 SIMULAZIONE DEL COMPORTAMENTO FUTURO DEL GIACIMENTO

Una volta ottenuta una calibrazione soddisfacente, il modello numerico del giacimento di Bordolano è stato utilizzato allo scopo di evidenziare le scelte operative migliori per la gestione futura delle attività di stoccaggio, simulando la risposta del sistema secondo diversi possibili scenari.

Va tuttavia tenuto presente che il comportamento dinamico del campo di Settala, e quindi anche le prestazioni dello stoccaggio, risentono fortemente delle interazioni con l'acquifero che delimita la mineralizzazione a gas. Pertanto, la strategia di gestione dello stoccaggio è stata innanzitutto mirata ad ottenere un *Working Gas* stabilizzato e bilanciato, operando sulle portate erogate e iniettate e/o sulla durata dell'erogazione e dell'iniezione in funzione dei pozzi disponibili.

#### 3.1 *Scenari di forecast*

Lo scopo principale degli scenari di *forecast* è stato quello di valutare le potenzialità del campo di stoccaggio in seguito all'adozione di alcune possibili strategie di gestione. In particolare si è valutata la risposta del giacimento in seguito all'erogazione di due diverse portate di gas di campo e, inoltre, sono state valutate le prestazioni dello stoccaggio che conseguirebbero alla perforazione di 2 nuovi pozzi.

Nella fase di *forecast* i pozzi considerati attivi in tutte le simulazioni sono i seguenti: BO-4dirA, BO-21dir, BO-22D, BO-23D, BO-24D, BO-25D, BO-26D, BO-27D e BO-28D.

Le modalità operative di esercizio, dettate dai vincoli imposti dagli impianti della centrale di trattamento e di compressione del gas, sono le seguenti:

- $FGPR_{max}$  durante la fase di svaso:  $20 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{SC}/\text{giorno}$ ;
- $FGIR_{max}$  durante la fase di iniezione:  $20 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{SC}/\text{giorno}$ ;
- $WTHP_{min}$ : 70 - 100 Barsa;
- $WWPR_{max}$  durante la fase di svaso:  $2 \text{ m}^3_{ST}/\text{giorno}$ ;

Per tutti gli scenari di *forecast*, la pressione massima di iniezione a fondo pozzo in fase di ricostituzione è stata imposta pari a quella originale di scoperta del giacimento ( $p_i = 235.2$  Barsa).

#### 3.2 *Imposizione dei vincoli operativi*

Oltre ai limiti di esercizio dettati dalla centrale di trattamento, per una corretta simulazione delle effettive prestazioni erogative dei pozzi occorre anche tenere conto



dei vincoli che operativamente vengono imposti per la gestione dei pozzi stessi. Infatti, durante lo svasso del campo la massima portata di gas che, ad ogni istante, può essere erogata da ciascun pozzo viene calcolata in base a valori prestabiliti della massima differenza ammissibile tra la pressione statica e la pressione dinamica alla testa pozzo.

La simulazione delle prestazioni effettive del sistema e il calcolo delle curve di erogabilità operative del giacimento sono stati eseguiti per tutti i casi di *forecast* previsti in questo studio.

### 3.2.1 Determinazione della pressione statica alla testa pozzo

Per simulare l'andamento della produzione di gas durante la fase di svasso del giacimento in condizioni operative, tutti i pozzi in erogazione ad ogni istante devono rispettare i vincoli che prevedono una differenza massima tra pressione statica e pressione dinamica a testa pozzo  $\Delta p$ . Questa differenza di pressione è stata imposta pari al 20% della pressione statica. Tali vincoli operativi non sono assegnabili all'interno del simulatore numerico in quanto non sono previsti esplicitamente. In particolare è impossibile monitorare l'andamento della pressione statica alla testa pozzo durante l'erogazione, se non chiudendo contemporaneamente tutti i pozzi per un breve periodo, in modo che le pressioni in giacimento possano riequilibrarsi e che quindi la pressione alla testa pozzo possa essere considerata una stima attendibile del valore statico all'istante temporale considerato. Pertanto, per poter stimare l'andamento della pressione statica alla testa per ogni pozzo in produzione è necessario introdurre periodiche interruzioni della produzione di campo. In fase di simulazione l'erogazione non è stata interrotta, ma si è imposto che, ogni due settimane, la portata di campo venisse ridotta a  $1 \text{ m}^3_{SC}/\text{giorno}$  per la durata di un giorno (corrispondente ad un *time step* della simulazione). I valori della pressione simulati al termine della giornata di drastica riduzione della portata sono stati poi interpolati per ottenere una stima dell'andamento nel tempo della pressione statica a testa pozzo, da confrontarsi con il corrispondente profilo di pressione dinamico.

La determinazione delle portate target da assegnare a ciascun pozzo ad ogni *time step* della simulazione per il rispetto dei vincoli di pressione operativi a testa pozzo ha richiesto la messa a punto di un codice di calcolo *ad hoc*, denominato C-PRO, il cui funzionamento è descritto nell'**APPENDICE C** ("**Tecnica ad iterazioni successive per la stima delle portate**").

### 3.3 *Analisi delle simulazioni*

La simulazione del comportamento futuro del giacimento ha interessato un periodo comprendente dieci cicli di stoccaggio completi. Per ciascun ciclo di stoccaggio

l'erogazione inizia il 7 novembre e termina il 31 marzo dell'anno successivo. A fine svasso è prevista una settimana di chiusura del campo per operazioni di misura delle pressioni e manutenzione. La ricostituzione del campo avviene tra il 7 aprile e il 31 ottobre ed è seguita da una settimana di chiusura, ancora per operazioni di misura delle pressioni e manutenzione, prima della successiva fase di svasso.

Per ciascuno scenario simulato è stata ricavata la corrispondente curva di erogabilità dell'intero campo (FGPR vs FGPT). Questo ha permesso di valutare sia le prestazioni erogative in termini di massima portata giornaliera del sistema (tempo di plateau e corrispondente volume di gas svasato) sia le potenzialità complessive del sistema in termini di gas prodotto a fine svasso (*Working Gas*). Per tutti i casi sono state costruite anche le curve di iniettività. I valori del *Working Gas* teorico e operativo si corrispondono in quanto, come richiamato in precedenza, uno degli scopi principali dello studio è stato quello di evidenziare le strategie di stoccaggio più adatte a garantire un *Working Gas* bilanciato e stabilizzato, il cui valore è indipendente dai vincoli di simulazione.

Il confronto tra gli scenari di *forecast* è stato effettuato analizzando le seguenti grandezze:

- tempo di *plateau*;
- volume di svasso @ fine *plateau*;
- *Working Gas* (WG);
- portata di acqua prodotta dal campo (valore di picco,  $FWPR_{max}$ );
- produzione cumulativa di acqua durante il ciclo di stoccaggio considerato ( $\Delta FWPT$ ).

Per uniformità nel seguito si riportano, per tutti i casi esaminati, i valori delle grandezze di interesse relativi all'ottavo dei cicli di stoccaggio simulati. Nelle tabelle via via richiamate e riportate nell'**Appendice D ("Curve di erogabilità e risultati degli scenari di forecast")** sono comunque disponibili i valori relativi a tutti i dieci cicli di stoccaggio simulati, per ciascuno degli scenari analizzati.

### 3.3.1 Caso 1

Nel Caso 1th sono aperti contemporaneamente alla produzione tutti i 9 pozzi del campo. La portata massima di erogazione è stata imposta pari a  $5 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup><sub>SC</sub>/giorno per i primi 4 cicli di stoccaggio e pari a  $20 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup><sub>SC</sub>/giorno per i successivi 6 cicli, mentre la portata massima di iniezione è stata imposta pari a  $20 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup><sub>SC</sub>/giorno per tutti i 10 cicli. La pressione minima a testa pozzo è stata posta pari a **70 Barsa** ed è stato imposto un vincolo sulla portata di acqua prodotta pari a **2 m<sup>3</sup><sub>ST</sub>/giorno**.

Le prestazioni ottenute imponendo il vincolo che la differenza massima tra pressione statica e pressione dinamica a testa pozzo fosse pari al 20% (Caso 1op) sono state calcolate imponendo gli stessi vincoli del Caso 1th.

Nella **tabella 6** sono riassunti i vincoli e i risultati degli scenari dei Casi 1th e 1op. Nella tabella vengono richiamati i vincoli imposti e riportati i tempi di plateau e i corrispondenti volumi svasati, i valori di *Working Gas*, le portate massime di acqua prodotte e i volumi di acqua cumulativamente prodotti (tutti i valori sono riferiti all'ottavo dei cicli di svaso simulati in fase previsionale).

**Tab. 6: Scenari di forecast – Descrizione e risultati degli scenari previsionali 1th e 1op**

Caso	N° Pozzi	FGPR <sub>max</sub>	FGIR <sub>max</sub>	p <sub>max</sub>	FTHP <sub>min</sub>	Durata Plateau	Svaso a fine plateau	Working Gas	FWPR <sub>max</sub>	Δ FWPT
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>		Barsa	giorni	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	m <sup>3</sup> <sub>ST/g</sub>	m <sup>3</sup> <sub>ST</sub>
1th	9	5 (cicli 1-4)	20 (cicli 1-4)	pi	70	17	340	1200	16.80	2392
		20 (cicli 5-10)	20 (cicli 5-10)							
1op	9	5 (cicli 1-4)	20 (cicli 1-4)	pi	70	12	240	1200	17.7	2234
		20 (cicli 5-10)	20 (cicli 5-10)							

Nell' **APPENDICE D - "Curve di erogabilità e risultati degli scenari di forecast"** viene riportato il confronto tra la curva di erogabilità teorica e la curva di erogabilità operativa per i Casi 1th e 1op, nonché la curva di iniettività del Caso 1th e i volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi di svaso e i volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per i 10 cicli del Caso 1th (**figure D1 – D3**).

### 3.3.2 Caso 2

Nel Caso 2th sono aperti contemporaneamente alla produzione tutti i 9 pozzi del campo. La portata massima di erogazione è stata imposta pari a 5 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>sc</sub>/giorno per i primi 4 cicli di stoccaggio e pari a 20 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>sc</sub>/giorno per i successivi 6 cicli, mentre la portata massima di iniezione è stata imposta pari a 20 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>sc</sub>/giorno per tutti i 10 cicli. La pressione minima a testa pozzo è stata posta pari a **100 Barsa** ed è stato imposto un vincolo sulla portata di acqua prodotta pari a **2 m<sup>3</sup><sub>ST</sub>/giorno**.

Le prestazioni ottenute imponendo il vincolo che la differenza massima tra pressione statica e pressione dinamica a testa pozzo fosse pari al 20% (Caso 2op) sono state calcolate imponendo gli stessi vincoli del Caso 2th.

Nella **tabella 7** sono riassunti i vincoli e i risultati degli scenari dei Casi 2th e 2op. Nella tabella vengono richiamati i vincoli imposti e riportati i tempi di plateau e i corrispondenti volumi svasati, i valori di *Working Gas*, le portate massime di acqua prodotte e i volumi di acqua cumulativamente prodotti (tutti i valori sono riferiti all'ottavo dei cicli di svaso simulati in fase previsionale).

**Tab. 7: Scenari di forecast – Descrizione e risultati degli scenari previsionali 2th e 2op**

Caso	N° Pozzi	FGPR <sub>max</sub>	FGIR <sub>max</sub>	p <sub>max</sub>	FTHP <sub>min</sub>	Durata Plateau	Svaso a fine plateau	Working Gas	FWPR <sub>max</sub>	Δ FWPT
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>SC</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>SC</sub>		Barsa	giorni	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>SC</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>SC</sub>	m <sup>3</sup> <sub>ST</sub> /g	m <sup>3</sup> <sub>ST</sub>
2th	9	5 (cicli 1-4)	20 (cicli 1-4)	pi	100	19	380	1000	17.04	1834
		20 (cicli 5-10)	20 (cicli 5-10)							
2op	9	5 (cicli 1-4)	20 (cicli 1-4)	pi	100	15	300	1000	18.00	1844
		20 (cicli 5-10)	20 (cicli 5-10)							

Nell' **APPENDICE D - "Curve di erogabilità e risultati degli scenari di forecast"** viene riportato il confronto tra la curva di erogabilità teorica e la curva di erogabilità operativa per i Casi 2th e 2op, nonché la curva di iniettività del Caso 2th e i volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi di svaso e i volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per i 10 cicli del Caso 2th (**figure D4 – D6**).

### 3.3.3 Caso 3

Nel Caso 3th sono aperti contemporaneamente alla produzione tutti i 9 pozzi del campo. La portata massima di erogazione è stata imposta pari a 5 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>SC</sub>/giorno per i primi 4 cicli di stoccaggio e pari a 15 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>SC</sub>/giorno per i successivi 6 cicli, mentre la portata massima di iniezione è stata imposta pari a 20 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>SC</sub>/giorno per i primi 4 cicli di stoccaggio e pari a 15 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>SC</sub>/giorno per i successivi 6 cicli. La pressione minima a testa pozzo è stata posta pari a **70 Barsa** ed è stato imposto un vincolo sulla portata di acqua prodotta pari a **1.0 m<sup>3</sup><sub>ST</sub>/giorno**.

Le prestazioni ottenute imponendo il vincolo che la differenza massima tra pressione statica e pressione dinamica a testa pozzo fosse pari al 20% (Caso 3op) sono state calcolate imponendo gli stessi vincoli del Caso 3th.

Nella **tabella 8** sono riassunti i vincoli e i risultati degli scenari dei Casi 3th e 3op. Nella tabella vengono richiamati i vincoli imposti e riportati i tempi di plateau e i corrispondenti volumi svasati, i valori di *Working Gas*, le portate massime di acqua

prodotte e i volumi di acqua cumulativamente prodotti (tutti i valori sono riferiti all'ottavo dei cicli di svaso simulati in fase previsionale).

**Tab. 8: Scenari di forecast – Descrizione e risultati degli scenari previsionali 3th e 3op**

Caso	N° Pozzi	FGPR <sub>max</sub>	FGIR <sub>max</sub>	p <sub>max</sub>	FTHP <sub>min</sub>	Durata Plateau	Svaso a fine plateau	Working Gas	FWPR <sub>max</sub>	Δ FWPT
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>SC</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>SC</sub>		Barsa	giorni	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>SC</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>SC</sub>	m <sup>3</sup> <sub>ST</sub> /g	m <sup>3</sup> <sub>ST</sub>
3th	9	5 (cicli 1-4)	20 (cicli 1-4)	pi	70	24	360	1200	9.88	1204
		15 (cicli 5-10)	15 (cicli 5-10)							
3op	9	5 (cicli 1-4)	20 (cicli 1-4)	pi	70	22	330	1191	9.85	1130
		15 (cicli 5-10)	15 (cicli 5-10)							

Nell' **APPENDICE D - “Curve di erogabilità e risultati degli scenari di forecast”** viene riportato il confronto tra la curva di erogabilità teorica e la curva di erogabilità operativa per i Casi 3th e 3op, nonché la curva di iniettività del Caso 3th e i volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi di svaso e i volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per i 10 cicli del Caso 3th (**figure D7 – D9**).

### 3.3.4 Caso 4

Nel Caso 4th sono aperti contemporaneamente alla produzione tutti i 9 pozzi del campo. La portata massima di erogazione è stata imposta pari a 5 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>SC</sub>/giorno per i primi 4 cicli di stoccaggio e pari a 15 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>SC</sub>/giorno per i successivi 6 cicli, mentre la portata massima di iniezione è stata imposta pari a 20 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>SC</sub>/giorno per i primi 4 cicli di stoccaggio e pari a 15 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>SC</sub>/giorno per i successivi 6 cicli. La pressione minima a testa pozzo è stata posta pari a **100 Barsa** ed è stato imposto un vincolo sulla portata di acqua prodotta pari a **1.0 m<sup>3</sup><sub>ST</sub>/giorno**.

Le prestazioni ottenute imponendo il vincolo che la differenza massima tra pressione statica e pressione dinamica a testa pozzo fosse pari al 20% (Caso 4op) sono state calcolate imponendo gli stessi vincoli del Caso 4th.

Nella **tabella 9** sono riassunti i vincoli e i risultati degli scenari dei Casi 4th e 4op. Nella tabella vengono richiamati i vincoli imposti e riportati i tempi di plateau e i corrispondenti volumi svasati, i valori di *Working Gas*, le portate massime di acqua prodotte e i volumi di acqua cumulativamente prodotti (tutti i valori sono riferiti all'ottavo dei cicli di svaso simulati in fase previsionale).

**Tab. 9: Scenari di forecast – Descrizione e risultati degli scenari previsionali 4th e 4op**

Caso	N° Pozzi	FGPR <sub>max</sub>	FGIR <sub>max</sub>	p <sub>max</sub>	FTHP <sub>min</sub>	Durata Plateau	Svaso a fine plateau	Working Gas	FWPR <sub>max</sub>	Δ FWPT
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>		Barsa	giorni	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	m <sup>3</sup> <sub>ST</sub> /g	m <sup>3</sup> <sub>ST</sub>
4th	9	5 (cicli 1-4)	20 (cicli 1-4)	pi	100	30	450	1000	10.07	1111
		15 (cicli 5-10)	15 (cicli 5-10)							
4op	9	5 (cicli 1-4)	20 (cicli 1-4)	pi	100	22	330	1000	10.03	1094
		15 (cicli 5-10)	15 (cicli 5-10)							

Nell' **APPENDICE D - “Curve di erogabilità e risultati degli scenari di forecast”** viene riportato il confronto tra la curva di erogabilità teorica e la curva di erogabilità operativa per i Casi 4th e 4op, nonché la curva di iniettività del Caso 4th e i volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi di svaso e i volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per i 10 cicli del Caso 4th (**figure D10 – D12**).

### 3.3.5 Caso 5

Nel Caso 5th, oltre all'apertura contemporanea dei 9 pozzi previsti per lo stoccaggio, sono stati aperti alla produzione **2 possibili nuovi pozzi**, aperti rispettivamente nei livelli B1, B2 e B3 (pozzo BO-29D) e nei livelli B4 e B5 (pozzo BO30D). L'ubicazione dei 2 nuovi pozzi è mostrata nella **figura 24**. La portata massima di erogazione è stata imposta pari a 5 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>sc</sub>/giorno per i primi 4 cicli di stoccaggio e pari a 20 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>sc</sub>/giorno per i successivi 6 cicli, mentre la portata massima di iniezione è stata imposta pari a 20 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup><sub>sc</sub>/giorno per tutti i 10 cicli. La pressione minima a testa pozzo è stata posta pari a **70 Barsa** ed è stato imposto un vincolo sulla portata di acqua prodotta pari a **1 m<sup>3</sup><sub>ST</sub>/giorno**.

Le prestazioni ottenute imponendo il vincolo che la differenza massima tra pressione statica e pressione dinamica a testa pozzo fosse pari al 20% (Caso 5op) sono state calcolate imponendo gli stessi vincoli del Caso 5th.

Nella **tabella 10** sono riassunti i vincoli e i risultati degli scenari dei Casi 5th e 5op. Nella tabella vengono richiamati i vincoli imposti e riportati i tempi di plateau e i corrispondenti volumi svasati, i valori di *Working Gas*, le portate massime di acqua prodotte e i volumi di acqua cumulativamente prodotti (tutti i valori sono riferiti all'ottavo dei cicli di svaso simulati in fase previsionale).

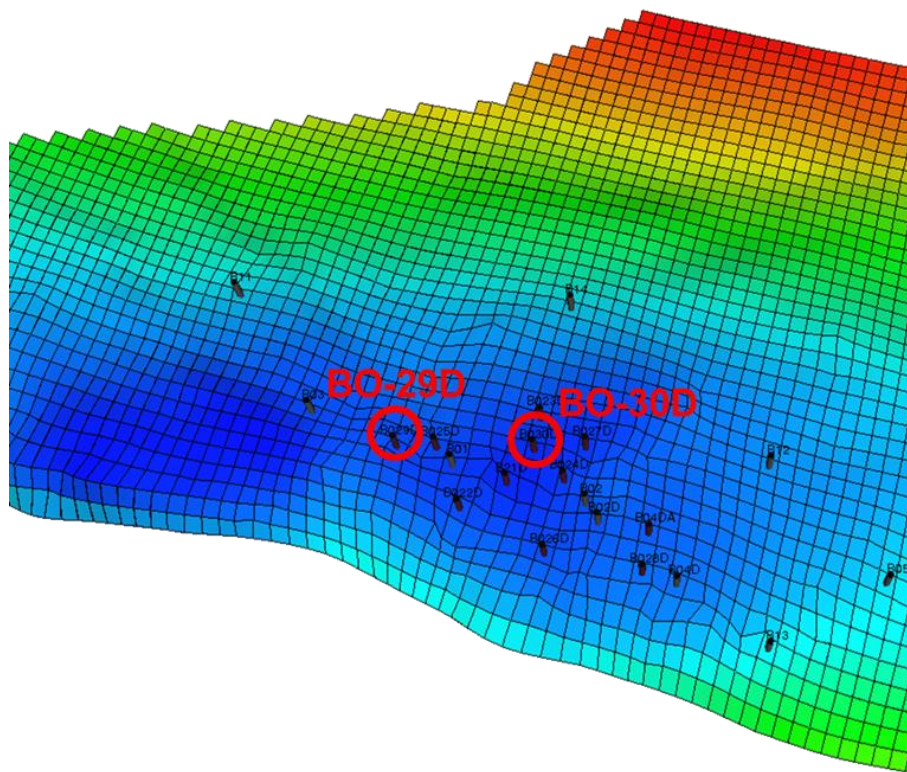


Fig. 24 - Ubicazione dei pozzi aggiuntivi BO-29D e BO-30D

Tab. 10: Scenari di forecast – Descrizione e risultati degli scenari previsionali 5th e 5op

Caso	N° Pozzi	FGPR <sub>max</sub>	FGIR <sub>max</sub>	p <sub>max</sub>	FTHP <sub>min</sub>	Durata Plateau	Svaso a fine plateau	Working Gas	FWPR <sub>max</sub>	Δ FWPT
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>		Barsa	giorni	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	m <sup>3</sup> <sub>ST</sub> /g	m <sup>3</sup> <sub>ST</sub>
5th	11	5 (cicli 1-4)	20 (cicli 1-4)	pi	70	16	320	1200	11.31	1512
		20 (cicli 5-10)	20 (cicli 5-10)							
5op	11	5 (cicli 1-4)	20 (cicli 1-4)	pi	70	9	180	1000	11.70	1416
		20 (cicli 5-10)	20 (cicli 5-10)							

Nell' **APPENDICE D - "Curve di erogabilità e risultati degli scenari di forecast"** viene riportato il confronto tra la curva di erogabilità teorica e la curva di erogabilità operativa per i Casi 5th e 5op, nonché la curva di iniettività del Caso 5th e i volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi di svaso e i volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per i 10 cicli del Caso 5th (**figure D13 – D15**).

### 3.3.6 Caso 6

Nel Caso 6th, oltre all'apertura contemporanea dei 9 pozzi previsti per lo stoccaggio, sono stati aperti alla produzione **2 possibili nuovi pozzi**, aperti rispettivamente nei livelli B1, B2 e B3 (pozzo BO-29D) e nei livelli B4 e B5 (pozzo BO30D). L'ubicazione dei 2 nuovi pozzi è mostrata nella **figura 24**. La portata massima di erogazione è stata imposta pari a  $5 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}/\text{giorno}$  per i primi 4 cicli di stoccaggio e pari a  $20 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}/\text{giorno}$  per i successivi 6 cicli, mentre la portata massima di iniezione è stata imposta pari a  $20 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}/\text{giorno}$  per tutti i 10 cicli. La pressione minima a testa pozzo è stata posta pari a **100 Barsa** ed è stato imposto un vincolo sulla portata di acqua prodotta pari a **1 m<sup>3</sup><sub>st</sub>/giorno**.

Le prestazioni ottenute imponendo il vincolo che la differenza massima tra pressione statica e pressione dinamica a testa pozzo fosse pari al 20% (Caso 6op) sono state calcolate imponendo gli stessi vincoli del Caso 6th.

Nella **tabella 11** sono riassunti i vincoli e i risultati degli scenari dei Casi 5th e 5op. Nella tabella vengono richiamati i vincoli imposti e riportati i tempi di plateau e i corrispondenti volumi svasati, i valori di Working Gas, le portate massime di acqua prodotte e i volumi di acqua cumulativamente prodotti (tutti i valori sono riferiti all'ottavo dei cicli di svaso simulati in fase previsionale).

**Tab. 11: Scenari di forecast – Descrizione e risultati degli scenari previsionali 6th e 6op**

Caso	N° Pozzi	FGPR <sub>max</sub>	FGIR <sub>max</sub>	p <sub>max</sub>	FTHP <sub>min</sub>	Durata Plateau	Svaso a fine plateau	Working Gas	FWPR <sub>max</sub>	Δ FWPT
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>		Barsa	giorni	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	m <sup>3</sup> <sub>st</sub> /g	m <sup>3</sup> <sub>st</sub>
6th	11	5 (cicli 1-4)	20 (cicli 1-4)	pi	100	20	400	1000	11.23	1004
		20 (cicli 5-10)	20 (cicli 5-10)							
6op	11	5 (cicli 1-4)	20 (cicli 1-4)	pi	100	15	300	1000	11.5	1027
		20 (cicli 5-10)	20 (cicli 5-10)							

Nell' **APPENDICE D - "Curve di erogabilità e risultati degli scenari di forecast"** viene riportato il confronto tra la curva di erogabilità teorica e la curva di erogabilità operativa per i Casi 6th e 6op, nonché la curva di iniettività del Caso 6th e i volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi di svaso e i volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per i 10 cicli del Caso 6th (**figure D16 – D18**).



### 3.4 *Riserve e Cushion Gas*

Il modello di giacimento è stato utilizzato per definire il nuovo valore delle riserve recuperabili e il *Cushion Gas*. In particolare è stato calcolato il valore delle riserve che sarebbero recuperabili ipotizzando di mettere in produzione il campo di stoccaggio dalle condizioni di ricostituzione a  $p = p_i$  fino al raggiungimento di una pressione rispettivamente pari a 45 e a 15 Barsa, utilizzando i 9 pozzi attuali previsti per lo stoccaggio.

#### 3.4.1 Determinazione delle riserve

Le riserve sono state calcolate ipotizzando che il campo venisse messo in produzione alla data del 7/11/2022, alla fine dell' 7° ciclo di stoccaggio, con uno *stock* di  $1748 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ , quando il giacimento si trova alla pressione iniziale. La valutazione è stata effettuata assegnando ai 9 pozzi previsti per lo stoccaggio due diversi valori limite di pressione minima alla testa ( $\text{WTHP}_{\text{min}}$ ): 45 Barsa (Riserve @ 45 Barsa) e 15 Barsa (Riserve @ 15 Barsa).

I volumi erogabili, determinati a livello di campo, sono stati calcolati lasciando i pozzi liberi di erogare fino alla pressione minima di testa pozzo ( $\text{WTHP}_{\text{min}}$ ), assunta rispettivamente pari a 15 e 45 Barsa:

- volume erogabile con il vincolo di  $\text{WTHP}_{\text{min}} = 45$  Barsa. I pozzi sono stati messi in erogazione considerando una portata di campo massima pari a  $15 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}/\text{giorno}$  e una portata minima pari a  $0.8 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}/\text{giorno}$ . Il volume erogabile @ 45 Barsa è stato stimato in  $1643 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ . Le riserve residue originali @45 barsa sono nulle.
- volume erogabile con il vincolo di  $\text{WTHP}_{\text{min}} = 15$  Barsa. I pozzi sono stati messi in erogazione considerando una portata di campo massima pari a  $15 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}/\text{giorno}$  e una portata minima pari a  $0.8 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}/\text{giorno}$ . Il volume erogabile @ 15 Barsa è stato stimato in  $1766 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ . Le riserve residue originali @15 barsa sono  $18 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ .

#### 3.4.2 Determinazione del Cushion Gas

Il valore del *Cushion Gas* è stato calcolato per il caso @ 70 Barsa.

La valutazione del volume del *Cushion Gas* viene effettuata nel modo seguente:

***Cushion Gas* = Riserve originarie @ 15 Barsa + Stock Massimo – Working Gas @ 8° ciclo**

(dove l'8° ciclo è preso come ciclo di riferimento).



Viene preso in considerazione lo stock massimo iniettato alla fine del 7° ciclo pari a  $1748 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$ .

Nella **tabella 12** sono riassunti i risultati delle simulazioni.

**Tab. 12: Determinazione del volume di *Cushion Gas***

	Volume erogabile @ 15 barsa	Working Gas @ 70 barsa	Cushion Gas @ 70 barsa
	( $10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$ )	( $10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$ )	( $10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$ )
Campo di Bordolano	1766	1200	566



#### 4 ACRONIMI

A titolo di riferimento, nel seguito si riportano alcuni degli acronimi utilizzati dal simulatore ECLIPSE e frequentemente adoperati, per brevità, anche nel presente rapporto.

<b>FGPR</b> (Field Gas Production Rate):	portata di gas erogata dal campo
<b>FGPT</b> (Field Gas Production Total):	volume di gas cumulativamente prodotto dal campo
<b>FGIR</b> (Field Gas Injection Rate):	portata di gas iniettata a livello di campo
<b>FGIT</b> (Field Gas Injection Total):	volume di gas cumulativamente iniettato a livello di campo
<b>FWPR</b> (Field Water Production Rate):	portata di acqua erogata dal campo
<b>FWPT</b> (Field Water Production Total):	volume di acqua cumulativamente prodotto dal campo
<b>WGPR</b> (Well Gas Production Rate):	portata di gas erogata dal singolo pozzo
<b>WGIR</b> (Well Gas Injection Rate):	portata di gas iniettata al singolo pozzo
<b>WWPR</b> (Well Water Production Rate):	portata di acqua erogata dal singolo pozzo
<b>WTHP</b> (Well Tubing Head Pressure):	pressione di testa pozzo
<b>WBHP</b> (Well Bottom Hole Pressure):	pressione dinamica di fondo pozzo
<b>WBP</b> (Well Bottom Pressure):	pressione di fondo pozzo in condizioni statiche



## 5 BIBLIOGRAFIA

Agip S.p.A. Ingegneria del Petrolio – Laboratori Chimico-Fisica – (dicembre 1952):  
Bollettino d'analisi n° 2954.

Politecnico di Torino-DIATI *Petroleum Engineering Group* e SNAM-STOGIT – Unità  
GIAC (Marzo 2015): Campo di Bordolano - STUDIO STATICO DI GIACIMENTO  
LIVELLO DI STOCCAGGIO *POOL B*.

Schlumberger – Geoquest © (2013), ECLIPSE Technical Description.

Schlumberger – Geoquest © (2013), ECLIPSE Reference Manual.

STOGIT/ENI (Febbraio 2008): CAMPO DI BORDOLANO - Modello dinamico 3D di  
giacimento. Aggiornamento e integrazione dello Studio di Giacimento (aprile  
1999).



## ***APPENDICE A***

***“History Match dei pozzi del campo”***

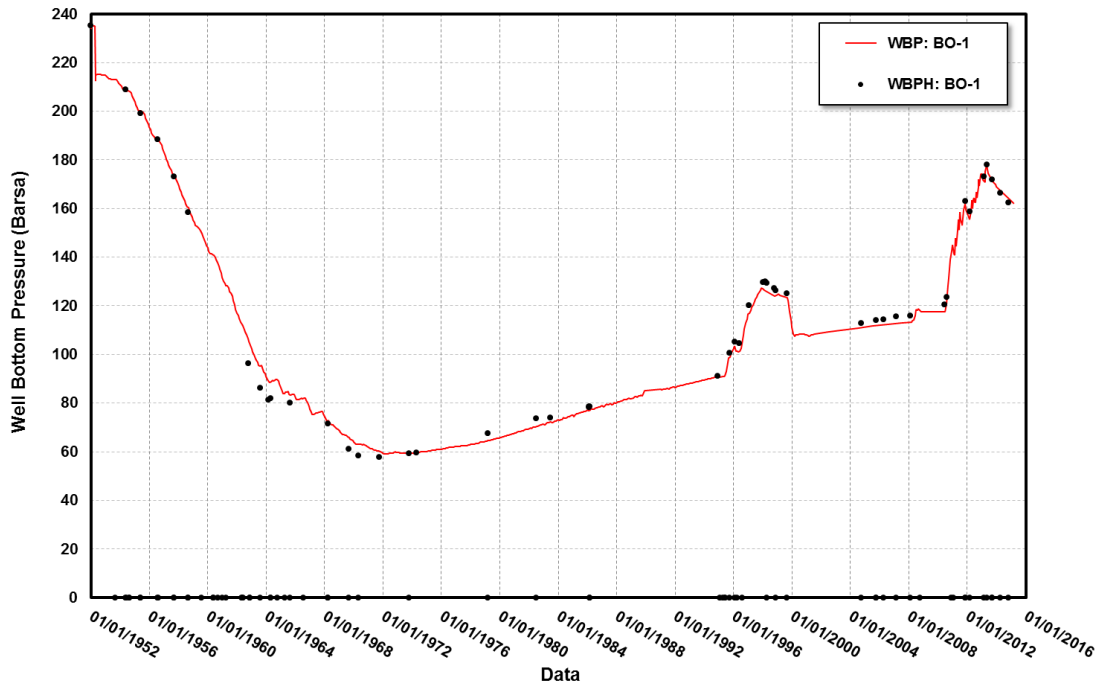


Fig. A1 - Pozzo BO-1 - Confronto tra la pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)

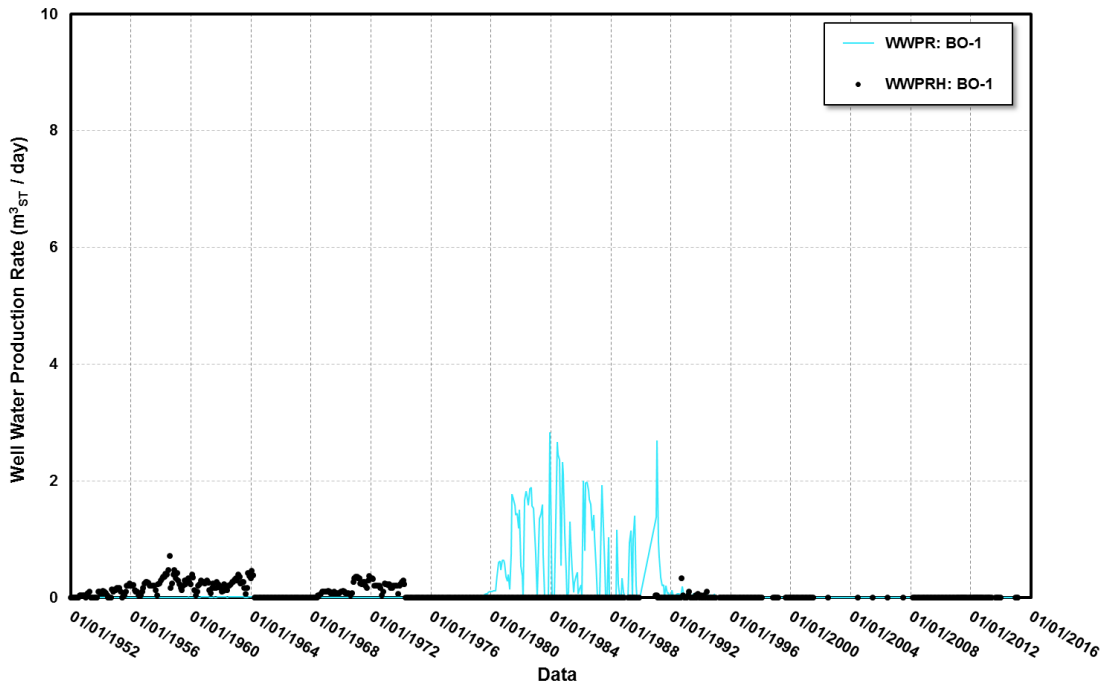


Fig. A2 - Pozzo BO-1 - Confronto tra la portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)

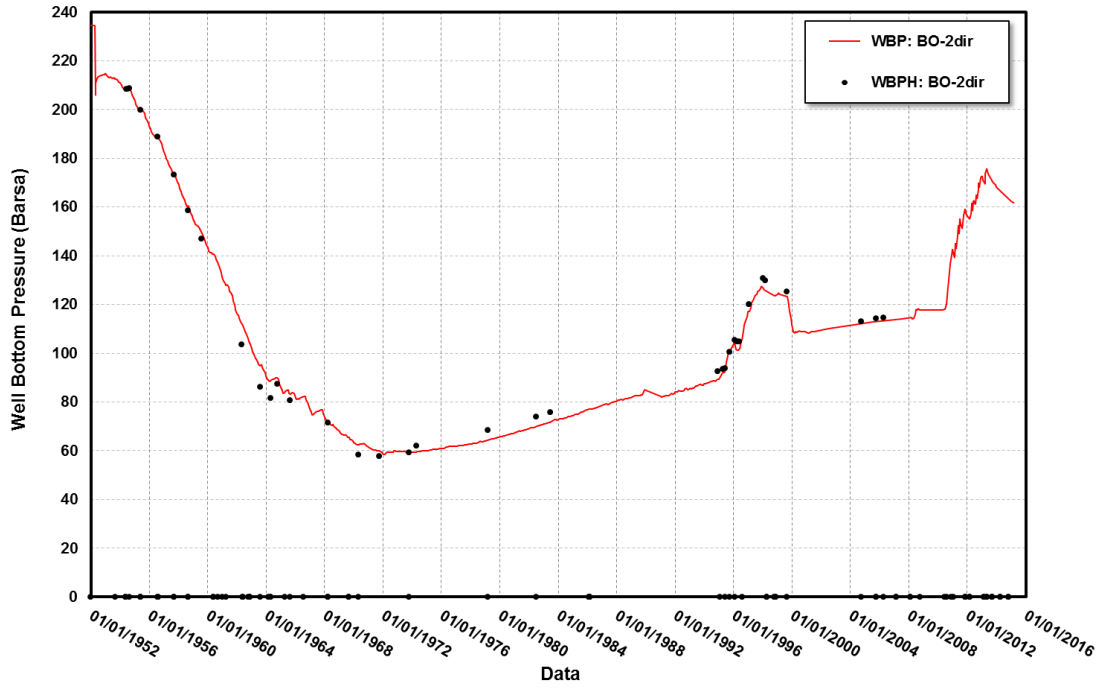


Fig. A3 - Pozzo BO-2dir - Confronto tra la pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)

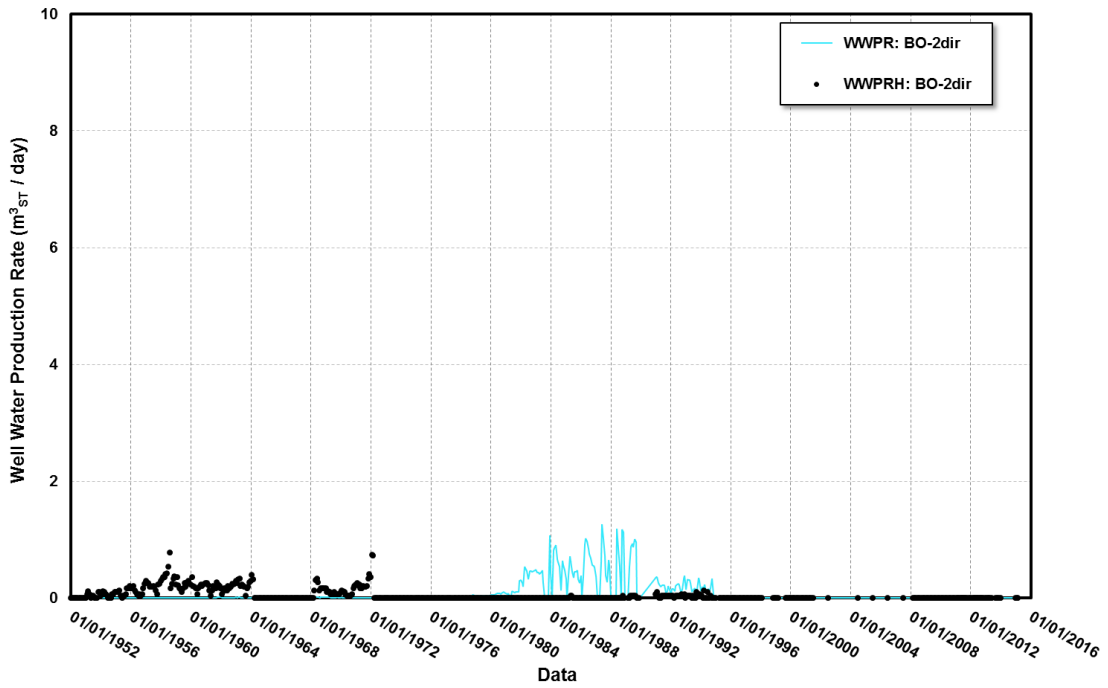


Fig. A4 - Pozzo BO-2dir - Confronto tra la portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)

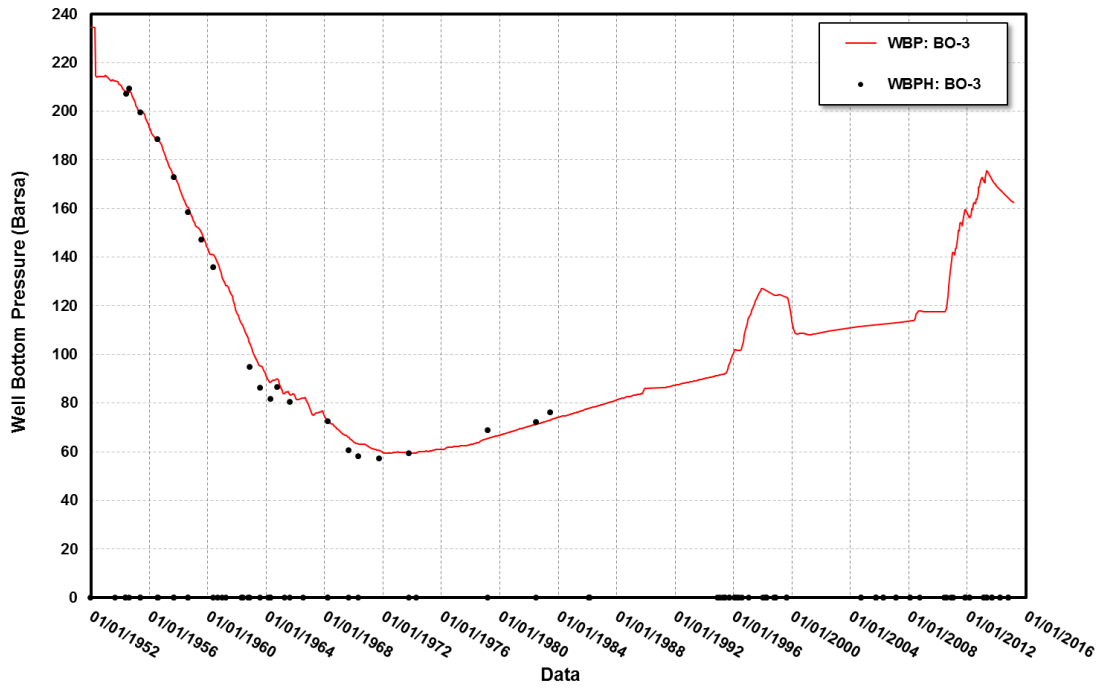


Fig. A5 - Pozzo BO-3 - Confronto tra la pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)

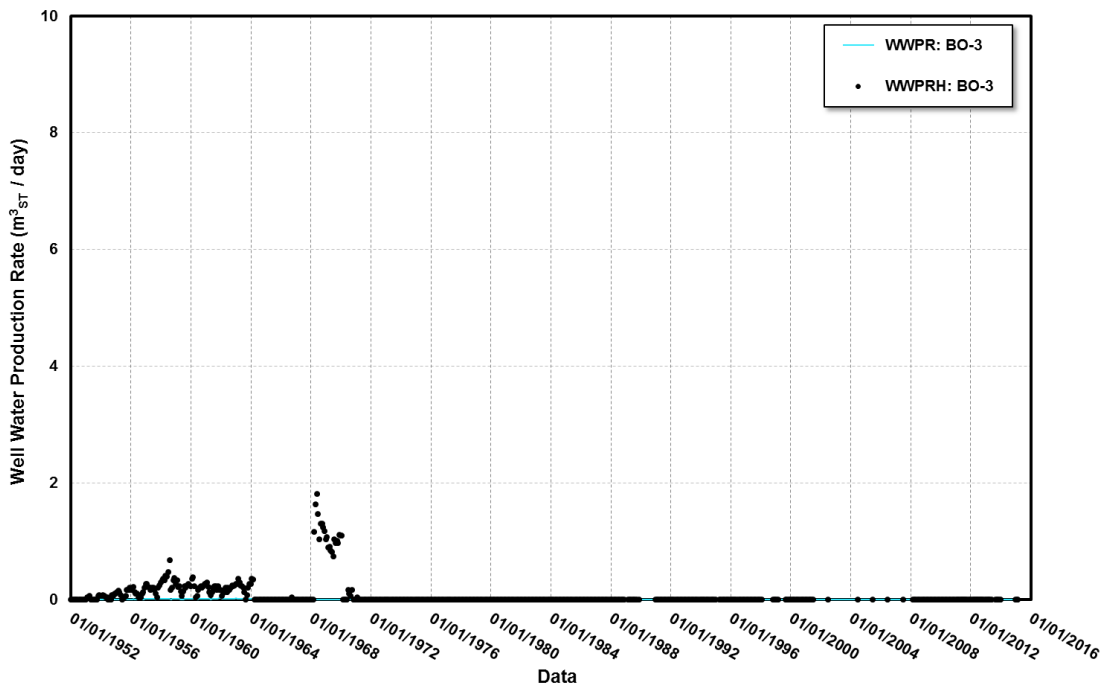


Fig. A6 - Pozzo BO-3 - Confronto tra la portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)



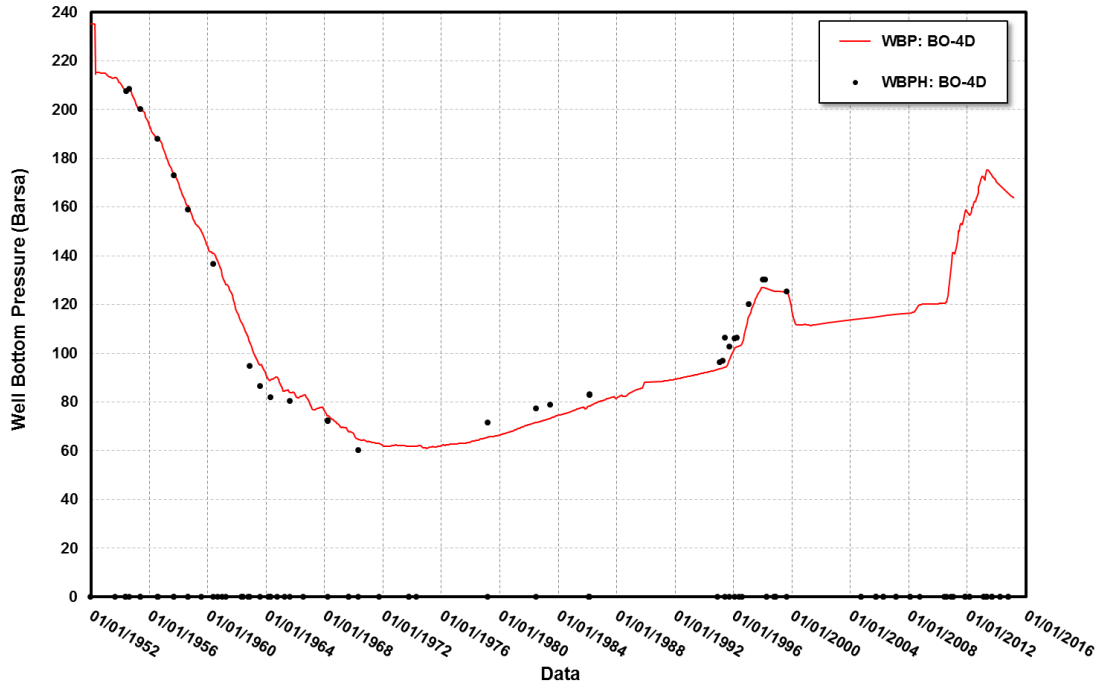


Fig. A7 - Pozzo BO-4D - Confronto tra la pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)

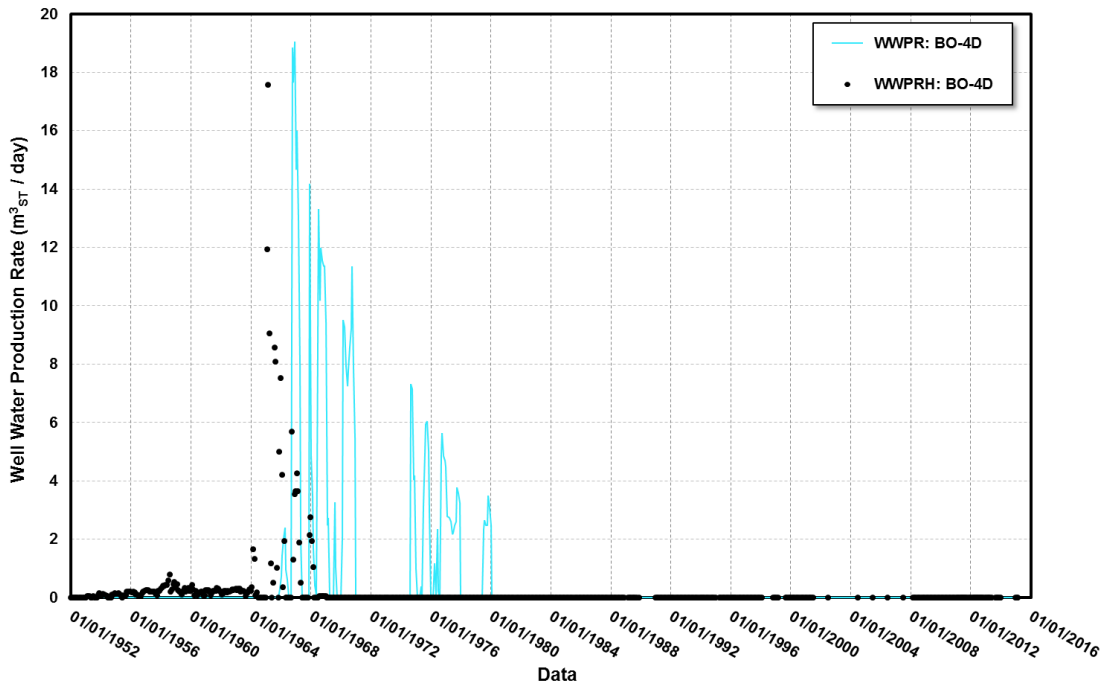


Fig. A8 - Pozzo BO-4D - Confronto tra la portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)

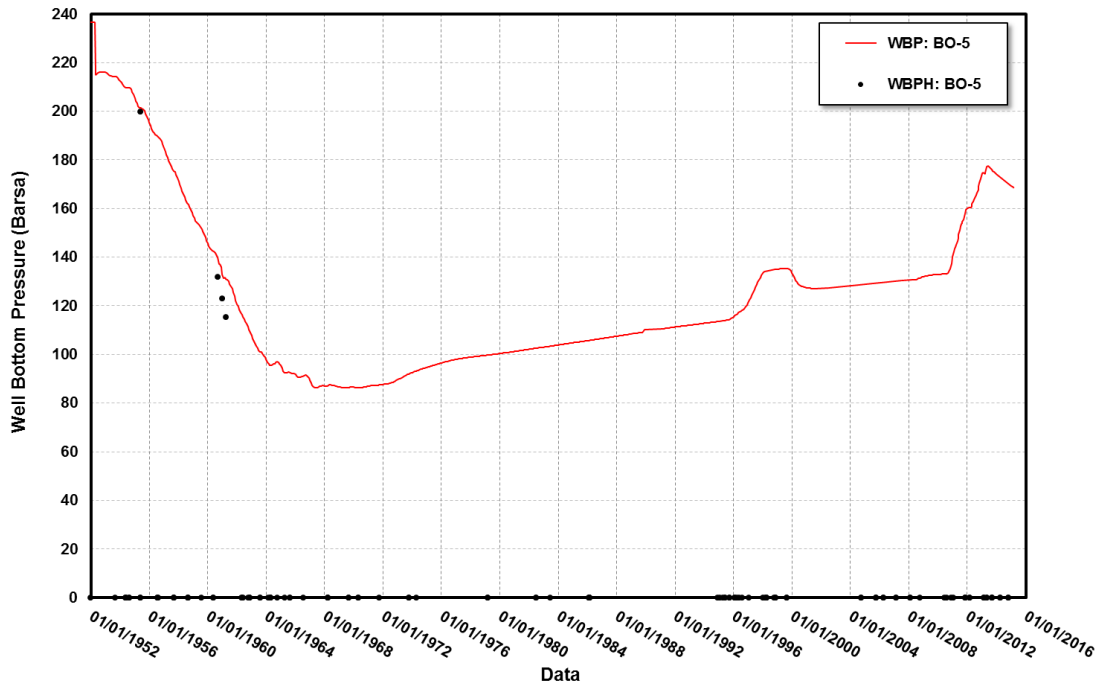


Fig. A9 - Pozzo BO-5 - Confronto tra la pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)

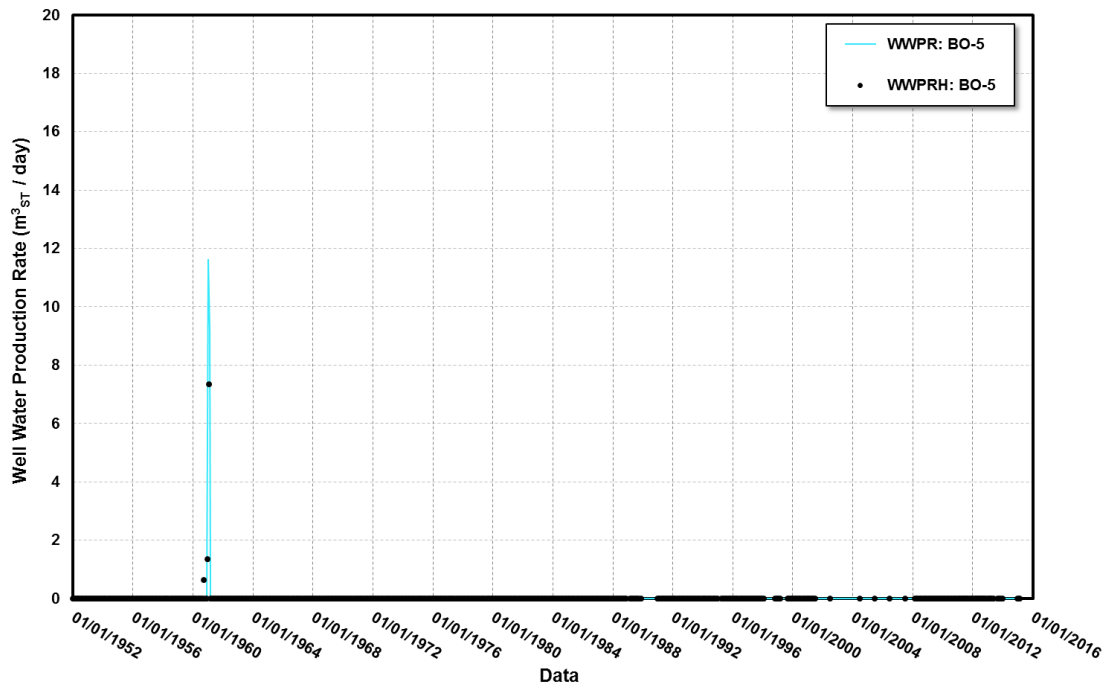


Fig. A10 - Pozzo BO-5 - Confronto tra la portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)

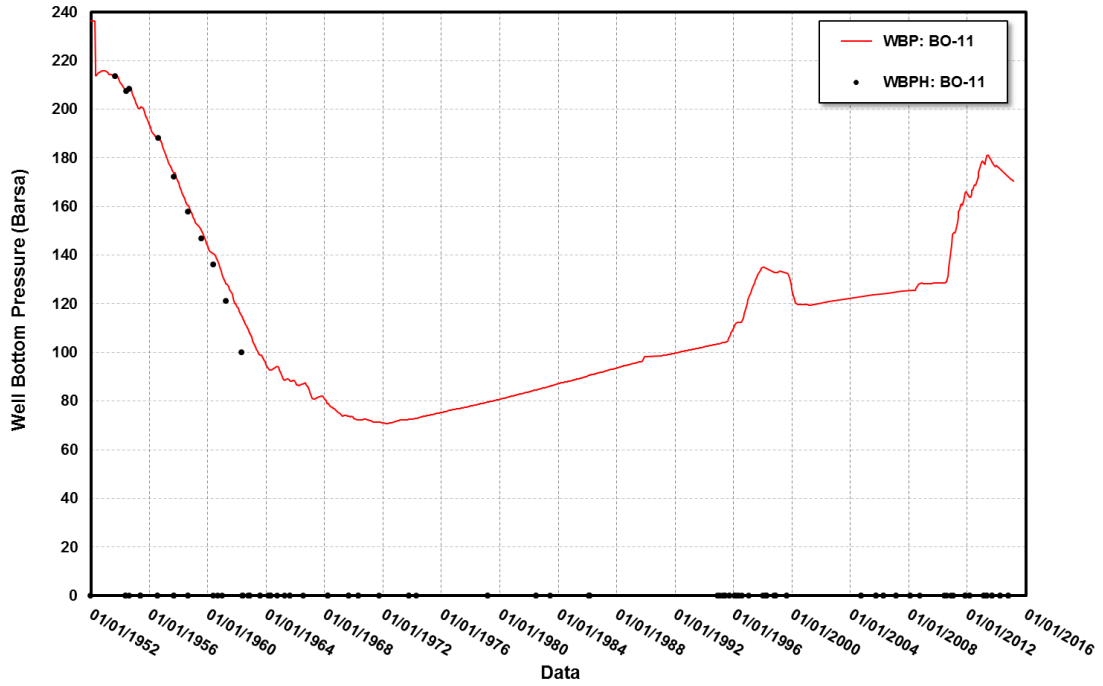


Fig. A11 - Pozzo BO-11 - Confronto tra la pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)

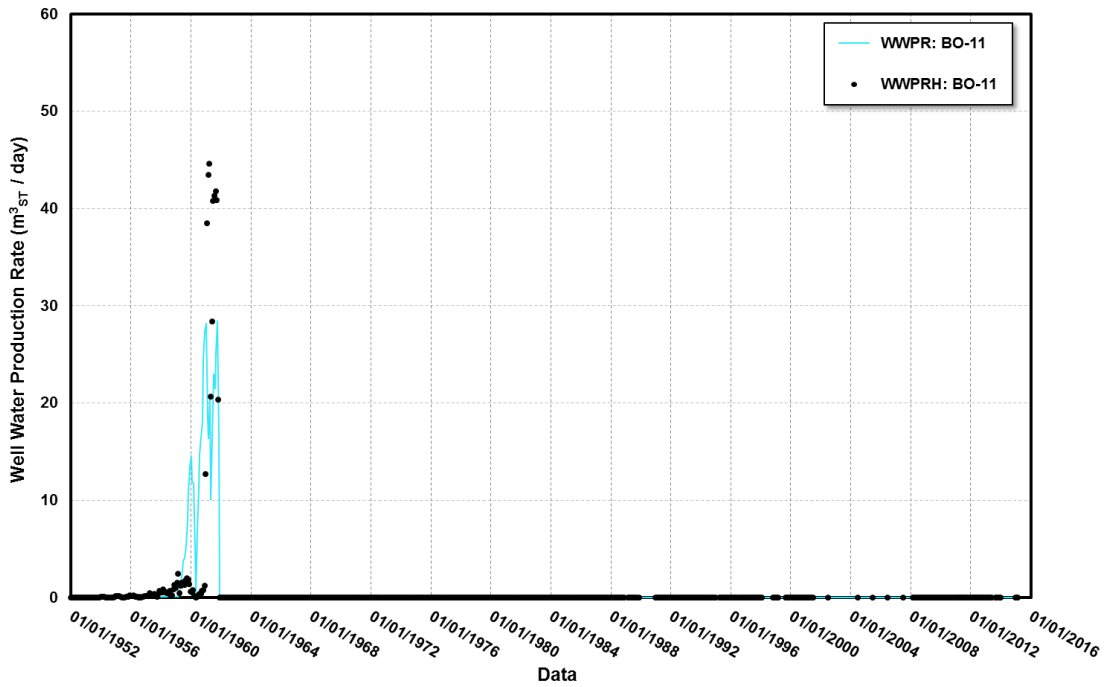


Fig. A12 - Pozzo BO-11 - Confronto tra la portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)

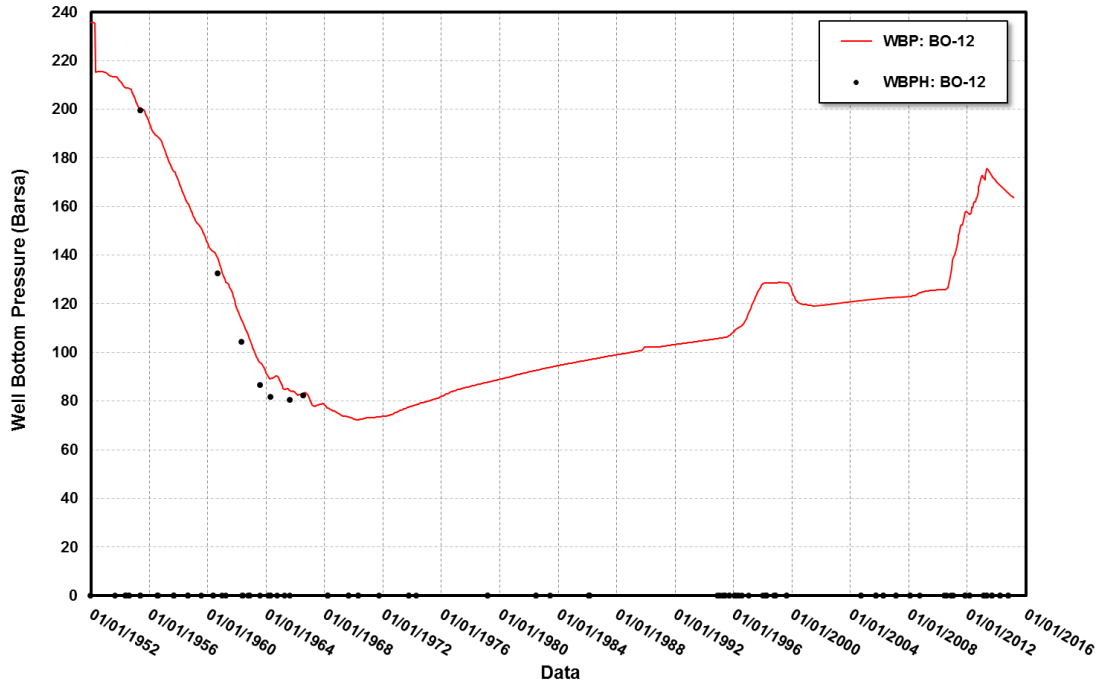


Fig. A13 - Pozzo BO-12 - Confronto tra la pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)

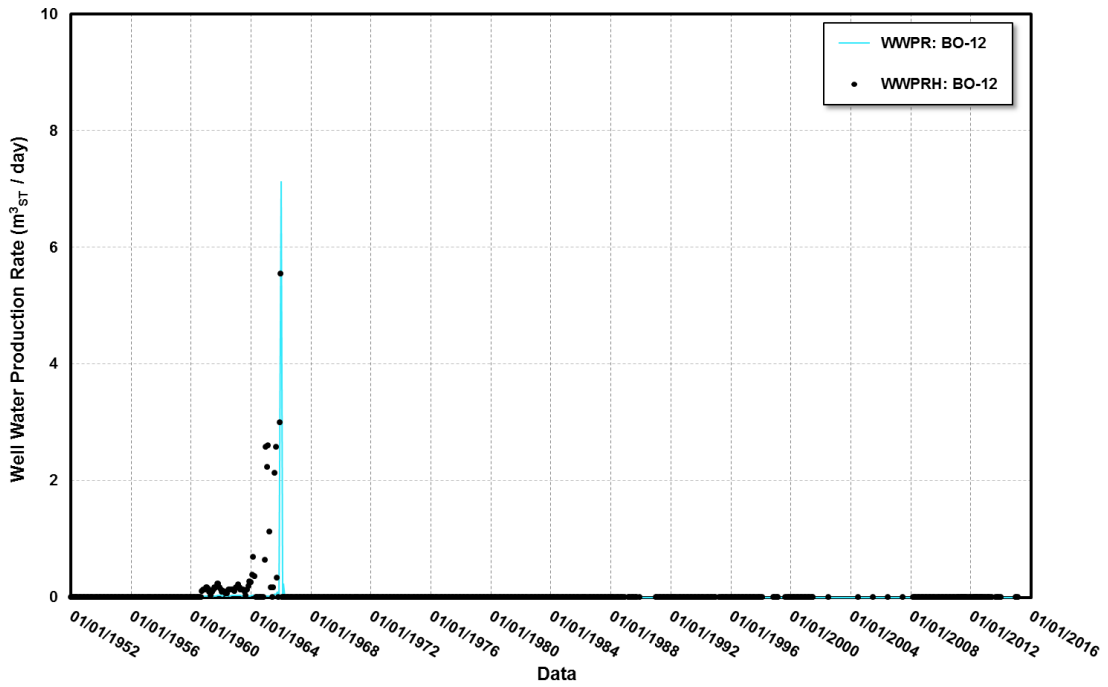


Fig. A14 - Pozzo BO-12 - Confronto tra la portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)

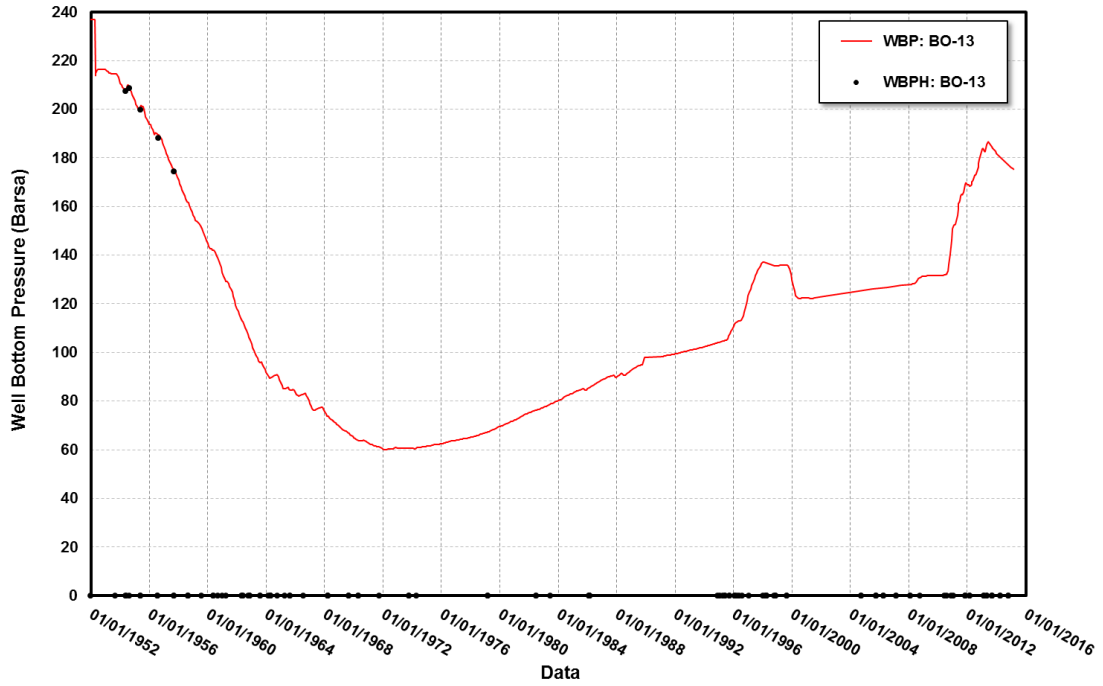


Fig. A15 - Pozzo BO-13 - Confronto tra la pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)

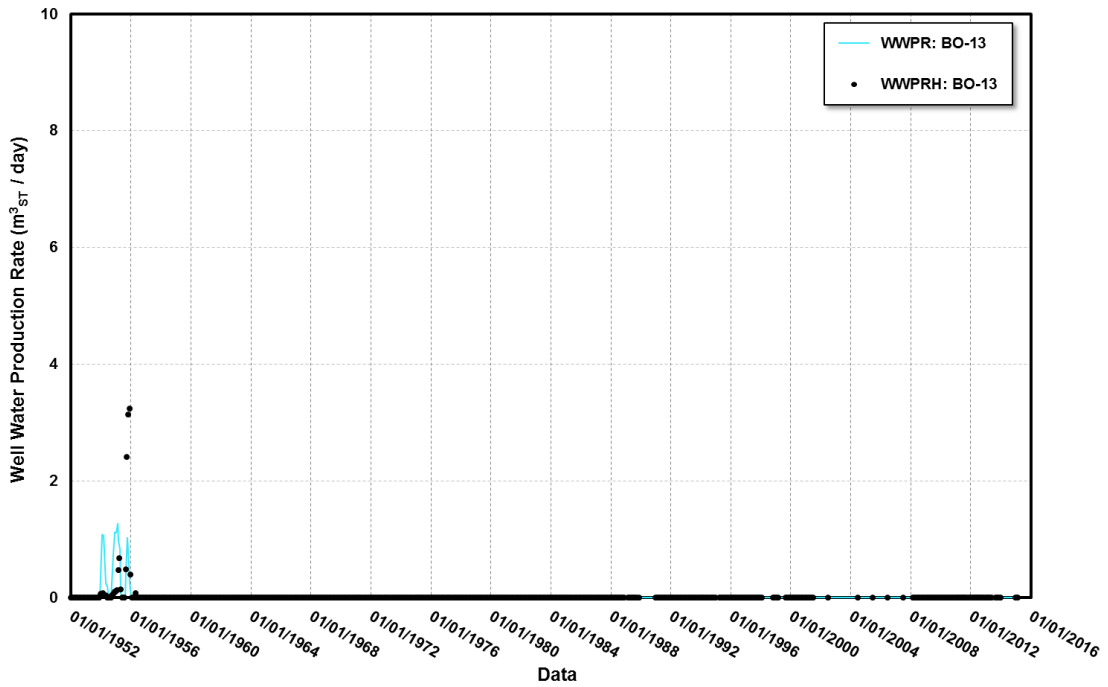


Fig. A16 - Pozzo BO-13 - Confronto tra la portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)

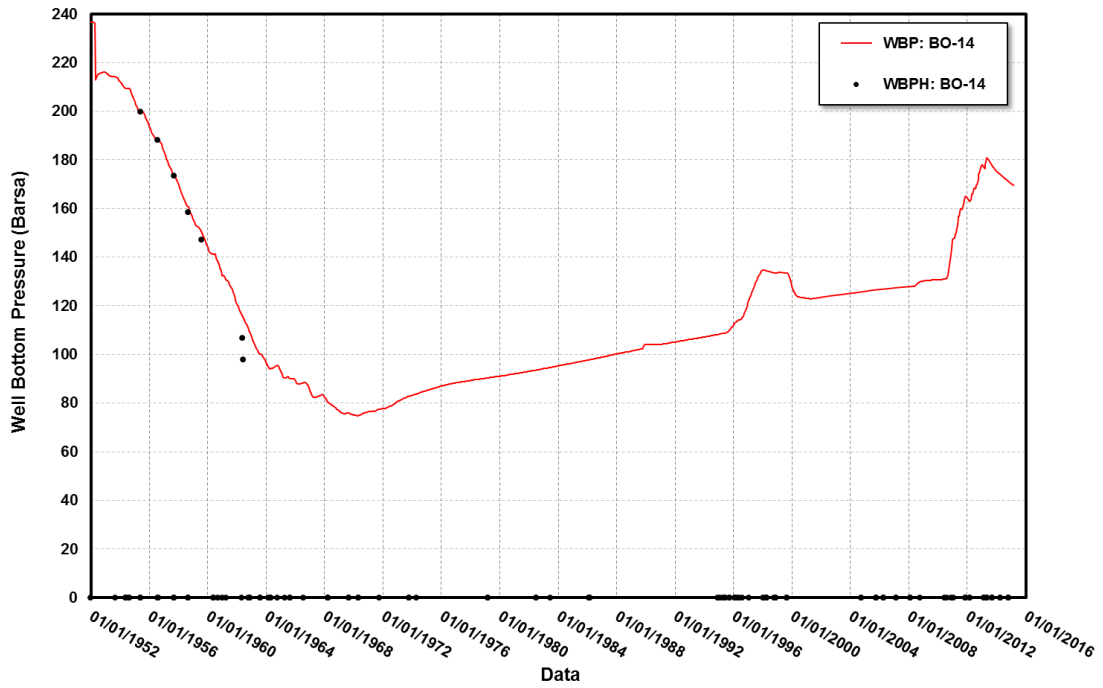


Fig. A17 - Pozzo BO-14 - Confronto tra la pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)

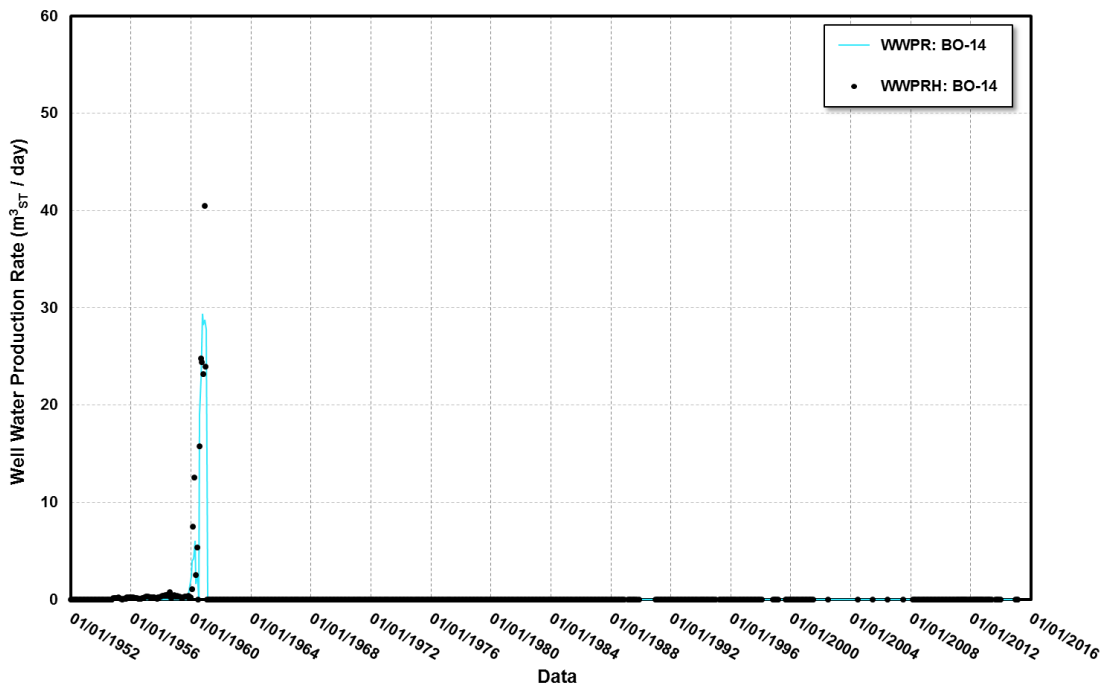


Fig. A18 - Pozzo BO-14 - Confronto tra la portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)

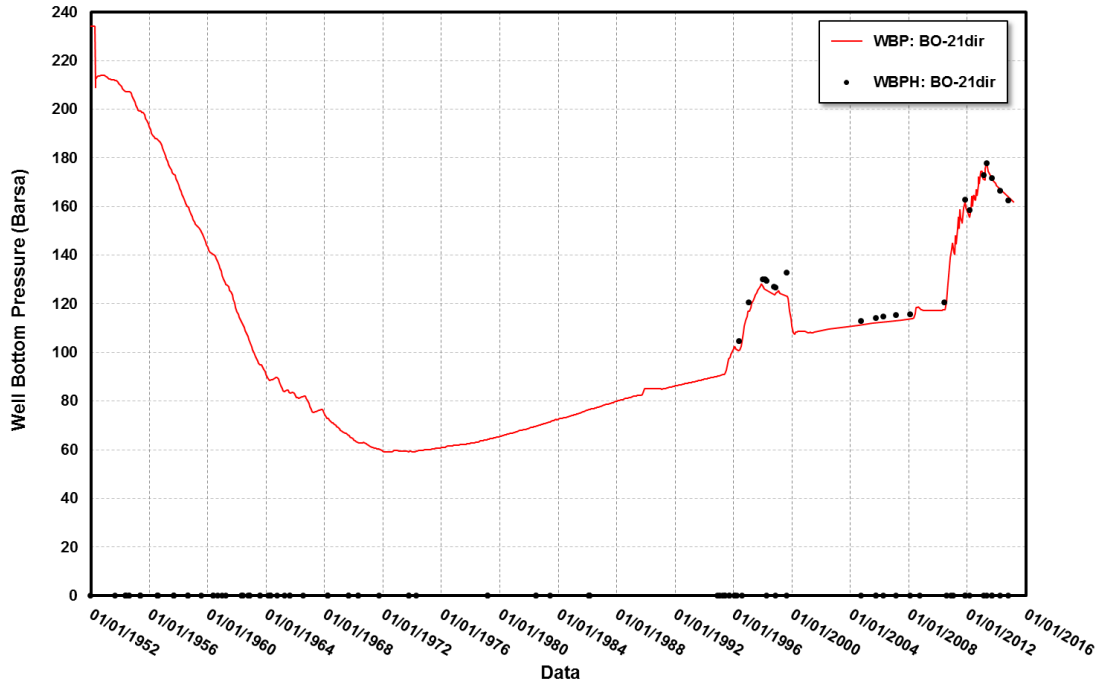


Fig. A19 - Pozzo BO-21dir - Confronto tra la pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)

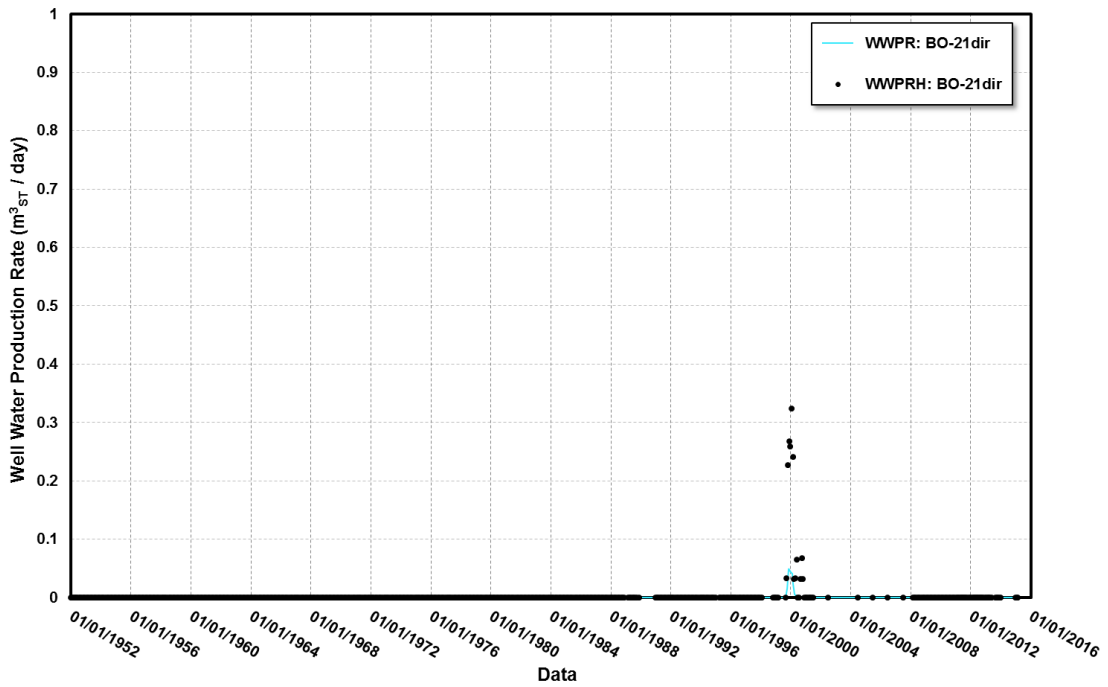


Fig. A20 - Pozzo BO-21dir - Confronto tra la portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)

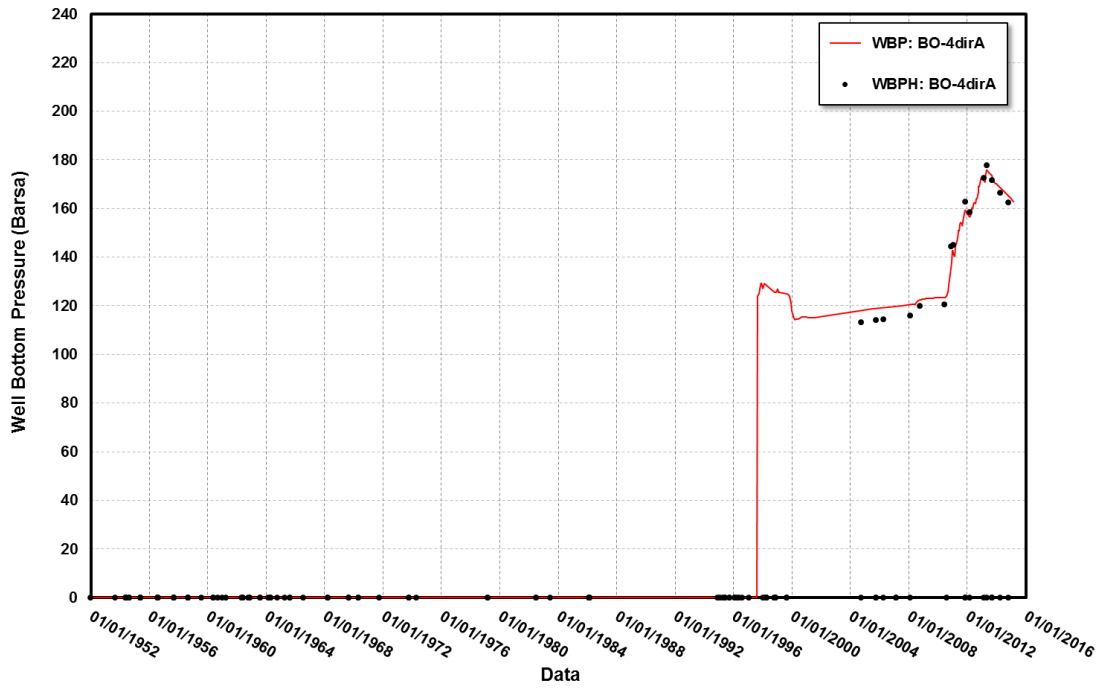


Fig. A21 - Pozzo BO-4dirA - Confronto tra la pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)

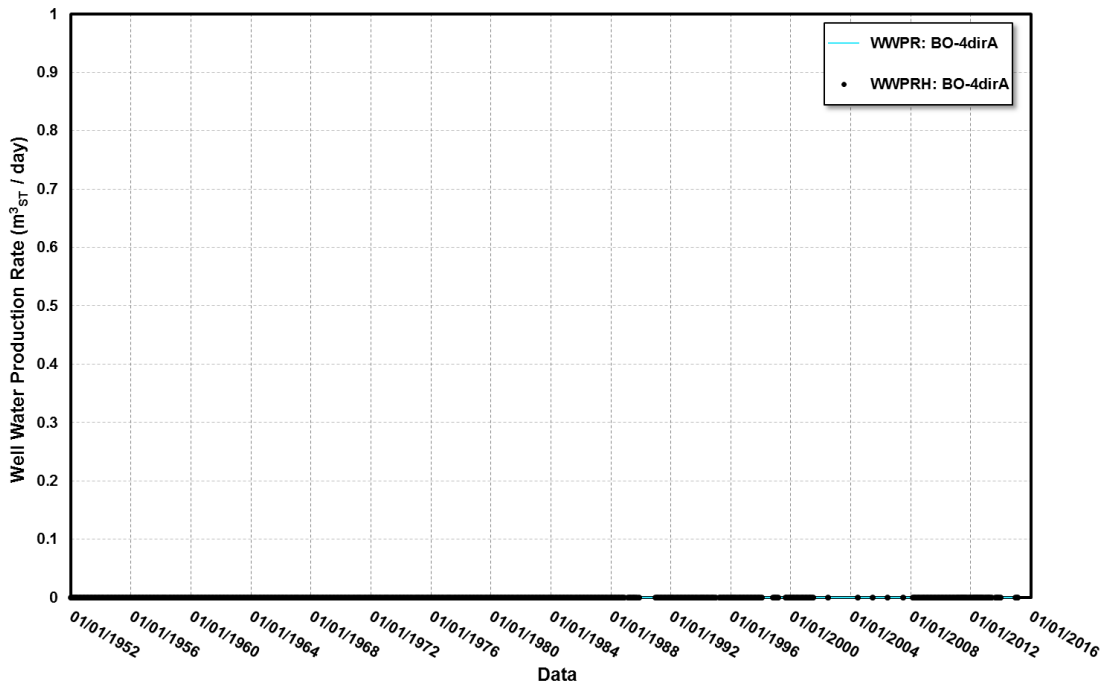


Fig. A22 - Pozzo BO-4dirA - Confronto tra la portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)





## ***APPENDICE B***

***“Confronto tra log di pozzo misurati e modello numerico”***

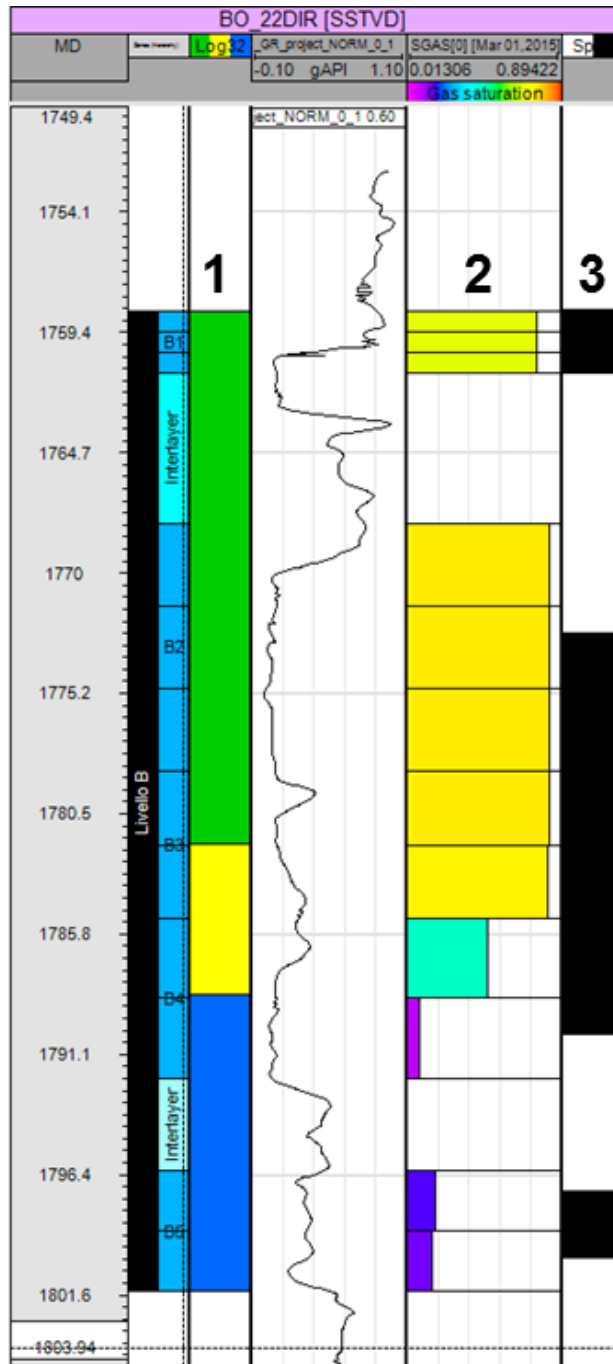


Fig. B1 - Pozzo BO-22D - Confronto il log misurato in pozzo (colonna 1) e la saturazione simulata dal modello numerico (colonna 2)

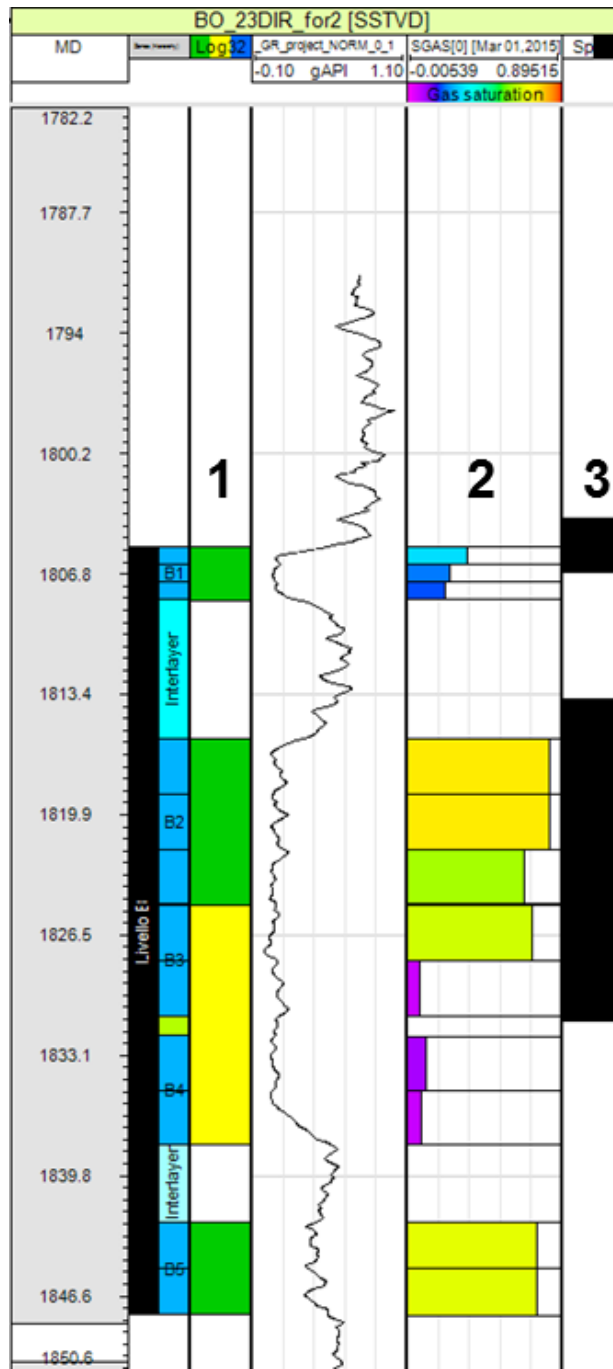


Fig. B2 - Pozzo BO-23D - Confronto il log misurato in pozzo (colonna 1) e la saturazione simulata dal modello numerico (colonna 2)

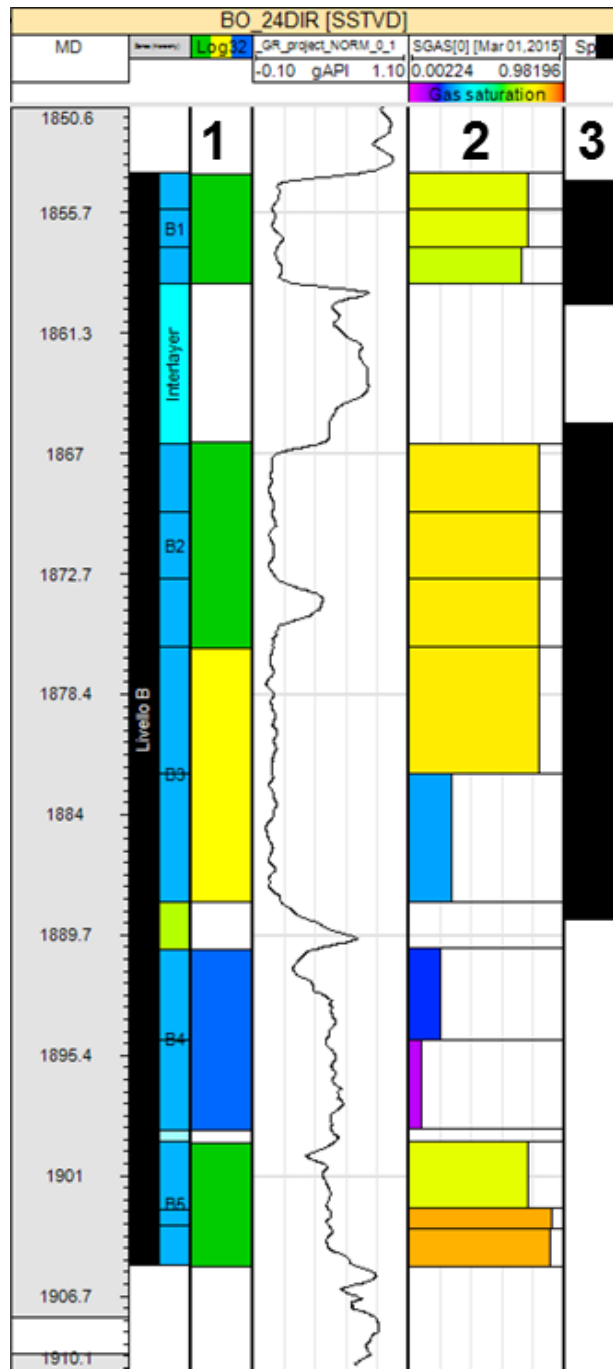


Fig. B3 - Pozzo BO-24D - Confronto il log misurato in pozzo (colonna 1) e la saturazione simulata dal modello numerico (colonna 2)

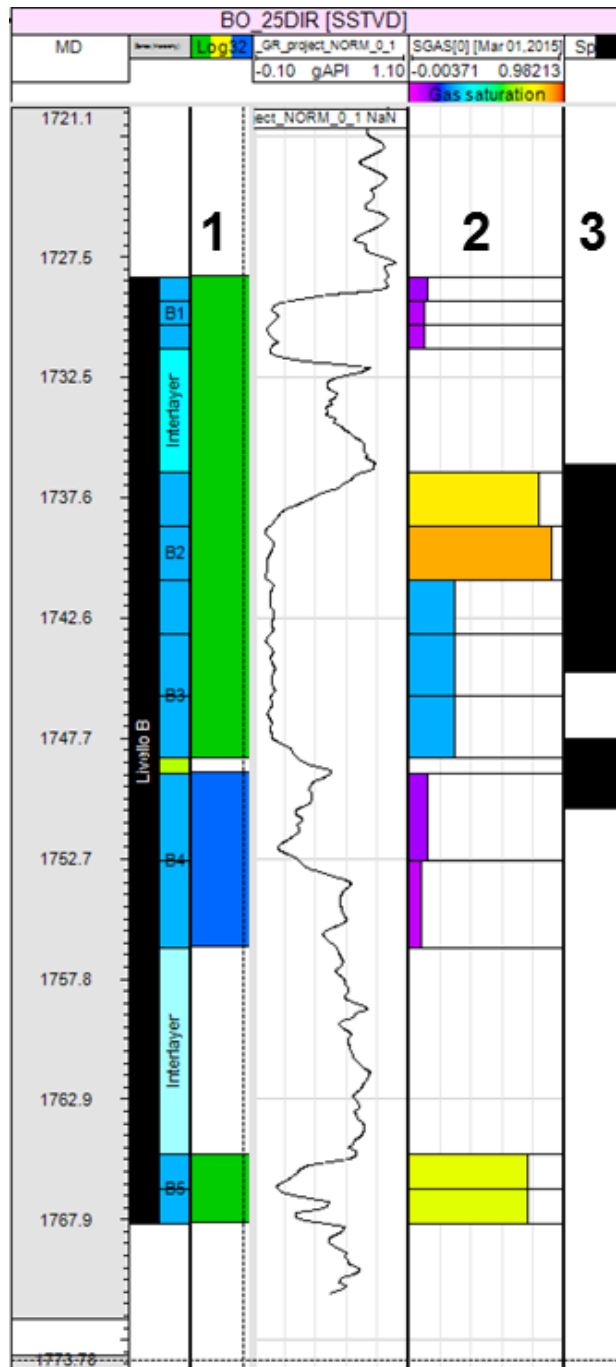


Fig. B4 - Pozzo BO-25D - Confronto il log misurato in pozzo (colonna 1) e la saturazione simulata dal modello numerico (colonna 2)

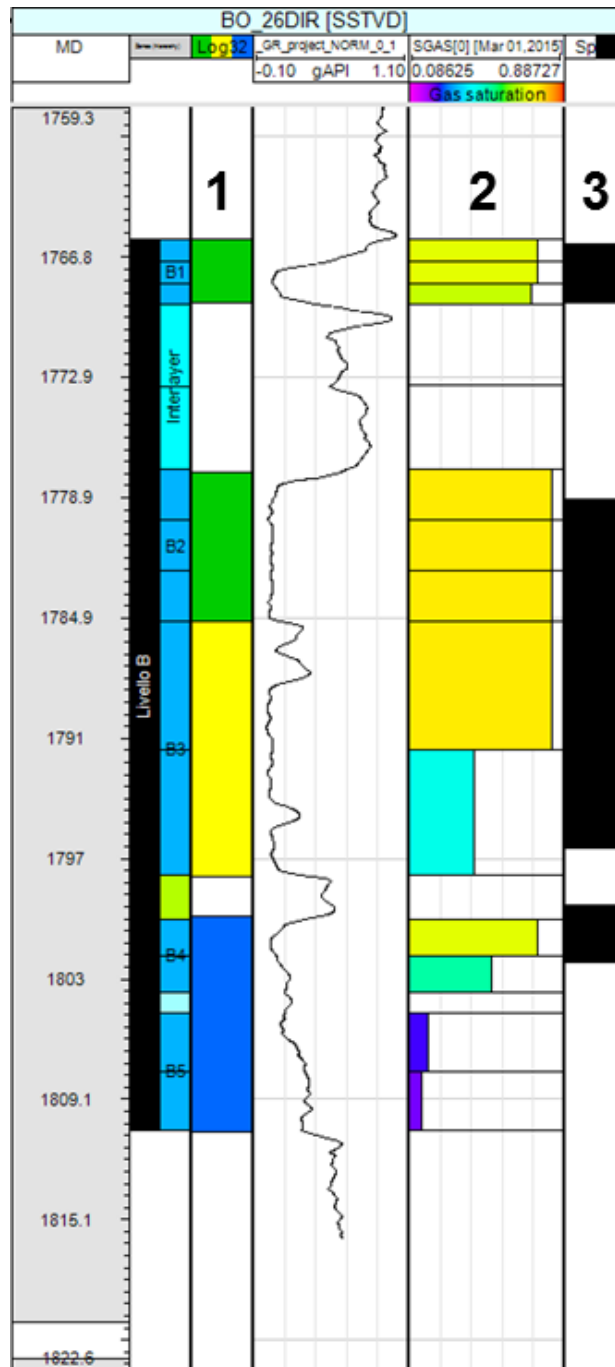


Fig. B5 - Pozzo BO-26D - Confronto il log misurato in pozzo (colonna 1) e la saturazione simulata dal modello numerico (colonna 2)

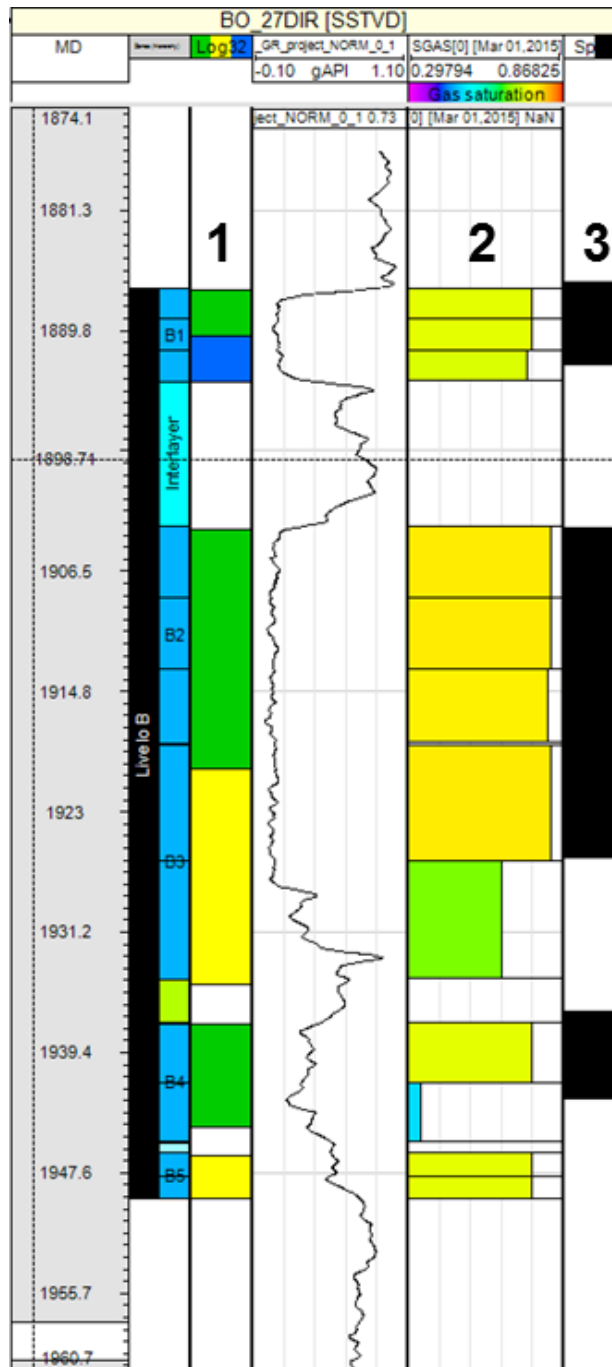


Fig. B6 - Pozzo BO-27D - Confronto il log misurato in pozzo (colonna 1) e la saturazione simulata dal modello numerico (colonna 2)

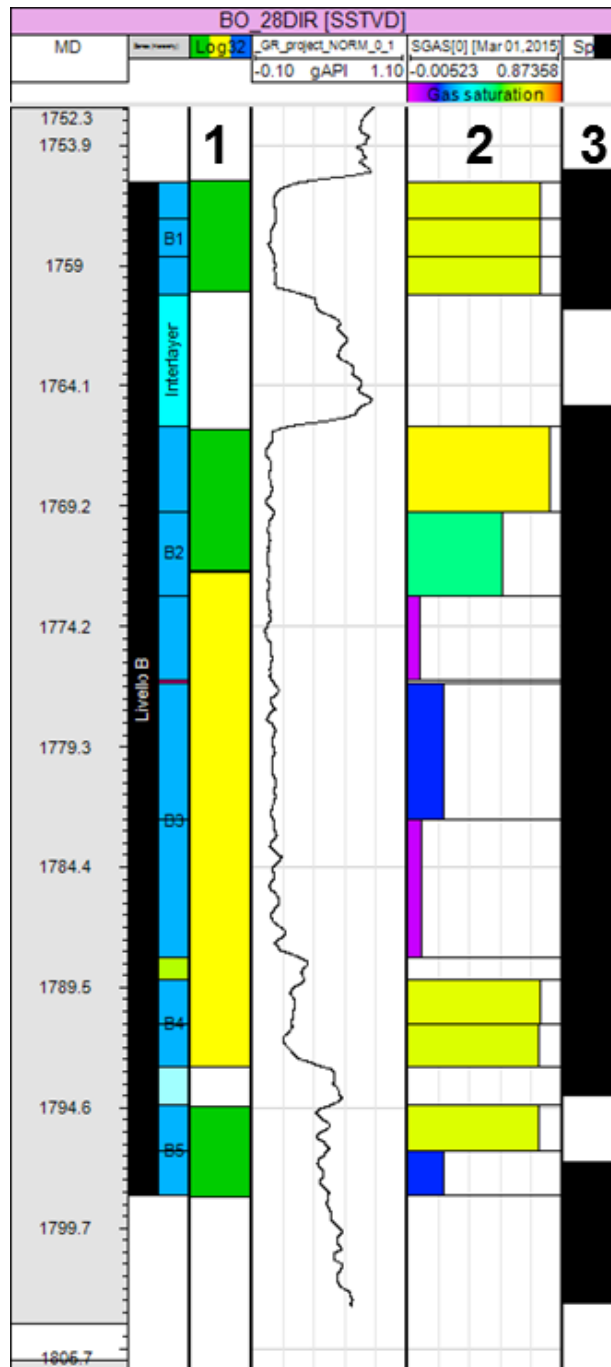


Fig. B7 - Pozzo BO-28D - Confronto il log misurato in pozzo (colonna 1) e la saturazione simulata dal modello numerico (colonna 2)





## ***APPENDICE C***

***“Tecnica ad iterazioni successive per la stima delle portate”***



Per rispettare durante tutta la fase di produzione i vincoli di pressione definiti alla testa pozzo, o meglio per mettere in produzione i pozzi in modo che, per tutti contemporaneamente, il  $\Delta p$  alla testa sia circa pari al valore predeterminato, è necessario assegnare a ciascun pozzo, per ciascun intervallo temporale della simulazione (o *time step*), un valore di portata ottimizzato (portata *target*). La determinazione dei valori di portata ottimali per tutti i pozzi aperti ad ogni *time step* della fase di produzione implica che non solo si tenga conto dei vincoli di pressione assegnati, ma anche degli effetti di interferenza che si generano quando più pozzi drenano lo stesso volume di giacimento.

La determinazione delle portate target da assegnare a ciascun pozzo ad ogni *time step* della simulazione ha richiesto, pertanto, la messa a punto di un codice di calcolo *ad hoc*, denominato C-PRO. Il codice C-PRO, perfettamente integrato con il simulatore Eclipse™ (Schlumberger®), sfrutta un procedimento iterativo connesso ad un algoritmo di risoluzione di tipo Newtoniano ed è stato realizzato con linguaggio di programmazione C++.

Il procedimento di ottimizzazione delle portate target comprende i passaggi descritti nel seguito.

- I pozzi vengono inizialmente messi in produzione senza limitazioni di portata, ad eccezione del limite di campo ( $FGPR_{max}$ ). Durante la prima simulazione, effettuata con lo scopo di inizializzare il sistema di calcolo, i valori target di portata di gas richiesta a ciascun pozzo vengono stabiliti automaticamente e rappresentano i valori di primo tentativo.
- Il simulatore calcola, per ogni *time step*, i valori della portata di gas effettivamente producibile (WGPR) e della corrispondente pressione di testa (WTHP) per ciascuno dei pozzi attivi del campo e li trascrive in un file apposito che riporta i risultati delle elaborazioni (con estensione RSM).
- Il codice C-PRO estrae dal file \*.RSM i dati di portata di gas (WGPR) e di pressione alla testa (WTHP) relativi ad ogni pozzo, calcolati per ogni *time step*. I valori di WTHP in corrispondenza di  $WGPR < 1 \text{ m}^3_{sc}/\text{giorno}$  sono interpretati come pressioni statiche; poiché rappresentano una serie di valori discreti vengono interpolati per generare l'andamento della pressione statica alla testa pozzo durante tutta la fase di produzione.
- Per ogni pozzo, in corrispondenza di ogni *time step* in cui il pozzo in esame è in erogazione, viene calcolata la differenza tra la pressione statica e la pressione dinamica di testa. La differenza tra le due pressioni viene poi riferita alla pressione statica di quel *time step* ed espressa in termini percentuali.
- Se la variazione percentuale della pressione ( $\Delta p$ ) è difforme dal valore limite assegnato, viene definito un nuovo valore di portata, maggiore o minore del precedente a seconda che il  $\Delta p$  sia inferiore o superiore a quanto atteso. Il codice C-PRO genera quindi un file di SCHEDULE aggiornato, in cui sono riportati tutti i nuovi valori di portata target, da utilizzare per la simulazione successiva.
- Poiché per alcuni *time step* il processo di calcolo presenta un livello di instabilità piuttosto elevato, è stato necessario prevedere la possibilità di ripetere la procedura di aggiustamento delle portate erogate diverse volte per lo stesso *time step*.



- La procedura viene ripetuta sino a raggiungere la convergenza, che si realizza quando le portate effettivamente erogate inducono alla testa pozzo un  $\Delta p$  ragionevolmente prossimo al valore limite (almeno finché i pozzi non sono ancora sotto il controllo del vincolo di  $F_{THP_{min}}$ , all'attivarsi del quale le portate vengono ridotte e, conseguentemente, i  $\Delta p$  diminuiscono).
- Il processo richiede generalmente da 10 a 20 iterazioni per raggiungere un livello di convergenza soddisfacente.

L'applicazione del codice di calcolo sviluppato consente di ottimizzare il profilo di produzione di ogni pozzo in base ai vincoli imposti, compatibilmente con il comportamento di tutti gli altri pozzi in erogazione, e quindi di ottenere una simulazione molto realistica della fase di svasso dello stoccaggio in condizioni operative.

Nella **figura C1** si riporta uno schema di flusso dell'algoritmo di risoluzione impiegato dal codice.

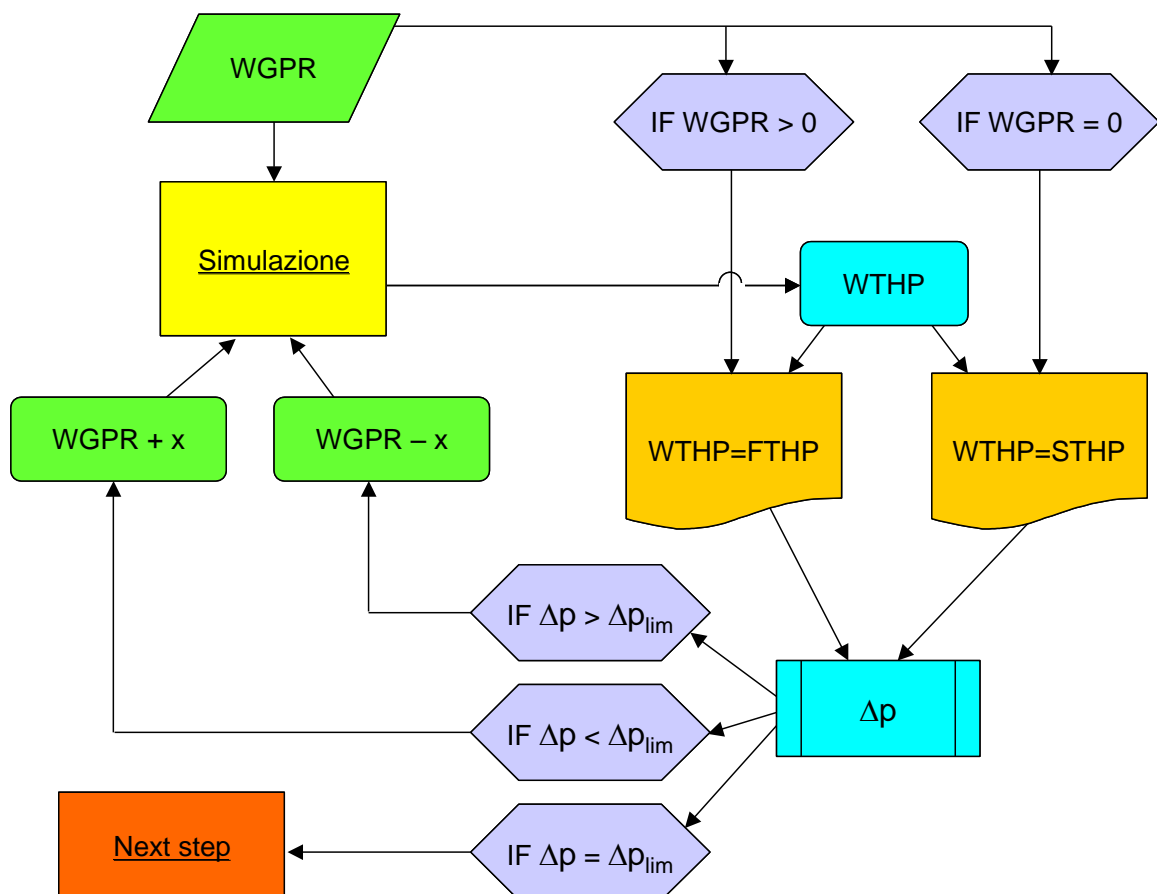


Fig. C1 - Flow Chart codice di calcolo iterativo per la determinazione delle portate target di gas



## ***APPENDICE D***

***“Curve di erogabilità e risultati degli scenari di forecast”***

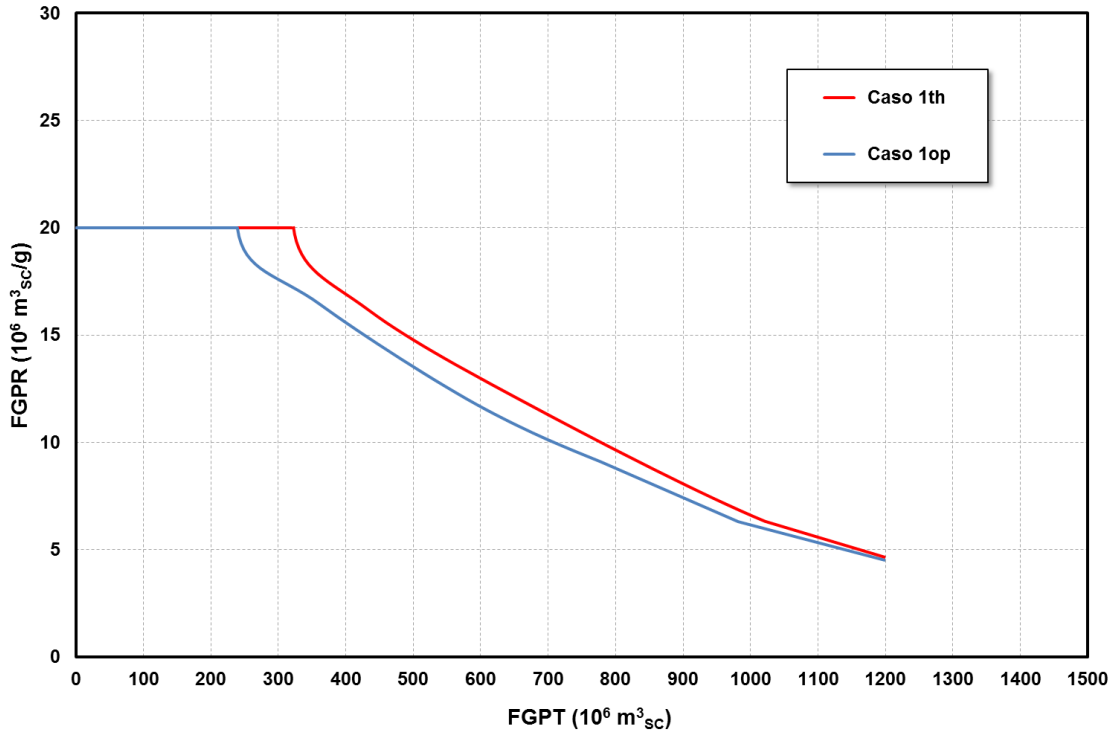


Fig. D1 - Confronto tra le curve di erogabilità del campo di Bordolano dei Casi 1th e 1op

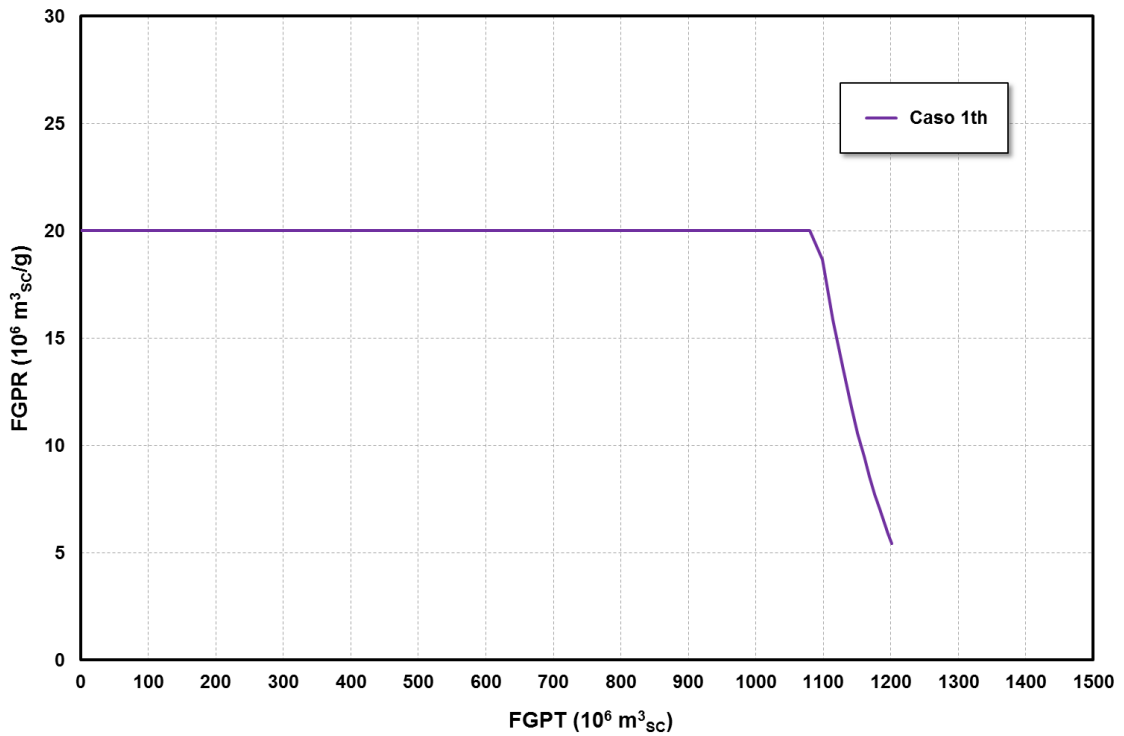


Fig. D2 - Curva di iniettività del campo di Bordolano per il Caso 1th



WORKING GAS			
CASO 1	PRODUCTION $10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$	INJECTION $10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$	$\Delta$ WATER $\text{m}^3_{\text{ST}}$
Ciclo 1	673	802	2431
Ciclo 2	730	844	2308
Ciclo 3	754	856	2109
Ciclo 4	755	848	1830
Ciclo 5	1178	1200	2432
Ciclo 6	1200	1200	2411
Ciclo 7	1200	1200	2404
Ciclo 8	1200	1200	2392
Ciclo 9	1200	1200	2387
Ciclo 10	1200	1200	2338

Fig. D3 - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il Caso 1th del campo di Bordolano

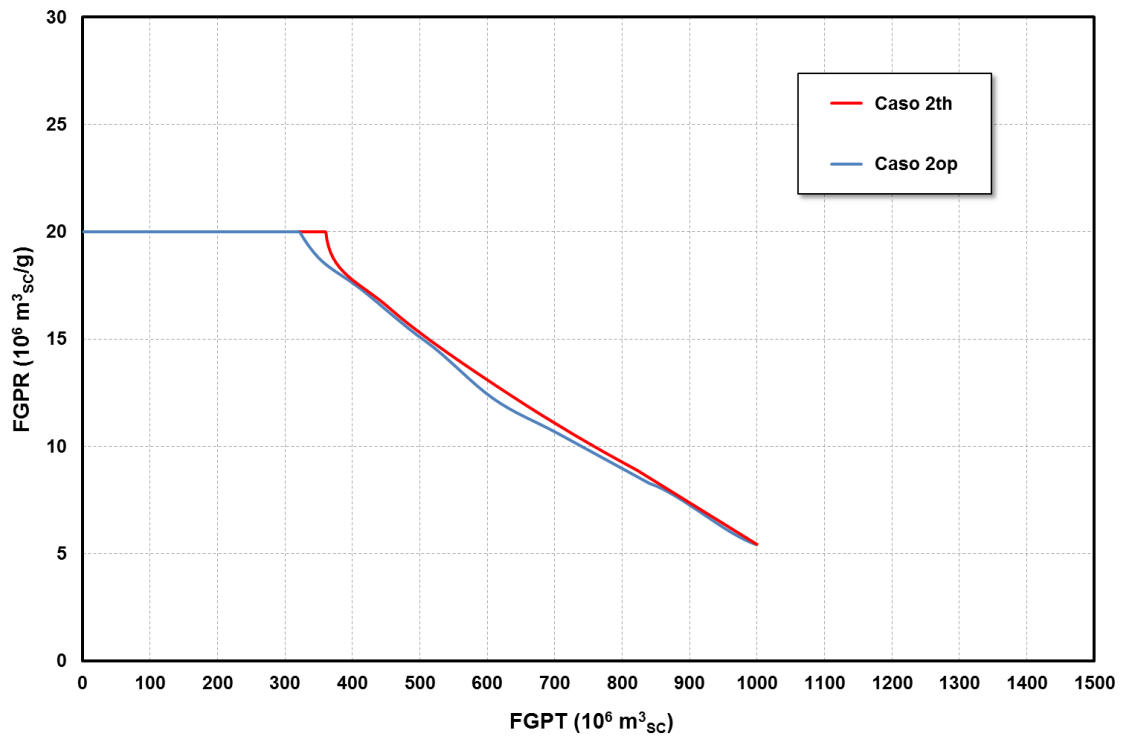


Fig. D4 - Confronto tra le curve di erogabilità del campo di Bordolano dei Casi 2th e 2op

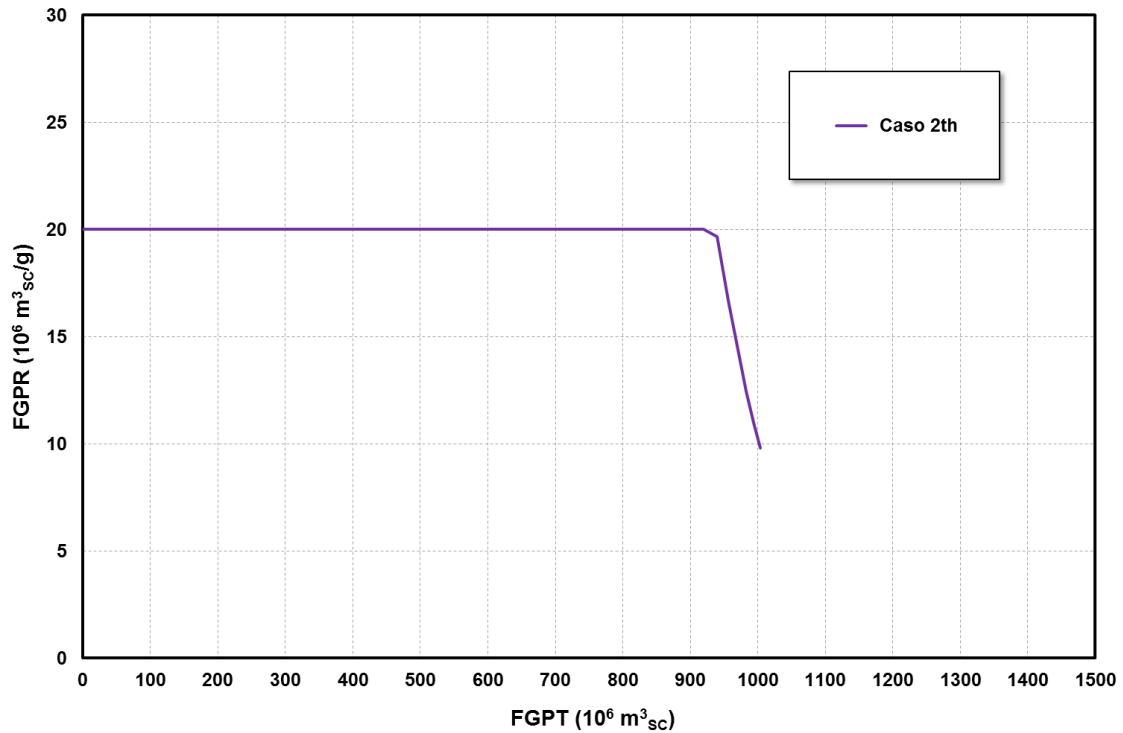


Fig. D5 - Curva di iniettività del campo di Bordolano per il Caso 2th

### WORKING GAS

CASO 2	PRODUCTION	INJECTION	ΔWATER
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	m <sup>3</sup> <sub>ST</sub>
Ciclo 1	638	769	2431
Ciclo 2	705	820	2333
Ciclo 3	745	847	2102
Ciclo 4	755	847	1815
Ciclo 5	1000	1000	2337
Ciclo 6	1000	1000	2137
Ciclo 7	1000	1000	1993
Ciclo 8	1000	1000	1834
Ciclo 9	1000	1000	1675
Ciclo 10	1000	1000	1517

Fig. D6 - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il Caso 2th del campo di Bordolano

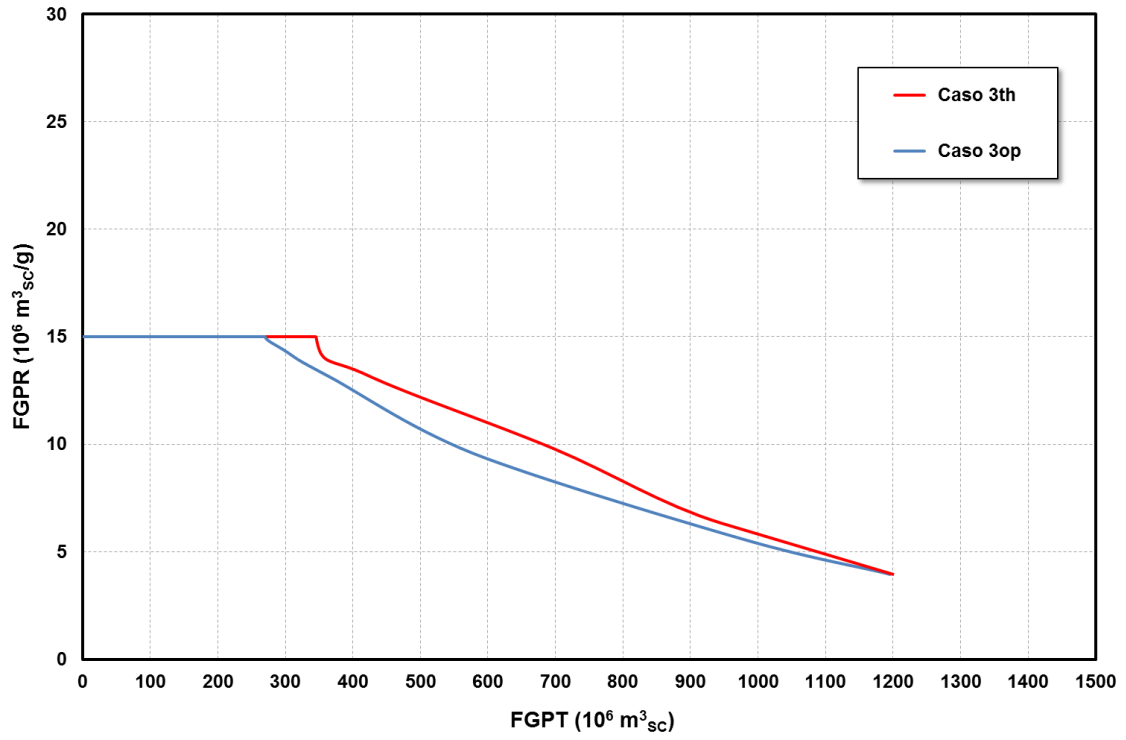


Fig. D7 - Confronto tra le curve di erogabilità del campo di Bordolano dei Casi 3th e 3op

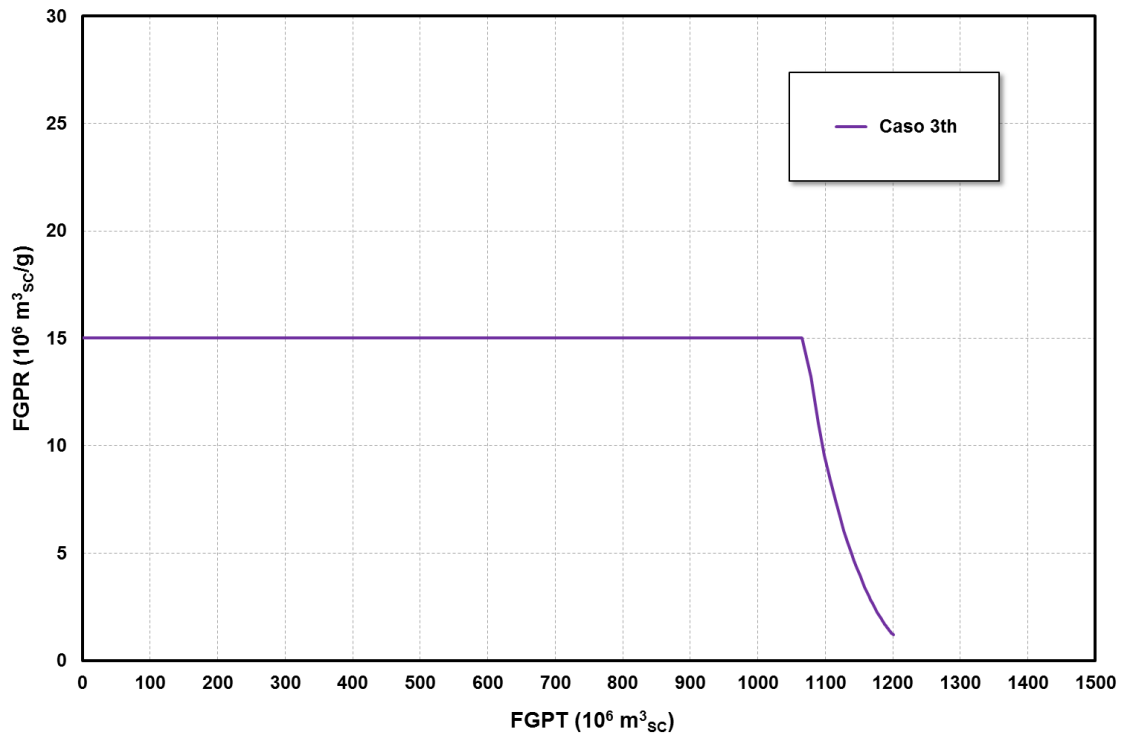


Fig. D8 - Curva di iniettività del campo di Bordolano per il Caso 3th





WORKING GAS			
CASO 3	PRODUCTION $10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$	INJECTION $10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$	$\Delta$ WATER $\text{m}^3_{\text{ST}}$
Ciclo 1	650	780	1221
Ciclo 2	709	824	1226
Ciclo 3	745	847	1202
Ciclo 4	755	848	1098
Ciclo 5	1104	1142	1220
Ciclo 6	1172	1204	1215
Ciclo 7	1200	1200	1211
Ciclo 8	1200	1200	1204
Ciclo 9	1200	1200	1203
Ciclo 10	1200	1200	1186

Fig. D9 - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il Caso 3th del campo di Bordolano

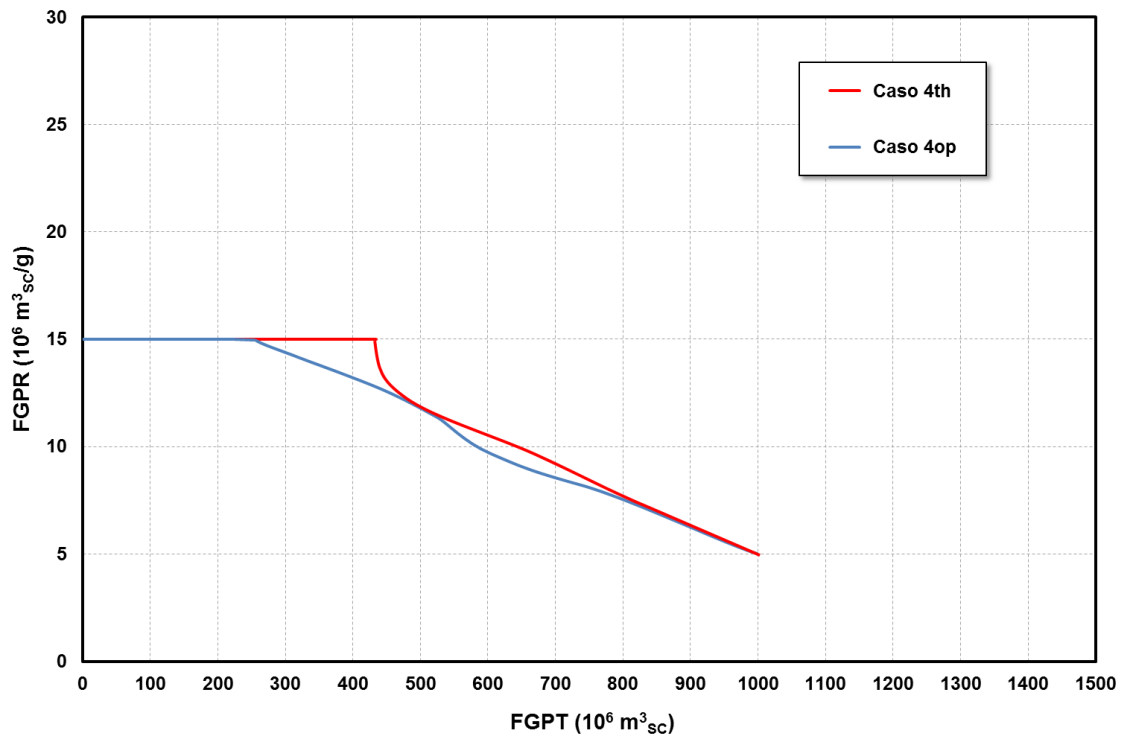


Fig. D10 - Confronto tra le curve di erogabilità del campo di Bordolano dei Casi 4th e 4op

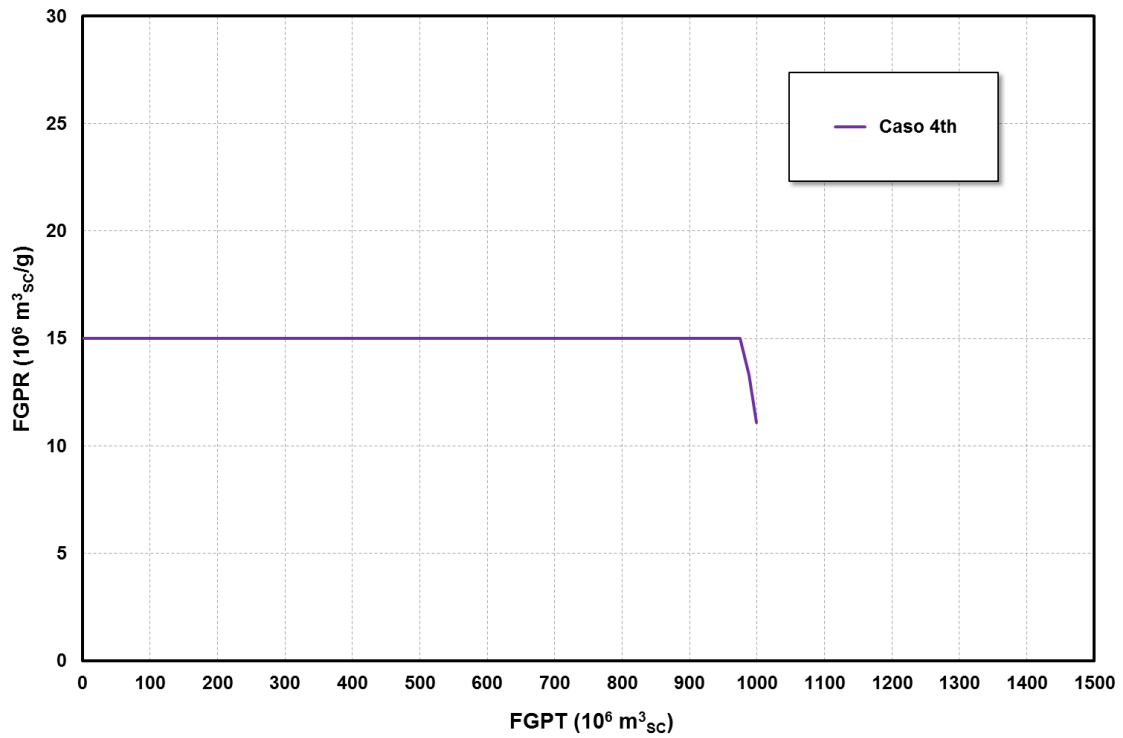


Fig. D11 - Curva di iniettività del campo di Bordolano per il Caso 4th

#### WORKING GAS

CASO 4	PRODUCTION	INJECTION	ΔWATER
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	m <sup>3</sup> <sub>ST</sub>
Ciclo 1	612	745	1221
Ciclo 2	678	793	1225
Ciclo 3	729	832	1198
Ciclo 4	753	845	1077
Ciclo 5	1000	1000	1219
Ciclo 6	1000	1000	1206
Ciclo 7	1000	1000	1174
Ciclo 8	1000	1000	1111
Ciclo 9	1000	1000	1047
Ciclo 10	1000	1000	965

Fig. D12 - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il Caso 4th del campo di Bordolano

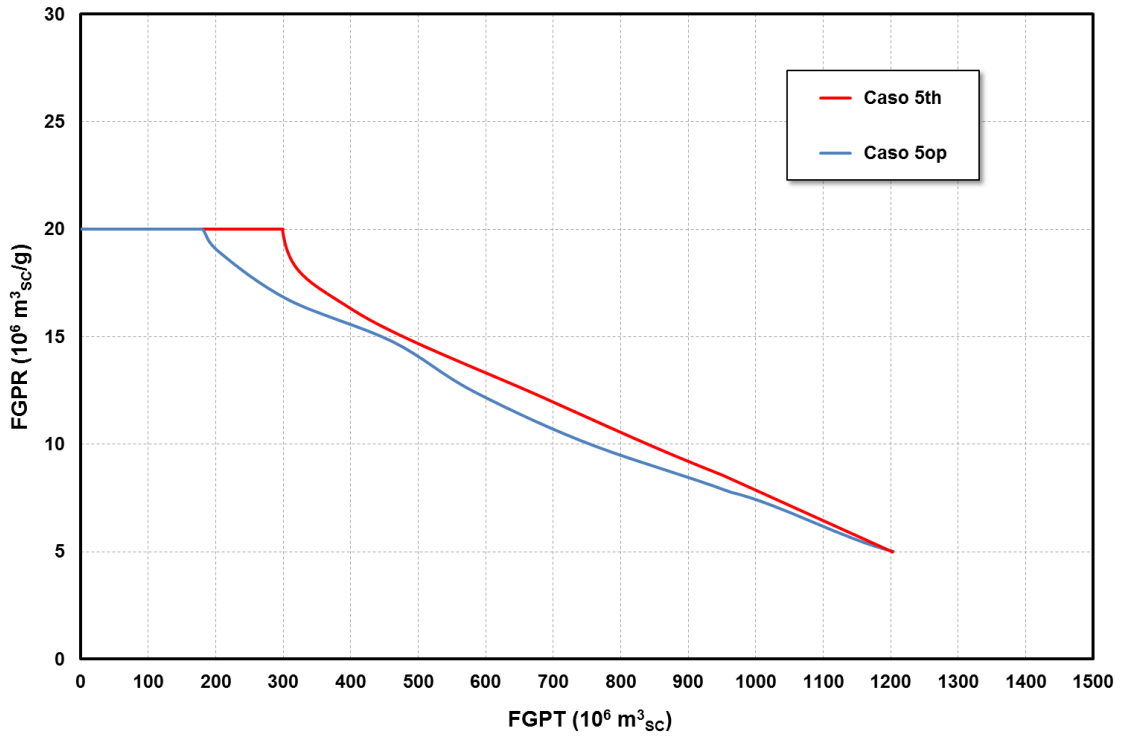


Fig. D13 - Confronto tra le curve di erogabilità del campo di Bordolano dei Casi 5th e 5op

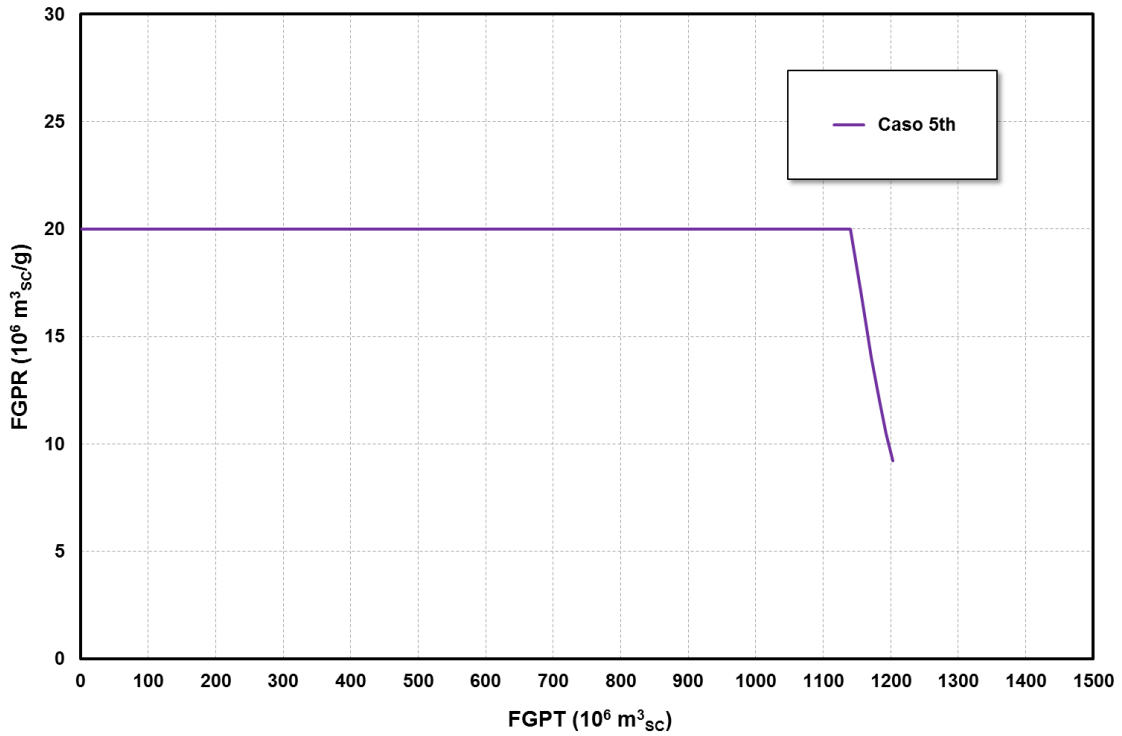


Fig. D14 - Curva di iniettività del campo di Bordolano per il Caso 5th



WORKING GAS			
CASO 5	PRODUCTION $10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$	INJECTION $10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$	$\Delta$ WATER $\text{m}^3_{\text{ST}}$
Ciclo 1	728	854	1405
Ciclo 2	744	857	1402
Ciclo 3	755	857	1331
Ciclo 4	755	848	1187
Ciclo 5	1200	1200	1524
Ciclo 6	1200	1200	1516
Ciclo 7	1200	1200	1515
Ciclo 8	1200	1200	1512
Ciclo 9	1200	1200	1509
Ciclo 10	1200	1200	1478

Fig. D15 - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il Caso 5th del campo di Bordolano

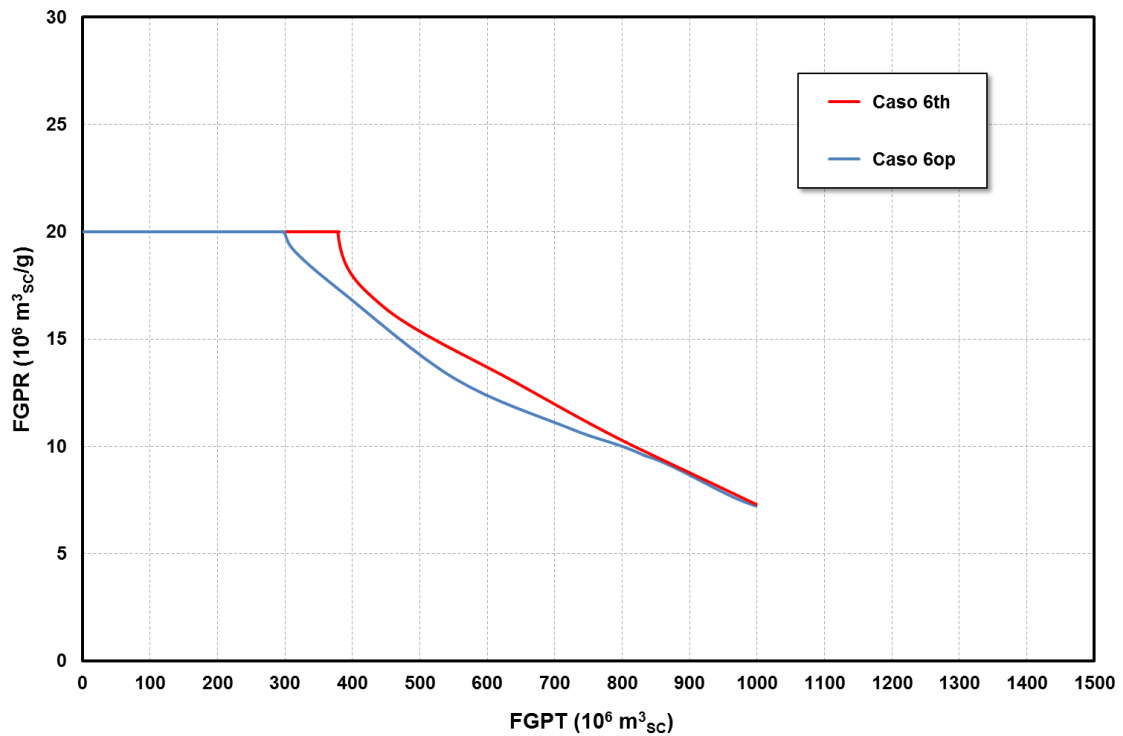


Fig. D16 - Confronto tra le curve di erogabilità del campo di Bordolano dei Casi 6th e 6op

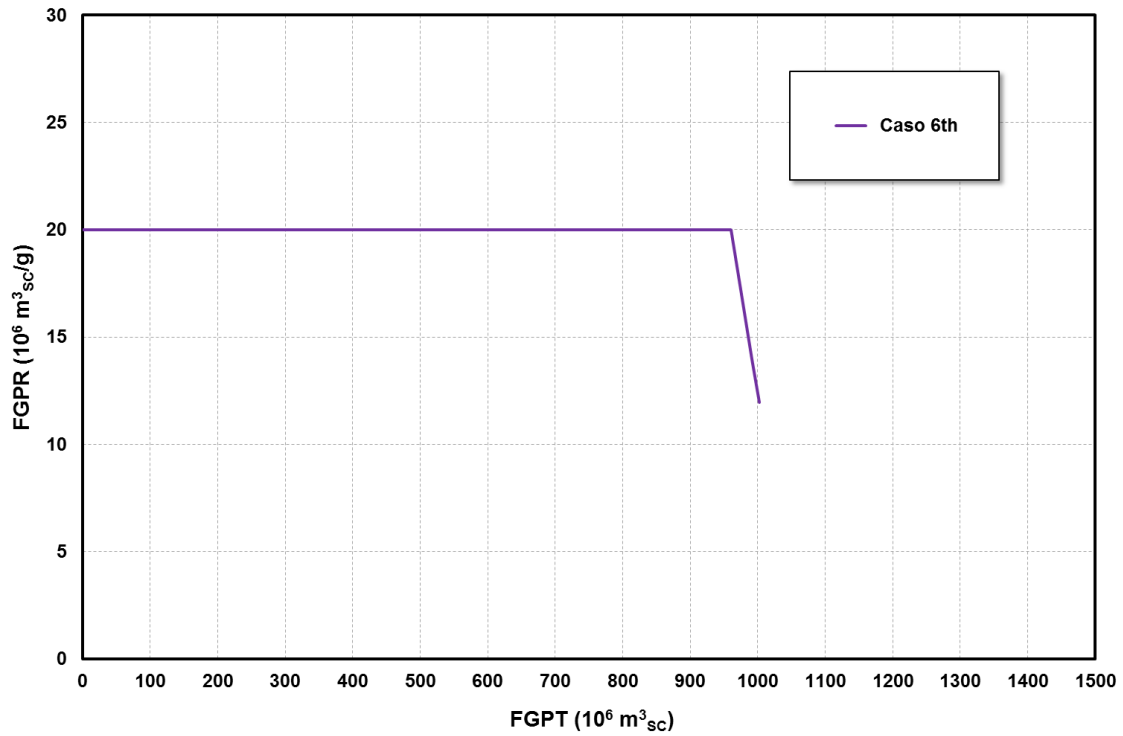


Fig. D17 - Curva di iniettività del campo di Bordolano per il Caso 6th

WORKING GAS			
CASO 6	PRODUCTION	INJECTION	ΔWATER
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub>	m <sup>3</sup> <sub>ST</sub>
Ciclo 1	706	834	1382
Ciclo 2	728	842	1396
Ciclo 3	753	856	1319
Ciclo 4	755	848	1169
Ciclo 5	1000	1000	1271
Ciclo 6	1000	1000	1193
Ciclo 7	1000	1000	1104
Ciclo 8	1000	1000	1004
Ciclo 9	1000	1000	937
Ciclo 10	1000	1000	885

Fig. D18 - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il Caso 6th del campo di Bordolano