



# ALLEGATO PARTE I\_01

DOC N° 101SBT-01-GCO-RE-00002\_REV00

**ISTANZA DI  
CONCESSIONE DI STOCCAGGIO GAS NATURALE  
“SAN BENEDETTO STOCCAGGIO”**

**INTEGRAZIONI  
allo Studio di Impatto Ambientale**

**PUNTO 2.D:  
MODELLO STATICO E MODELLO DINAMICO DEL  
GIACIMENTO**

**PUNTO 2.E  
INDICAZIONE DELLA PRESSIONE ORIGINARIA  
DEL GIACIMENTO**



# **Concessione "San Benedetto del Tronto"**

## **Campo di San Benedetto**

### **Studio di Giacimento sulla possibilità di adibire a stoccaggio il livello MP1-MP1z**

Rel. STOC SB/SIM/GPI  
Rev. 001/07

Fornovo, Luglio 2007

# Indice Testo

## 1. Introduzione

## 2. Management Summary

## 3. Studio del campo di San Benedetto

### 3.1 **Gelogia del giacimento**

3.1.1 Inquadramento geologico

3.1.2 Tipo di trappola e copertura

3.1.3 Interpretazione sismica

3.1.4 Parametri petrofisici e calcolo del GOIP statico

### 3.2 **Analisi del comportamento produttivo**

3.2.1 Considerazioni generali

3.2.2 Produttività delle formazioni

3.2.3 Dati e storia produttiva dei pozzi

3.2.4 Scelta dei livelli ritenuti idonei allo stoccaggio

3.2.5 Analisi pressioni statiche di giacimento

3.2.6 Comportamento della produzione primaria

### 3.3 **Ricostruzione del comportamento passato**

3.3.1 Parametri iniziali di giacimento

3.3.2 Parametri PVT del gas

3.3.3 Caratterizzazione dell'acqua e della roccia

3.3.4 Valutazione del GOIP dinamico

3.3.4.1 Equazioni del bilancio di massa

3.3.4.2 Equazioni dell'ingresso d'acqua in giacimento secondo VAN EVERDINGEN & HURST

3.3.4.3 Calcolo dei parametri più probabili G, alfa, C, Rd

3.3.4.4 Metodo del P/Z in funzione della cumulativa

3.3.5 Simulazione della storia passata

3.3.5.1 Match delle pressioni misurate

3.3.5.2 Match dell'avanzamento dell'acquifero

3.3.6 Previsioni di produzione



### **3.4 Dinamica del giacimento in fase di stoccaggio (ipotesi di sviluppo convenzionale)**

- 3.4.1 Ipotesi di calcolo
- 3.4.2 Inflow performance del pozzo tipo
- 3.4.3 Erogabilità di testa del pozzo tipo
- 3.4.4 Ricostituzione del gas in posto e working gas secondo la legge di mercato
  - 3.4.4.1 Prestazioni e parametri dello stoccaggio
  - 3.4.4.2 Comportamento della pressione di giacimento
  - 3.4.4.3 Comportamento dell'acquifero
- 3.4.5 Simulazione della massima prestazione
  - 3.4.5.1 Comportamento della pressione di giacimento
  - 3.4.5.2 Comportamento dell'acquifero
  - 3.4.5.3 Prestazione massima dello stoccaggio

### **3.5 Dinamica del giacimento in fase di stoccaggio (ipotesi di sviluppo attraverso pozzi orizzontali)**

- 3.5.1 Ipotesi di calcolo
- 3.5.2 Inflow performance del pozzo tipo orizzontale
- 3.5.3 Erogabilità di testa del pozzo tipo orizzontale
- 3.5.4 Ricostituzione del gas in posto e working gas secondo la legge di mercato
  - 3.5.4.1 Prestazioni e parametri dello stoccaggio
  - 3.5.4.2 Comportamento della pressione di giacimento
  - 3.5.4.3 Comportamento dell'acquifero
- 3.5.5 Simulazione della massima prestazione
  - 3.5.5.1 Comportamento della pressione di giacimento
  - 3.5.5.2 Comportamento dell'acquifero
  - 3.5.5.3 Prestazione massima dello stoccaggio

### **3.6 Comparazione dei risultati (sviluppo convenzionale e sviluppo con pozzi orizzontali)**

# Indice Allegati

- All.01 Carta Indice
- All.02 Log pozzo SB-1 livello MP1z, MP1
- All.03 Log pozzo SB-5 livello MP1z, MP1
- All.04 Sezione geologica pozzi SB-1, SB-5
- All.05 Linea sismica AP 312 77 (Stack)
- All.06 Linea sismica AP 359 81 (Stack)
- All.07 Mappa in isobate top reservoir
- All.08 Schema di completamento pozzi SB-1 e SB-5
- All.09 Parametri caratteristici dei livelli "Alternanze" della F.ne Cellino
- All.10 Comportamento produttivo "Alternanze" pozzo SB-1
- All.11 Distribuzione Vp -vs- h, calcolo del GOIP statico livelli MP1z, MP1
- All.12 Caratterizzazione dei fluidi e della roccia
- All.13 Relazione STHP -vs- Ps
- All.14 Well data, well history e production test
- All.15 Comportamento della pressione misurata
- All.16 Produzione storica livello MP1 e MP1z
- All.17 Grafici produzione storica livello MP1 e MP1z
- All.18 Material Balance – Ricerca dei parametri più probabili G,  $\alpha$ , C, RD
- All.19 Calcoli di Material Balance (MP1+MP1z) (Diagnostic plot)
- All.20 Calcoli di Material Balance (MP1) (Diagnostic plot)
- All.21 Calcoli di Material Balance (MP1z) (Diagnostic plot)
- All.22 Pressure History Match
- All.23 Grafici di History Match
- All.24 Forecast livello MP1
- All.25 Bilancio volumetrico (alla fine del forecast)
- All.26 Inflow Performance pozzo tipo (Sviluppo Convenzionale)
- All.27 Well Head Deliverability pozzo Tipo (Sviluppo Convenzionale)
- All.28 Minimum Gas Rate to liquid lift (in funzione di FTHP e  $\phi$  tubing)
- All.29 Fase di ricostituzione e Working Gas (Sviluppo Convenzionale)
- All.30 Sommario Risultati (Sviluppo Convenzionale)
- All.31 Grafici di ricostituzione (Sviluppo Convenzionale)
- All.32 Schema di completamento (Sviluppo Convenzionale)
- All.33 Grafico 1 - Simulazione dello stoccaggio (Sviluppo Convenzionale)
- All.34 Grafico 2 - Simulazione dello stoccaggio (Sviluppo Convenzionale)
- All.35 Prestazioni del ciclo di stoccaggio (Sviluppo Convenzionale)
- All.36 Mappa di top – Ubicazione pozzi (Sviluppo Convenzionale)
- All.37 Risultati studio di giacimento e di stoccaggio (Sviluppo Convenzionale)
- All.38 Produttività pozzi orizzontali
- All.39 Inflow Performance pozzo tipo (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.40 Well Head Deliverability pozzo Tipo (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.41 Fase di ricostituzione e Working Gas (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.42 Sommario Risultati (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.43 Grafici di ricostituzione (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.44 Schema di completamento (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.45 Grafico 1 - Simulazione dello stoccaggio (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.46 Grafico 2 - Simulazione dello stoccaggio (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.47 Prestazioni del ciclo di stoccaggio (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.48 Mappa di top – Ubicazione pozzi (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.49 Risultati studio di giacimento e di stoccaggio (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.50 Comparazione dei risultati (Sviluppo convenzionale - pozzi orizzontali)

# 1. Introduzione

Nella Concessione "San Benedetto del Tronto" è presente il Campo omonimo di San Benedetto, la Concessione ricade in provincia di Acoli Piceno (Marche) è operata da ENI e scade il 10 settembre 2014.

La titolarità è costituita da ENI operatore con l'85,5%, EDISON Spa con il 12,5% e GAS PLUS ITALIANA Spa con il 2%.

Scopo del presente rapporto è lo studio di fattibilità dal punto di vista del reservoir engineering per la trasformazione a stoccaggio di gas naturale nell'ambito della gara (Mise 26-09-2006).

Lo studio si basa sulle informazioni acquisite dai rapporti inviati dal Ministero e sull'analisi del materiale messo a disposizione da ENI nel DATA ROOM di Marina di Ravenna nei giorni 22, 23 e 24 gennaio 2007.

La struttura di San Benedetto è stata sottoposta ad un'intensa attività tettonica, le formazioni sono di origine torbidity.

Dall'alto verso il basso sono state incontrate la F.ne Montepagano e la F.ne Cellino.

La F.ne Montepagano si trova a 2460 m/ssl, sono stati identificati 2 livelli con spessori di 20 e 42 metri rispettivamente, porosità nel range 14-19%, saturazione in acqua nel range 30-68% e permeabilità nel range 1-7 mD e con pressione iniziale di 302,9 Kg/cm<sup>2</sup>a.

La F.ne Cellino si trova a 2840 m/ssl e si estende fino a 3190 m/ssl, sono stati identificati 6 pool con spessori nel range 24---69 metri, porosità nel range 12---17%, saturazione in acqua nel range 51---68%, N/G nel range 8---71% e permeabilità dell'ordine di 1 mD e con pressione iniziale di circa 496 Kg/cm<sup>2</sup>a.

Sono stati perforati 6 pozzi SB-1-2-4-5, Aquilino-1 e P.to d'Ascoli-1, soltanto due sono risultati mineralizzati SB-1 e SB-5 e sono tuttora disponibili.

Il pozzo SB-1 è stato oggetto di due W/O nel 1989 e nel 1997 ed è completato attualmente in singolo convenzionale con diverse selezioni tbg 2 7/8" nella serie Cellino. Il pozzo SB-5 è stato completato in doppio selettivo convenzionale tbg 2 3/8" nella F.ne Montepagano.

La produzione del campo al 31-12-2006 è stata di **1127 M Smc** ed è distribuita come segue:

- F.ne Montepagano (MP1-MP1z) : **Gp = 684 M Smc**, attualmente aperto
- F.ne Cellino (6 pool) : **Gp = 443 M Smc**, chiuso dal 2002

Il campo è entrato in produzione nell'agosto 1986, il pozzo SB-1 è stato chiuso nel 2002, il pozzo SB-5 è attualmente aperto con portata gas di 20000 Smc/g, FTHP di 20 bar e portata d'acqua di 13 mc/g. Entrambi i pozzi sono disponibili.

Le prestazioni massime in produzione primaria sono discrete con circa 200000 Smc/g per la F.ne Montepagano e circa 300000 Smc/g per la F.ne Cellino.

Mentre la F.ne Montepagano ha avuto un comportamento abbastanza regolare, la formazione Cellino non ha mantenuto le prestazioni a lungo nel tempo con rapido declino delle prestazioni.

Il meccanismo di drenaggio sembra per semplice espansione o debole spinta d'acqua sia nella F.ne Montepagano che nella F.ne Cellino.

La F.ne Cellino è estremamente complessa dal punto di vista litologico con pressioni elevatissime, il volume è interessante ma è distribuito su 18 layers intercalati ad argilla.

Il problema dominante della formazione "Cellino" è che l'elevata percentuale di argilla (roccia plastica) resta deformata a seguito di forti  $\Delta p$  e potrebbe non ritornare alle condizioni iniziali (compattazione plastica).

La reiniezione di gas per la ricostituzione del gas in posto potrebbe essere estremamente difficoltosa.

**Sulla base di queste considerazioni la formazione "CELLINO" non è ritenuta idonea alla trasformazione a stoccaggio. L'attenzione è stata rivolta allo studio della F.ne Montepagano.**

## 2. Management Summary

L'elaborazione dei dati acquisiti messi a disposizione da ENI in Data Room (Marina di Ravenna 22-23-24 gennaio 2007) ha permesso di eseguire una valutazione sulle possibilità tecniche di adibire a stoccaggio di gas naturale i livelli MP1 e MP1z della F.ne Montepagano.

In realtà il livello è unico, la distinzione deriva dalla diversità nelle caratteristiche petrofisiche peggiori nella parte superiore del livello (MP1z).

Il livello (MP1z e MP1) può essere ritenuto idoneo alla conversione a stoccaggio di gas naturale.

La finalizzazione del lavoro è quella di definire la fattibilità tecnica per la conversione a stoccaggio.

La verifica sulla fattibilità è stata elaborata attraverso i seguenti punti fondamentali:

- Valutazione dei parametri petrofisici e geometrici del serbatoio
- Valutazione del gas originariamente in posto statico
- Valutazione dinamica del gas in posto
- Costruzione di un modello analitico di simulazione in grado di ricostruire la storia passata e le performances del campo
- Investigazione sulle possibilità di conversione a stoccaggio utilizzando il modello che ha ricostruito il comportamento passato
- Sensitivity runs sui parametri sensibili (Modalità di riempimento, Tbg size, FTHP min, portata max per pozzo e numero di pozzi)

I risultati sono presentati negli **Allegati da 01 a 50** e discussi nei capitoli seguenti.

I risultati delle simulazioni sono da considerarsi affidabili e di buona qualità, tuttavia sono state operate delle semplificazioni e fatte certe ipotesi di calcolo:

- I parametri petrofisici medi sono stati estrapolati a tutta la struttura ipotizzando un sistema isotropo e omogeneo
- Tutti i pozzi di stoccaggio hanno le stesse performances
- Si ipotizza che esista trasmissibilità verticale all'interno del giacimento

La produzione cumulativa (MP1 e MP1z) al 31-12-2006 è stata di circa **684 M Smc**.

Il campo è stato coltivato da 2 string del pozzo SB-5 (SS/L livello MP1z, S/C livello MP1) ed è entrato in produzione nell'agosto del 1986 (MP1) e nel luglio 1987 (MP1z).

Il livello **MP1z** è stato chiuso per pareggio nel febbraio 2000 dopo una produzione cumulativa di **90,3 M Smc**.

Il livello **MP1** al 31-12-2006 ha prodotto **593,5 M Smc** e risulta aperto in produzione con una portata di circa 20.000 Smc/g, 13 mc/g di acqua e pressione di testa dell'ordine di 20 Kg/cm<sup>2</sup>.

Il contatto GWC originario non è stato identificato (GDT in pozzo) è stato posizionato sull' isobata che chiude la struttura @ 2538 m/ssl (spill point o punto più basso di trabocco).

La copertura è garantita dal complesso "Argille del Santerno" con spessore variabile da 171 metri sul pozzo SB-1 ad un massimo di 324 metri sul pozzo SB-5.

Il volume di gas in posto calcolato volumetricamente (GOIP statico) è risultato di **1004 M Smc** distribuito in 158 MSmc sul livello MP1z e 846 MSmc sul livello MP1.

La valutazione dinamica si basa sui calcoli di material balance.

La ricerca del volume "dinamico" si basa sull'elaborazione dell'equazione di bilancio volumetrico per sistemi a gas includendo la compressibilità dell'acqua  $C_w$ , quella della roccia  $C_f$  e l'ingresso d'acqua secondo la teoria di Van everdingen e Hurst per acquiferi in flusso radiale piano in regime transitorio.

Sulla base del volume dinamico calcolato da material balance è stato costruito, un modello analitico di simulazione che si basa sull'equazione di bilancio volumetrico.

La simulazione ricostruisce la pressione di giacimento sulla base dell'equazione di bilancio (pressure match) e in base alla geometria (volume poroso-altezza, contatto GWC), ai parametri petrofisici ( $S_w$ ,  $S_{gr}$ ) e ai parametri dell'acquifero (volume, tempo di risposta e indice di produttività) ricostruisce l'avanzamento dell'acquifero nel giacimento (water advancement match).

Il modello è stato infine utilizzato nelle previsioni di stoccaggio (Ricostituzione del gas in posto e cicli di svaso-invaso).

### **Principali conclusioni dello studio di giacimento**

Le principali conclusioni dello studio di giacimento sono presentate, in sintesi, nei punti seguenti:

- La permeabilità media del serbatoio è stata stimata come media pesata sugli spessori e risulta di **6,125 mD**.
- Il volume di gas in posto originario dinamico del campo risulta di **985 M Smc** in linea con la valutazione statica.
- Il gas prodotto cumulativamente alla data del 31-12-2006 risulta di **684 M Smc** con un Recovery Factor attuale dell' 69,4% rispetto al GOIP dinamico.
- Il meccanismo di produzione dominante è la "semplice espansione o comunque una spinta d'acqua estremamente debole". L'acquifero ha fatto sentire la sua modesta influenza nell'ultima parte della vita produttiva con produzione in declino.
- La string selettiva Lunga SS/L (MP1z) è stata chiusa per pareggio pressione al collettore nel febbraio 2000 dopo una produzione cumulativa di **90,3 M Smc**, la string corta S/C (MP1) è tuttora aperta e al 31-12-2006 ha prodotto **593,5 M Smc**.
- E' stato costruito un modello analitico di simulazione che ha fornito (pressure history match) il GOIP dinamico, confermato dal bilancio di massa e le caratteristiche dell'acquifero (dimensioni, produttività, tempo di risposta alle sollecitazioni). Il match degli arrivi d'acqua ai pozzi è stato ottenuto sulla base della distribuzione del volume poroso in funzione dell'altezza dal contatto GWC originario e per trial and error sulla saturazione in gas residuo dietro il fronte d'acqua  $S_{gr}$  risultata del **30%** piuttosto alta e questo significa una mediocre efficienza di spiazzamento (ASE-Areal Sweep Efficiency).
- L'acquifero è risultato debolmente attivo in depletion con il giacimento.
- E' stato simulato il comportamento futuro per il calcolo delle riserve residue stimate in **22 M Smc** con recupero in tre anni entro il 31-12-2009 e riserve originarie di **706 M Smc**.

- Sono state elaborate **due ipotesi di sviluppo**, la prima riguarda uno **sviluppo di tipo convenzionale** con pozzi orientati la seconda riguarda uno sviluppo ottimizzato attraverso la perforazione di **pozzi orizzontali**.

#### Principali Risultati dello sviluppo convenzionale

- E' stata costruita la performance del pozzo tipo, in giacimento e a testa pozzo, in base alle portate attese è stato scelto il diametro del tbg. Sono stati scelti tbg con diametro nominale 5" sufficientemente grandi per le portate previste, sufficientemente piccoli per evitare, a fine svaso, l'autocolmatamento nell'eventualità di presenza di liquidi.
- La ricostituzione del gas in posto può essere realizzata in 48 mesi con l'immissione totale di **1749 M Smc** e produzione di **1075 M Smc** per un volume netto immesso di **674 M Smc** nel rispetto del vincolo Pressione massima  $P_{max} =$  Pressione originaria  $P_i$ . La pressione massima dinamica di testa in iniezione nella fase di ricostituzione è di **284,6 Kg/cm<sup>2a</sup>**.
- Il working gas reale secondo la legge di mercato applicata nella fase di svaso risulta di **350 M Smc**, con cushion gas di 368 M Smc di cui 324 M Smc costituiscono la parte di cuscino immesso. L'efficienza reale dello stoccaggio risulta del 48,75%. La portata massima realizzabile risulta di **3.500.000 Smc/g** e pressione dinamica minima di testa pozzo di **106 Kg/cm<sup>2a</sup>**. Le prestazioni attese sono realizzabili con 8 nuovi pozzi completati in singolo con tbg 5" in Open Hole e  $\Delta p$  max di testa < del 40% e perforati da un CLUSTER "B" posizionato nell'area adiacente alla esistente centrale con spaziatura minima fra i pozzi di 500 metri (Raggio di drenaggio minimo di 250 m).
- La simulazione dello stoccaggio è stata condotta seguendo il criterio di massima prestazione sia in fase di svaso che in fase di invaso considerando cicli regolari di 6 mesi di produzione e 6 mesi di immissione.
- Il working gas massimo complessivo del campo è di **529 M Smc** (Working Gas + Pseudo Working Gas) con pressione dinamica minima di testa > di 67 Kg/cm<sup>2a</sup>, la pressione dinamica di testa massima di iniezione è di 271,4 Kg/cm<sup>2a</sup>.
- La portata di punta ad inizio svaso è di **6.272.000 Smc/g**, la portata a fine svaso dopo 6 mesi è di 1.575.000 Smc/g, risulta soddisfatta la condizione di portata minima sufficiente per evitare l'autocolmatamento.
- La massima capacità del giacimento è di 718 M Smc, il cushion gas totale risulta di 189 M Smc di cui 145 M Smc costituiscono la parte di cuscino immesso.
- L'efficienza complessiva sulla massima capacità di stoccaggio risulta del 73,68%.
- Le prestazioni iniziali medie per pozzo risultano di 784.000 Smc/g con  $\Delta p$  iniziale < del 35%.

#### Principali Risultati dello sviluppo ottimizzato con pozzi orizzontali

- E' stata costruita la performance del pozzo tipo orizzontale, nelle ipotesi di lunghezza del foro L di 500 m, kv pari a 1/5 della k orizzontale e tbg di produzione di 7".
- La ricostituzione del gas in posto può essere realizzata in 48 mesi con l'immissione totale di **2056 M Smc** e produzione di **1382 M Smc** per un volume netto immesso di **674 M Smc** nel rispetto del vincolo Pressione massima  $P_{max} =$  Pressione originaria  $P_i$ . La pressione massima dinamica di testa in iniezione nella fase di ricostituzione è di **271,8 Kg/cm<sup>2a</sup>**.

- Il working gas reale secondo la legge di mercato applicata nella fase di svaso risulta di **430 M Smc**, con cushion gas di 288 M Smc di cui 244 M Smc costituiscono la parte di cuscino immesso. L'efficienza reale dello stoccaggio risulta del 59,89%. La portata massima realizzabile risulta di **4.300.000 Smc/g** e pressione dinamica minima di testa pozzo di **98,5 Kg/cm2a**. Le prestazioni attese sono realizzabili con 3 nuovi pozzi orizzontali perforati dal CLUSTER "B", i pozzi orizzontali saranno completati in singolo con tbg 7" in Open Hole e  $\Delta p$  max di testa < del 30% .
- La simulazione dello stoccaggio è stata condotta seguendo il criterio di massima prestazione sia in fase di svaso che in fase di invaso considerando cicli regolari di 6 mesi di produzione e 6 mesi di immissione.
- Il working gas massimo complessivo del campo è di **522 M Smc** (Working Gas + Pseudo Working Gas) con pressione dinamica minima di testa > di 99 Kg/cm2a, la pressione dinamica di testa massima di iniezione è di 259,1 Kg/cm2a.
- La portata di punta ad inizio svaso è di **5.942.000 Smc/g**, la portata a fine svaso dopo 6 mesi è di 822.000 Smc/g, risulta soddisfatta la condizione di portata minima sufficiente per evitare l'autocolmatamento.
- La massima capacità del giacimento è di 718 M Smc, il cushion gas totale risulta di 196 M Smc di cui 152 M Smc costituiscono la parte di cuscino immesso.
- L'efficienza complessiva sulla massima capacità di stoccaggio risulta del 72,7%.
- Le prestazioni iniziali medie per pozzo risultano di 1.981.000 Smc/g con  $\Delta p$  iniziale < del 20%.

La comparazione dei risultati nelle due ipotesi di sviluppo (sviluppo convenzionale e sviluppo con pozzi orizzontali) è presentata nella tabella seguente:

Ipotesi di Sviluppo	Regimazione- legge di mercato					N. pozzi
	WG legge di mercato (MSmc)	Cushion gas totale (MSmc)	Filled Cushion gas (MSmc)	Efficienza reale (%)	Portata di punta in regimazione (Smc/g)	
Convenzionale	350	368	324	48,75	3.500.000	8
Pozzi orizzontali	430	288	244	59,89	4.300.000	3 hor

Ipotesi di Sviluppo	Prestazioni massime					N. pozzi
	WG max (MSmc)	Cushion gas min (MSmc)	Filled Cushion gas min (MSmc)	Efficienza reale (%)	Portata di punta massima (Smc/g)	
Convenzionale	529	189	145	73,68	6.272.000	8
Pozzi orizzontali	522	196	152	72,70	5.942.000	3 hor

Lo sviluppo attraverso pozzi orizzontali offre significativi vantaggi in termini di maggior disponibilità di working gas durante la regimazione e riduzione importante del numero di pozzi.

**A fronte di queste considerazioni l'ottimizzazione dello sviluppo del campo di San Benedetto può essere realizzato con pozzi orizzontali.**

### **Monitoraggio e Controlli**

Saranno predisposte misure e controlli in modo da garantire l'esercizio dello stoccaggio in condizioni di assoluta sicurezza.



Le verifiche richieste e che dovranno essere soddisfatte sono in relazione ai seguenti aspetti:

- Propagazione laterale del gas (spill point)
- Filtrazione del gas attraverso la roccia di copertura
- Integrità meccanica dei pozzi e della cementazione

Il contatto GWC alla massima pressione prevista dovrà mantenersi ad una profondità minore della minore profondità dello spill point strutturale. La massima pressione prevista dovrà mantenersi al disotto della pressione alla quale il gas può attraversare la roccia di copertura (pressione di soglia). L'integrità dei pozzi non dovrà essere compromessa dalle condizioni di esercizio alla massima pressione. In particolare dovrà essere ben controllato lo stato delle cementazioni per evitare canalizzazioni del gas alle spalle del casing.

Il sistema di monitoraggio deve garantire la verifica in ogni istante delle condizioni di pressione e saturazione dei fluidi.

Allo scopo si prevede un pozzo spia (SB-1) che sarà interventato per essere completato sul livello MP1+Mp1z (attualmente è completato nelle alternanze "Cellino") in singolo con tbg 2 3/8" con registrazione in continuo della pressione e verifiche periodiche della saturazione dei fluidi.

Si prevede inoltre di utilizzare, chiudendoli alternativamente, i pozzi di stoccaggio per il monitoraggio nelle diverse aree del campo.

I controlli consistono essenzialmente nel rilievo continuo delle pressioni di testa e rilievo periodico delle pressioni di fondo e nella determinazione periodica delle saturazioni di fluido attraverso log in foro tubato di tipo log TDT o equivalenti. Questo controllo permetterà di definire il movimento dei fluidi all'interno del giacimento e scongiurare le eventuali fughe di gas laterali.

*Si raccomanda, appena possibile, una misura di pressione di fondo al pozzo SB-5 dopo un adeguato periodo di chiusura per la taratura della reale spinta d'acqua e la registrazione di log TDT o equivalente per identificare la posizione del contatto GWC.*

Il primo pozzo perforato dovrà essere considerato un "pilota" anche per l'acquisizione dei dati necessari al progetto di sviluppo. Sarà prelevata una carota nella copertura per eseguire test di laboratorio al fine di determinare la pressione di soglia alla quale la roccia di copertura può essere attraversata dal gas, sarà prelevata almeno una carota nel serbatoio con l'obiettivo di definire la composizione mineralogica inoltre saranno eseguite analisi speciali per la determinazione delle permeabilità relative gas-acqua sia in fase di drenaggio che in fase di imbibizione. Si raccomanda l'utilizzo di fluidi (di perforazione e di completamento) non danneggianti, non si esclude l'eventualità di operare lavaggi con acido cloridrico-fluoridrico.

Si raccomanda di prestare attenzione e cura nella fase di cementazione della colonna di produzione per evitare fughe di gas attraverso eventuali canalizzazioni alle spalle del casing.

Lo sviluppo completo del campo potrà avvenire soltanto dopo un' adeguata fase pilota con monitoraggio di tutti i parametri di produzione/iniezione. Saranno necessari test di iniettività per confermare le ipotesi fatte (prestazioni di iniezione = prestazioni in erogazione).



## **3. Studio del campo di San Benedetto**

### **3.1. Geologia di giacimento**

#### **3.1.1 Inquadramento geologico**

L'area del giacimento di S.Benedetto è situata nella parte centro-occidentale del Bacino Ancona-Pescara, che rappresenta a sua volta un segmento dell'avanfossa appenninica pliocenica, in corrispondenza del trend costiero. Questo è costituito dall'allineamento dei trust più esterni e rappresenta il fronte sepolto della catena a ridosso dell'avampaese adriatico.

Nel campo i reservoir contenenti gli accumuli di gas sono riferibili a due formazioni clastiche del Pliocene inferiore: la Formazione Montepagano, appartenente al gruppo della Formazione Teramo, e la sottostante Formazione Cellino con reservoir definiti "Alternanze".

Pur essendo entrambe di origine torbidityca esse sono molto differenti per associazioni di facies e caratteristiche petrofisiche: la Formazione Cellino è caratterizzata da fitte alternanze di sabbie ed argille che rappresentano il riempimento dell'avanfossa ad opera di correnti ad alta efficienza; le facies della Formazione Montepagano suggeriscono una sedimentazione di sabbie più irregolare e discontinua, sia in senso verticale che orizzontale, nell'ambito dei bacini piggy-back parzialmente isolati dalle strutture in via di formazione.

Tutta la serie è stata coinvolta nell'intensa tettonica compressiva dovuta all'avanzamento della catena verso E; le interazioni fra compressione e contemporanea sedimentazione nell'avanfossa, ha causato una notevole disarmonia nelle strutture costituite da anticlinali sovrascorse piuttosto serrate, come quella di S.Benedetto.

La mancanza di correlazioni elettriche a livello delle "Alternanze", i dati di giacitura degli strati e l'interpretazione sismica fanno sostenere la presenza di una faglia inversa (main thrust) che attraversa i due pozzi SB-1 e SB-5 a livello della Formazione Cellino, che però non coinvolge la soprastante Montepagano, in quanto le pendenze, la correlazione elettrica e la geometria degli strati indicano una struttura unica.

#### **3.1.2 Tipo di trappola e copertura**

La struttura è costituita da un'anticlinale con asse NNW-SSE sovrascorsa mediante una superficie di accavallamento; questa è caratterizzata da un'arcatura molto pronunciata con rampe laterali ben distinguibili verso S, dove queste si incrociano con altre rampe simili, dando origine ad un ampio insellamento strutturale in corrispondenza della foce del Fiume Tronto.

La chiusura della struttura è garantita da 3 faglie: la principale o fronte del trust, corre circa N-S chiudendo il campo nella parte E ESE; la faglia di back rispetto alla principale, chiude il campo ad W WSW; infine una faglia orientata NE-SW separa il campo dai pozzi SB- 2 e SB- 4 che non hanno rinvenuto alcuna mineralizzazione a gas.

Il timing della formazione della trappola può essere schematicamente ricondotto a 3 fasi principali:

1. Intra Pliocene inferiore, corrispondente al top Cellino ed all'instaurarsi della sedimentazione di piggy-back (Montepagano): localmente non comporta discordanze angolari apprezzabili.
2. Top Pliocene inferiore, marcata da blande truncation ed on-lap dei riflettori immediatamente sovrastanti il livello principale del reservoir (**MP1**).
3. Top Pliocene medio, evidenziata da una unconformity con un carattere erosivo decisamente più marcato.

I livelli della Montepagano sono presenti sia in SB-1 che in SB-5, ma sono mineralizzati solo nel pozzo 5, mentre i livelli "Alternanze" della Cellino non sono stati incontrati dal pozzo SB-5. Riferendosi alla Formazione Montepagano, il culmine della struttura si trova a circa 300 metri a SE del pozzo SB-5.

La Formazione Cellino nelle "Alternanze" è rappresentata da una serie di numerosi livelli sabbiosi, talora cementati e passanti ad arenarie, fittamente laminati con argille plastiche più o meno siltose. Questa serie di strati è stata incontrata solo al pozzo SB-1, indicando una estensione degli stessi piuttosto ridotta ed un disturbo tettonico fra il pozzo SB-1 e SB-5. La copertura delle "Alternanze" è garantita dagli oltre 200 metri di argille della porzione basale della Teramo e la chiusura della trappola avviene per pendenza su tutti i lati a 2656 m/ssl (GWC @ 2855 mRT).

Nella Formazione Montepagano si trovano 2 reservoir dello spessore di circa 50 metri: il più profondo, denominato **MP2**, è costituito da arenarie poco cementate mineralizzate a gas nei primi 10 metri del livello ed un GWC @ -2660,4 m/slm.

Il più superficiale, denominato **MP1**, è rappresentato da una bancata di arenarie di circa 50 metri chiuso alla base da un setto argilloso di 5 metri e sigillato nella parte alta dalle Argille del Santerno per uno spessore di circa 300 metri.

Questo livello è stato incontrato da entrambi i pozzi SB-1 e SB-5, nel primo è totalmente mineralizzato ad acqua, nel secondo tutto a gas senza rinvenire la presenza della tavola d'acqua, che pertanto è presumibile che si trovi ad una quota intermedia tra la base del mineralizzato a gas ed il top dello stesso livello su SB-1. Il contatto gas/acqua è stato ipotizzato @ 2538 m/slm corrispondente al primo livello poroso (m 2734 MD) sottostante il livello produttivo del pozzo SB-5.

### 3.1.3 Interpretazione sismica

E' stato interpretato l'orizzonte **MP1** appartenente alla Formazione Montepagano. Per l'interpretazione sono state utilizzate, quando disponibili, le versioni migrate delle linee sismiche (dei rilievi dal 1977 al 1986), integrate con le linee stack, a formare l'intera copertura del rilievo.

La copertura sismica del giacimento comprende le seguenti linee Dip:

AP-358-81 (stack)  
AP-359-81 (stack - mig, riprocessata)  
AP-395-86 (mig, riprocessata)  
AP-312-77 (stack - mig, riprocessata)  
AP-399-86 (stack - mig, riprocessata)  
AP-360-81 (stack)

La copertura sismica del giacimento comprende le seguenti linee Strike:

AP-334-79 (stack)  
AP-398-86 (stack - mig, riprocessata)  
AP-362-81 (stack)

La qualità della sismica risulta essere medio bassa ed il rilievo è disposto con copertura a maglia disomogenea (minimo 250 m e massimo 1 Km) .

Le linee stack sul lato Nord della struttura presentano una elevata frammentazione del segnale, mentre di qualità superiore sono le linee migrate e quelle orientate lungo l'asse della struttura che mostrano una chiara anomalia di ampiezza in corrispondenza del culmine della trappola (AP-334-79).

Il livello è stato tarato nei pozzi SB-5 e SB-1:

SB-5 Top MP1 2456 m/slm

SB- 1 Top MP1 2609 m/slm

Il livello **MP1** può essere correlato anche sui pozzi SB-2 e SB-4, ma questi ultimi sono ritenuti idraulicamente separati dai pozzi SB-1 e SB-5.

Per la taratura sismica-pozzo sono state utilizzate le funzioni velocità dei pozzi SB-1 e SB-2.

Dal punto di vista strutturale l'orizzonte **MP1** è coinvolto nella deformazione di una grossa struttura sovrascorsa con vergenza E-NE che costituisce un'anticlinale fagliata con orientamento dell'asse in direzione NNW-SSE. La chiusura della trappola è per faglia sul lato orientale e per pendenza nelle altre direzioni.

Dal punto di vista cronostratigrafico i sovrascorrimenti nell'area sono terminati con il coinvolgimento di sedimenti del Pliocene medio.

La linea di riferimento per il posizionamento delle faglie principali, situate sia sul fronte che sul lato posteriore dell'anticlinale, è la AP-312-77 nella versione migrata e riprocessata.

L'interpretazione sismica ha condotto alla stesura di una mappa tempi, successivamente convertita in profondità e assestata ai pozzi di riferimento.

### 3.1.4 Parametri petrofisici e calcolo del GOIP statico

Il calcolo fa riferimento al solo reservoir della formazione Montepagano.

In particolare il livello **MP1** è distinto in modo evidente in due zone: una superiore più argillosa, denominata **MP1z** con net pay di 15.4 m, ed una inferiore, più sabbiosa e con un maggior spessore, denominata **MP1** con un net pay di 28.5 m.

In sostanza MP1 ed MP1z sono 2 livelli sabbiosi appartenenti alla medesima bancata, ma separati da setti argillosi di spessore submetrico, la cui distinzione deriva essenzialmente dalle diversità dei caratteri petrofisici e di permeabilità che sono decisamente migliori per la parte inferiore MP1 (livello fining-upward).

Nei pozzi perforati nel campo non sono state prelevate carote di fondo nella Formazione Montepagano, pertanto i parametri petrofisici sono stati calcolati dall'interpretazione dei log.

Sulla base della mappa di top della Montepagano è stato costruito il diagramma superfici/altezze per la determinazione del volume totale di roccia dei livelli MP1z ed MP1 fino al contatto gas/acqua ipotizzato ad una quota di 2538 metri da livello mare.

Il volume di gas originariamente in posto, da calcolo volumetrico, del livello MP1 risulta di **1004 M Sm<sup>3</sup>**.

I risultati sono presentati nella tabella seguente:

GOIP al GWC @ 2538 mssl						
Livello	GBV (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	φ (%)	Swi (%)	N/G (%)	Bgi (m <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	GOIP (M Sm <sup>3</sup> )
"MP1z"	32,5	14,2	68,2	40,2	0,00373	158
"MP1"	31,9	18,9	30,5	75,3		846
<b>Totale</b>	<b>64,4</b>					<b>1004</b>

## 3.2. Analisi del comportamento produttivo

### 3.2.1 Considerazioni generali

Il campo di San Benedetto è stato coltivato con 2 pozzi (SB-1 e SB-5), il pozzo SB-1 completato in singolo convenzionale selettivo con tbg da 2 7/8" ha riguardato la coltivazione delle "alternanze" F.ne Cellino (livelli SB 1-3, 4-5, 6, 7-9, 10-15, 16-18), il pozzo SB-5 completato in doppio selettivo convenzionale tbg 2 3/8" ha riguardato la coltivazione dei livelli della F.ne Montepagano (MP1z, MP1 e MP2).

La produzione è iniziata nell'agosto 1986 dal pozzo SB-5, dal dicembre 1989 è entrato in produzione dopo il 1° W/O il pozzo SB-1. Il pozzo SB-1 è stato oggetto di un secondo W/O fra il 1996 e il 1997.

La produzione cumulativa del campo al 31-12-2006, è stata di circa **1127 M Smc** di cui **443 M Smc** prodotti dalle alternanze (pozzo SB-1) e **684 M Smc** prodotti dai livelli della Montepagano (pozzo SB-5).

Il pozzo SB-1 è stato chiuso per pareggio pressione al collettore nel 2002. Il pozzo SB-5 è tuttora in produzione attraverso la S/C (livello MP1) con portata di circa 20.000 Smc/g, portata d'acqua di 12 mc/g e pressione dinamica di testa di circa 20 Kg/cm<sup>2a</sup>. Entrambi i pozzi sono disponibili.

Le portate massime registrate sono dell'ordine di 200.000 Smc/g per la F.ne Montepagano e fino ad un massimo di 300.000 Smc/g per le alternanze della F.ne Cellino.

Mentre la F.ne Montepagano ha indicato un comportamento produttivo regolare nel tempo, la F.ne Cellino è stata caratterizzata da grandi prestazioni iniziali che sono crollate molto rapidamente. Questo fenomeno è tipico delle formazioni in forte sovrappressione e con elevata argillosità diffusa.

### 3.2.2 Produttività delle formazioni

La formazione **Cellino** è caratterizzata dai seguenti parametri petrofisici e dinamici:

range di porosità = 12---17%
range di N/G = 8---71%
range di Sw = 51---68%
spessori = 24---69 m
profondità = 2840--3190 m ssl
pressione originaria Pi = 492,7---495 Kg/cm <sup>2a</sup>
permeabilità dell'ordine di 1 mD

Come si può osservare la permeabilità è dell'ordine di 1 mD il gradiente idraulico dei pori raggiunge il valore di oltre 0,17 Kg/cm<sup>2</sup>/m.

La formazione **Montepagano** è caratterizzata dai seguenti parametri:

Test Interpretation Estimate				
Livello	Kh (mDm)	h net (m)	K (mD)	S (-)
MP1z	2,3	5	0,46	-3
MP1	100	14,4	7	0

**Permeabilità media pesata sugli spessori  $(K_1h_1+K_2h_2)/(h_1+h_2) = 6,125$  mD**

*La permeabilità media K di **6,125 mD**, **skin assente** e **net pay totale di 20m** sono stati assunti per il calcolo delle prestazioni di fondo del pozzo tipo nell'ipotesi di stoccaggio*

### 3.2.3 Dati e storia produttiva dei pozzi

I principali dati del pozzo **SB-1** completato sulle alternanze della formazione **Cellino** sono presentati nella tabella seguente:

Livello	GOIP st. (MSmc)	GOIP din. (MSmc)	Gp (MSmc)	Data di chiusura	Motivo di chiusura
SB 1-3	152,3		0		
SB 4-5	328,9	220	144,1	2000	pareggio
SB 6	125,8	66,6	36,92	1989	pareggio
SB 7-9	182,9	95,8	113	2002	pareggio
SB 10-15	136,3	69,5			
SB 16-17-18	166,2	220	148,5	1996	pareggio
<b>Totali</b>	<b>1092,4</b>	<b>671,9</b>	<b>442,52</b>		

Il pozzo SB-1 è chiuso dal 2002 senza potenziale residuo.

I principali dati del pozzo **SB-5** completato sui livelli della formazione **Montepagano** sono presentati nella tabella seguente:

Well Data						
Pozzo	TR (mslm)	Livello	Spari (m RT)	Spari (m ssl)	Csg (inches)	Tbg (inches)
SB-5 SS/L	91,7	MP1z	2655-2665	2456-2466	7	2 3/8
SB-5 S/C	91,7	MP1	2676,5---2691,5	2478--2492	7	2 3/8

La storia produttiva dei pozzi è stata, in sintesi, raccolta nella tabella qui di seguito dove è stato indicato il livello aperto, la data di start-up, la data di arrivo d'acqua (WBT), la data di chiusura, la produzione cumulativa, l'ultima pressione di giacimento misurata riportata al datum del campo e la data di misura:

Well history al 31-12-2006								
Pozzo	Livello	Start-up	WBT	Chiuso	Gp cum (MSmc)	Ps (Kg/cm2a)	datum (m.ssl)	data
SB-5 SS/L	MP1z	lug-87	1993	feb-00	90,3	120,3	2456	mar-00
SB-5 S/C	MP1	ago-86	1993	aperto	593,5	145,8	2456	feb-96
Totale produzione campo 31-12-2006					684			

Il livello MP2 completato sulla string lunga ha prodotto circa 2 M Smc e non è di interesse minerario.

Risulta attualmente aperta la S/C del pozzo SB-5 (livello MP1).

*La distinzione fra MP1z e MP1 è soltanto dovuta alle caratteristiche di produttività, in realtà appartengono alla stessa unità idraulica.*

### 3.2.4 Scelta dei livelli ritenuti idonei allo stoccaggio

Sulla base del comportamento produttivo, dei parametri di produttività, delle pressioni di giacimento e della litologia si possono trarre le seguenti considerazioni:

**I livelli della F.ne Cellino denominati "alternanze"** sono caratterizzati da buone portate di punta iniziali (fino ad un massimo di 300.000 Smc/g) che non vengono mantenute nel tempo con rapido declino fino al pareggio per autocolmatamento.

Il fenomeno è tipico di formazioni con alta percentuale di argillosità e in forte sovrappressione (gradiente idraulico dei pori = 0,17 Kg/cm2/m).

Il problema di queste formazioni è che l'elevata percentuale di argilla (roccia plastica) resta deformata a seguito di forti  $\Delta p$  causati dalla produzione.

La reiniezione di gas potrebbe non riportare la roccia alle condizioni originarie (deformazione plastica).

Tenuto conto della litologia, del volume frammentato in almeno 6 pool (18 sub layer SB 1---18), delle elevate pressioni di giacimento (poco meno di 500 kg/cm2) e delle scadenti caratteristiche di produttività **non si ritiene possano avere i requisiti minimi per essere candidati idonei alla trasformazione a stoccaggio.**

Da questo punto in poi saranno analizzati e studiati i livelli della F.ne Montepagano (MP1z e MP1), i quali hanno le caratteristiche per poter essere candidati alla trasformazione a stoccaggio.

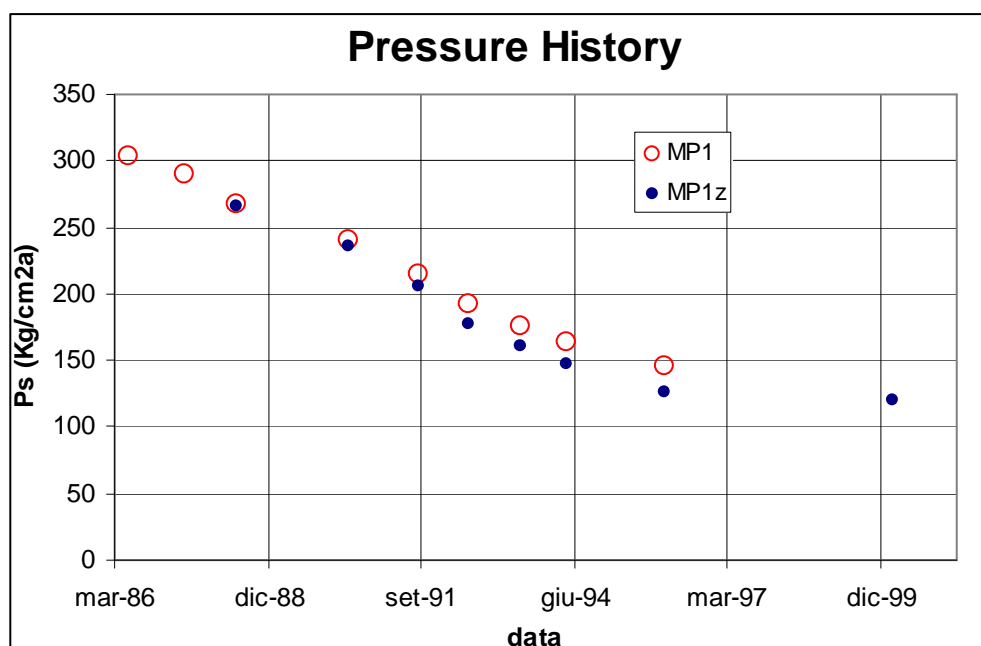
### 3.2.5 Analisi pressioni statiche di giacimento

Il comportamento del campo è stato ben monitorato con frequenti controlli al fondo. L'ultima rilevazione disponibile si riferisce alla data di marzo 2000 sul livello MP1z.

Il comportamento delle pressioni storiche registrate sui livelli **MP1 e MP1z** (datum 2456 m/ssl) è presentato nella tabella seguente:

Pressure history data						
data	Start-up lug-1987		Media pesata sulle prod.	Start-up ago-1986		MP1z MP1
	MP1z (SS/L)			MP1 (S/C)		
	Gp (M Smc)	Ps (Kg/cm2a)	Ps avg. (Kg/cm2a)	Gp (M Smc)	Ps (Kg/cm2a)	Gp tot. (M Smc)
lug-86	0		<b>302,90</b>	0	302,9	<b>0</b>
lug-87	0		<b>289,60</b>	26,089	289,6	<b>26,089</b>
giu-88	7,339	266,6	<b>267,51</b>	72,377	267,6	<b>79,716</b>
giu-90	23,131	236,4	<b>239,25</b>	147,738	239,7	<b>170,869</b>
set-91	37,688	205,9	<b>213,56</b>	215,968	214,9	<b>253,656</b>
ago-92	48,727	177,3	<b>190,54</b>	273,443	192,9	<b>322,17</b>
lug-93	58,730	161,4	<b>173,53</b>	327,644	175,7	<b>386,374</b>
mag-94	64,837	146,7	<b>160,98</b>	367,049	163,5	<b>431,886</b>
feb-96	75,310	126,6	<b>142,89</b>	422,425	145,8	<b>497,735</b>
mar-00	90,000	120,3	<b>120,30</b>	496,000		<b>586,000</b>

Il comportamento della pressione statica di fondo ha indicato un supporto acquifero estremamente modesto che si manifesta nell'ultima parte della vita produttiva con produzione in declino.



### 3.2.6 Comportamento della produzione primaria

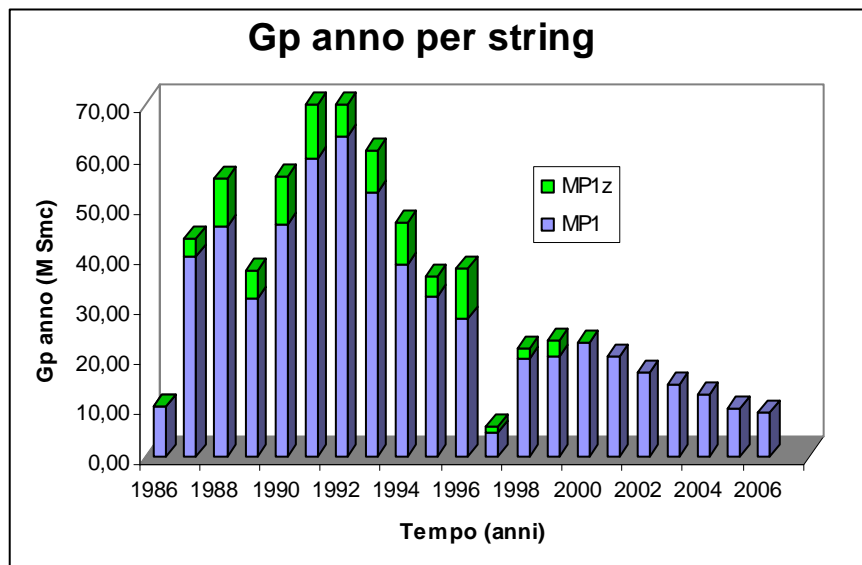
La produzione è iniziata nell'agosto del 1986.

La SS/L del pozzo SB-5 (livello MP1z) è stata chiusa nel febbraio 2000 per pareggio pressione al collettore dopo una produzione cumulativa di **90,3 M Smc**.

La S/C del pozzo SB-5 (livello MP1) è tuttora in produzione e al 31-12-2006 ha prodotto **593,5 M Smc**.

La produzione complessiva al 31-12-06 è di circa **684 M Smc**.

Il grafico della produzione storica è riportato nella figura seguente:



La caduta di produzione del 1997 è dovuta alla fermata per le operazioni sul cluster del W/O sul pozzo SB-1.

Il picco di produzione è stato realizzato negli anni 1991-92 con oltre 200.000 Smc/g dai due completamenti (il completamento MP1z ha contribuito per il 16% del totale).

### 3.3 Ricostruzione del comportamento passato

#### 3.3.1 Parametri iniziali di giacimento

Le condizioni statiche di riferimento sono rappresentate dalla pressione e dalla temperatura con riferimento al datum del campo e dal contatto gas-acqua originario:

- Datum del campo = 2456 m/ssl
- Pressione iniziale di giacimento al datum  $p_i = 302,9 \text{ Kg/cm}^2a$
- Temperatura statica di giacimento al datum  $T_s = 60 \text{ }^\circ\text{C}$  (333 °K)
- Gradiente idraulico dei pori =  $0,1233 \text{ Kg/cm}^2/m$
- Contatto gas-acqua originario non identificato e posizionato allo spill point @ 2560 m/ssl

#### 3.3.2 Parametri PVT del gas

Il gas prodotto è un gas metano praticamente puro, nella tabella seguente si riportano le frazioni molari medie:

Composizione molare	
Comp.	%
C1	99,51
C2+	0,19
N2	0,27
CO2	0,03
<b>Totale</b>	<b>100</b>

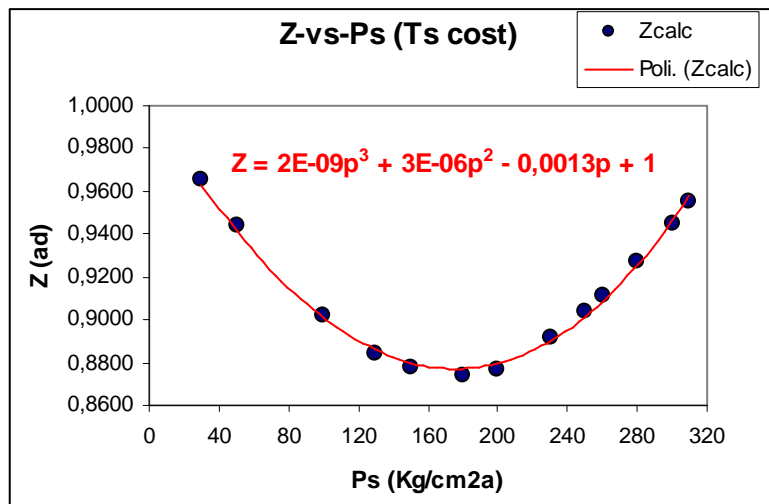


La densità del gas relativa all'aria sp.gr. = 0,558 (aria = 1)

I parametri PVT del gas con riferimento alle condizioni iniziali sono stati calcolati attraverso le correlazioni statistiche correnti in letteratura e normalmente utilizzate e sono presentati nella tabella seguente:

<b>Pi</b> (Kg/cm2a)	<b>Ts</b> (°C)	<b>μgi</b> (cp)	<b>Zi</b> (ad)	<b>Bgi</b> (mc/Smc)
302,9	60	0,0227	0,948	0,00373

L'andamento del fattore di deviazione "Z" dei gas reali da quelli ideali a temperatura di giacimento costante  $T_s = 60$  °C e densità relativa del gas = 0,558 (aria = 1) è presentato nella figura seguente:



### 3.3.3 Caratterizzazione dell'acqua e della roccia

I parametri caratteristici dell'acqua di strato e della roccia con riferimento alle condizioni iniziali sono stati calcolati attraverso le correlazioni statistiche correnti in letteratura e normalmente utilizzate e sono presentati nella tabella seguente:

#### Caratterizzazione dell'acqua di strato

Salinità acqua di strato NaCl = 30 g/l Pressione di strato $P_i = 302,9$ Kg/cm2a Temperatura di strato $T_s = 60$ °C
<b>Fattore di volume dell'acqua <math>B_w = 1,0022</math> mc/mcST</b> <b>Viscosità acqua di strato (Pi,Ts) <math>\mu_w = 0,42</math> cp</b> <b>Compressibilità acqua di strato (Pi,Ts) <math>C_w = 3,9 \cdot 10^{-5}</math> 1/Kg/cm2</b>

#### Caratterizzazione della roccia

Pressione di strato $P_i = 302,9$ Kg/cm2a Porosità $\phi = 13\%$ Profondità media = 2550 mRT
<b>Compressibilità della roccia (Pi,Ts) <math>C_f = 4,2 \cdot 10^{-5}</math> 1/Kg/cm2</b>

### 3.3.4 Valutazione del GOIP dinamico

#### 3.3.4.1 Equazioni del bilancio di massa

L'equazione di bilancio di massa completa con ingresso d'acqua in giacimento, espansione del volume d'acqua interstiziale e riduzione del volume dei pori è presentata qui di seguito:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + \Delta V_p + \Delta V_w + W_E$$

dove:

G è il gas in posto

G<sub>p</sub> è il gas prodotto al tempo t

W<sub>E</sub> è il volume d'acqua che entra in giacimento al tempo t (by Van Everdingen)

B<sub>gi</sub> e B<sub>g</sub> sono i fattori di volume del gas a pressione iniziale p<sub>i</sub> e a pressione generica p

ΔV<sub>p</sub> è la riduzione del volume poroso

ΔV<sub>w</sub> è l'espansione dell'acqua interstiziale

ΔV<sub>p</sub> and ΔV<sub>w</sub> sono derivati dall'equazione di stato per mezzi poco compressibili:

$$C = \frac{\Delta V}{V\Delta P}$$

La riduzione del volume dei pori della roccia è rappresentata dalla seguente equazione:

$$V_{pi} - V_p = \Delta V_p = \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} C_f (P_i - P)$$

L'espansione del volume di acqua interstiziale è rappresentata dalla seguente equazione:

$$V_w - V_{wi} = \Delta V_p = \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} S_{wi} C_w (P_i - P)$$

dove:

S<sub>wi</sub> è la saturazione iniziale di acqua interstiziale

C<sub>w</sub> è la compressibilità dell'acqua

C<sub>f</sub> è la compressibilità della roccia

#### 3.3.4.2 Equazioni dell'ingresso d'acqua in giacimento secondo VAN EVERDINGEN & HURST

Il comportamento dell'acquifero è stato descritto secondo la teoria di VAN EVERDINGEN & HURST attraverso i seguenti parametri qui brevemente descritti:

- **Van Everdingen constant "C"** rappresenta il volume d'acqua che entra in giacimento per caduta unitaria di pressione nell'ipotesi di flusso radiale e regime transitorio. L'equazione è presentata qui di seguito:

$$C = 2\pi R_o^2 h \phi C_t$$

dove:

$R_o$  è il raggio equivalente del giacimento (m)

$h$  è il net pay dell'acquifero (m)

$\phi$  è la porosità media dell'acquifero

$C_t$  è la compressibilità totale del sistema acqua-roccia ( $C_w + C_f$ ) (1/Kg/cm<sup>2</sup>)

- **Tempo adimensionale** per l'espansione dell'acquifero:

$$\alpha = \frac{8,64 * 10^{-3} K_w}{1,033 \phi \mu_w C_t R_o^2}$$

where:

$K_w$  è la permeabilità dell'acquifero (mD)

$\phi$  è la porosità dell'acquifero

$C_t$  è la compressibilità totale ( $C_w + C_f$ ) (1/Kg/cm<sup>2</sup>)

$\mu_w$  è la viscosità dell'acqua di strato

$R_o$  è il raggio equivalente del giacimento (m)

- **Raggio adimensionale dell'acquifero** è il rapporto fra il raggio dell'acquifero ( $R_e$ ) e quello del giacimento ( $R_o$ ):

$$R_D = \frac{R_e}{R_o}$$

L'ingresso d'acqua in giacimento è stato descritto da **Van Everdingen & Hurst** attraverso la seguente equazione:

$$W_E(t) = 2\pi R_o^2 h \phi C_t \sum_{i=1}^n \Delta P_i Q(t_{Dn} - t_{D_{i-1}})$$

dove:

$\Delta P$  è la caduta di pressione all'interfaccia giacimento-acquifero (Kg/cm<sup>2</sup>)

$Q(t_D)$  è la funzione integrale tabulata in funzione di  $t_D$  ed ha la seguente espressione:

$$Q(t_D) = \int_0^{t_D} \left( \frac{\partial P}{\partial R} \right)_{R=1} dt_D$$

La funzione  $Q(t_D)$  rappresenta la portata d'acqua adimensionale che entra in giacimento per caduta unitaria di pressione.

$W_E(t)$  rappresenta il volume di acqua entrata in giacimento al tempo  $t$  ed è espresso in mc.

### 3.3.4.3 Calcolo dei parametri più probabili $G$ , $\alpha$ , $C$ , $R_D$

Sulla base delle equazioni appena descritte è stato determinato il volume di gas in posto dinamico ( $G$ ) e i parametri fisici dell'acquifero ( $\alpha$ ,  $C$  e  $R_D$ ). Le incognite sono in numero superiore alle equazioni disponibili pertanto la risoluzione del sistema deve essere fatta per trial and error con la ricerca del minimo scarto quadratico medio fra pressioni misurate e pressioni calcolate.

La matrice di calcolo è presentata qui di seguito:

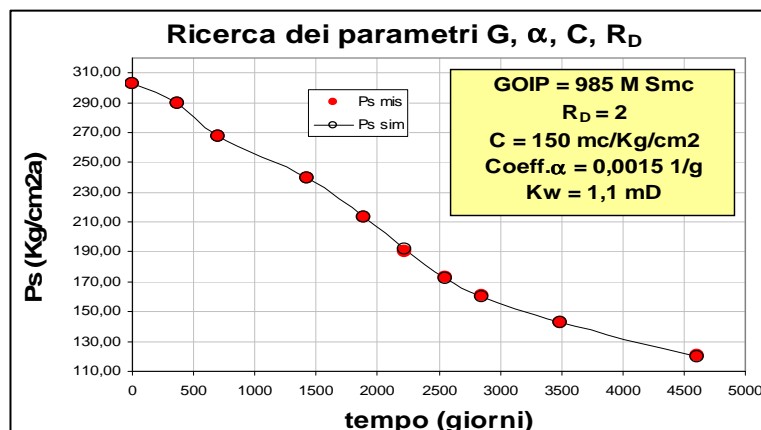
Ricerca del minimo scarto quadratico medio $\sigma$						
Kw	$\alpha$	$R_D$				
		1	2	3	5	7
0,2	0,000300	0,86	0,88	0,90	0,92	0,94
1,1	0,001400	0,87	0,85	0,83	0,81	0,79
1,7	0,002200	1,23	1,43	1,63	1,83	2,03
2,1	0,002740	0,56	0,59	0,62	0,65	0,68
3,1	0,004100	0,62	0,63	0,64	0,65	0,66
<b>1,1</b>	<b>0,001500</b>	0,76	<b>0,51</b>	0,59	0,67	0,75
20,9	0,027400	1,01	0,70	0,69	0,68	0,67
26,6	0,035000	2,05	0,91	0,80	0,69	0,58
32,0	0,042000	2,53	1,55	1,17	0,95	0,72
<b><math>\sigma</math> (Kg/cm<sup>2</sup>)</b>						

In corrispondenza del minimo scarto quadratico medio si determinano  $R_D = 2$ ,  $\alpha = 0,0015$  1/g, in corrispondenza di  $\alpha$  si ottiene la permeabilità dell'acquifero  $Kw = 1,1$  mD. La permeabilità dell'acquifero sembra essere minore di quella effettiva al gas stimata di 6,125 mD.

In questo modo è possibile calcolare il gas in posto **GOIP** e il parametro di spinta dell'acquifero **C** :

$$\begin{aligned} \text{GOIP dinamico} &= 985 \text{ M Smc} \\ \text{Cost di V.E. C} &= 150 \text{ m}^3/\text{kg}/\text{cm}^2 \\ \alpha &= 0,0015 \text{ 1/g} \\ R_D &= 2 \\ Kw &= 1,1 \text{ mD} \end{aligned}$$

Il grafico pressioni misurate-pressioni calcolate viene proposto nella figura seguente:



Il match è di buona qualità, il volume dinamico GOIP di 985 M Smc è il linea con la valutazione volumetrica (GOIP statico = 1004 M Smc).

### 3.3.4.4 Metodo del P/Z in funzione della cumulativa

Il volume di gas in posto (GOIP dinamico) è stato controllato anche attraverso il metodo P/Z in funzione della cumulativa e attraverso altri plot diagnostici suggeriti da "HAVLENA ODEH".

La metodologia permette di diagnosticare il volume di gas in posto e il meccanismo di drenaggio:

- **Plot N.1** rappresenta il GOIP apparente in funzione della cumulativa
  - **Plot N.2** rappresenta il grado di depletion in percentuale della pressione originaria in funzione dello svuotamento in percentuale del GOIP
  - **Plot N.3** raffigura il classico grafico P/Z in funzione della cumulativa di gas prodotto
- Si sfrutta l'equazione di bilancio semplificata (si trascura la compressibilità della roccia e dell'acqua) e non si tiene conto della spinta d'acqua. L'equazione semplificata rappresenta l'equazione di una retta in un grafico cartesiano P/Z in funzione della cumulativa.

Lo sviluppo dell'equazione di bilancio semplificata viene proposto qui di seguito:

$$(G - G_p)Bg = GBg_i$$

dove :

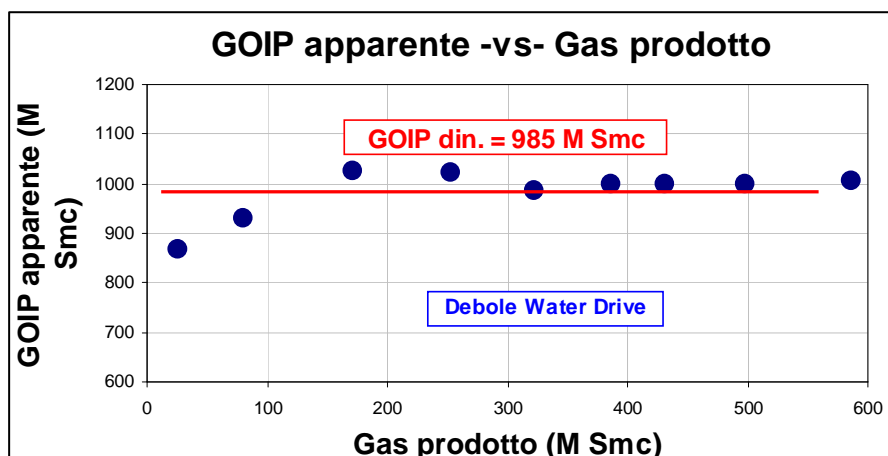
$$Bg = \frac{P_o}{T_o} Z \frac{T}{P}$$

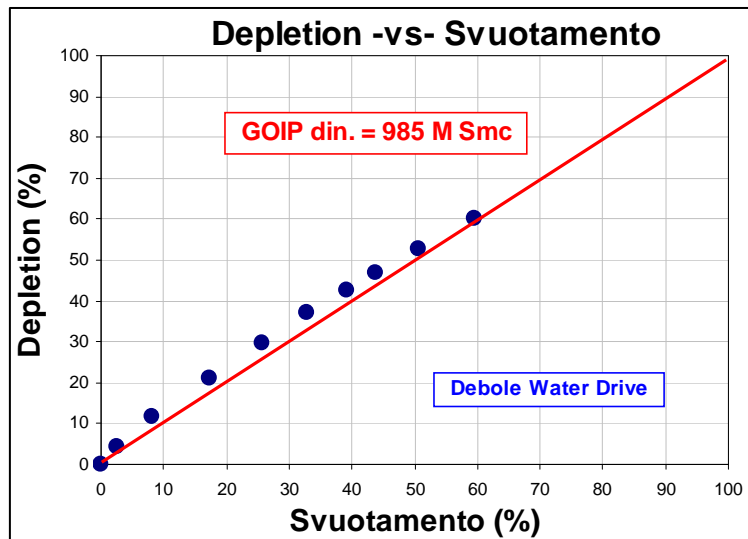
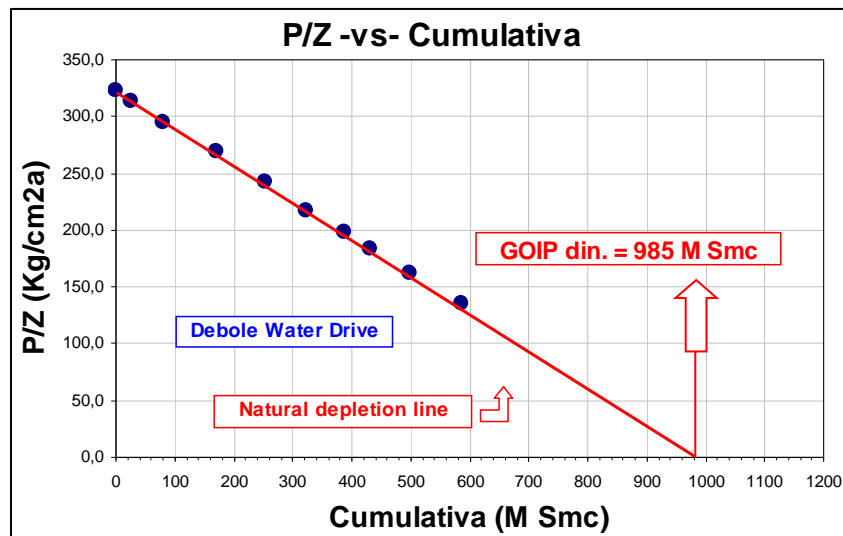
Sostituendo l'espressione di Bg si ottiene l'equazione :

$$\frac{P}{Z} = - \frac{P_i}{Z_i G} G_p + \frac{P_i}{Z_i}$$

che rappresenta l'equazione di una retta del tipo  $y = -mx + q$  in un grafico cartesiano P/Z in funzione della produzione cumulativa di gas  $G_p$ .

**Plot N.1** GOIP apparente in funzione del gas prodotto



**Plot N.2** Depletion in funzione dello svuotamento**Plot N.3** P/z in funzione della cumulativa

Come si può osservare tutti i grafici confermano un meccanismo di drenaggio per debole spinta d'acqua. L'acquifero si manifesta in particolare quando la produzione si riduce.

Il volume di gas in posto è stato confermato anche dall'analisi del livello MP1z e MP1 considerati singolarmente con GOIP di 135 M Smc e 850 M Smc rispettivamente.

### 3.3.5 Simulazione della storia passata

Sulla base del volume dinamico calcolato da material balance è stato costruito, un modello analitico di simulazione che si basa sull'equazione di bilancio volumetrico completa tenendo conto delle compressibilità della roccia e dell'acqua e dell'ingresso d'acqua in giacimento.

In generale i dati di ingresso utilizzati nel modello sono i seguenti:

- Caratterizzazione dei fluidi acqua e roccia e parametri PVT del gas
- Geometria del reservoir (top, bottom, contatto, volume poroso-altezza)
- Parametri petrofisici (porosità,  $S_w$ ,  $N/G$ )
- Volume di idrocarburi in posto
- Saturazione in gas residuo dietro il fronte d'acqua
- Caratteristiche geometriche di completamento dei pozzi produttori
- Caratteristiche di erogabilità
- Definizione dell'acquifero secondo Van Everdingen
- Produzioni storiche di gas

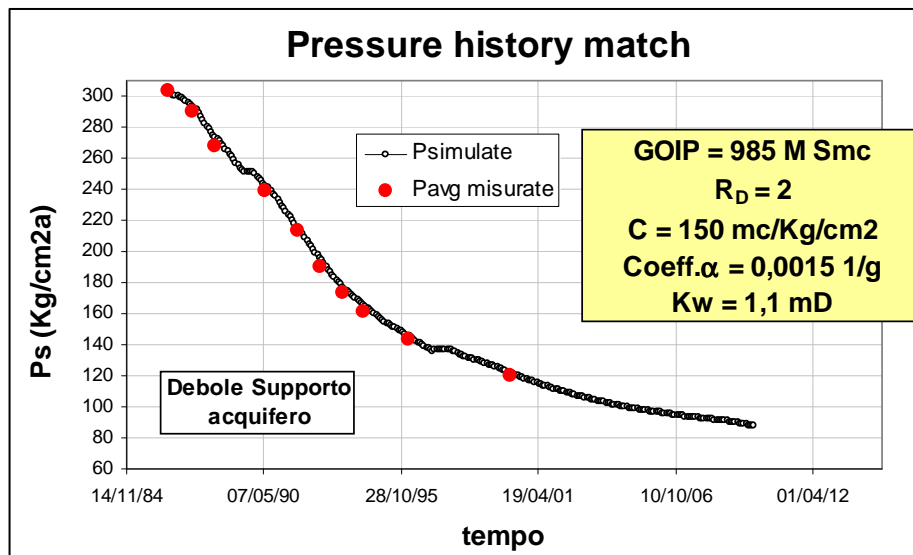
La simulazione ricostruisce la pressione di giacimento sulla base dell'equazione di bilancio (pressure match) e in base alla geometria (volume poroso-altezza, contatto GWC), ai parametri petrofisici ( $S_w$ ,  $S_{gr}$ ) e ai parametri dell'acquifero (volume, tempo di risposta e indice di produttività) ricostruisce l'avanzamento dell'acquifero nel giacimento (water advancement match).

L'equazione di bilancio completa è la seguente:

$$(G - G_p)Bg = GBg_i - C_f \frac{GBg_i}{1 - S_{wi}} (P_i - P) - C_w \frac{GBg_i}{1 - S_{wi}} S_{wi}(P_i - P) + W_E$$

### 3.3.5.1 Match delle pressioni misurate

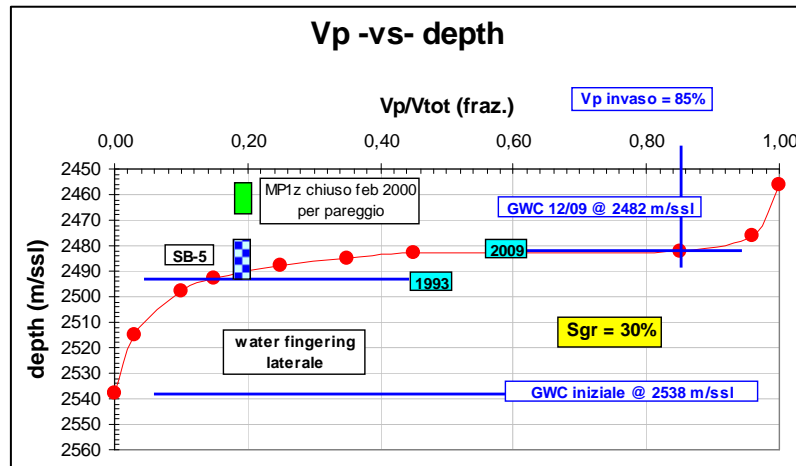
Nel grafico presentato nella figura seguente si propone la ricostruzione delle pressioni statiche di giacimento medie registrate sui completamenti (SS/L, S/C) del pozzo SB-5. Il pressure match ha confermato tutti i parametri di giacimento calcolati dal bilancio di massa.



Il declino della pressione con maggiore pendenza si riferisce al periodo con grande ritmo di produzione, in questo periodo relativamente breve l'acquifero non ha avuto il tempo necessario per attivarsi. Nel momento in cui la produzione si riduce per arrivo d'acqua ai pozzi, l'acquifero inizia a manifestare la sua influenza anche se in misura molto modesta.

### 3.3.5.2 Match dell'avanzamento dell'acquifero

Nel grafico presentato nella figura seguente si propone la ricostruzione dell'innalzamento del contatto acquifero GWC nel tempo:



Il contatto acquifero originario GWCi è stato ipotizzato a 2538 m ssl, alla fine del forecast è previsto a 2482 m ssl con un innalzamento di 56 metri. Il top del giacimento è posizionato a 2456 m/ssl con un volume di giacimento invaso del 85%. Il match degli arrivi d'acqua ai pozzi è stato ottenuto con una saturazione in gas residuo dietro il fronte d'acqua del 30%.

### 3.3.6 Previsioni di produzione

La simulazione delle previsioni di produzione è stata eseguita sulla base del modello che ha ricostruito la storia passata.

E' stata imposta la portata del pozzo SB-5 S/C (livello MP1) misurata al 31-12-2006 e pari a circa 20000 Smc/g.

Il profilo di produzione previsto è presentato nella tabella seguente:

Profilo di produzione e Riserve					
Anni	q gas (Smc/g)	Gp anno (M Smc)	Gp cum (M Smc)	Ps (Kg/cm2a)	THPmin (Kg/cm2a)
31/12/06	0	0	684,000	93,95	79,81
31/12/07	23071	8,000	692,000	91,00	22,00
31/12/08	21629	7,500	699,500	89,00	19,00
31/12/09	18745	6,500	<b>706,000</b>	87,75	13,00
Calcolo interrotto per acqua					
Riserve residue				22,000	M Smc
Recovery Factor finale				71,68	%

Risulta che è possibile produrre per circa 3 anni (chiusura per acqua) entro il 31-12-2009 con **riserve originarie di 706 M Smc** e **riserve residue di 22 M Smc**.



### 3.4 Dinamica del giacimento in fase di stoccaggio (ipotesi di sviluppo convenzionale)

#### 3.4.1 Ipotesi di calcolo

Lo status del giacimento previsto all'abbandono (31-12-2009) è caratterizzato dai seguenti parametri:

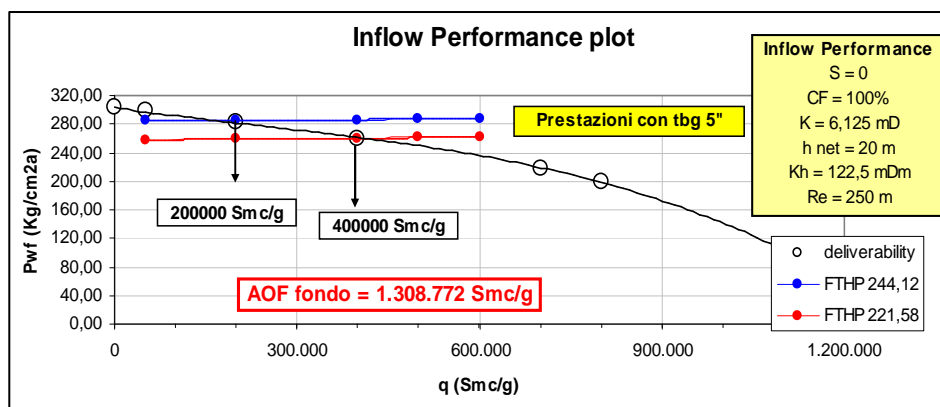
- Gas in posto dinamico risulta di 985 M Smc
- Gas prodotto previsto alla chiusura 706 M Smc
- Fattore di recupero finale atteso RF risulta di 71,68%
- Gas in posto attuale GIP risulta di 279 M Smc
- Pressione iniziale di giacimento di 302,9 Kg/cm<sup>2a</sup> con pressione statica di fondo all'abbandono prevista di 87,75 Kg/cm<sup>2a</sup>

#### 3.4.2 Inflow performance del pozzo tipo

I parametri di base assunti per il calcolo delle prestazioni del pozzo tipo sono i seguenti:

- Permeabilità effettiva al gas della formazione **K = 6,125 mD** (valore medio pesato sugli spessori dei livelli MP1z e MP1)
- Net pay effettivamente erogante **h net = 20 m**
- Danneggiamento del pozzo skin factor **S = 0** (Completion Factor CF = 100%) si assume assenza di skin (completamento convenzionale open hole)
- Raggio di drenaggio medio del pozzo **Re = 250 m** (spacing minimo fra un pozzo e l'altro 500 m)

Questi parametri insieme a quelli PVT (viscosità del gas, fattore di volume) alla temperatura di strato e alla pressione originaria  $P_i = 302,9$  Kg/cm<sup>2a</sup> hanno permesso il calcolo della Inflow Performance di fondo del pozzo tipo presentata nella figura seguente:



**Risulta un AOF di fondo di 1.308.772 Smc/g**

Nel grafico sono rappresentate le prestazioni per 2 portate con tbg di 5". Sulla base delle perdite di carico nel tbg da 5" sono state determinate le prestazioni di testa pozzo.

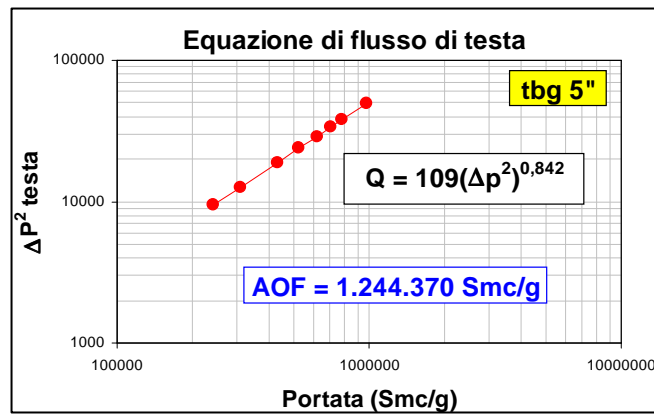
La scelta del tbg da 5" deriva dai seguenti fatti:

- E' un diametro sufficientemente grande per le portate attese < di 800.000 Smc/g applicando un  $\Delta p$  max di testa pozzo del 35%
- E' sufficientemente piccolo per evitare l'autocolmatamento del pozzo quando la portata si riduce a fine svasso con possibile presenza di liquido (portata minima per il trascinarsi a giorno dei liquidi con FTHP min > di 70 Kg/cm<sup>2</sup> risulta > di 130.000 Smc/g)

### 3.4.3 Erogabilità di testa del pozzo tipo

Sulla base delle prestazioni di fondo pozzo è stata calcolata l'erogabilità di testa del pozzo tipo attraverso il calcolo delle perdite di carico fra fondo pozzo e testa pozzo in base alla lunghezza media del tbg di produzione, alla rugosità del tbg, alla densità del fluido, alla temperatura media e in base al diametro del tbg scelto 5".

Le prestazioni di testa pozzo sono presentate nella figura seguente:



**Risulta un AOF di testa di 1.244.370 Smc/g**

Le prestazioni in funzione del  $\Delta p$  di testa sono presentate nella tabella seguente:

Q gas (Smc/g)	FTHP (Kg/cm <sup>2a</sup> )	$\Delta P$ fraz.
241276	238,48	0,07
307614	231,76	0,10
432870	217,72	0,15
526709	206,01	0,20
620623	193,13	0,25
706101	180,26	0,30
783961	167,38	0,35
976822	128,76	0,50

La portata di gas max realizzabile inizialmente (STHP = STHPi) risulta di 783.961 Smc/g con  $\Delta p$  max del 35% e pressione dinamica iniziale di testa pozzo di 167,38 Kg/cm<sup>2a</sup>.

### 3.4.4 Ricostituzione del gas in posto e working gas secondo la legge di mercato

#### 3.4.4.1 Prestazioni e parametri dello stoccaggio

Lo sviluppo per la trasformazione a stoccaggio può essere realizzato con **8 nuovi pozzi** perforati da un CLUSTER "B" ubicato nell'area adiacente alla centrale esistente.

I pozzi saranno completati in singolo convenzionale open hole con tbg da 5". Lo spacing minimo fra i pozzi sarà di 500 metri con raggio di drenaggio medio minimo di 250 metri.

Sfruttando il modello che ha ricostruito la past history è stato simulato il comportamento della pressione di giacimento e il comportamento dell'acquifero durante la fase di riempimento (Refill).

Il vincolo di pressione assunto è  $P_{max} = P_i = 302,9 \text{ Kg/cm}^2\text{a} @ 2456 \text{ m ssl}$ .

La pressione di giacimento prevista a fine forecast (31-12-2009) è di  $87,75 \text{ Kg/cm}^2\text{a}$ , esiste quindi ampio margine prima di raggiungere la pressione originaria.

La modalità di immissione nel rispetto della pressione originaria è la seguente:

Anno	Volumi annuali			Ps min fondo (Kg/cm <sup>2</sup> a)	FTHPmin (Kg/cm <sup>2</sup> a)	Volumi cumulativi			$\Delta p$ max testa (Kg/cm <sup>2</sup> a)
	Immeso (M Smc)	Estratto (M Smc)	Bilancio (M Smc)			Immeso (M Smc)	Estratto (M Smc)	Bilancio (M Smc)	
1	295	100	195	142,8	109,8	295	100	195	30,9
2	476	275	201	162,7	142,2	771	375	396	26,7
3	278	350	-72	178,6	106,1	1049	725	324	36,2
4	350	350	0	178,5	106,0	1399	1075	324	36,2
5	350		350	302,7	257,2	1749	1075	674	

Lo svaso durante la regimazione è regolato dalla legge di mercato attualmente vigente.

**La legge di mercato e i vincoli di portata rispettati sono i seguenti:**

#### Legge di mercato

Mese	WG (%)	vincoli di q gas
Ottobre	0	
Novembre	10	
Dicembre	29	
Gennaio	31	(*)
Febbraio	19	
Marzo	11	(**)
<b>Totale</b>	<b>100</b>	

(\*)  $q_{\text{gas}} = (WG/150 \text{ g}) * 1,5$   
(portata richiesta al 70% di WG)

(\*\*)  $q_{\text{gas}} = WG/150 \text{ g}$   
(portata richiesta a fine svaso)

La portata max di iniezione di campo è di circa 3.000.000 Smc/g, la FTHP max inj. di circa 285 Kg/cm<sup>2</sup>a e  $\Delta p$  di iniezione max < del 30%.

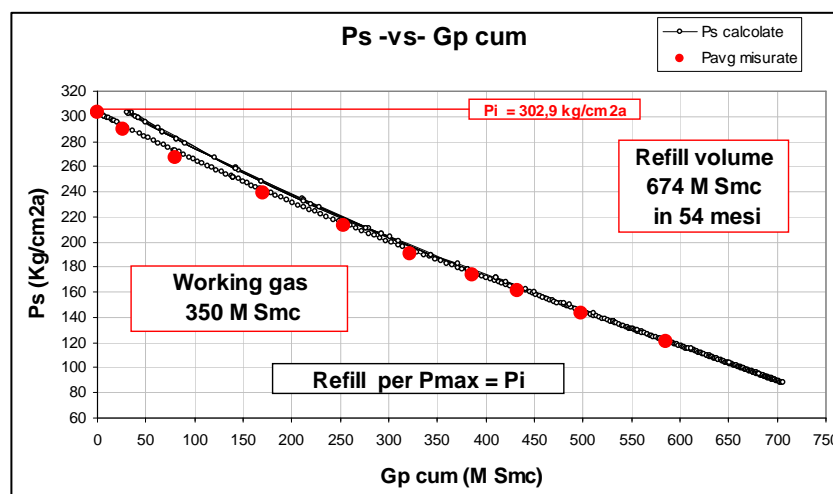
Il volume totale netto immesso è di 674 M Smc in 48 mesi. Nello stesso periodo è stato immesso un volume cumulativo di 1749 M Smc ed è stato prodotto un volume di 1075 M Smc.

Il **working gas reale** risulta stabilizzato a **350 M Smc** con portata massima di 3.500.000 Smc/g, pressione minima dinamica di testa di 106 Kg/cm<sup>2a</sup> e  $\Delta p$  max di testa < del 40%.

Il cushion gas immesso è di 324 M Smc, il cushion gas totale è di 368 M Smc, la massima capacità è di 718 M Smc, l'efficienza reale è del 48,75%, l'efficienza sul volume immesso è del 51,93%.

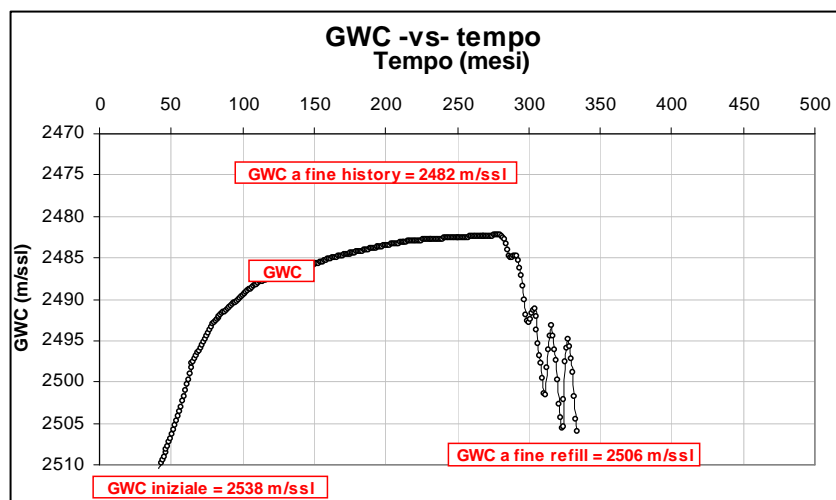
### 3.4.4.2 Comportamento della pressione di giacimento

Il comportamento della pressione di giacimento è presentato nella figura seguente:



### 3.4.4.3 Comportamento dell'acquifero

Il comportamento dell'acquifero è presentato nella figura seguente:



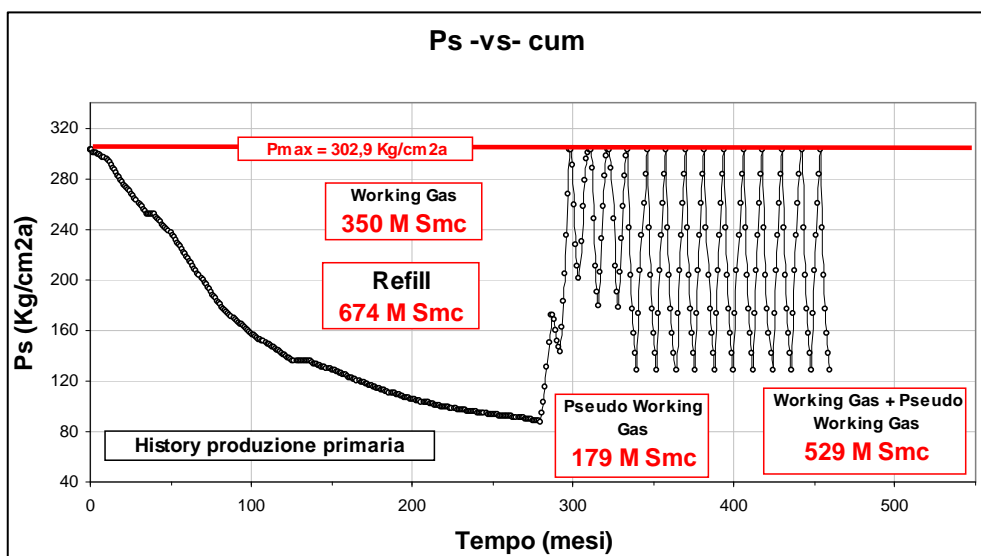
L'acquifero dalla posizione originaria a 2538 mssl si è portato a 2482 m ssl a fine produzione primaria, il riempimento ha abbassato l'acquifero a 2506 m ssl.

### 3.4.5 Simulazione della massima prestazione

#### 3.4.5.1 Comportamento della pressione di giacimento

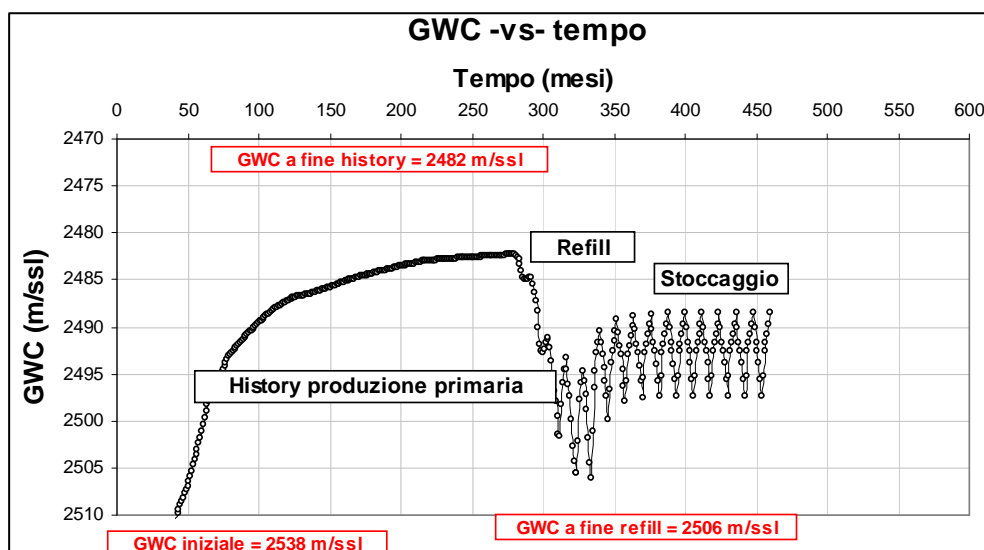
In questa fase viene simulata la fase di stoccaggio seguendo il criterio di massima prestazione sia in fase di produzione che in fase di iniezione. Il ciclo di stoccaggio (produzione/iniezione) prevede l'iniezione nei 6 mesi estivi e la produzione nei 6 mesi invernali. La stabilizzazione viene raggiunta dopo qualche ciclo di stoccaggio, la stabilizzazione significa poter iniettare lo stesso volume che viene prodotto nel rispetto della pressione originaria di 302,9 Kg/cm<sup>2a</sup>.

Il comportamento della pressione di giacimento durante la fase di stoccaggio è raffigurato nella figura seguente:



#### 3.4.5.2 Comportamento dell'acquifero

Il comportamento dell'acquifero durante la fase di stoccaggio è raffigurato nella figura seguente:



### 3.4.5.3 Prestazione massima dello stoccaggio

La simulazione dello stoccaggio è stata effettuata secondo la modalità standard:

- Fase di erogazione nei 6 mesi invernali
- Fase di immissione nei 6 mesi estivi

La prestazione iniziale massima (massimo invaso) prevede una portata di gas di 6.272.000 Smc/g con  $\Delta p$  iniziale massimo del 35% e pressione iniziale di testa pozzo di 167,8 Kg/cm<sup>2a</sup>.

Si raggiunge immediatamente la stabilizzazione del ciclo.

A fine svasso la portata prevista è di 1.575.000 Smc/g con pressione dinamica > di 65 Kg/cm<sup>2a</sup>.

Nella fase di iniezione la pressione massima di testa in iniezione è di circa 271 Kg/cm<sup>2a</sup>, il  $\Delta p$  in iniezione non supera il 55%.

La portata minima soddisfa la portata minima per evitare autocolmatamento (130.000 Smc/g con FTHP di 65 Kg/cm<sup>2a</sup> e tbg 5")

### 3.4.5.4 Working gas, Cushion gas ed Efficienza

I parametri caratteristici dello stoccaggio sono espressi nella seguente tabella dove sono stati riportati il tempo in mesi la portata di gas in produzione/iniezione, la produzione/iniezione mensile, la cumulativa prodotta/iniettata, la pressione statica di giacimento, la pressione dinamica di fondo in produzione/iniezione, la pressione statica di testa pozzo, la pressione dinamica di testa pozzo in produzione/iniezione, il  $\Delta p$  di testa in produzione/iniezione e la portata di gas per pozzo in produzione/iniezione:

tempo (mesi)	qgas (Smc/g)	Gp mese (Smc)	Gp cum (Smc)	Ps (Kg/cm <sup>2a</sup> )	Pwf (Kg/cm <sup>2a</sup> )	STHP (Kg/cm <sup>2a</sup> )	FTHP (Kg/cm <sup>2a</sup> )	$\Delta P$ testa (%)	q pozzo (Smc/g)
<b>Fase di Erogazione</b>									
<b>0</b>	<b>6.271.588</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>302,9</b>	<b>206,4</b>	<b>257,3</b>	<b>167,8</b>	<b>34,8</b>	<b>783.949</b>
1	5.231.500	159	159	240,31	132,9	204,2	104,8	48,7	653.938
2	3.661.809	111	270	202,94	118,6	172,4	98,1	43,1	457.726
3	2.808.756	85	356	177,16	104,8	150,5	89,4	40,6	351.094
4	2.265.049	69	425	157,6	92,7	133,9	81,0	39,5	283.131
5	1.873.312	57	482	141,56	82,0	120,3	73,5	38,9	234.164
<b>6</b>	<b>1.575.082</b>	<b>48</b>	<b>529</b>	<b>128,16</b>	<b>72,8</b>	<b>108,9</b>	<b>66,9</b>	<b>38,5</b>	<b>196.885</b>
<b>Fase di Iniezione</b>									
<b>0</b>	<b>-6.271.588</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>128,2</b>	<b>72,8</b>	<b>108,9</b>	<b>223,4</b>	<b>105,2</b>	<b>-783.949</b>
1	-5.230.263	-159	-159	173,22	247,1	147,2	228,8	55,5	-653.783
2	-3.651.316	-111	-270	206,84	255,7	175,7	225,6	28,4	-456.414
3	-2.796.053	-85	-355	235,35	270,4	199,9	233,6	16,8	-349.507
4	-2.269.737	-69	-424	260,42	287,1	221,2	245,6	11,0	-283.717
5	-1.875.000	-57	-481	282,8	303,6	240,3	258,4	7,6	-234.375
<b>6</b>	<b>-1.578.947</b>	<b>-48</b>	<b>-529</b>	<b>303,01</b>	<b>319,6</b>	<b>257,4</b>	<b>271,4</b>	<b>5,4</b>	<b>-197.368</b>

La sintesi dei risultati viene espressa qui di seguito:

- **GIP gas in posto attuale (existing cushion) = 44 M Smc**
- **Volume immesso (Refill) = 674 M Smc**
- **Capacità massima del reservoir = 718 M Smc**
- **Working gas max = 529 M Smc**
- **Cushion gas totale = 189 M Smc**
- **Cushion gas (immesso) = 145 M Smc**
- **Efficienza dello stoccaggio = 73,68%**
- **Efficienza sul volume immesso = 78,48%**
- **Portata di punta ad inizio svaso = 6.272.000 Smc/g**
- **FTHP min > 65 Kg/cm2a**
- **In fase di iniezione la FTHP inj. max = 271,4 Kg/cm2a**

Saranno predisposte misure e controlli in modo da garantire l'esercizio dello stoccaggio in condizioni di assoluta sicurezza.

Il sistema di monitoraggio deve garantire la verifica in ogni istante delle condizioni di pressione e saturazione dei fluidi.

**Si prevede almeno un pozzo spia (W/O pozzo SB-1)** sarà completato in singolo con tbg 2 3/8" e sarà dotato di rilevatore continuo di pressione di fondo. Il rilevatore sarà posizionato in modo tale da lasciare libero il passaggio di strumenti a fondo pozzo.

Si prevede inoltre di utilizzare, chiudendoli alternativamente, i pozzi di stoccaggio per il monitoraggio nelle diverse aree del campo.

I controlli consistono essenzialmente nel rilievo continuo delle pressioni di testa e rilievo periodico delle pressioni di fondo e nella determinazione periodica delle saturazioni di fluido attraverso log in foro tubato di tipo log TDT o equivalenti. Questo controllo permetterà di definire il movimento dei fluidi all'interno del giacimento e scongiurare le eventuali fughe di gas laterali.

Nel pozzo esistente e disponibile SB-5 si dovrà verificare appena possibile l'esatta posizione del contatto GWC attraverso log in foro tubato log di tipo TDT o equivalente e verrà registrata una pressione statica questi due elementi permetteranno immediatamente la taratura del modello ipotizzato.

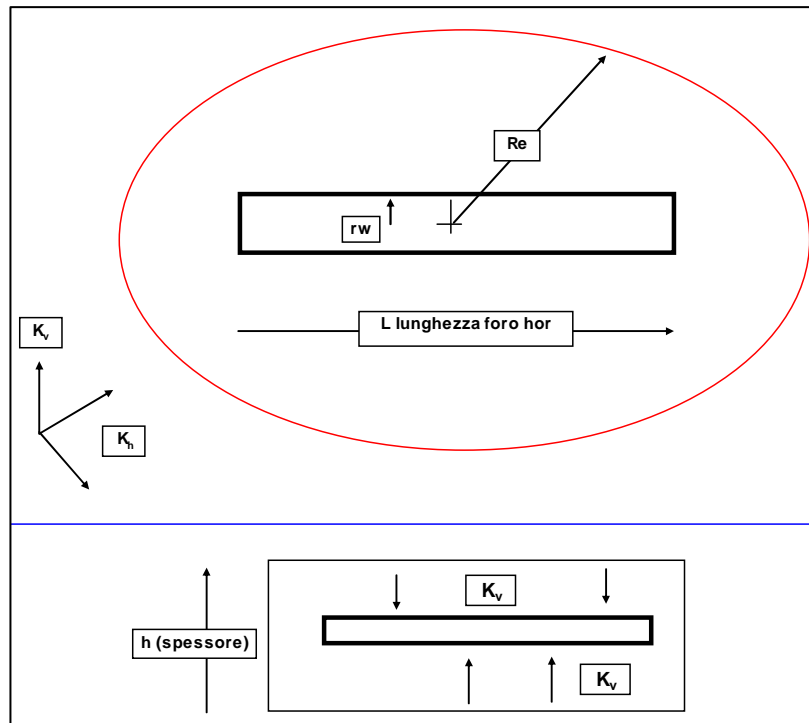
## **3.5 Dinamica del giacimento in fase di stoccaggio (ipotesi di sviluppo con pozzi orizzontali)**

### **3.5.1 Ipotesi di calcolo**

Al fine di ottimizzare il progetto di stoccaggio sono stati ipotizzati pozzi di sviluppo orizzontali con le seguenti caratteristiche:

- Spessore del livello (MP1+MP1z) = 62 metri
- Raggio del foro orizzontale = 10 cm (foro da 8 1/2")
- Lunghezza max del foro orizzontale L = 500 metri
- Permeabilità radiale o orizzontale  $K_h = 6,125$  mD
- Permeabilità verticale  $K_v = 1/5 K_h = 1,225$  mD

Lo schema e le equazioni per il calcolo della produttività  $C_h$  (produttività pozzo orizzontale) sono presentati qui di seguito:



Obiettivo del calcolo è quello di valutare il rapporto  $C_h/C_v$  cioè il rapporto fra la capacità produttiva di un pozzo orizzontale e quella di un pozzo verticale a parità di permeabilità radiale  $K_h$ , spessore del livello  $h$  e raggio di drenaggio  $Re$ .

Le equazioni per il calcolo del rapporto  $C_h/C_v$  sono presentate qui di seguito:

$$\beta = \left( \frac{K_h}{K_v} \right)^{0,5}$$

$$a = \frac{L}{2} \left[ 0,5 + \left( 0,25 + \left( \frac{Re}{0,5L} \right)^4 \right)^{0,5} \right]^{0,5}$$

$$\frac{C_h}{C_v} = \frac{Ln \frac{Re}{rw}}{Ln \left[ a + \left( a^2 - \left( \frac{L}{2} \right)^2 \right)^{0,5} + \frac{\beta h}{L} Ln \left( \frac{\beta h}{2rw} \right) \right]} \frac{L}{2}$$

Sulla base dei parametri assunti risulta un rapporto  $C_h/C_v = 2,53$

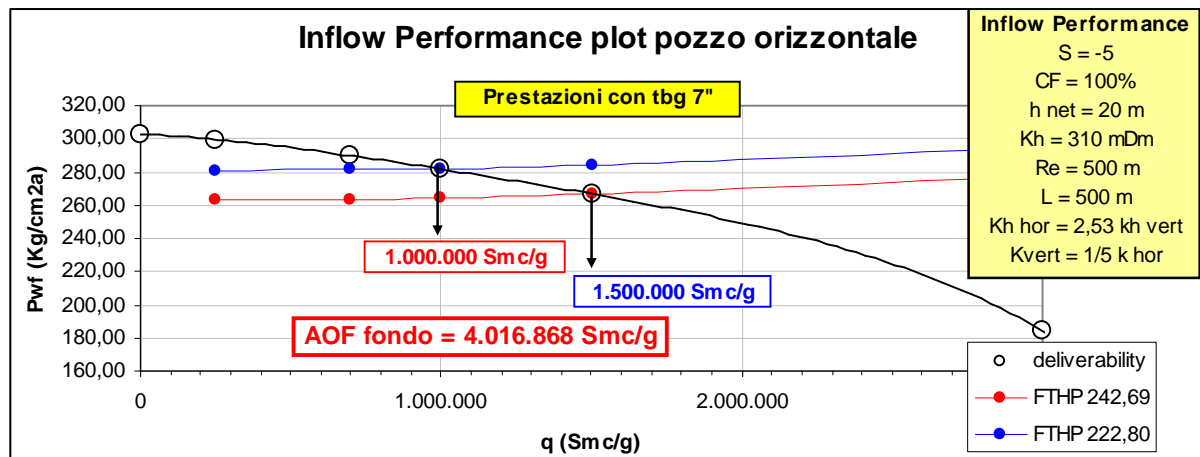


Questo significa che a parità di caratteristiche geometriche e petrofisiche del reservoir un pozzo orizzontale ha una capacità produttiva di **2,53 volte** quella di un pozzo verticale o deviato.

Il beneficio si annulla per lunghezza del foro orizzontale < di 100 metri.

### 3.5.2 Inflow performance del pozzo tipo orizzontale

Il calcolo della Inflow Performance di fondo del pozzo tipo orizzontale è presentata nella figura seguente:



**Risulta un AOF di fondo di 4.016.868 Smc/g**

Nel grafico sono rappresentate le prestazioni per 2 portate con tbg di 7". Sulla base delle perdite di carico nel tbg da 7" sono state determinate le prestazioni di testa pozzo.

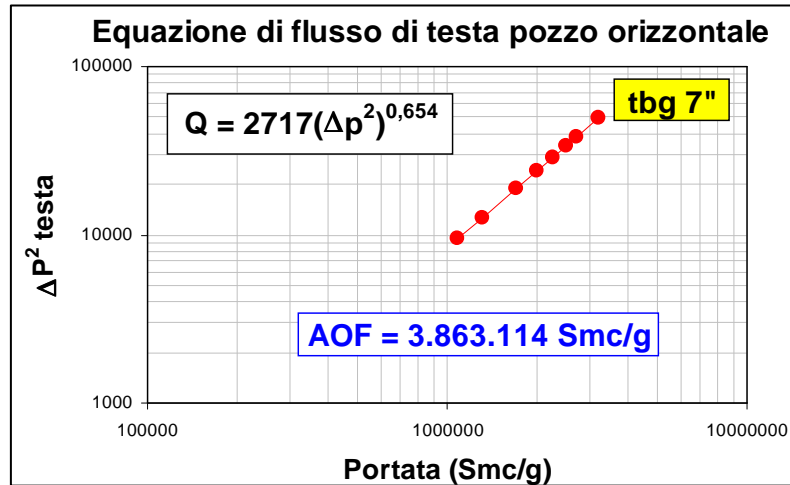
La scelta del tbg da 7" deriva dai seguenti fatti:

- E' un diametro sufficientemente grande per le portate attese < di 2.000.000 Smc/g applicando un  $\Delta p$  max di testa pozzo del 20%
- E' sufficientemente piccolo per evitare l'autocolmatamento del pozzo quando la portata si riduce a fine svaso con possibile presenza di liquido (portata minima per il trascinarsi a giorno dei liquidi con FTHP min > di 70 Kg/cm<sup>2</sup> risulta > di 265.000 Smc/g)

### 3.5.3 Erogabilità di testa del pozzo tipo orizzontale

Sulla base delle prestazioni di fondo pozzo è stata calcolata l'erogabilità di testa del pozzo tipo orizzontale attraverso il calcolo delle perdite di carico fra fondo pozzo e testa pozzo in base alla lunghezza media del tbg di produzione, alla rugosità del tbg, alla densità del fluido, alla temperatura media e in base al diametro del tbg scelto 7".

Le prestazioni di testa pozzo sono presentate nella figura seguente:



**Risulta un AOF di testa di 3.863.114 Smc/g**

Le prestazioni in funzione del Δp di testa sono presentate nella tabella seguente:

Q gas (Smc/g)	FTHP (Kg/cm2a)	ΔP fraz.
1079825	238,48	0,07
1304138	231,76	0,10
1700582	217,72	0,15
1980665	206,01	0,20
2249985	193,13	0,25
2487275	180,26	0,30
2697878	167,38	0,35
3200702	128,76	0,50

La portata di gas max realizzabile inizialmente (STHP = STHPi) risulta di 1.981.000 Smc/g con Δp max del 20% e pressione dinamica iniziale di testa pozzo di 206 Kg/cm2a.

### 3.5.4 Ricostituzione del gas in posto e working gas secondo la legge di mercato

#### 3.5.4.1 Prestazioni e parametri dello stoccaggio

Lo sviluppo per la trasformazione a stoccaggio nell'ipotesi di considerare pozzi orizzontali può essere realizzato con **3 nuovi pozzi orizzontali** perforati dal CLUSTER "B".

I pozzi orizzontali saranno completati in singolo convenzionale open hole con tbg da 7". Sfruttando il modello che ha ricostruito la past history è stato simulato il comportamento della pressione di giacimento e il comportamento dell'acquifero durante la fase di riempimento (Refill).

Il vincolo di pressione assunto è  $P_{max} = P_i = 302,9 \text{ Kg/cm}^2\text{a} @ 2456 \text{ m ssl}$ .

La pressione di giacimento prevista a fine forecast (31-12-2009) è di 87,75 Kg/cm2a, esiste quindi ampio margine prima di raggiungere la pressione originaria.

La modalità di immissione nel rispetto della pressione originaria è la seguente:

Anno	Volumi annuali			Ps min fondo (Kg/cm2a)	FTHPmin (Kg/cm2a)	Volumi cumulativi			$\Delta p$ max testa (Kg/cm2a)
	Imnesso (M Smc)	Estratto (M Smc)	Bilancio (M Smc)			Imnesso (M Smc)	Estratto (M Smc)	Bilancio (M Smc)	
1	295	100	195	142,8	117,8	295	100	195	16,0
2	476	425	51	156,7	100,2	771	525	246	31,2
3	425	427	-2	155,9	99,0	1196	952	244	31,8
4	430	430	0	155,8	98,5	1626	1382	244	32,1
5	430		430	302,5	259,9	2056	1382	674	

Lo svaso durante la regimazione è regolato dalla legge di mercato attualmente vigente.

**La legge di mercato e i vincoli di portata rispettati sono i seguenti:**

Legge di mercato		
------------------	--	--

Mese	WG (%)	vincoli di q gas
Ottobre	0	
Novembre	10	
Dicembre	29	
Gennaio	31	(*)
Febbraio	19	
Marzo	11	(**)
<b>Totale</b>	<b>100</b>	

(*) q gas = $(WG/150 \text{ g}) \cdot 1,5$ (portata richiesta al 70% di WG)
--------------------------------------------------------------------------------

(**) q gas = $WG/150 \text{ g}$ (portata richiesta a fine svaso)
---------------------------------------------------------------------

La portata max di iniezione di campo è di circa 4.276.000 Smc/g, la FTHP max inj. di circa 271,8 Kg/cm2a e  $\Delta p$  di iniezione max < del 25%.

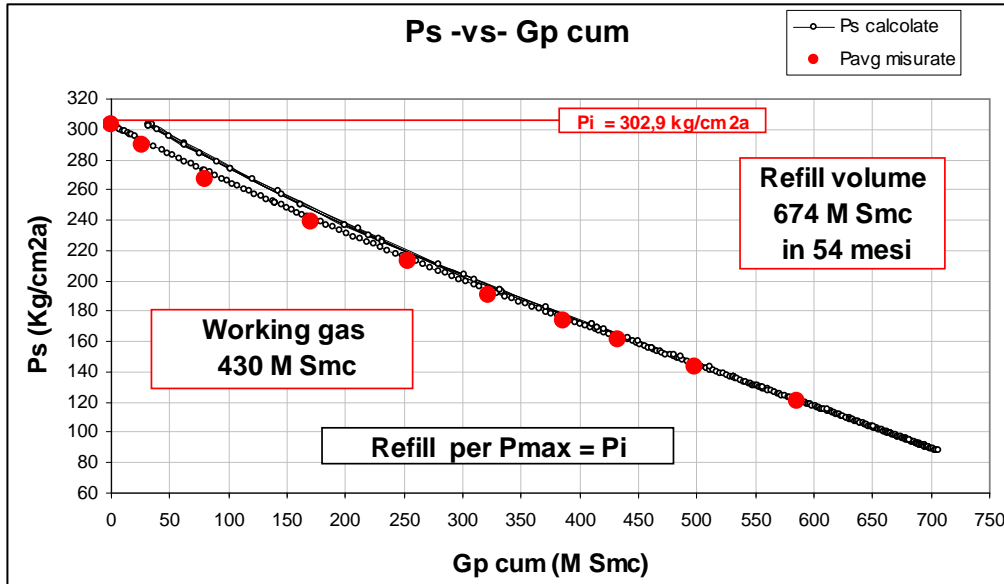
Il volume totale netto immesso è di 674 M Smc in 54 mesi. Nello stesso periodo è stato immesso un volume cumulativo di 2056 M Smc ed è stato prodotto un volume di 1382 M Smc.

Il **working gas reale** risulta stabilizzato a **430 M Smc** con portata massima di 4.300.000 Smc/g, pressione minima dinamica di testa di 98 Kg/cm2a e  $\Delta p$  max di testa < del 35%.

Il cushion gas immesso è di 244 M Smc, il cushion gas totale è di 288 M Smc, la massima capacità è di 718 M Smc, l'efficienza reale è del 59,89%, l'efficienza sul volume immesso è del 63,8%.

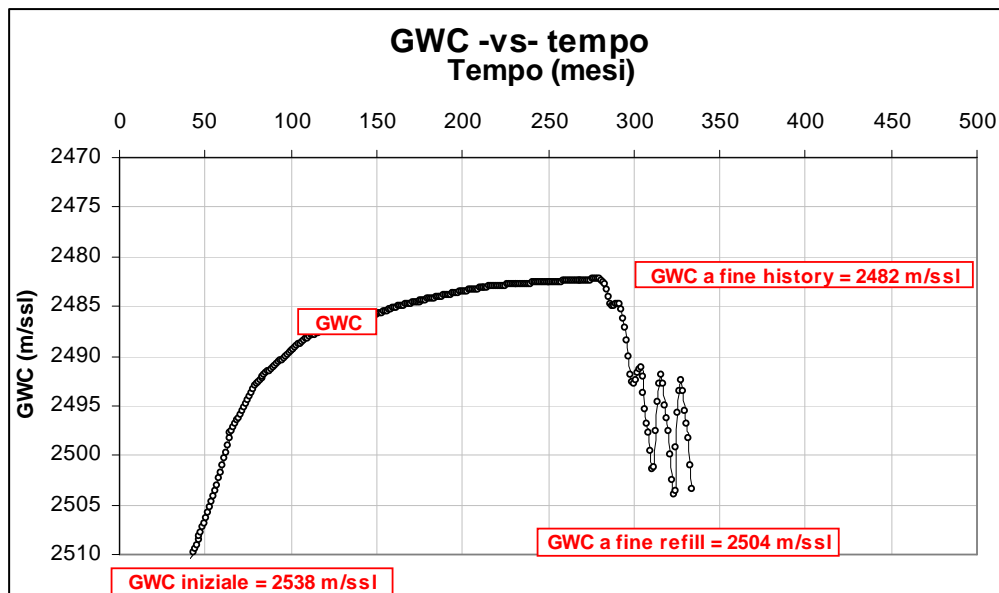
### 3.5.4.2 Comportamento della pressione di giacimento

Il comportamento della pressione di giacimento è presentato nella figura seguente:



### 3.5.4.3 Comportamento dell'acquifero

Il comportamento dell'acquifero è presentato nella figura seguente:

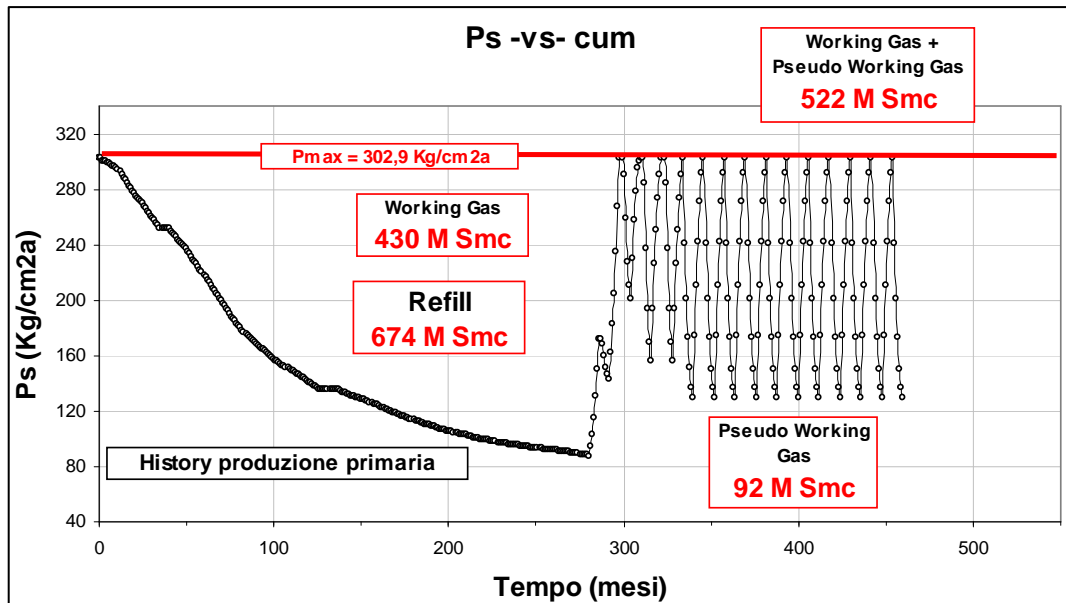


L'acquifero dalla posizione originaria a 2538 mssl si è portato a 2482 m ssl a fine produzione primaria, il riempimento ha abbassato l'acquifero a 2504 m ssl.

### 3.5.5 Simulazione della massima prestazione

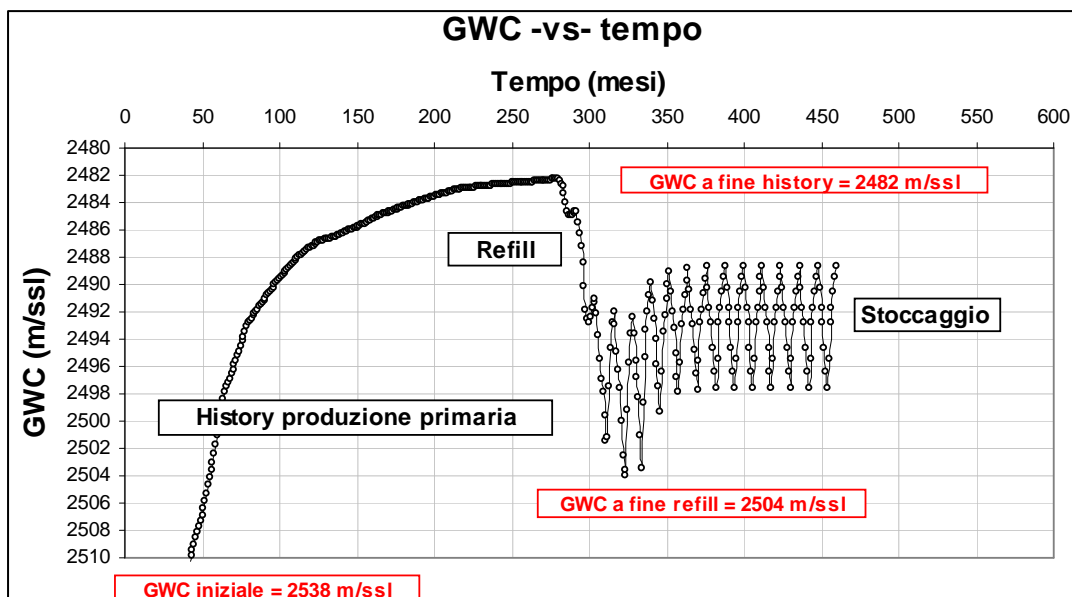
#### 3.5.5.1 Comportamento della pressione di giacimento

In questa fase viene simulata la fase di stoccaggio seguendo il criterio di massima prestazione sia in fase di produzione che in fase di iniezione. Il ciclo di stoccaggio (produzione/iniezione) prevede l'iniezione nei 6 mesi estivi e la produzione nei 6 mesi invernali. Il comportamento della pressione di giacimento durante la fase di stoccaggio è raffigurato nella figura seguente:



#### 3.5.5.2 Comportamento dell'acquifero

Il comportamento dell'acquifero durante la fase di stoccaggio è raffigurato nella figura seguente:



### 3.5.5.3 Prestazione massima dello stoccaggio

La simulazione dello stoccaggio è stata effettuata secondo la modalità standard:

- Fase di erogazione nei 6 mesi invernali
- Fase di immissione nei 6 mesi estivi

La prestazione iniziale massima (massimo invaso) prevede una portata di gas di 5.942.000 Smc/g con  $\Delta p$  iniziale massimo < del 20% e pressione iniziale di testa pozzo di 205,9 Kg/cm<sup>2a</sup>.

Si raggiunge immediatamente la stabilizzazione del ciclo.

A fine svasso la portata prevista è di 822.000 Smc/g con pressione dinamica > di 99 Kg/cm<sup>2a</sup>.

Nella fase di iniezione la pressione massima di testa in iniezione è di circa 259 Kg/cm<sup>2a</sup>, il  $\Delta p$  in iniezione non supera il 40%.

La portata minima è al limite della portata minima per evitare autocolmatamento (300.000 Smc/g con FTHP di 90 Kg/cm<sup>2a</sup> e tbg 7")

### 3.5.5.4 Working gas, Cushion gas ed Efficienza

I parametri caratteristici dello stoccaggio sono espressi nella seguente tabella dove sono stati riportati il tempo in mesi la portata di gas in produzione/iniezione, la produzione/iniezione mensile, la cumulativa prodotta/iniettata, la pressione statica di giacimento, la pressione dinamica di fondo in produzione/iniezione, la pressione statica di testa pozzo, la pressione dinamica di testa pozzo in produzione/iniezione, il  $\Delta p$  di testa in produzione/iniezione e la portata di gas per pozzo in produzione/iniezione:

tempo (mesi)	qgas (Smc/g)	Gp mese (Smc)	Gp cum (Smc)	Ps (Kg/cm <sup>2a</sup> )	Pwf (Kg/cm <sup>2a</sup> )	STHP (Kg/cm <sup>2a</sup> )	FTHP (Kg/cm <sup>2a</sup> )	$\Delta P$ testa (%)	q pozzo (Smc/g)
<b>Fase di Erogazione</b>									
0	<b>5.941.994</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>302,9</b>	<b>248,4</b>	<b>257,3</b>	<b>205,9</b>	<b>20,0</b>	<b>1.980.665</b>
1	5.131.579	156	156	240,9	183,6	204,7	151,1	26,2	1.710.526
2	3.881.579	118	274	201,14	154,7	170,9	129,5	24,2	1.293.860
3	3.125.000	95	369	172,92	132,3	146,9	112,5	23,4	1.041.667
4	2.565.789	78	447	150,74	114,4	128,1	99,0	22,7	855.263
5	1.644.737	50	497	136,79	114,6	116,2	100,8	13,3	548.246
6	<b>822.368</b>	<b>25</b>	<b>522</b>	<b>129,67</b>	<b>119,5</b>	<b>110,2</b>	<b>104,8</b>	<b>4,9</b>	<b>274.123</b>
<b>Fase di Iniezione</b>									
0	<b>-5.941.994</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>129,67</b>	<b>119,5</b>	<b>110,2</b>	<b>189,7</b>	<b>72,2</b>	<b>-1.980.665</b>
1	-5.131.579	-156	-156	173,95	185,2	147,8	202,2	36,8	-1.710.526
2	-3.881.579	-118	-274	209,99	221,4	178,4	210,4	17,9	-1.293.860
3	-3.125.000	-95	-369	242,32	252,2	205,9	226,5	10,0	-1.041.667
4	-2.565.789	-78	-447	271,5	279,8	230,7	244,5	6,0	-855.263
5	-1.644.737	-50	-497	291,81	297,7	247,9	254,6	2,7	-548.246
6	<b>-822.368</b>	<b>-25</b>	<b>-522</b>	<b>302,35</b>	<b>305,7</b>	<b>256,9</b>	<b>259,1</b>	<b>0,9</b>	<b>-274.123</b>

La sintesi dei risultati viene espressa qui di seguito:

- **GIP gas in posto attuale (existing cushion) = 44 M Smc**
- **Volume immesso (Refill) = 674 M Smc**
- **Capacità massima del reservoir = 718 M Smc**
- **Working gas max = 522 M Smc**
- **Cushion gas totale = 196 M Smc**
- **Cushion gas (immesso) = 152 M Smc**
- **Efficienza dello stoccaggio = 72,7%**
- **Efficienza sul volume immesso = 77,4%**
- **Portata di punta ad inizio svaso = 5.942.000 Smc/g**
- **FTHP min > 90 Kg/cm2a**
- **In fase di iniezione la FTHP inj. max = 259 Kg/cm2a**

Saranno predisposte misure e controlli in modo da garantire l'esercizio dello stoccaggio in condizioni di assoluta sicurezza.

Il sistema di monitoraggio deve garantire la verifica in ogni istante delle condizioni di pressione e saturazione dei fluidi.

**Si prevede almeno un pozzo spia (W/O pozzo SB-1)** sarà completato in singolo con tbg 2 3/8" e sarà dotato di rilevatore continuo di pressione di fondo. Si prevede inoltre di utilizzare, chiudendoli alternativamente, i pozzi di stoccaggio per il monitoraggio nelle diverse aree del campo.

### 3.6 Comparazione dei risultati (sviluppo convenzionale e sviluppo con pozzi orizzontali)

La comparazione dei principali risultati è stata espressa nelle tabelle seguenti:

Ipotesi di Sviluppo	Regimazione- legge di mercato					N. pozzi
	WG legge di mercato (MSmc)	Cushion gas totale (MSmc)	Filled Cushion gas (MSmc)	Efficienza reale (%)	Portata di punta in regimazione (Smc/g)	
Convenzionale	350	368	324	48,75	3.500.000	8
Pozzi orizzontali	430	288	244	59,89	4.300.000	3 hor

Ipotesi di Sviluppo	Prestazioni massime					N. pozzi
	WG max (MSmc)	Cushion gas min (MSmc)	Filled Cushion gas min (MSmc)	Efficienza reale (%)	Portata di punta massima (Smc/g)	
Convenzionale	529	189	145	73,68	6.272.000	8
Pozzi orizzontali	522	196	152	72,70	5.942.000	3 hor

#### Vantaggi dello sviluppo attraverso pozzi orizzontali

**Nella fase di regimazione** si dispone di un maggior volume di working gas con riduzione del cushion gas immesso, la portata di punta è superiore di 800.000 Smc/g, i nuovi pozzi da 8 si riducono a 3 e l'efficienza passa dal 48,7% al 59,9%.

**Nella fase di prestazione massima** le caratteristiche e le prestazioni sono equivalenti nell'ipotesi di raggiungere la stessa pressione minima di giacimento (128-130 Kg/cm2a) e con riduzione dei pozzi da 8 convenzionali a 3 orizzontali.

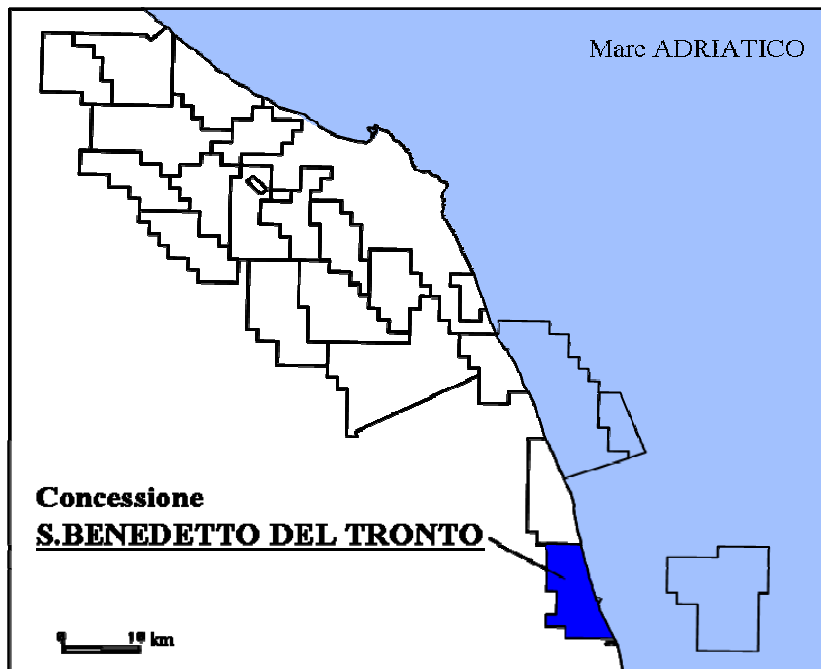
# Indice Allegati

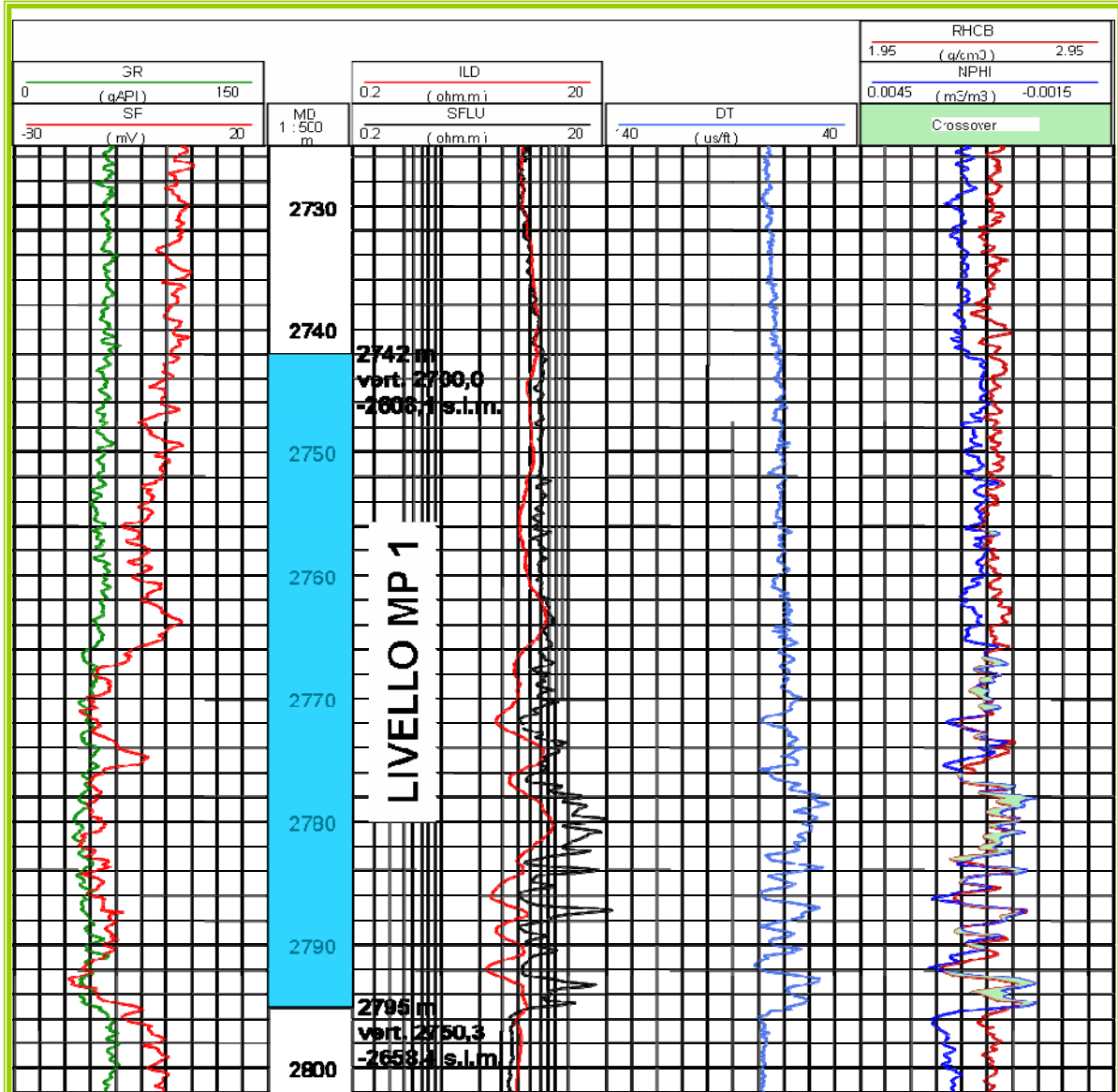
- All.01 Carta Indice
- All.02 Log pozzo SB-1 livello MP1z, MP1
- All.03 Log pozzo SB-5 livello MP1z, MP1
- All.04 Sezione geologica pozzi SB-1, SB-5
- All.05 Linea sismica AP 312 77 (Stack)
- All.06 Linea sismica AP 359 81 (Stack)
- All.07 Mappa in isobate top reservoir
- All.08 Schema di completamento pozzi SB-1 e SB-5
- All.09 Parametri caratteristici dei livelli "Alternanze" della F.ne Cellino
- All.10 Comportamento produttivo "Alternanze" pozzo SB-1
- All.11 Distribuzione Vp -vs- h, calcolo del GOIP statico livelli MP1z, MP1
- All.12 Caratterizzazione dei fluidi e della roccia
- All.13 Relazione STHP -vs- Ps
- All.14 Well data, well history e production test
- All.15 Comportamento della pressione misurata
- All.16 Produzione storica livello MP1 e MP1z
- All.17 Grafici produzione storica livello MP1 e MP1z
- All.18 Material Balance – Ricerca dei parametri più probabili G,  $\alpha$ , C, RD
- All.19 Calcoli di Material Balance (MP1+MP1z) (Diagnostic plot)
- All.20 Calcoli di Material Balance (MP1) (Diagnostic plot)
- All.21 Calcoli di Material Balance (MP1z) (Diagnostic plot)
- All.22 Pressure History Match
- All.23 Grafici di History Match
- All.24 Forecast livello MP1
- All.25 Bilancio volumetrico (alla fine del forecast)
- All.26 Inflow Performance pozzo tipo (Sviluppo Convenzionale)
- All.27 Well Head Deliverability pozzo Tipo (Sviluppo Convenzionale)
- All.28 Minimum Gas Rate to liquid lift (in funzione di FTHP e  $\phi$  tubing)
- All.29 Fase di ricostituzione e Working Gas (Sviluppo Convenzionale)
- All.30 Sommario Risultati (Sviluppo Convenzionale)
- All.31 Grafici di ricostituzione (Sviluppo Convenzionale)
- All.32 Schema di completamento (Sviluppo Convenzionale)
- All.33 Grafico 1 - Simulazione dello stoccaggio (Sviluppo Convenzionale)
- All.34 Grafico 2 - Simulazione dello stoccaggio (Sviluppo Convenzionale)
- All.35 Prestazioni del ciclo di stoccaggio (Sviluppo Convenzionale)
- All.36 Mappa di top – Ubicazione pozzi (Sviluppo Convenzionale)
- All.37 Risultati studio di giacimento e di stoccaggio (Sviluppo Convenzionale)
- All.38 Produttività pozzi orizzontali
- All.39 Inflow Performance pozzo tipo (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.40 Well Head Deliverability pozzo Tipo (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.41 Fase di ricostituzione e Working Gas (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.42 Sommario Risultati (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.43 Grafici di ricostituzione (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.44 Schema di completamento (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.45 Grafico 1 - Simulazione dello stoccaggio (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.46 Grafico 2 - Simulazione dello stoccaggio (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.47 Prestazioni del ciclo di stoccaggio (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.48 Mappa di top – Ubicazione pozzi (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.49 Risultati studio di giacimento e di stoccaggio (Sviluppo con pozzi orizzontali)
- All.50 Comparazione dei risultati (Sviluppo convenzionale - pozzi orizzontali)

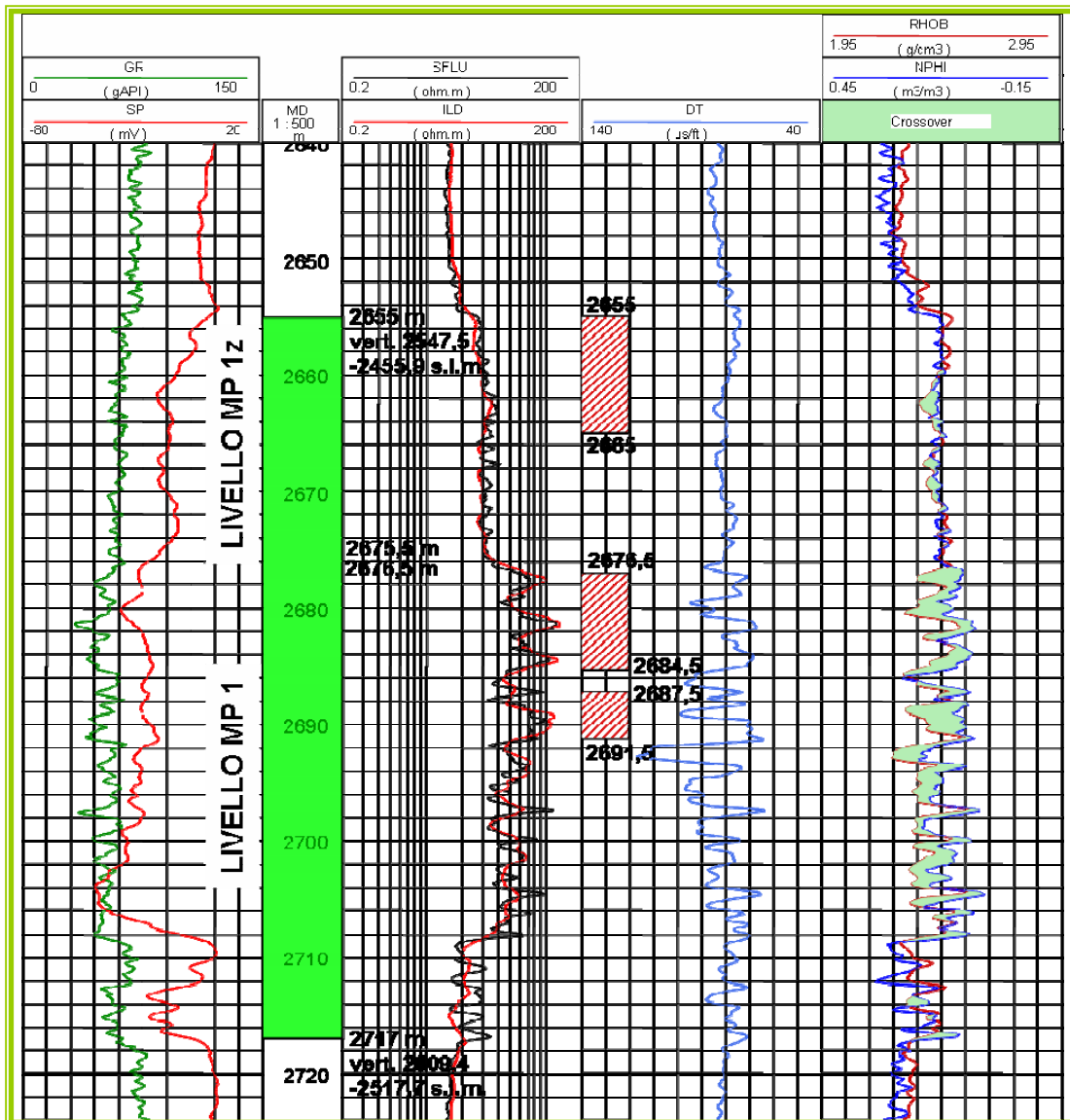


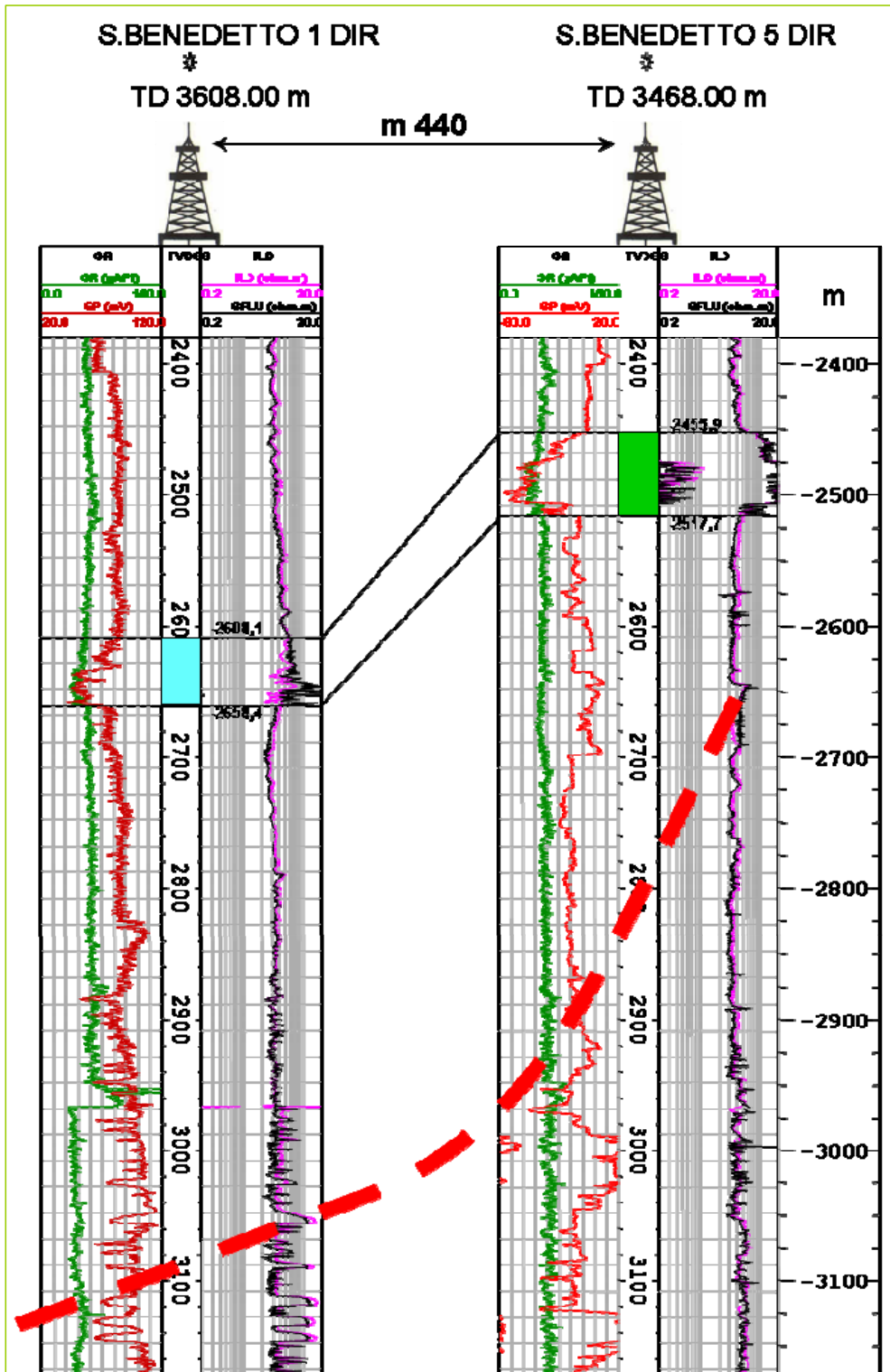


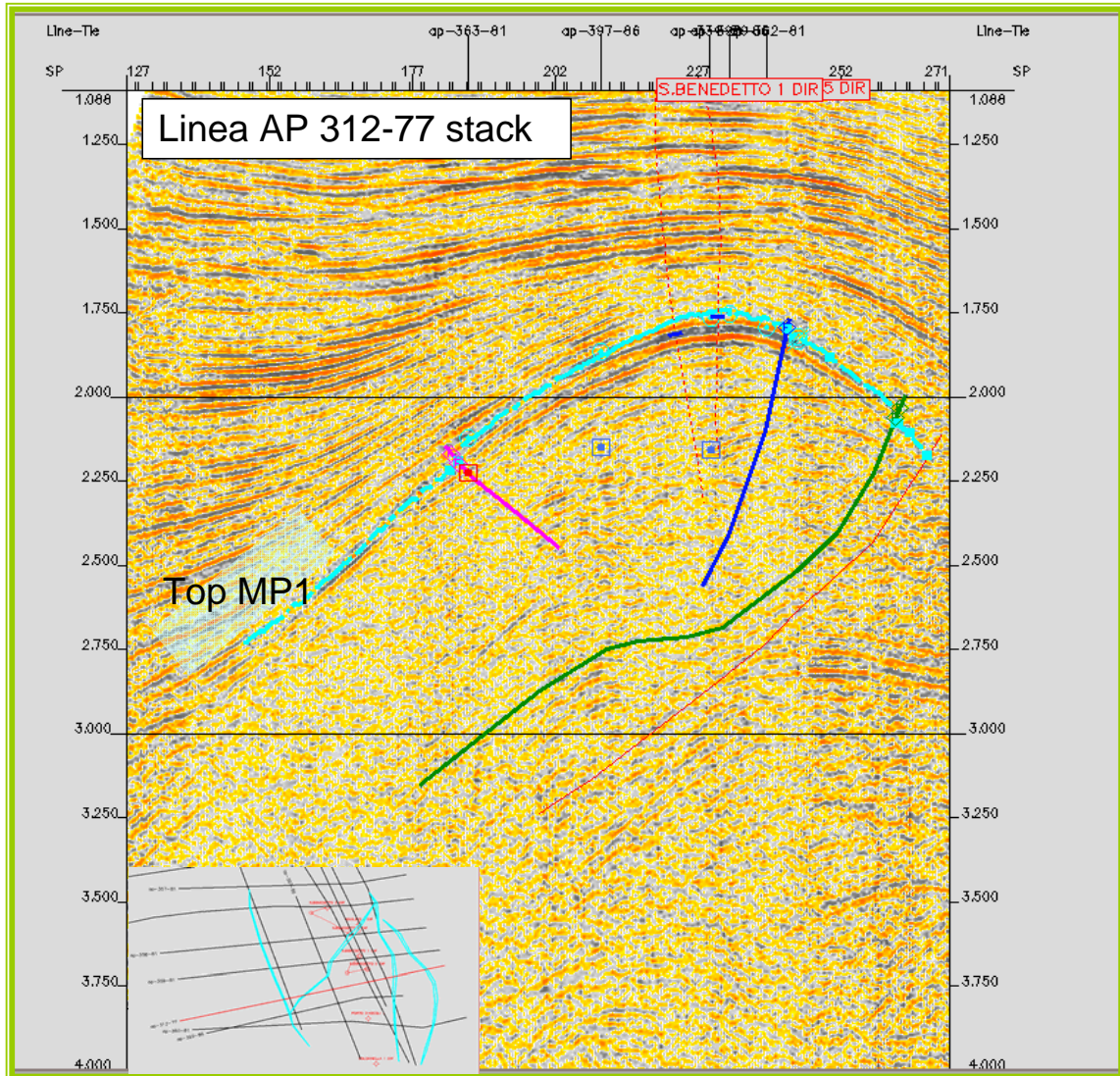
**Carta Indice**













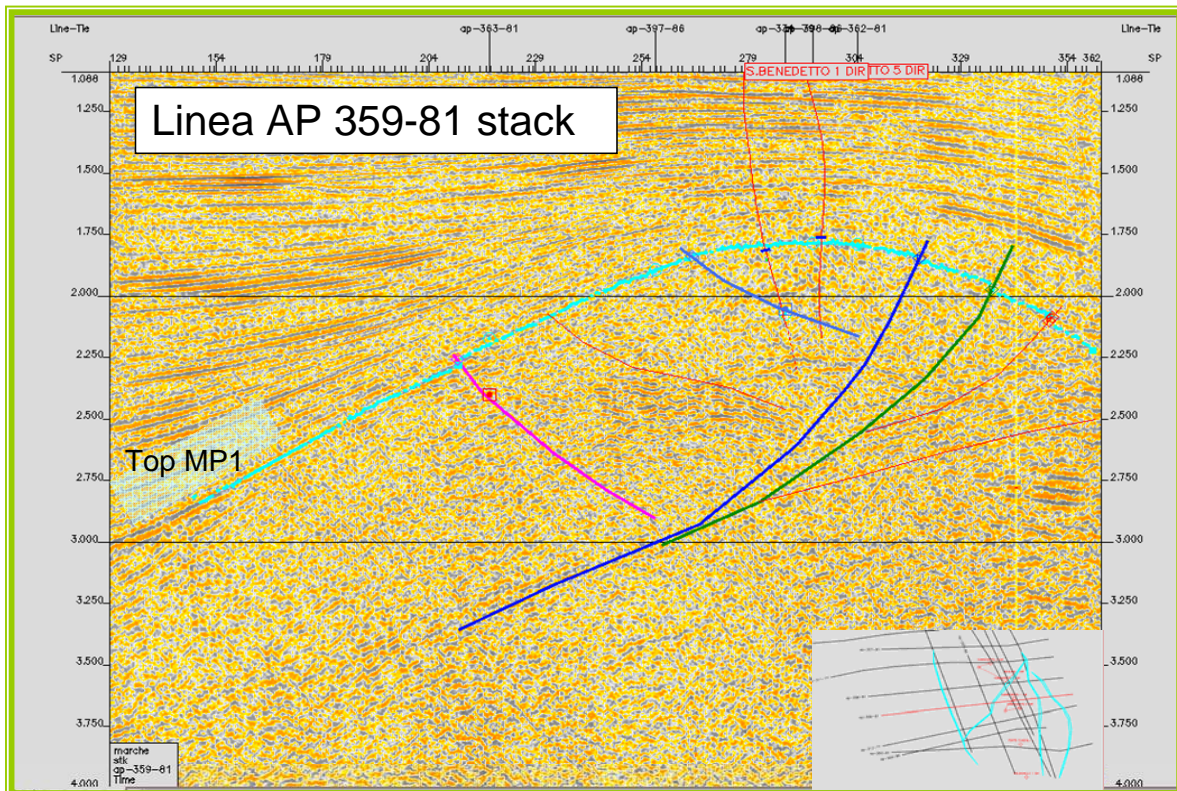
# Linea sismica AP 359 81

Linea stack

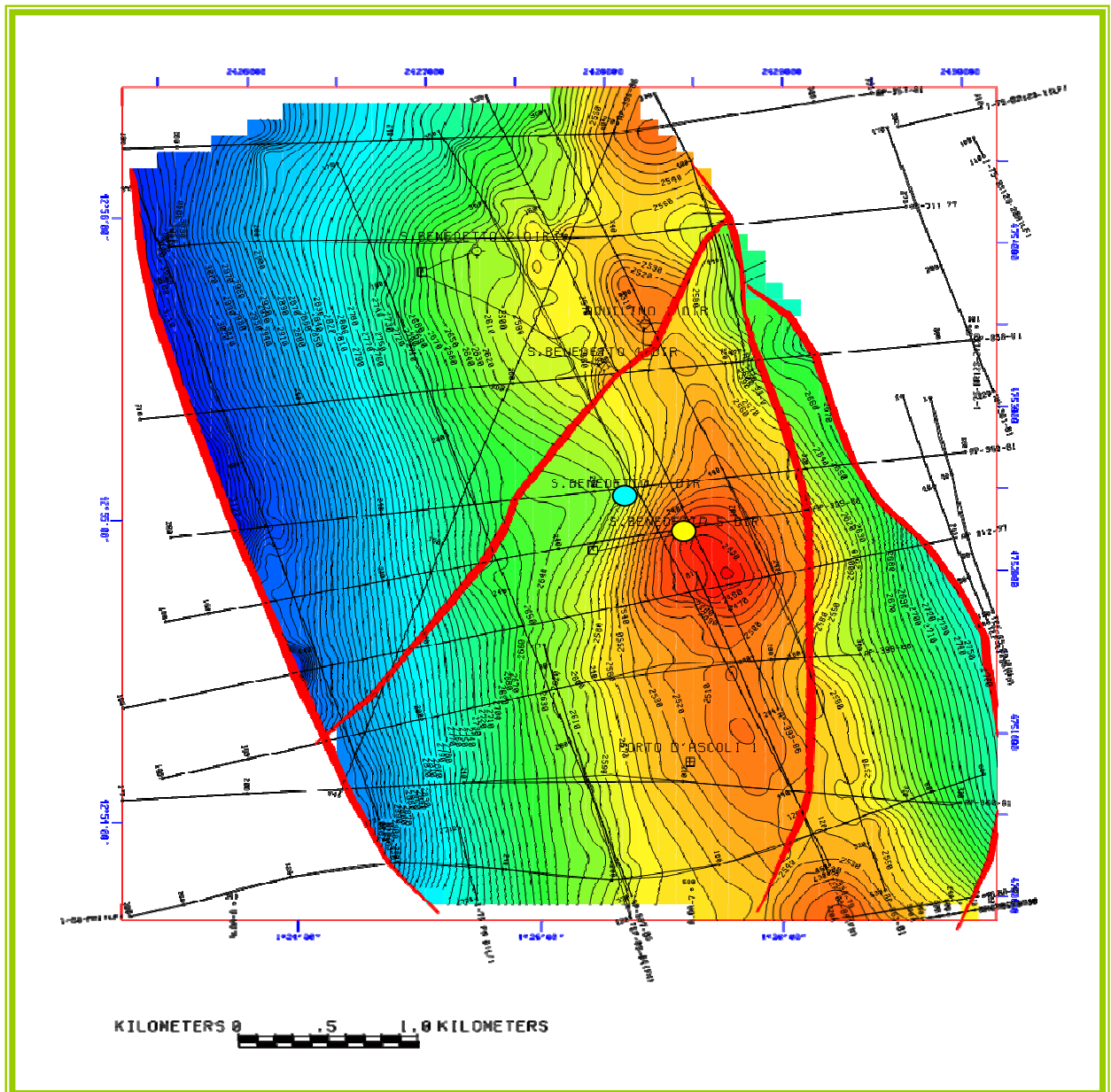
"MP1+Mp1z"

All.06

S.Benedetto

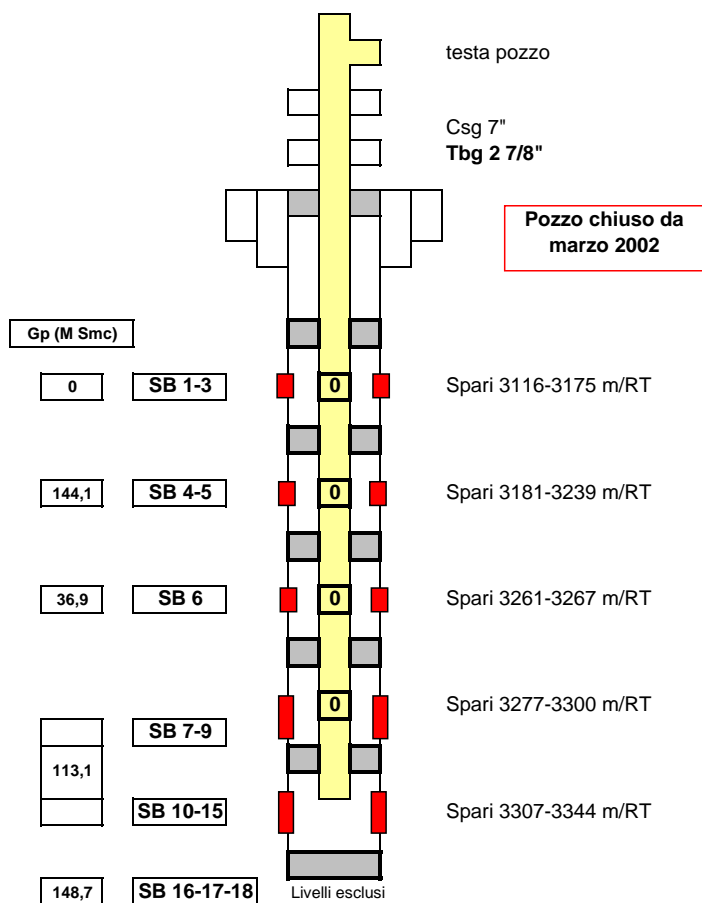


- pozzo SB-5 in produzione su MP1 (MP1z chiuso da febbraio 2000)
- pozzo SB-1 aperto nelle alternanze SB -Cellino (chiuso dal marzo 2000)

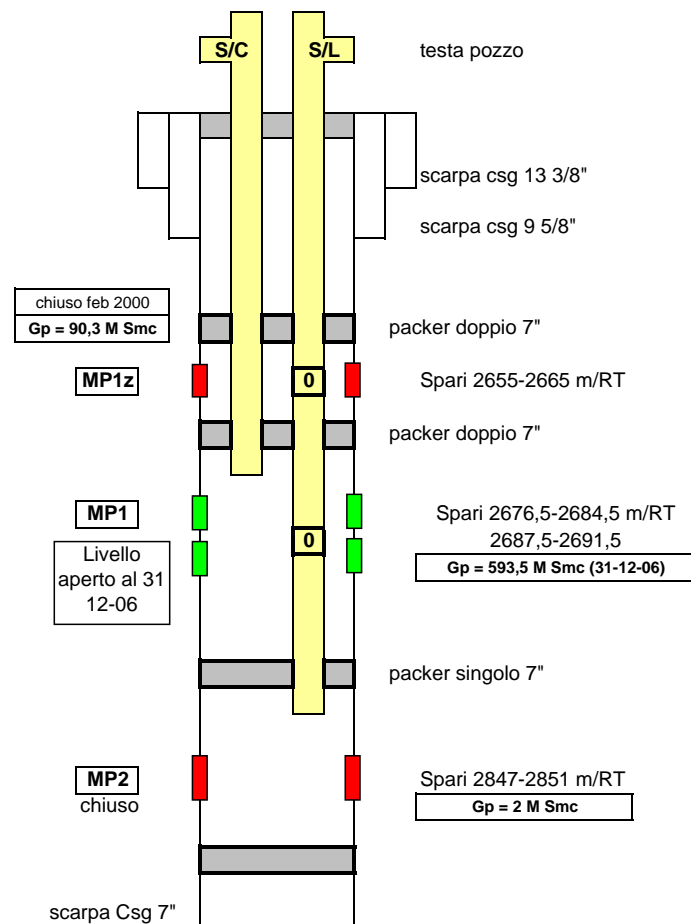


**SB-1 Completamento singolo Tbg 2 7/8"**

Completamento sui livelli profondi "Alternanze" F.ne Cellino



**SB-5 Completamento doppio Tbg 2 3/8"**





I livelli "Alternanze" della F.ne CELLINO sono stati coltivati dal pozzo SB-1.  
Il pozzo SB-1 è stato oggetto di due interventi W/O nel 1989 e nel 1996/97, attualmente è completato in singolo con diverse selezioni e tbg 2 7/8".

La formazione CELLINO di origine torbiditica è costituita da fitte alternanze sabbia-argilla.

**Parametri geometrici e petrofisici**

range di porosità = 12---17%  
range di N/G = 8---71%  
range di Sw = 51---68%  
spessori = 24---69 m  
profondità = 2840--3190 m ssl  
pressione originaria Pi = 492,7---495 Kg/cm2a  
permeabilità dell'ordine di 1 mD

**GOIP, gas prodotto, date e motivo delle chiusure**

Livello	GOIP st. (M Smc)	GOIP din. (M Smc)	Gp (M Smc)	Data di chiusura	Motivo di chiusura
SB 1-3	152		0		
SB 4-5	329	220	144	2000	pareggio
SB 6	126	67	37	1989	pareggio
SB 7-9	183	96	113	2002	pareggio
SB 10-15	136	70			
SB 16-17-18	166	220	149	1996	pareggio
<b>Totali</b>	<b>1092</b>	<b>672</b>	<b>443</b>		

**Considerazioni**

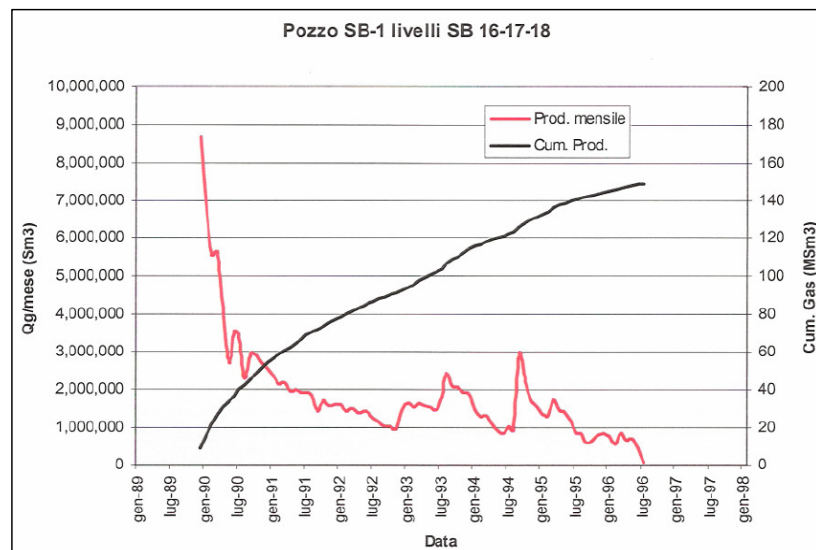
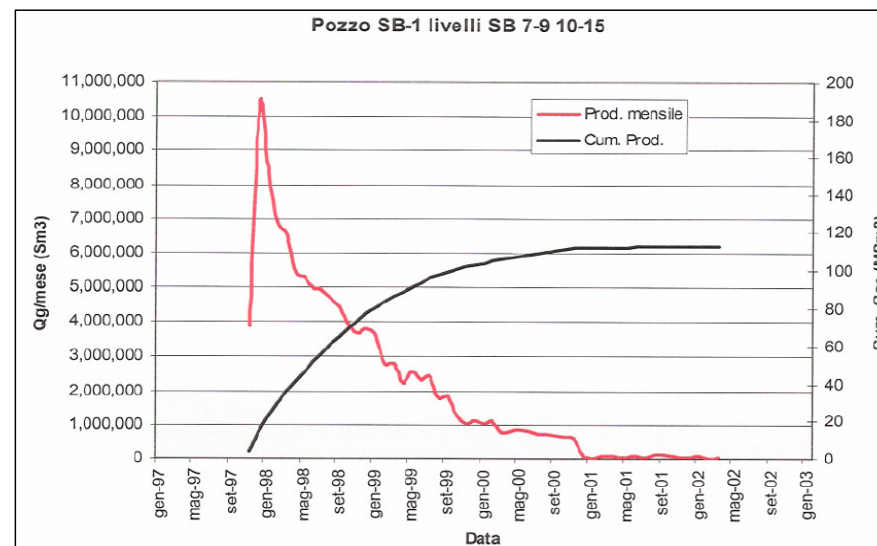
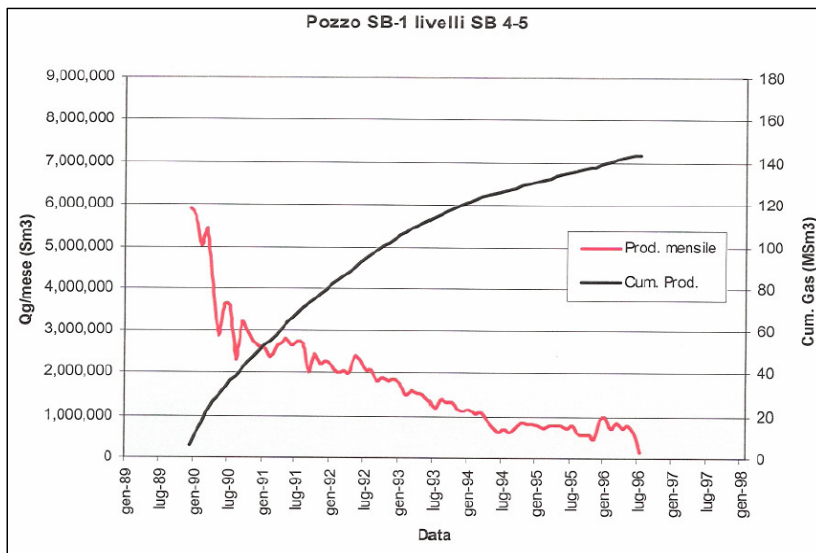
I livelli sono caratterizzati da buone portate di punta iniziali che non vengono mantenute con rapido declino fino al pareggio per autocolmatamento.  
Il fenomeno è tipico in formazioni con alta percentuale di argilla e in sovrappressione (gradiente idraulico dei pori 0,17 Kg/cm2/m).  
Il problema di queste formazioni è che l'elevata percentuale di argilla (roccia plastica) resta deformata a seguito di forti Δp causati dalla produzione. La reiniezione non riporta la roccia a condizioni originarie (deformazione plastica).

Il meccanismo di produzione è per semplice espansione o debole water drive.

Tenuto conto della litologia, delle elevate pressioni, e delle scadenti prestazioni non si ritiene possano essere candidati idonei alla trasformazione in stoccaggio.

## Comportamento produttivo "Alternanze" F.ne Cellino

### Pozzo SB-1



Le portate iniziali variano per i diversi livelli fra 200.000 Smc/g e oltre 300.000 Smc/g, come si può osservare dai grafici il declino nel tempo è rapido, non risulta possibile stabilizzare le portate.

Vp -vs- h		
Isobata (m/ssl)	h (m)	Vp/Vtot (fraz.a 1)
2538	0	0,00
2515	23	0,03
2498	40	0,10
2493	45	0,15
2488	50	0,25
2485	53	0,35
2483	55	0,45
2482	56	0,85
2476	62	0,96
2456	82	1,00

Geometria spari		
Pozzo	spari (m ssl)	Livello
SB-5 SS/L	2456-2466	MP1z
SB-5 S/C	2478-2492	MP1

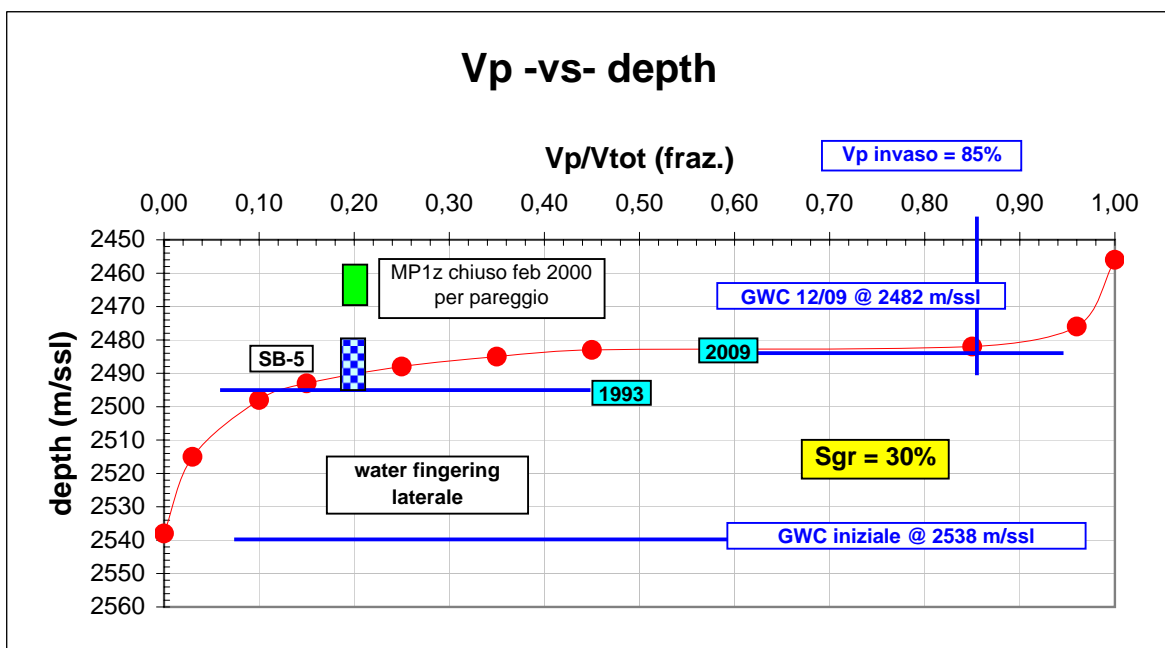
intervallo 2456-2518 m ssl (GDT)

GDT @ 2518 mssl (pozzo SB-5)  
GWC ipotizzato @ 2538 mssl  
WUT @ 2608 mssl (pozzo SB-1)

**GOIP al GDT del pozzo SB-5 = 496 MSmc (190 MSmc MP1z, 306 MSmc MP1)**

**Parametri petrofisici e calcolo del GOIP statico**

GOIP al GWC @ 2538 mssl						
Livello	GBV (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	φ (%)	Swi (%)	N/G (%)	Bgi (m <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	GOIP (M Sm <sup>3</sup> )
"MP1z"	32,5	14,2	68,2	40,2	0,00373	158
"MP1"	31,9	18,9	30,5	75,3		846
<b>Totale</b>	<b>64,4</b>					<b>1004</b>



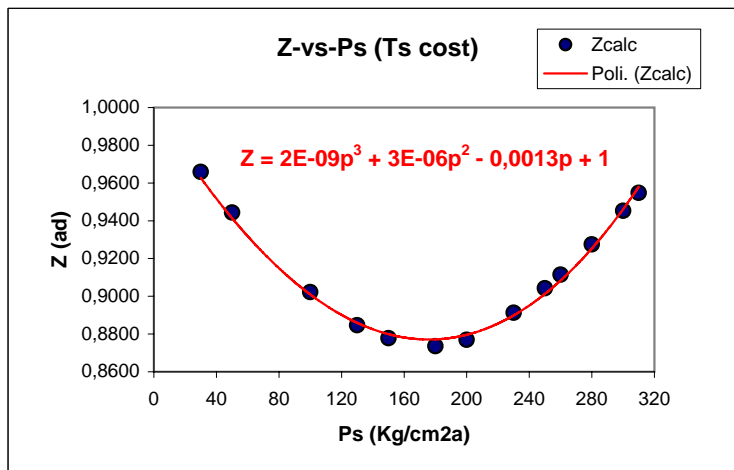
### Caratterizzazione del gas

Datum @ 2456 m/ssl  
Average Ts = 60°C  
sp.gr.gas = 0,558 (air = 1)

**Gradiente idraulico**  
**0,1233 Kg/cm2/m**

Composizione molare	
Comp.	%
C1	99,51
C2+	0,19
N2	0,27
CO2	0,03
<b>Totale</b>	<b>100</b>

Pi (Kg/cm2a)	Ts (°C)	μgi (cp)	Zi (ad)	Bgi (mc/Smc)
302,9	60	0,0227	0,948	0,00373



from GAS PVT program	
Ps (Kg/cm2a)	Z (ad)
30	0,9659
50	0,9444
100	0,9022
130	0,8847
150	0,8778
180	0,8736
200	0,877
230	0,8913
250	0,9043
260	0,9115
280	0,9275
300	0,9453
310	0,9548

### Caratterizzazione dell'acqua di strato e della roccia

Salinità acqua di strato NaCl = 30 g/l  
Pressione di strato Pi = 302,9 Kg/cm2a  
Temperatura di strato Ts = 60 °C

**Fattore di volume dell'acqua Bw = 1,0022 mc/mcST**  
**Viscosità acqua di strato (Pi,Ts) μw = 0,42 cp**  
**Compressibilità acqua di strato (Pi,Ts) Cw = 3,9 10<sup>-5</sup> 1/Kg/cm2**

Pressione di strato Pi = 302,9 Kg/cm2a  
Porosità φ = 13%  
Profondità media = 2550 mRT

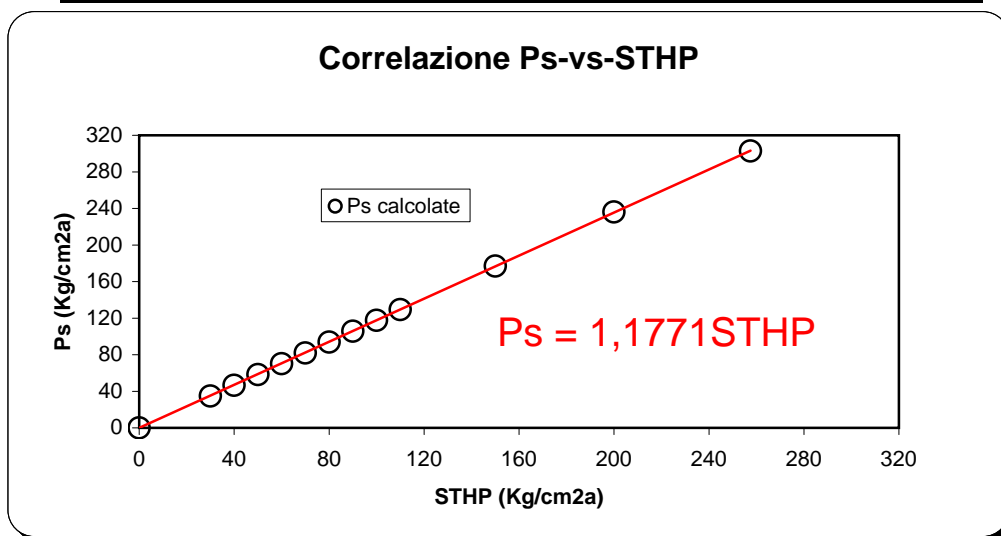
**Compressibilità della roccia (Pi,Ts) Cf = 4,2 10<sup>-5</sup> 1/Kg/cm2**

$$Ps = STHP * e^{((0,01875 * spgr * depth) / z * T)}$$

input data				
gas gravity	sp. gr.	0,558		
temp strato	T(°C)	60	T (°R)	600
profondità	depth vert	2550	depth(ft)	8364

misurate <b>Ps</b> (Kg/cm2a)	calcolate <b>Ps</b> (Kg/cm2a)	misurate <b>STHP</b> (Kg/cm2a)	input <b>Z</b> (ad)	Note
<b>302,90</b>	<b>302,90</b>	<b>257,51</b>	<b>0,8983</b>	<b>Pressione iniziale</b>
	<b>236,23</b>	200,00	0,8760	
	<b>177,06</b>	150,00	0,8793	
	<b>129,45</b>	110,00	0,8960	
	<b>117,55</b>	100,00	0,9020	
	<b>105,67</b>	90,00	0,9088	
	<b>93,80</b>	80	0,9162	
	<b>81,96</b>	70	0,9244	
	<b>70,15</b>	60	0,9332	
	<b>58,37</b>	50	0,9428	
	<b>46,62</b>	40	0,9529	
	<b>34,90</b>	30	0,9638	
	<b>0,00</b>	0	1,0000	

**Correlazione Ps -vs- STHP**



## Well Data, Well history e Production Test

"MP1+Mp1z"  
**All.14**  
S.Benedetto

Well Data						
Pozzo	TR (m slm)	Livello	Spari (m RT)	Spari (m ssl)	Csg (inches)	Tbg (inches)
SB-5 SS/L	91,7	MP1z	2655-2665	2456-2466	7	2 3/8
SB-5 S/C	91,7	MP1	2676,5---2691,5	2478--2492	7	2 3/8

### Well history al 31-12-2006

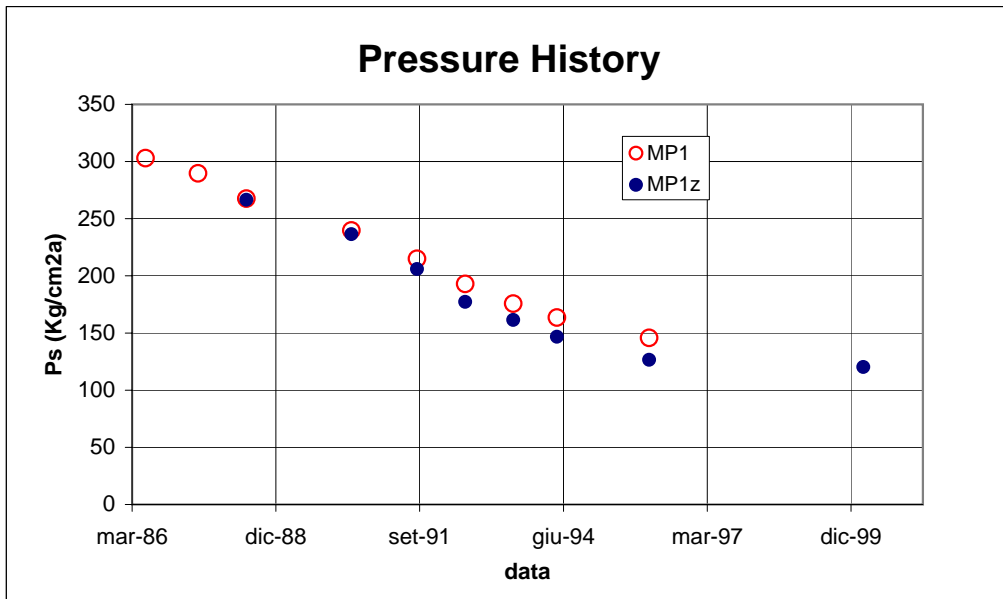
Pozzo	Livello	Start-up	WBT	Chiuso	Gp cum (MSmc)	Ps (Kg/cm2a)	datum (m ssl)	data
SB-5 SS/L	MP1z	lug-87	1993	feb-00	90,3	120,3	2456	mar-00
SB-5 S/C	MP1	ago-86	1993	aperto	593,5	145,8	2456	feb-96
<b>Totale produzione campo 31-12-2006</b>					<b>684</b>			

Pressure history data						
data	Start-up lug-1987		Media pesata sulle prod.	Start-up ago-1986		MP1z MP1
	MP1z (SS/L)			MP1 (S/C)		
	Gp (M Smc)	Ps (Kg/cm2a)	Ps avg. (Kg/cm2a)	Gp (M Smc)	Ps (Kg/cm2a)	Gp tot. (M Smc)
lug-86	0		302,90	0	302,9	0
lug-87	0		289,60	26,089	289,6	26,089
giu-88	7,339	266,6	267,51	72,377	267,6	79,716
giu-90	23,131	236,4	239,25	147,738	239,7	170,869
set-91	37,688	205,9	213,56	215,968	214,9	253,656
ago-92	48,727	177,3	190,54	273,443	192,9	322,17
lug-93	58,730	161,4	173,53	327,644	175,7	386,374
mag-94	64,837	146,7	160,98	367,049	163,5	431,886
feb-96	75,310	126,6	142,89	422,425	145,8	497,735
mar-00	90,000	120,3	120,30	496,000		586,000

Test Interpretation Estimate				
Livello	Kh (mDm)	h net (m)	K (mD)	S (-)
MP1z	2,3	5	0,46	-3
MP1	100	14,4	7	0

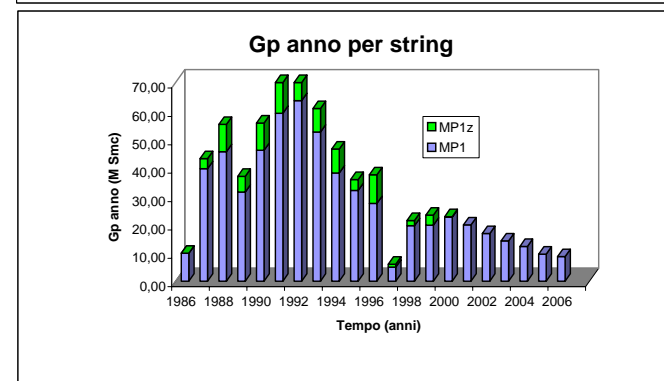
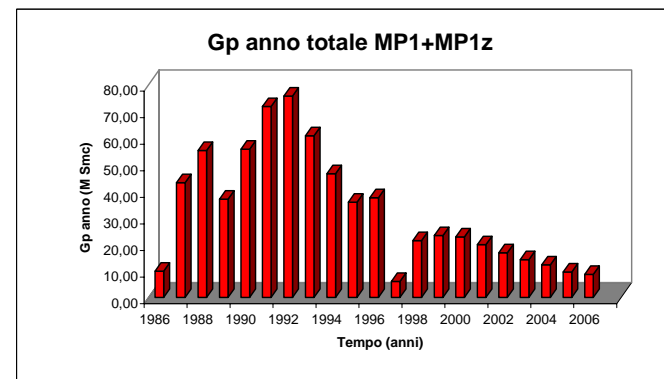
**Permeabilità media pesata sugli spessori  $(K1h1+K2h2)/(h1+h2) = 6,125$  mD**

La permeabilità media K di 6,125 mD, skin assente e net pay totale di 20m sono stati assunti per il calcolo delle prestazioni di fondo del pozzo tipo nell'ipotesi di stoccaggio



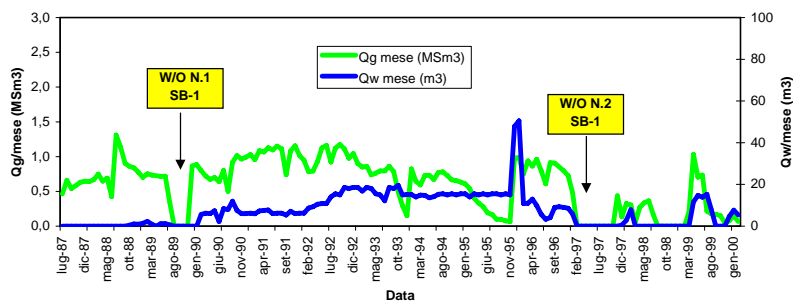
Pressure history data						
data	Start-up lug-1987		Media pesata sulle prod.	Start-up ago-1986		MP1z MP1
	MP1z (SS/L)			MP1 (S/C)		
	Gp (M Smc)	Ps (Kg/cm2a)	Ps avg. (Kg/cm2a)	Gp (M Smc)	Ps (Kg/cm2a)	Gp tot. (M Smc)
lug-86	0		<b>302,90</b>	0	302,9	<b>0</b>
lug-87	0		<b>289,60</b>	26,089	289,6	<b>26,089</b>
giu-88	7,339	266,6	<b>267,51</b>	72,377	267,6	<b>79,716</b>
giu-90	23,131	236,4	<b>239,25</b>	147,738	239,7	<b>170,869</b>
set-91	37,688	205,9	<b>213,56</b>	215,968	214,9	<b>253,656</b>
ago-92	48,727	177,3	<b>190,54</b>	273,443	192,9	<b>322,17</b>
lug-93	58,730	161,4	<b>173,53</b>	327,644	175,7	<b>386,374</b>
mag-94	64,837	146,7	<b>160,98</b>	367,049	163,5	<b>431,886</b>
feb-96	75,310	126,6	<b>142,89</b>	422,425	145,8	<b>497,735</b>
mar-00	90,000	120,3	<b>120,30</b>	496,000		<b>586,000</b>

Data	SB-5 S/C						SB-5 SS/L						Gp anno (M Smc)	Gp cum (M Smc)
	Livello MP1						Livello MP1z							
	Gp anno (M Smc)	Gp cum (M Smc)	Wp anno (mc)	Wp cum (mc)	THP (Kg/cm2)	NaCl (g/l)	Gp anno (M Smc)	Gp cum (M Smc)	Wp anno (mc)	Wp cum (mc)	THP (Kg/cm2)	NaCl (g/l)		
31/12/1986	9,85	10	0	0	238	*	0	0	0	0	0	0	9,85	10
31/12/1987	39,64	49	0	0	219	*	3,53	4	0	0	160	*	43,16	53
31/12/1988	45,63	95	8	8	205	2	9,64	13	2	2	159	3,0	55,26	108
31/12/1989	31,40	127	18	26	201	1	5,55	19	8	10	146	*	36,95	145
31/12/1990	46,11	173	67	93	171	3	9,61	28	75	85	124	3,0	55,73	201
31/12/1991	59,17	232	99	192	*	1	12,62	41	78	163	*	1,0	71,79	273
31/12/1992	63,62	295	173	365	111	*	12,09	53	156	319	78	*	75,71	348
31/12/1993	52,54	348	444	809	90	25	8,28	61	201	520	68	1,0	60,82	409
31/12/1994	38,14	386	757	1566	90	26	8,42	70	178	698	65	1,0	46,56	456
31/12/1995	31,98	418	1369	2935	83	27	3,84	74	215	913	44	1,0	35,82	492
31/12/1996	27,40	445	1402	4337	70	28	10,10	84	144	1057	40	0,6	37,49	529
31/12/1997	4,94	450	520	4857	66	26	1,05	85	6	1064	67	1,2	5,99	535
31/12/1998	19,56	470	2439	7296	62	29	1,83	87	11	1074	110	*	21,38	557
31/12/1999	19,75	490	3069	10366	44	*	3,51	90	68	1142	43	*	23,26	580
31/12/2000	22,52	512	3720	14086	36	*	0,22	90	13	1155	42	1,6	22,74	603
31/12/2001	19,83	532	4063	18149	32	*							19,83	622
31/12/2002	16,78	549	17408	35558	34	*							16,78	639
31/12/2003	14,18	563	4882	40440	27	*							14,18	653
31/12/2004	12,25	575	5096	45535	23	*							12,25	666
31/12/2005	9,54	585	4635	50170	21	*							9,54	675
31/12/2006	8,68	593	4080	54250	26	*							8,68	684
31/12/2007													0,00	684
31/12/2008													0,00	684
31/12/2009													0,00	684
<b>Totale</b>	<b>593,5</b>						<b>90,3</b>						<b>684</b>	
<b>Note</b>	start-up agosto 1986 Water BT 1993 Attualmente aperto, chiusura prevista entro il 2009						start-up luglio 1987 Water BT 1993 Chiuso febbraio 2000 per pareggio pressione (autocolmatato)							

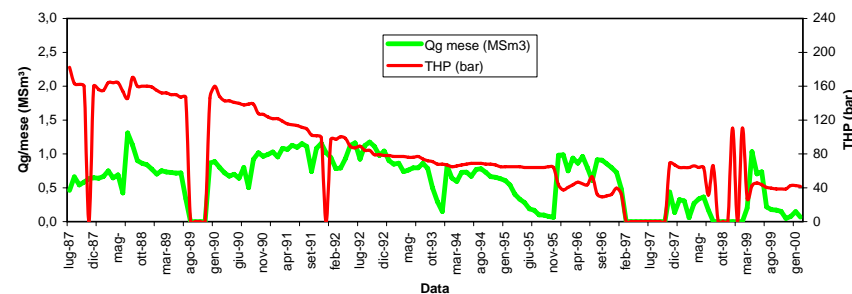




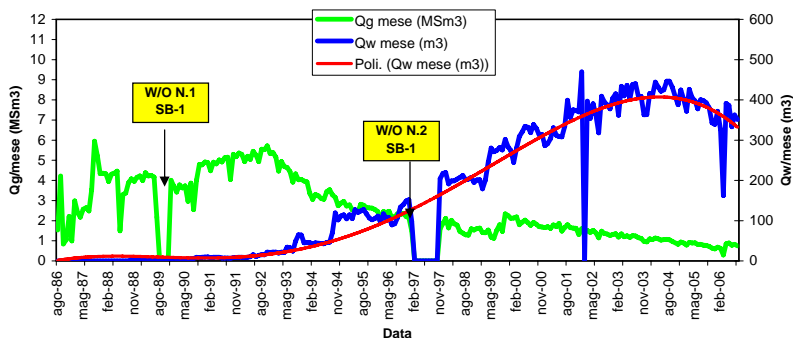
**Produzione SB5 LIV MP1Z**  
**Campo di S. Benedetto**



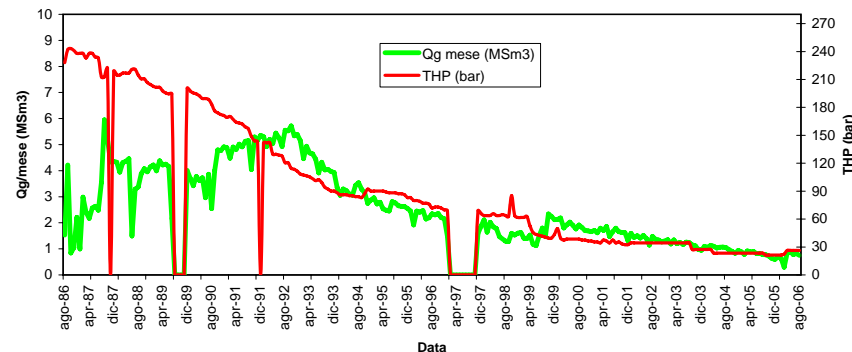
**Produzione SB5 LIV MP1Z**  
**Campo di S. Benedetto**



**Produzione SB5 LIV MP1**  
**Campo di S. Benedetto**



**Produzione SB5 LIV MP1**  
**Campo di S. Benedetto**



Giorni	Data	Gp cum (M Smc)	Pressioni misurate e calcolate		P avg. (Kg/cm2a)	Pcalc. (Kg/cm2a)	Step di calcolo
			MP1 (Kg/cm2a)	MP1z (Kg/cm2a)			
0	lug-86	0	302,9		<b>302,90</b>	<b>302,90</b>	0
365	lug-87	26,1	289,6		<b>289,60</b>	289,58	1
700	giu-88	79,7	267,6	266,6	<b>267,51</b>	267,59	2
1430	giu-90	170,9	239,7	236,4	<b>239,25</b>	239,72	3
1885	set-91	253,7	214,9	205,9	<b>213,56</b>	213,24	4
2220	ago-92	322,2	192,9	177,3	<b>190,54</b>	191,79	5
2555	lug-93	386,4	175,7	161,4	<b>173,53</b>	172,28	6
2855	mag-94	431,9	163,5	146,7	<b>160,98</b>	159,73	7
3490	feb-96	497,7	145,8	126,6	<b>142,89</b>	142,89	8
4610	mar-00	586,0		120,3	<b>120,30</b>	119,78	10

$$(G - G_p)Bg = GBg_i - C_f \frac{GBg_i}{1 - S_{wi}} (P_i - P) - C_w \frac{GBg_i}{1 - S_{wi}} S_{wi} (P_i - P) + W_E$$

$$W_E(t) = 2\pi Ro^2 h \phi C_t \sum_{i=1}^n \Delta P_i Q(t_{Dn} - t_{Di-1})$$

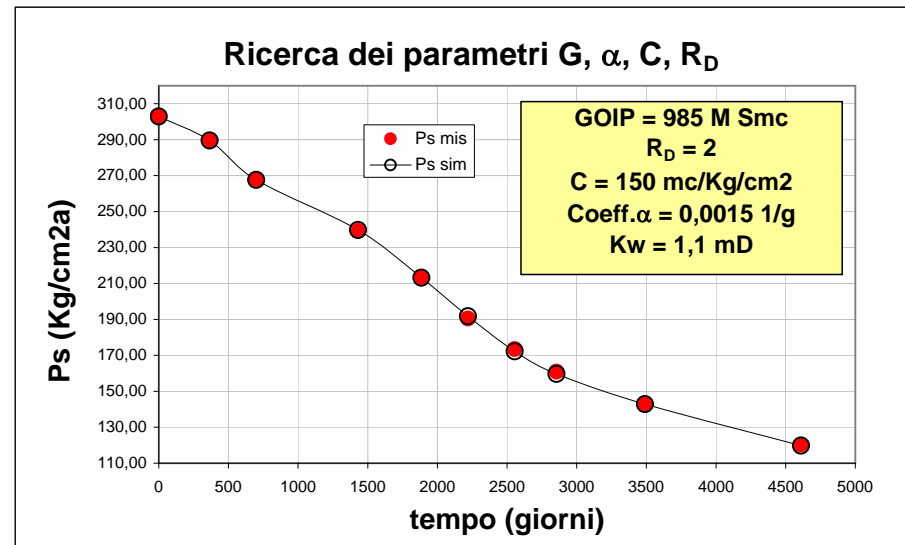
$$R_D = \frac{Re}{Ro}$$

$$C = 2\pi Ro^2 h \phi C_t$$

$$\alpha = \frac{8,64 * 10^{-3} K_w}{1,033 \phi \mu_w C_t Ro^2}$$

Parametri più probabili in  
corrispondenza del minimo  
scarto quadratico medio σ

**GOIP = 985 M Smc**  
**R<sub>D</sub> = 2**  
**C = 150 mc/Kg/cm2**  
**Coeff.α = 0,0015 1/g**  
**Kw = 1,1 mD**



Ricerca del minimo scarto quadratico medio σ						
Kw	α	R <sub>D</sub>				
		1	2	3	5	7
0,2	0,000300	0,86	0,88	0,90	0,92	0,94
1,1	0,001400	0,87	0,85	0,83	0,81	0,79
1,7	0,002200	1,23	1,43	1,63	1,83	2,03
2,1	0,002740	0,56	0,59	0,62	0,65	0,68
3,1	0,004100	0,62	0,63	0,64	0,65	0,66
<b>1,1</b>	<b>0,001500</b>	0,76	<b>0,51</b>	0,59	0,67	0,75
20,9	0,027400	1,01	0,70	0,69	0,68	0,67
26,6	0,035000	2,05	0,91	0,80	0,69	0,58
32,0	0,042000	2,53	1,55	1,17	0,95	0,72
<b>σ (Kg/cm2)</b>						

# Calcoli di Material Balance (MP1+MP1z)

(Diagnostic Plot)

"MP1+Mp1z"  
All.19  
S.Benedetto

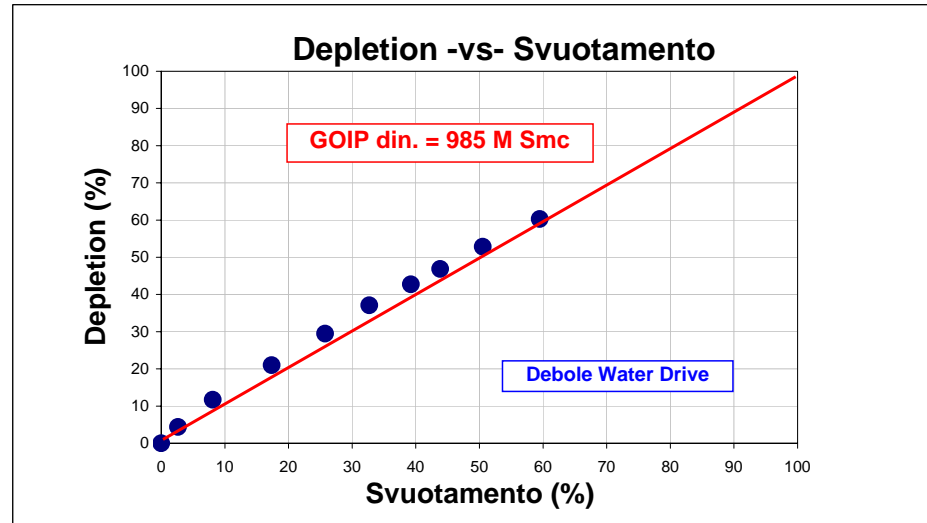
Dati input							
Sp.gr.=	0,558	(air=1)	zi =	0,9371	(ad)		
Ts =	374	(°K)	Bgi =	0,00414998	(mc/Smc)		
pi =	302,9	(Kg/cm2a)	GOIP =	985	(M Smc)		
Dati		Risultati del calcolo					
Gp (M Smc)	p (Kg/cm2a)	z (ad)	Bg (mc/Smc)	G app. (M Smc)	P/Z (Kg/cm2a)	Gp/GOIP (%)	pi-p/pi (%)
0	302,90	0,9371	0,00414998	0	323,25	0	0
26,089	289,60	0,9237	0,0042787	867,17	313,52	2,65	4,39
79,716	267,51	0,9052	0,00453932	929,41	295,52	8,09	11,68
170,869	239,25	0,8881	0,00497941	1025,80	269,40	17,35	21,01
253,656	213,56	0,8787	0,00551928	1022,42	243,05	25,75	29,49
322,17	190,54	0,8750	0,00616063	987,13	217,75	32,71	37,09
386,374	173,53	0,8752	0,00676583	999,35	198,27	39,23	42,71
431,886	160,98	0,8768	0,00730669	999,67	183,59	43,85	46,85
497,735	142,89	0,8813	0,00827372	998,64	162,14	50,53	52,82
586,000	120,30	0,8905	0,00993006	1006,74	135,09	59,49	60,28

### Volume complessivo MP1z+MP1

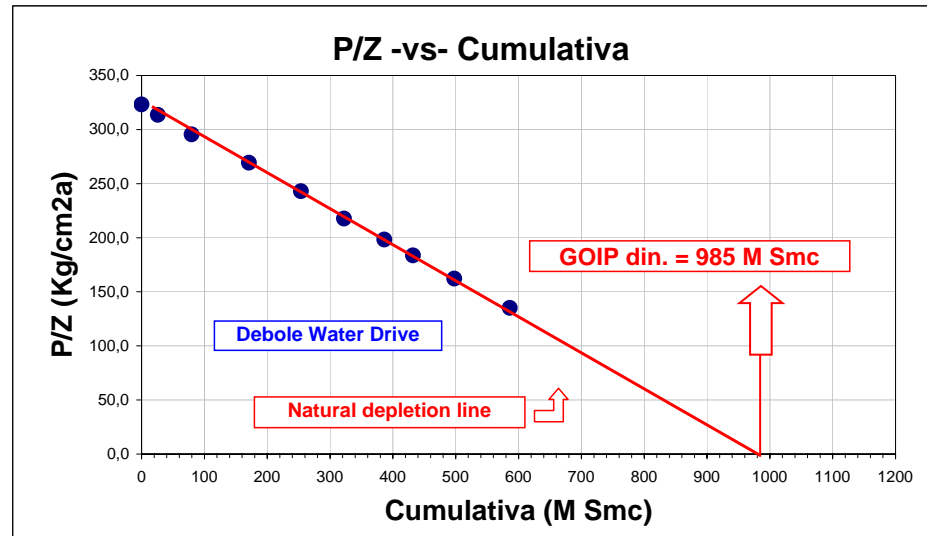
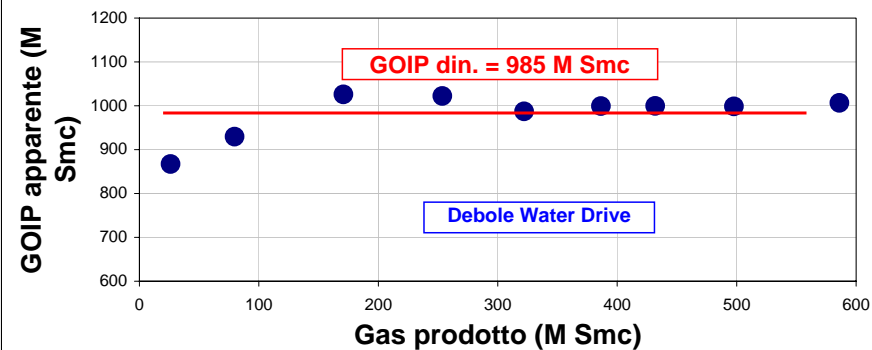
Le pressioni di giacimento sono state calcolate come media pesata sulle produzioni

**GOIP dinamico = 985 M Smc**

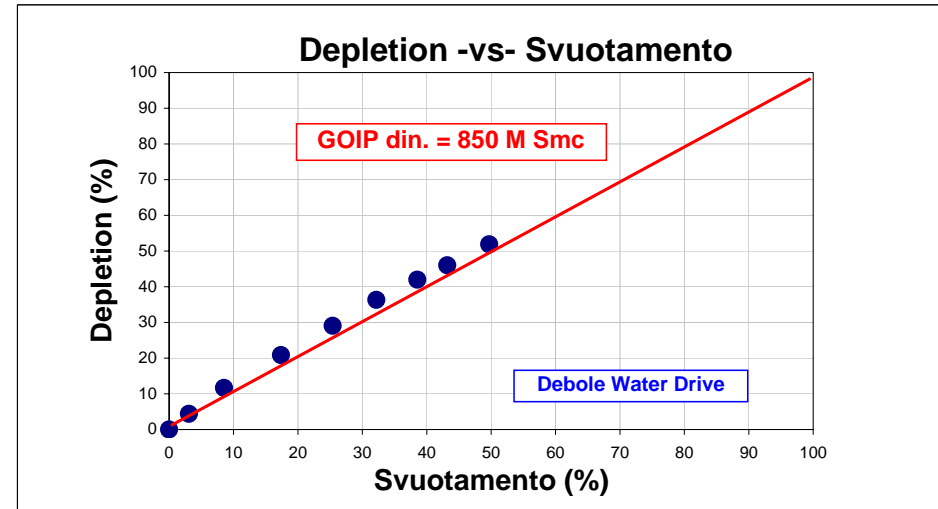
Debole supporto acquifero



### GOIP apparente -vs- Gas prodotto

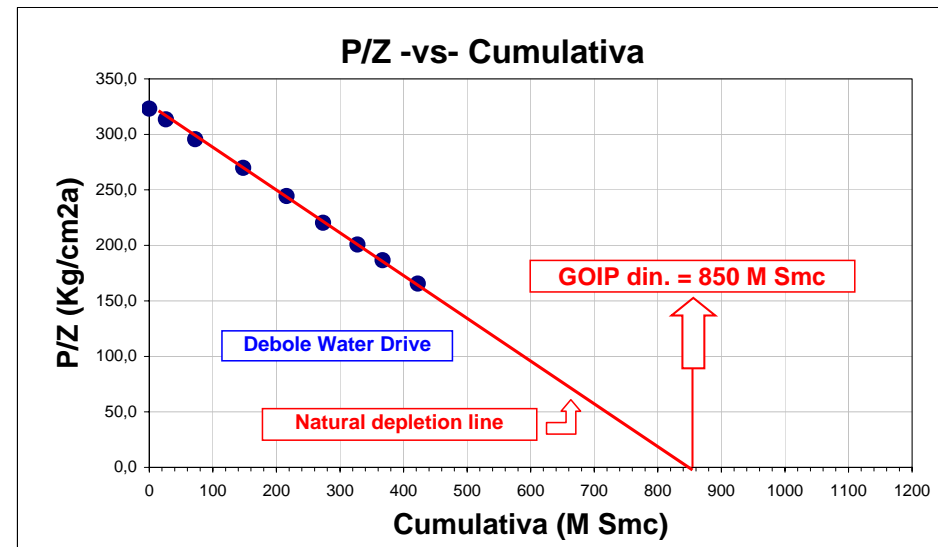
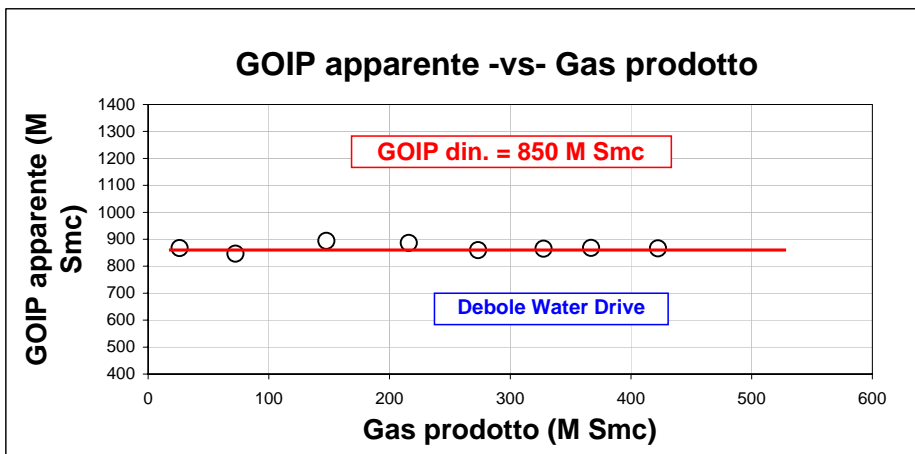


Dati input							
Sp.gr.= 0,558 (air=1)		zi = 0,9371 (ad)					
Ts = 374 (°K)		Bgi = 0,00415 (mc/Smc)					
pi = 302,9 (Kg/cm2a)		GOIP = 850 (M Smc)					
Dati		Risultati del calcolo					
Gp (M Smc)	p (Kg/cm2a)	z (ad)	Bg (mc/Smc)	G app. (M Smc)	P/Z (Kg/cm2a)	Gp/GOIP (%)	pi-p/pi (%)
0	302,9	0,9371	0,00414998	0	323,25	0	0
26,089	289,6	0,9237	0,0042787	867,17	313,52	3,07	4,39
72,377	267,6	0,9053	0,0045381	846,27	295,60	8,51	11,65
147,738	239,7	0,8883	0,00497133	894,20	269,84	17,38	20,86
215,968	214,9	0,8790	0,00548712	886,25	244,48	25,41	29,05
273,443	192,9	0,8752	0,00608643	859,45	220,40	32,17	36,32
327,644	175,7	0,8750	0,00668098	864,87	200,79	38,55	41,99
367,049	163,5	0,8764	0,00719049	868,03	186,56	43,18	46,02
422,425	145,8	0,8804	0,00810061	866,17	165,60	49,70	51,87

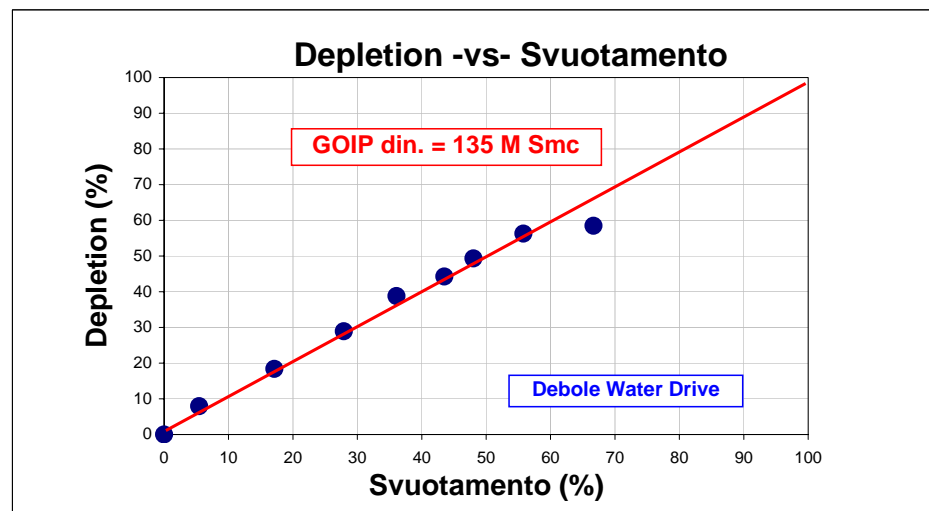


**Volume MP1**

**GOIP dinamico = 850 M Smc**  
Debole supporto acquifero

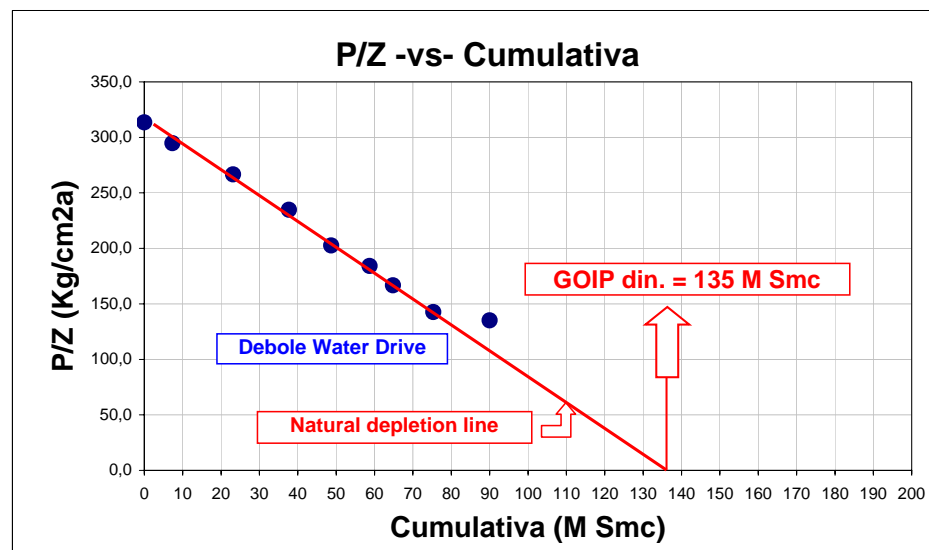
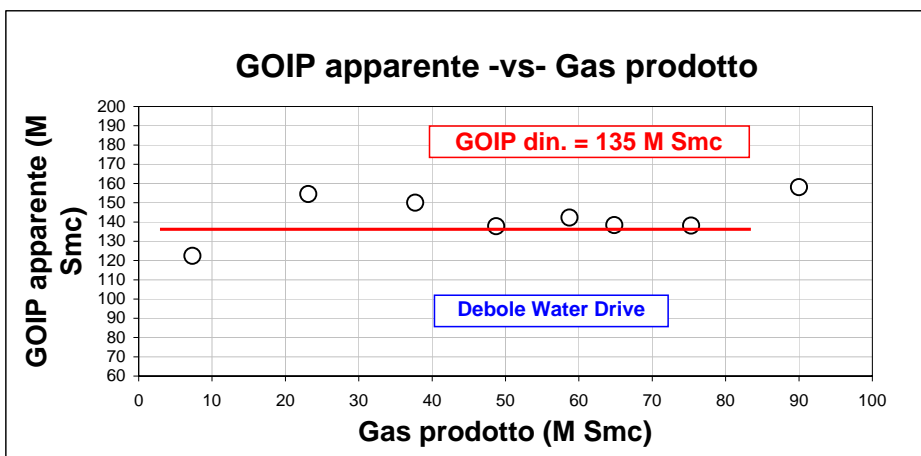


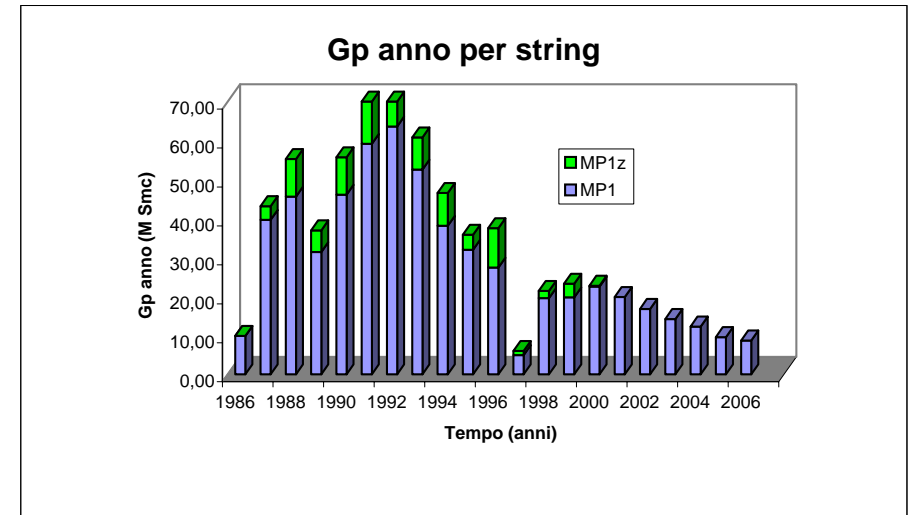
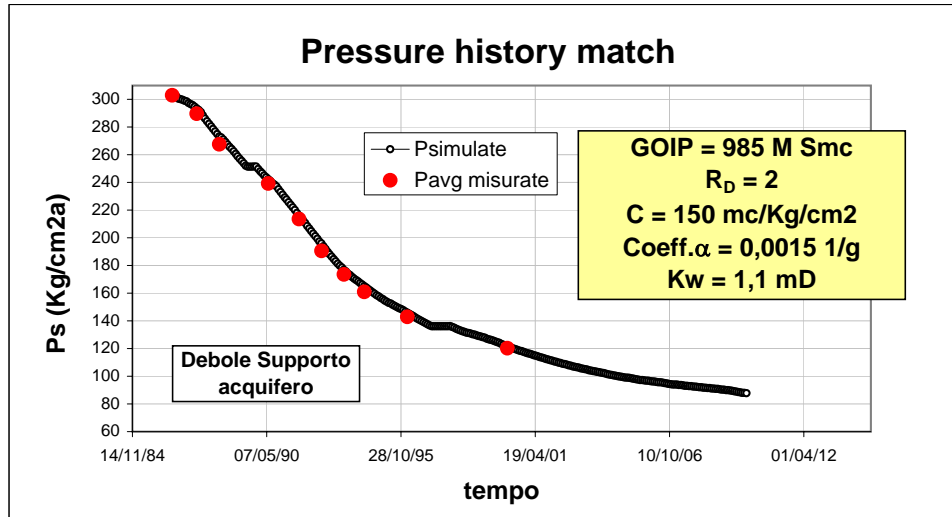
Dati input							
Sp.gr.=	0,558	(air=1)	zi =	0,9237	(ad)		
Ts =	374	(°K)	Bgi =	0,0042787	(mc/Smc)		
pi =	289,6	(Kg/cm2a)	GOIP =	135	(M Smc)		
Dati		Risultati del calcolo					
Gp	p	z	Bg	G app.	P/Z	Gp/GOIP	pi-p/pi
(M Smc)	(Kg/cm2a)	(ad)	(mc/Smc)	(M Smc)	(Kg/cm2a)	(%)	(%)
0	289,60	0,9237	0,00428	0	313,52	0	0
7,339	266,6	0,9045	0,00455	122,47	294,73	5,44	7,94
23,131	236,4	0,8868	0,00503	154,52	266,59	17,13	18,37
37,688	205,9	0,8770	0,00571	150,07	234,78	27,92	28,90
48,727	177,3	0,8750	0,00662	137,77	202,64	36,09	38,78
58,730	161,4	0,8767	0,00729	142,26	184,09	43,50	44,27
64,837	146,7	0,8802	0,00805	138,43	166,67	48,03	49,34
75,310	126,6	0,8876	0,00940	138,17	142,64	55,79	56,28
90,000	120,3	0,8905	0,00993	158,14	135,09	66,67	58,46



**Volume MP1z**

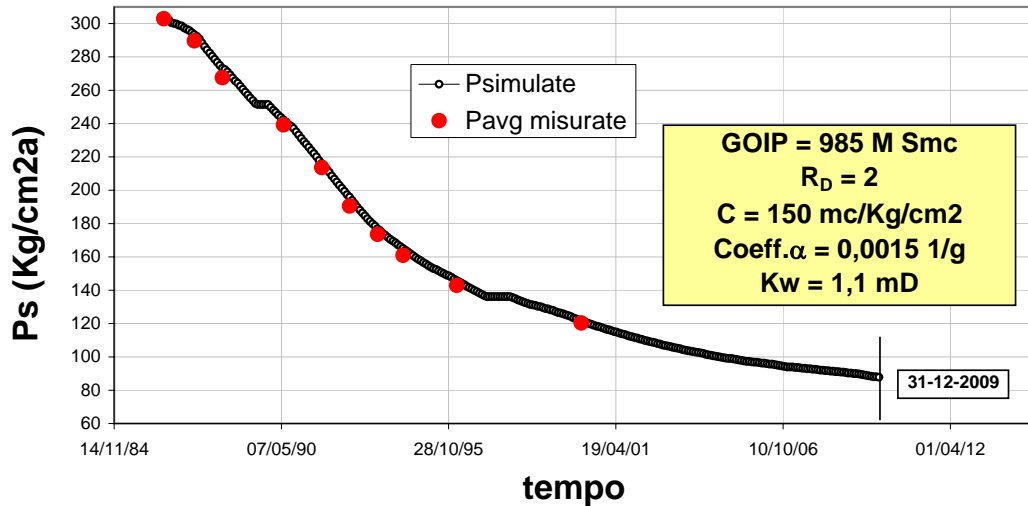
GOIP dinamico = 820 M Smc  
 Debole supporto acquifero



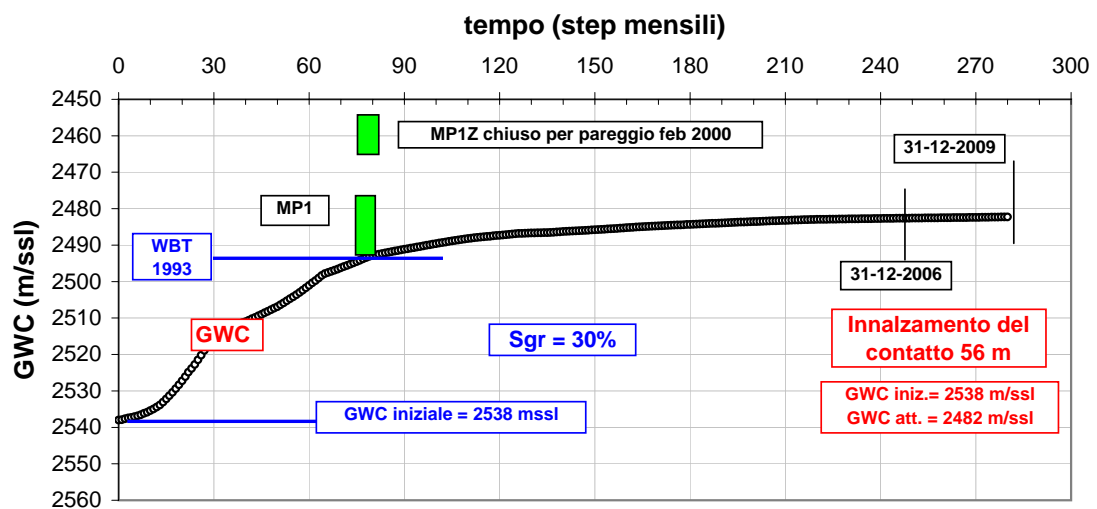


**Best match**  
**GOIP dinamico= 985 M Smc**  
 $R_D = 2$   
 $C = 150 \text{ mc/Kg/cm}^2$   
 $\text{Coeff.}\alpha = 0,0015 \text{ 1/g}$   
 $K_w = 1,1 \text{ mD}$

**Pressure history match**



**Innalzamento GWC**



**Limiti e ipotesi di calcolo**

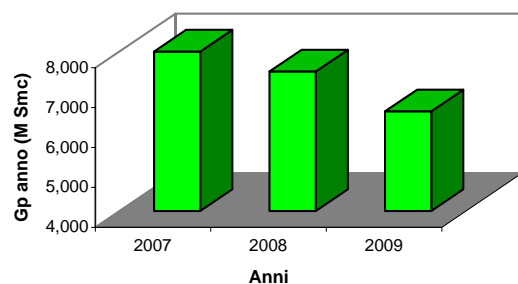
Down Time = 5%  
FTHP min > 10 Kg/cm2a  
q gas min > 10000 Smc/g

**GOIP dinamico = 985 M Smc**  
Debole Water Drive

**Situazione erogativa all'inizio del forecast**

GOIP (M Smc)	Gp cum (M Smc)	RF (%)	Pi (Kg/cm2a)	Ps att. (Kg/cm2a)	STHP att. (Kg/cm2a)
<b>985</b>	684,000	69,44	302,9	93,95	79,81

**Forecast Livello MP1**



**Profilo di produzione e Riserve**

Anni	q gas (Smc/g)	Gp anno (M Smc)	Gp cum (M Smc)	Ps (Kg/cm2a)	THPmin (Kg/cm2a)
31/12/06	0	0	684,000	93,95	79,81
31/12/07	23071	8,000	692,000	91,00	22,00
31/12/08	21629	7,500	699,500	89,00	19,00
31/12/09	18745	6,500	<b>706,000</b>	87,75	13,00

Calcolo interrotto per acqua

<b>Riserve residue</b>	<b>22,000</b>	<b>M Smc</b>
<b>Recovery Factor finale</b>	<b>71,68</b>	<b>%</b>

Datum di riferimento delle pressioni di fondo @ 2456 m/ssl



### Situazione volumetrica iniziale

<b>GOIP</b> (M Smc)	<b>Gp</b> (M Smc)	<b>GIP</b> (M Smc)	<b>GWC i</b> (m/ssl)	<b>Pi</b> (Kg/cm2a)	<b>Swi</b> (%)	<b>Bgi</b> (mc/Smc)	<b>Vp tot</b> (M mc)
985	706	279	2538	302,9	68	0,00373	11,481

### Situazione volumetrica attuale

<b>GWC att</b> (m/ssl)	<b>Vp inv</b> (%)	<b>Vp lib</b> (%)	<b>Sgr</b> (%)	<b>Patt</b> (Kg/cm2a)	<b>Bg att</b> (mc/Smc)	<b>Vp inv</b> (M mc)	<b>Vp lib</b> (M mc)
2482	85	15	30	87,75	0,01247	9,759	1,722

### Bilancio

<b>GIP inv</b> (M Smc)	<b>GIP lib</b> (M Smc)	<b>GIP</b> (M Smc)	Il GIP residuo dietro il fronte d'acqua risulta di 235 M Smc il GIP libero risulta di 44 M Smc
235	44	279,0	

L'ipotesi di calcolo si basa sulla bontà dei parametri assunti in particolare sul valore di Swi di Sgr e sulla curva di distribuzione del vp-vs-h.



# Inflow Performance pozzo tipo

Sviluppo Convenzionale

"MP1+Mp1z"  
**All.26**  
 S.Benedetto

datum	2456	m/ssl
Tfondo	60	°C
γ gas	0,558	air =1

q gas (Smc/g)	THPi (Kg/cm2a)	BHPi (Kg/cm2a)	Tbg MD (m/RT)	Tbg TVD (m/RT Vert)
0	<b>257,51</b>	<b>302,9</b>	2655	2548

Dati input generali

μ gas (cp)	Zi (ad)	T (°R)	K (mD)	h net pay (ft)	Re (ft)	Rw (ft)	γ gas (air =1)	Skin S (ad)
0,0227	0,9480	600	<b>6,125</b>	65,6	820	0,35	0,558	<b>0</b>
				<b>20</b>	<b>250</b>			

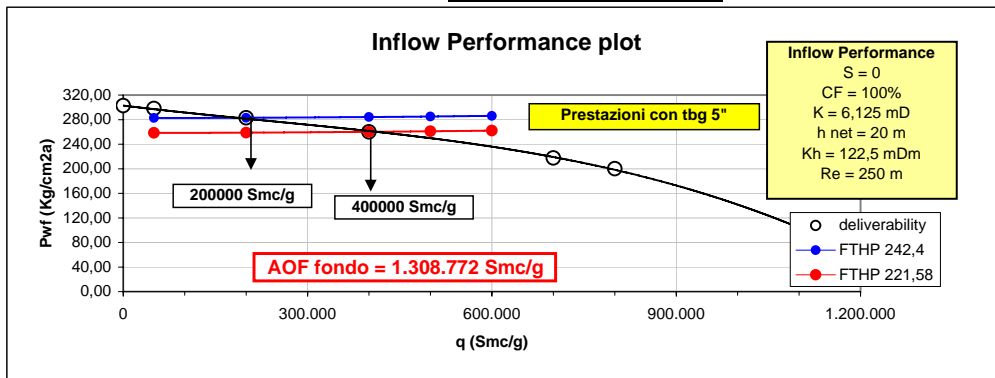
$P_s^2 =$	18560128
$B =$	0,001763681
$A =$	320,2513005

Equazione di flusso di fondo  
 $P_{wf}^2 = P_s^2 - Aq - Bq^2$

q (Smc/g)	q (K Scf/g)	$P_{wf}^2$ (psia <sup>2</sup> )	$P_{wf}$ calc. (Kg/cm2a)	Δp (%)
0	0	18.560.128	302,90	0,00
50.000	1.765	17.989.390	298,21	1,55
<b>200.000</b>	<b>7.060</b>	<b>16.211.246</b>	<b>283,09</b>	<b>6,54</b>
<b>400.000</b>	<b>14.120</b>	<b>13.686.547</b>	<b>260,11</b>	<b>14,13</b>
700.000	24.710	9.569.843	217,50	28,19
800.000	28.240	8.109.700	200,22	33,90
1.308.772	46.200	214	1,03	99,66
<b>AOF</b>	<b>1.308.772</b>	<b>1,06</b>	<b>1,03</b>	<b>99,66</b>

C.F (%)	<b>100</b>
SKIN S	<b>0</b>

Metric unit	
A =	0,054442721
B =	1,05821E-08



$$P_{wf}^2 = FTHP^2 \exp(S) + (25\gamma q^2 T f(MD)(\exp(S)-1))/Sd^5$$

$S = 0,0375\gamma(TVD)/zT$	<b>0,307453291</b>	
$Nre = 20011\gamma q/\mu d$		
ε rug. =	<b>0,0006</b>	
Φ nom. TBG (inch)	Φi Tbg (mm)	Φi match (mm)
1 1/4	25,4	
2 3/8	48,28	
2 7/8	59,61	
3 1/2	72,82	<b>105,4</b>
4 1/2	93,6	
5	105,4	

Jain equation  $1/f^{0.5} = 1,14 - 2\log(\epsilon/d + 21,25/Nre^{0.9})$

Unità di misura	
P	(psia)
T	(°R)
q	(M SCF/D)
Depth	(ft)
d	(inches)
μ	(cp)

q (Smc/g)	Nre	f	$P_{wf}$ (Kg/cm2a)						
			FTHP (Kg/cm2a)		100	125	150	175	221,58
0	0	0		116,62	145,77	174,93	204,08	258,40	282,68
50.000	209.226	0,01661		116,69	145,83	174,97	204,12	258,43	282,71
<b>200.000</b>	<b>836.903</b>	<b>0,01429</b>		<b>117,61</b>	<b>146,56</b>	<b>175,59</b>	<b>204,65</b>	<b>258,85</b>	<b>283,09</b>
<b>400.000</b>	<b>1.673.805</b>	<b>0,01369</b>		<b>120,36</b>	<b>148,78</b>	<b>177,44</b>	<b>206,24</b>	<b>260,11</b>	<b>284,24</b>
500.000	2.092.257	0,01355		122,36	150,40	178,80	207,41	261,04	285,10
600.000	2.510.708	0,01345		124,74	152,35	180,44	208,83	262,17	286,13



**Well Head Deliverability pozzo Tipo**  
**Sviluppo Convenzionale**

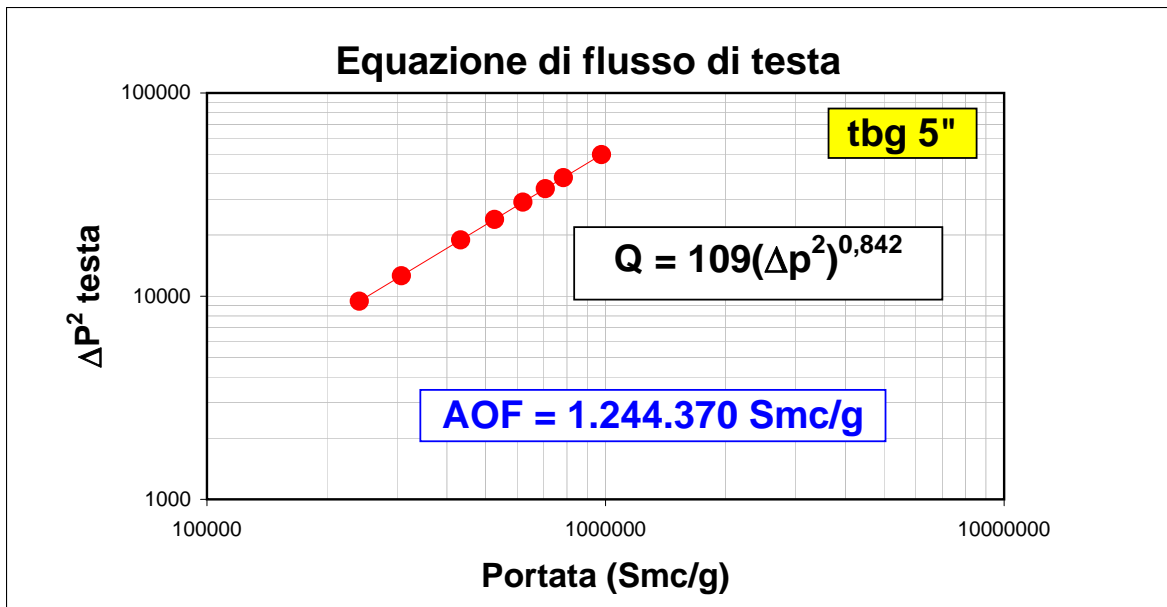
"MP1+Mp1z"  
**All.27**  
 S.Benedetto

**Equazione di Flusso di Testa pozzo tipo**  
**Tbg 5"**

**STHP max = STHPi**

Input			output			Q gas	FTHP	ΔP	ΔP <sup>2</sup>
q gas (Smc/g)	FTHP (Kg/cm2a)	STHP (Kg/cm2a)	ΔP (Kg/cm2)	ΔP (%)	ΔP <sup>2</sup>	(Smc/g)	(Kg/cm2a)	fraz.	(Kg/cm2a) <sup>2</sup>
200000	242,4	257,51	15,11	5,87	7554	307614	231,76	0,10	12599
400000	221,58	257,51	35,93	13,95	17214	432870	217,72	0,15	18907
						526709	206,01	0,20	23872
						620623	193,13	0,25	29011
						706101	180,26	0,30	33819
						783961	167,38	0,35	38295
						976822	128,76	0,50	49734

calcoli			
5,301029996		log DP1^2	3,87815629
5,602059991		log DP2^2	4,23587432
risultati			
	A.O.F	1.244.370	Smc/g
	esp. N	0,842	
	coeff. C	109	



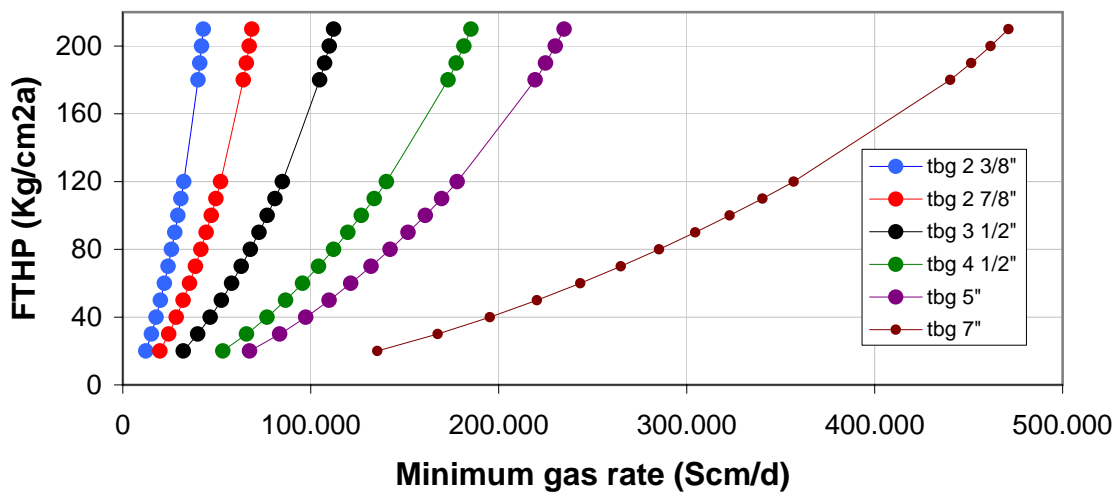
### Portata minima trascinamento liquidi

(equazione analitica)  
equazione di TURNER (AIME-SPE 2198)

$$Q = 3,06 \text{ FTHP}^* \text{A/T}^* \text{Z}^* (5,62^*(67-0,0031\text{FTHP})^{\wedge}0,25)/(0,0031\text{FTHP})^{\wedge}0,5$$

Tbg size	2 3/8	2 7/8	3 1/2	4 1/2	5	7
<b>FTHP</b> (Kg/cm2a)	<b>Portata gas minima</b> (Smc/g)					
20	12.301	19.736	32.220	53.217	67.481	135.401
30	15.219	24.418	39.864	65.843	83.491	167.524
40	17.743	28.468	46.475	76.763	97.338	195.308
50	20.017	32.117	52.433	86.603	109.816	220.345
60	22.114	35.480	57.924	95.673	121.317	243.421
70	24.073	38.624	63.055	104.149	132.064	264.985
80	25.919	41.586	67.892	112.137	142.193	285.311
90	27.669	44.394	72.476	119.708	151.793	304.573
100	29.333	47.063	76.833	126.906	160.920	322.886
110	30.917	49.605	80.983	133.760	169.612	340.326
120	32.427	52.027	84.937	140.290	177.892	356.940
180	39.991	64.163	104.750	173.016	219.389	440.203
190	41.002	65.786	107.400	177.393	224.939	451.340
200	41.941	67.292	109.859	181.454	230.090	461.674
210	42.806	68.680	112.125	185.197	234.835	471.196

### Minimum Gas rate to liquid lift





## Fase di ricostituzione e Working Gas

Sviluppo Convenzionale

"MP1+Mp1z"  
**AII.29**  
 S.Benedetto

**Condizione di rispetto Pmax = Pi = 302,9 Kg/cm2a  
 utilizzo di 8 nuovi pozzi**

Gp cum	706	M Smc	Incluso forecast 2007-2008-2009
--------	-----	-------	---------------------------------

mesi	Ginj/prod (M Smc)	Gpcum (M Smc)	bilancio (M Smc)	qgas inj./prod (Smc/g)	Ps (Kg/cm2a)	STHP (Kg/cm2a)	FTHPinj./prod. (Kg/cm2a)	Δpinj./prod. (%)	REFILL - SVASO			
									% WG	Gp	WG	Qfinale
1	-25	681	-25	-822.368	94,9	80,6	99,6	23,5				
2	-30	651	-55	-986.842	103,4	87,9	109,3	24,4				
3	-40	611	-95	-1.315.789	114,9	97,6	124,4	27,5				
4	-55	556	-150	-1.809.211	130,2	110,6	144,7	30,8				
5	-70	486	-220	-2.302.632	150,0	127,4	166,8	30,9				
6	-75	411	-295	-2.467.105	171,5	145,7	183,9	26,2				
7	0	411	-295	0	171,5	145,7			0	0		
8	10	421	-285	333.333	168,6	143,2	139,1	2,9	10	10	Vincoli di calcolo	
9	29	450	-256	935.484	160,2	136,1	120,6	11,4	29	29		
10	31	481	-225	1.000.000	151,3	128,5	110,5	14,0	31	31	70% WG	1.000.000
11	19	500	-206	678.571	145,9	123,9	112,4	9,3	19	19		
12	11	511	-195	666.667	142,8	121,3	109,8	9,5	11	11	100	666.667
13	-70	441	-265	-2.302.632	162,7	138,2	175,2	26,7				
14	-70	371	-335	-2.302.632	182,8	155,3	189,0	21,7				
15	-70	301	-405	-2.302.632	204,4	173,6	204,3	17,7				
16	-90	211	-495	-2.960.526	234,5	199,2	235,1	18,0				
17	-90	121	-585	-2.960.526	267,6	227,4	259,4	14,1				
18	-86	35	-671	-2.828.947	302,9	257,4	284,6	10,6				
19	0	35	-671	0	302,7	257,1			0	0		
20	28	63	-644	916.667	290,5	246,8	238,8	3,2	10	28	Vincoli di calcolo	
21	80	142	-564	2.572.581	258,8	219,9	187,5	14,8	29	80		
22	85	228	-479	2.750.000	227,9	193,6	152,2	21,4	31	85	70% WG	2.750.000
23	52	280	-426	1.866.071	210,6	178,9	151,6	15,3	19	52		
24	30	310	-396	1.833.333	200,7	170,5	142,2	16,6	11	30	275	1.833.333
25	-90	220	-486	-2.960.526	230,5	195,8	232,3	18,6				
26	-75	145	-561	-2.467.105	257,5	218,7	245,8	12,4				
27	-55	90	-616	-1.809.211	278,8	236,8	254,5	7,5				
28	-40	50	-656	-1.315.789	295,4	250,9	262,5	4,6				
29	-10	40	-666	-328.947	299,5	254,4	256,7	0,9				
30	-8	32	-674	-263.158	302,8	257,2	258,9	0,7				
31	0	32	-674	0	302,7	257,1			0	0		
32	35	67	-639	1.166.667	287,7	244,4	233,6	4,4	10	35	Vincoli di calcolo	
33	102	169	-538	3.274.194	248,0	210,7	163,7	22,3	29	102		
34	109	277	-429	3.500.000	211,0	179,3	114,4	36,2	31	109	70% WG	3.500.000
35	67	344	-363	2.375.000	189,9	161,4	118,4	26,6	19	67		
36	39	382	-324	2.333.333	178,6	151,7	106,1	30,1	11	39	350	2.333.333
37	-90	292	-414	-2.960.526	206,2	175,2	215,2	22,8				
38	-80	212	-494	-2.631.579	232,8	197,8	229,6	16,1				
39	-70	142	-564	-2.302.632	258,1	219,3	244,3	11,4				
40	-60	82	-624	-1.973.684	281,5	239,1	258,5	8,1				
41	-40	42	-664	-1.315.789	298,3	253,4	264,9	4,5				
42	-10	32	-674	-328.947	302,4	256,9	259,2	0,9				
43	0	32	-674	0	302,3	256,9			0	0		
44	35	67	-639	1.166.667	287,4	244,2	233,4	4,4	10	35	Vincoli di calcolo	
45	102	169	-538	3.274.194	247,8	210,5	163,5	22,3	29	102		
46	109	277	-429	3.500.000	210,9	179,1	114,2	36,2	31	109	70% WG	3.500.000
47	67	344	-363	2.375.000	189,8	161,3	118,3	26,7	19	67		
48	39	382	-324	2.333.333	178,5	151,6	106,0	30,1	11	39	350	2.333.333
49	-90	292	-414	-2.960.526	206,1	175,1	215,1	22,9				
50	-80	212	-494	-2.631.579	232,7	197,7	229,5	16,1				
51	-70	142	-564	-2.302.632	258,0	219,2	244,2	11,4				
52	-60	82	-624	-1.973.684	281,4	239,0	258,4	8,1				
53	-40	42	-664	-1.315.789	298,1	253,3	264,8	4,5				
54	-10	32	-674	-328.947	302,7	257,2	259,4	0,9				

## Sommario Risultati

"MP1+Mp1z"

**AII.30**

S.Benedetto

**Sviluppo Convenzionale**

**Condizione di rispetto  $P_{max} = P_i = 302,9 \text{ Kg/cm}^2a$**

**utilizzo di 8 nuovi pozzi**

<b>GOIP</b>	<b>985</b>	<b>M Smc</b>
<b>Gp cum</b>	<b>706</b>	<b>M Smc</b>
<b>GIP</b>	<b>279</b>	<b>M Smc</b>

Anno	Volumi annuali			Ps min fondo (Kg/cm2a)	FTHPmin (Kg/cm2a)	Volumi cumulativi			Δp max testa (Kg/cm2a)
	Imnesso (M Smc)	Estratto (M Smc)	Bilancio (M Smc)			Imnesso (M Smc)	Estratto (M Smc)	Bilancio (M Smc)	
1	295	100	195	142,8	109,8	295	100	195	30,9
2	476	275	201	162,7	142,2	771	375	396	26,7
3	278	350	-72	178,6	106,1	1049	725	324	36,2
4	350	350	0	178,5	106,0	1399	1075	324	36,2
5	350		350	302,7	257,2	1749	1075	674	

**WORKING GAS = 350 M Smc**

**CUSHION GAS + pseudo working gas = 324 M Smc**

**Legge di mercato e vincoli della portata gas in fase di svaso**

### Legge di mercato

Mese	WG (%)	vincoli di q gas
Ottobre	0	
Novembre	10	
Dicembre	29	
Gennaio	31	(*)
Febbraio	19	
Marzo	11	(**)
<b>Totale</b>	<b>100</b>	

(\*)  $q_{gas} = (WG/150 \text{ g}) * 1,5$   
(portata richiesta al 70% di WG)

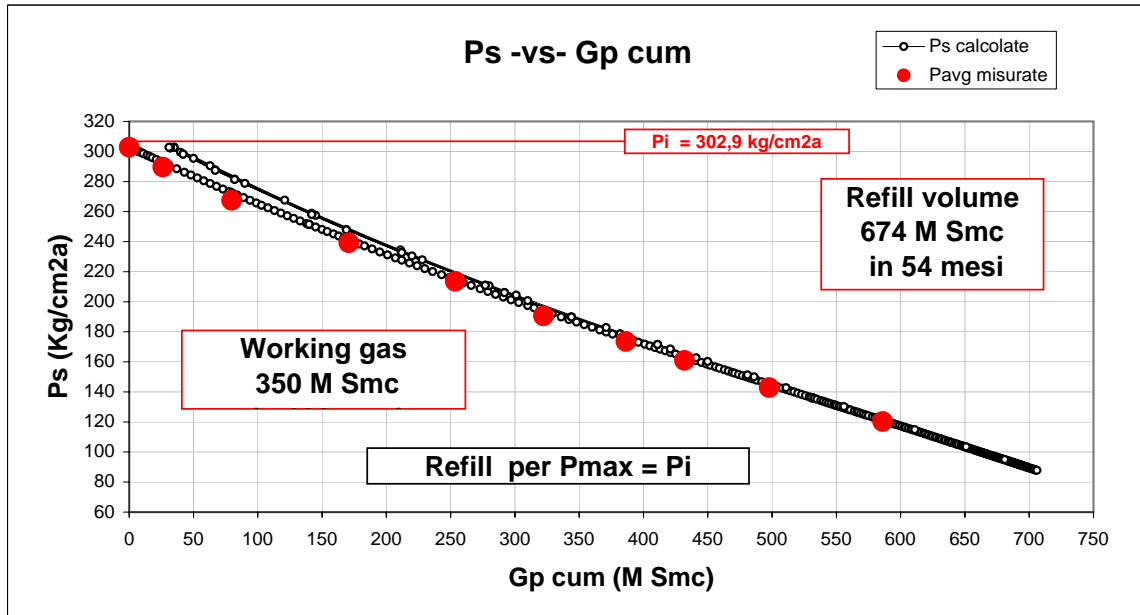
(\*\*)  $q_{gas} = WG/150 \text{ g}$   
(portata richiesta a fine svaso)

**FTHP max injection = 284,6 Kg/cm2a**

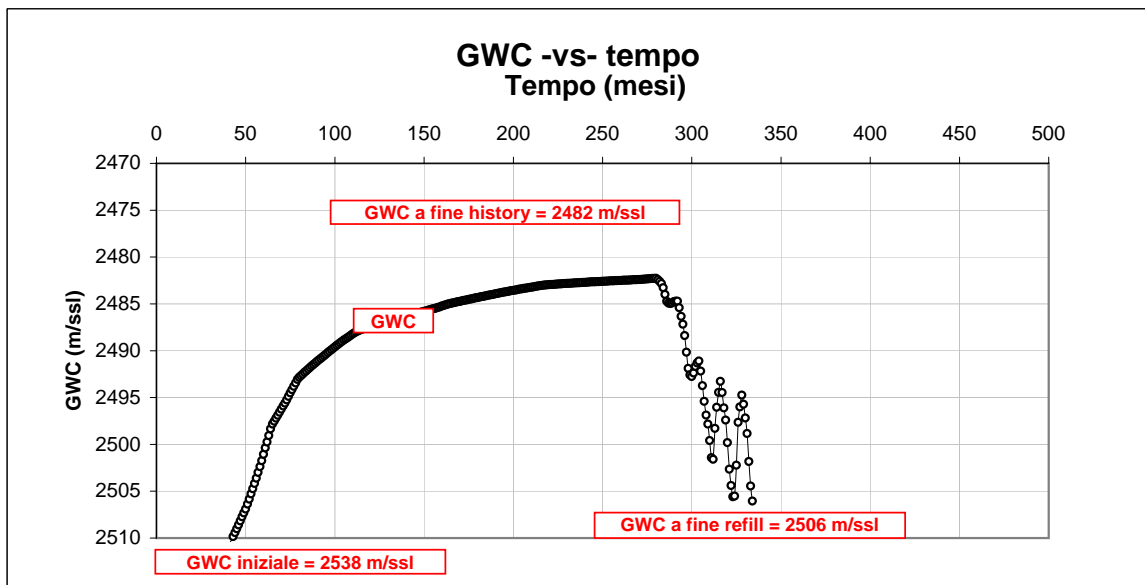
**FTHP min produzione = 106 Kg/cm2a**

**Ricostituzione gas in posto e Working Gas (Pmax = Pi)**

**Comportamento della pressione statica di giacimento**

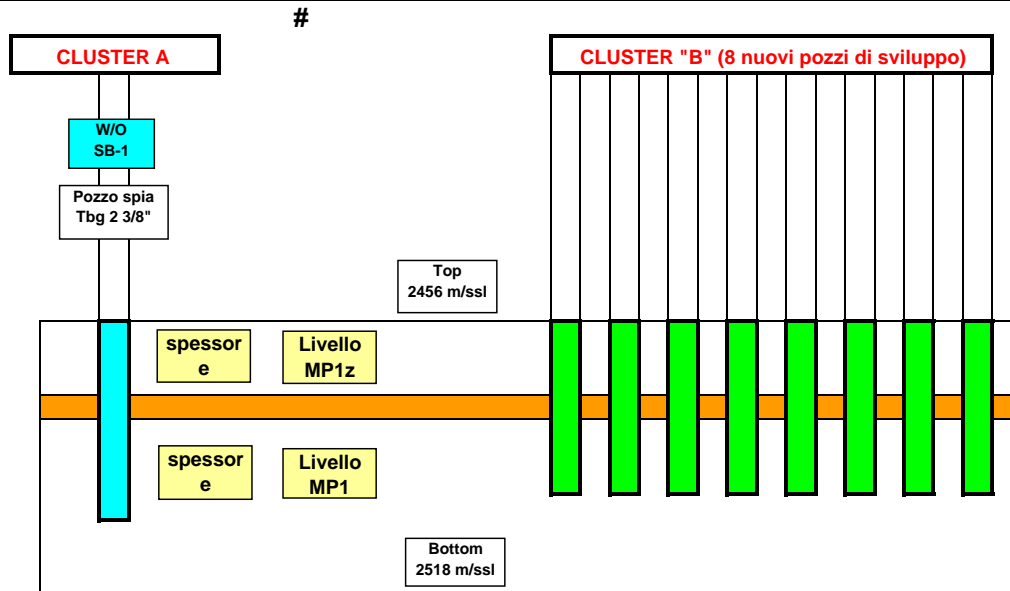


**Comportamento dinamico dell'acquifero**



# Schema di completamento (Sviluppo Convenzionale)

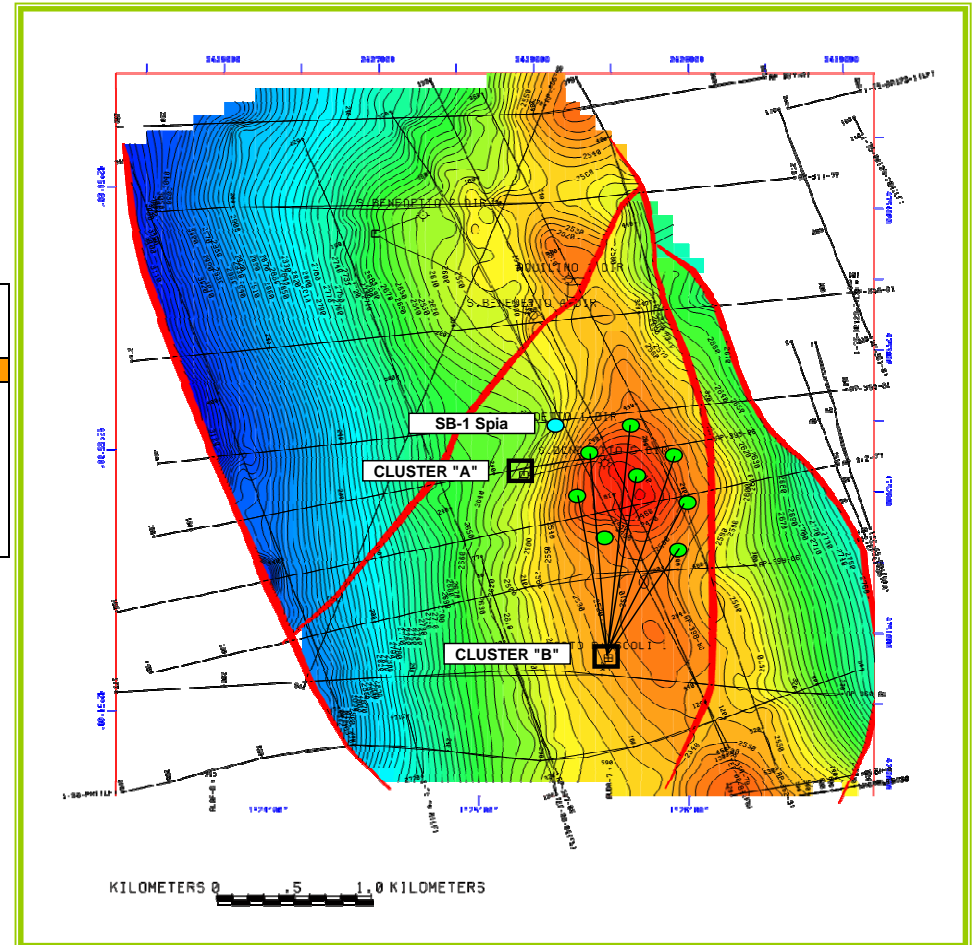
"MP1+Mp1z"  
All.32  
S.Benedetto



- W/O pozzo SB-1 pozzo spia singolo convenzionale tbg 2 3/8'
- Nuovo Pozzo di stoccaggio singolo Open Hole convenzionale tbg 5

**8 pozzi di sviluppo singoli Open Hole convenzionale tbg 5**

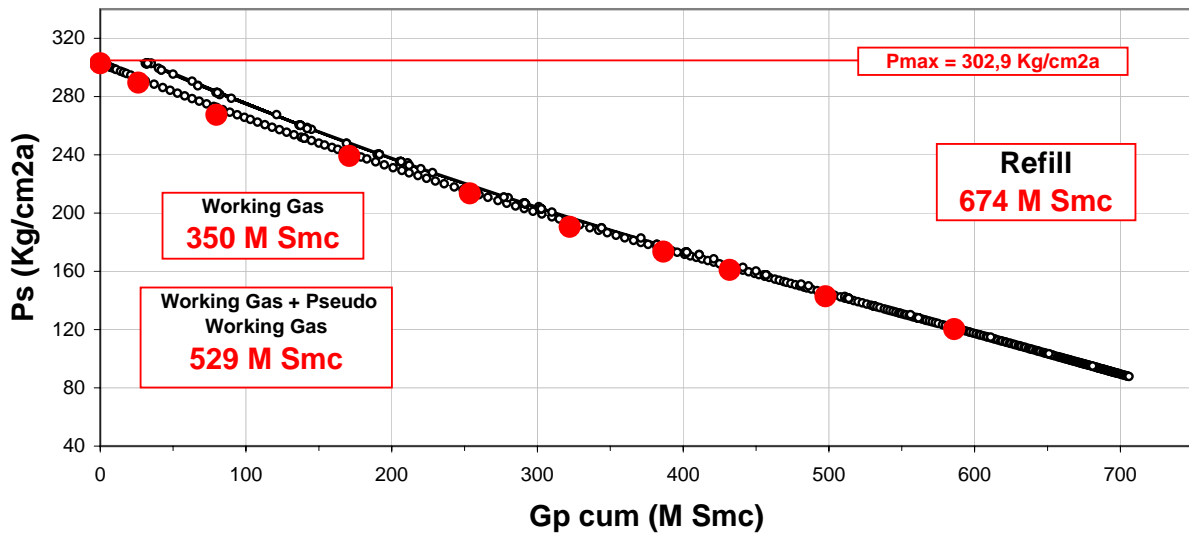
**1 pozzo spia singolo convenzionale tbg 2 3/8"**



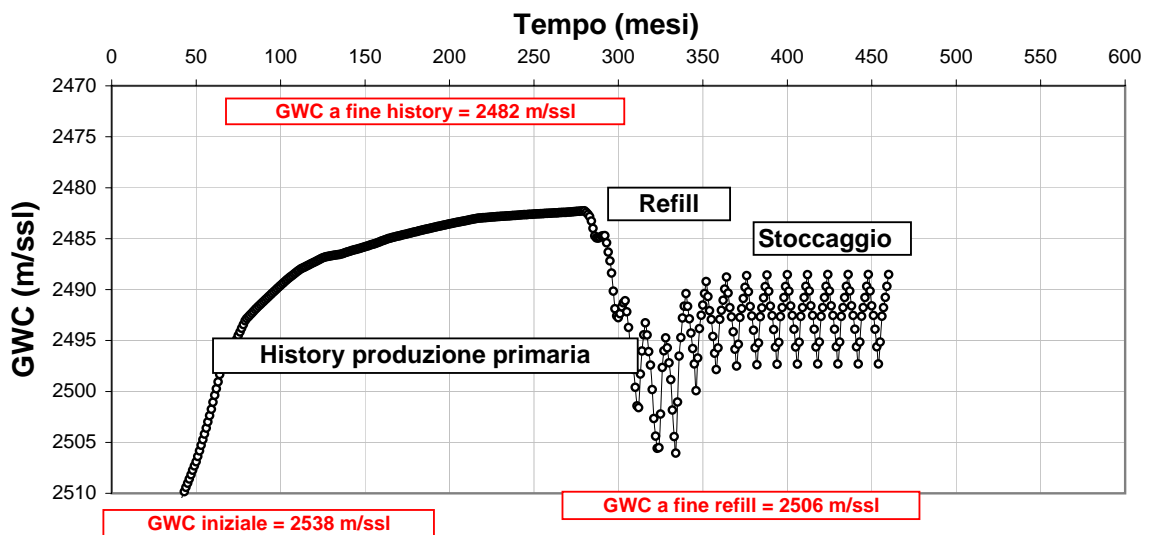


**$P_{max} = P_i$**   
8 pozzi tbg 5"

**Ps - vs - Gp cum**

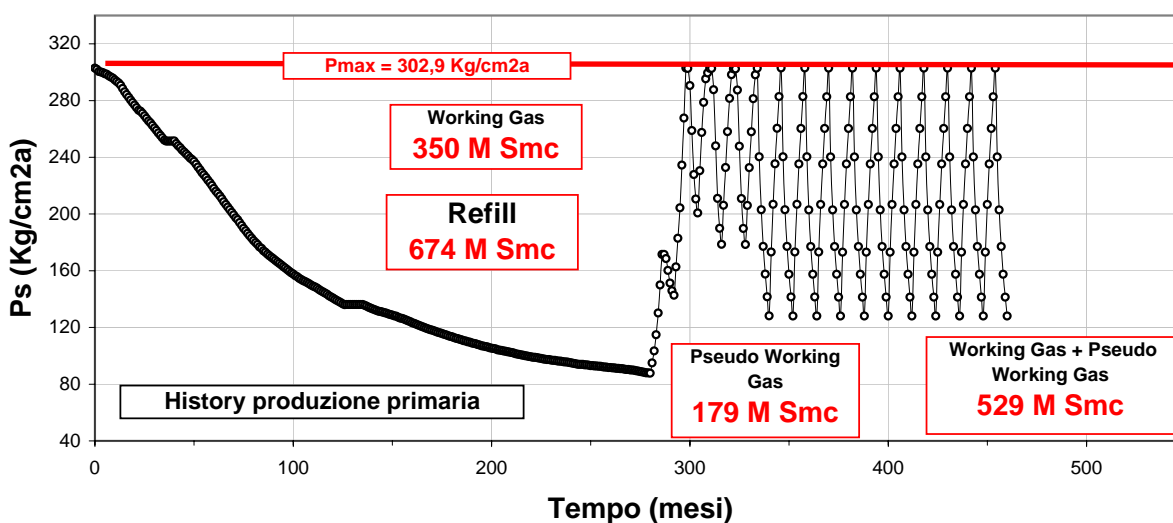


**GWC -vs- tempo**

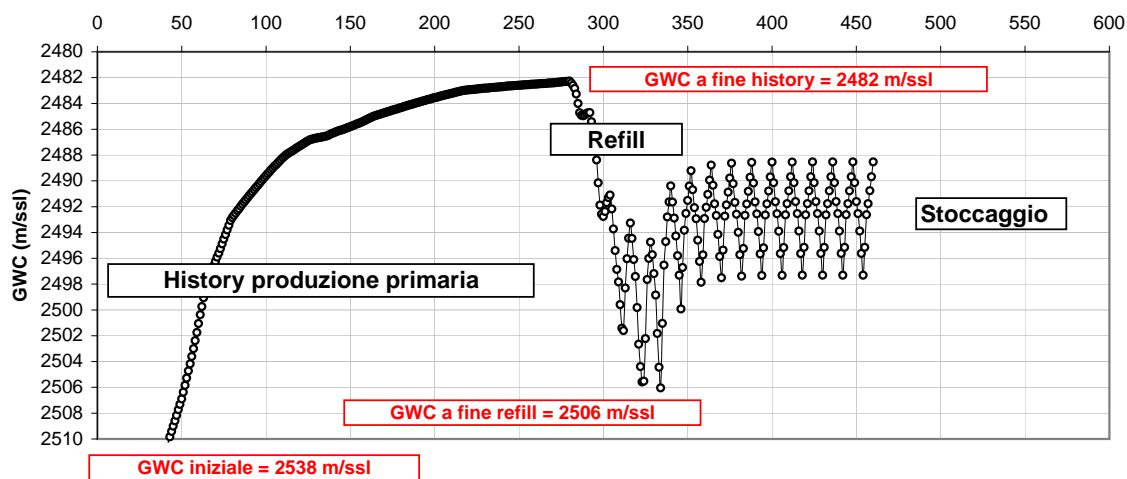


**$P_{max} = P_i$**   
**8 pozzi tbg 5"**

**Ps -vs- cum**



**GWC -vs- tempo**  
Tempo (mesi)





# Prestazioni del ciclo di stoccaggio

**Sviluppo Convenzionale**  
Massima Prestazione del campo

"MP1+Mp1z"  
**All.35**  
S.Benedetto

## 8 nuovi pozzi Open Hole convenzionale tbg 5"

tempo (mesi)	qgas (Smc/g)	Gp mese (Smc)	Gp cum (Smc)	Ps (Kg/cm2a)	Pwf (Kg/cm2a)	STHP (Kg/cm2a)	FTHP (Kg/cm2a)	ΔP testa (%)	q pozzo (Smc/g)
<b>Fase di Erogazione</b>									
0	<b>6.271.588</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>302,9</b>	<b>206,4</b>	<b>257,3</b>	<b>167,8</b>	<b>34,8</b>	<b>783.949</b>
1	5.231.500	159	159	240,31	132,9	204,2	104,8	48,7	653.938
2	3.661.809	111	270	202,94	118,6	172,4	98,1	43,1	457.726
3	2.808.756	85	356	177,16	104,8	150,5	89,4	40,6	351.094
4	2.265.049	69	425	157,6	92,7	133,9	81,0	39,5	283.131
5	1.873.312	57	482	141,56	82,0	120,3	73,5	38,9	234.164
6	<b>1.575.082</b>	48	<b>529</b>	128,16	<b>72,8</b>	<b>108,9</b>	<b>66,9</b>	<b>38,5</b>	<b>196.885</b>
<b>Fase di Iniezione</b>									
0	<b>-6.271.588</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>128,2</b>	<b>72,8</b>	<b>108,9</b>	<b>223,4</b>	<b>105,2</b>	<b>-783.949</b>
1	-5.230.263	-159	-159	173,22	247,1	147,2	228,8	55,5	-653.783
2	-3.651.316	-111	-270	206,84	255,7	175,7	225,6	28,4	-456.414
3	-2.796.053	-85	-355	235,35	270,4	199,9	233,6	16,8	-349.507
4	-2.269.737	-69	-424	260,42	287,1	221,2	245,6	11,0	-283.717
5	-1.875.000	-57	-481	282,8	303,6	240,3	258,4	7,6	-234.375
6	<b>-1.578.947</b>	-48	<b>-529</b>	303,01	<b>319,6</b>	<b>257,4</b>	<b>271,4</b>	<b>5,4</b>	<b>-197.368</b>

**Pmax = Pi**

Refill Volume = 674 M Smc in 54 mesi

N. pozzi di stoccaggio = 8

Completamento OH con tbg 5"

Prestazione iniziale max per pozzo = 784.000 Smc/g con Δp = 35%

**Working gas = 350 M Smc (legge di mercato)**

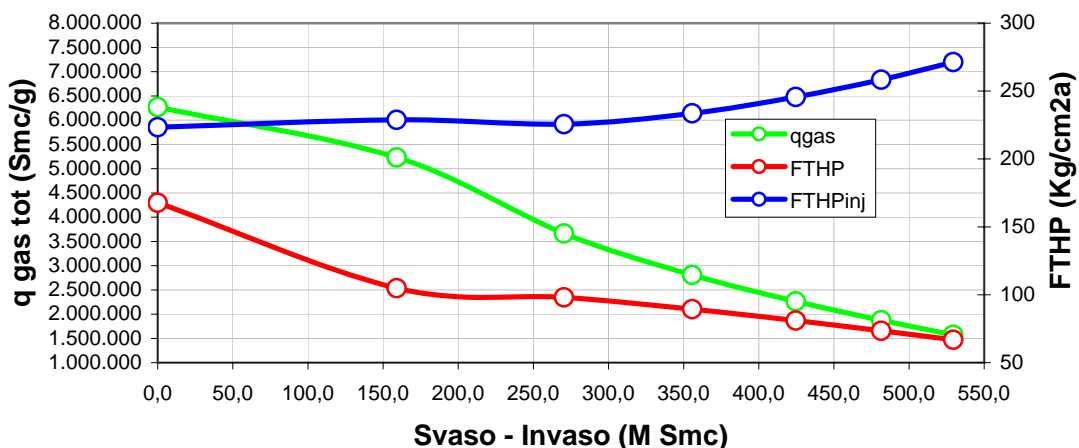
**Working Gas + Pseudo Working Gas = 529 M Smc (6 mesi di erogazione)**

FTHP min in erogazione = 67,0 Kg/cm2a

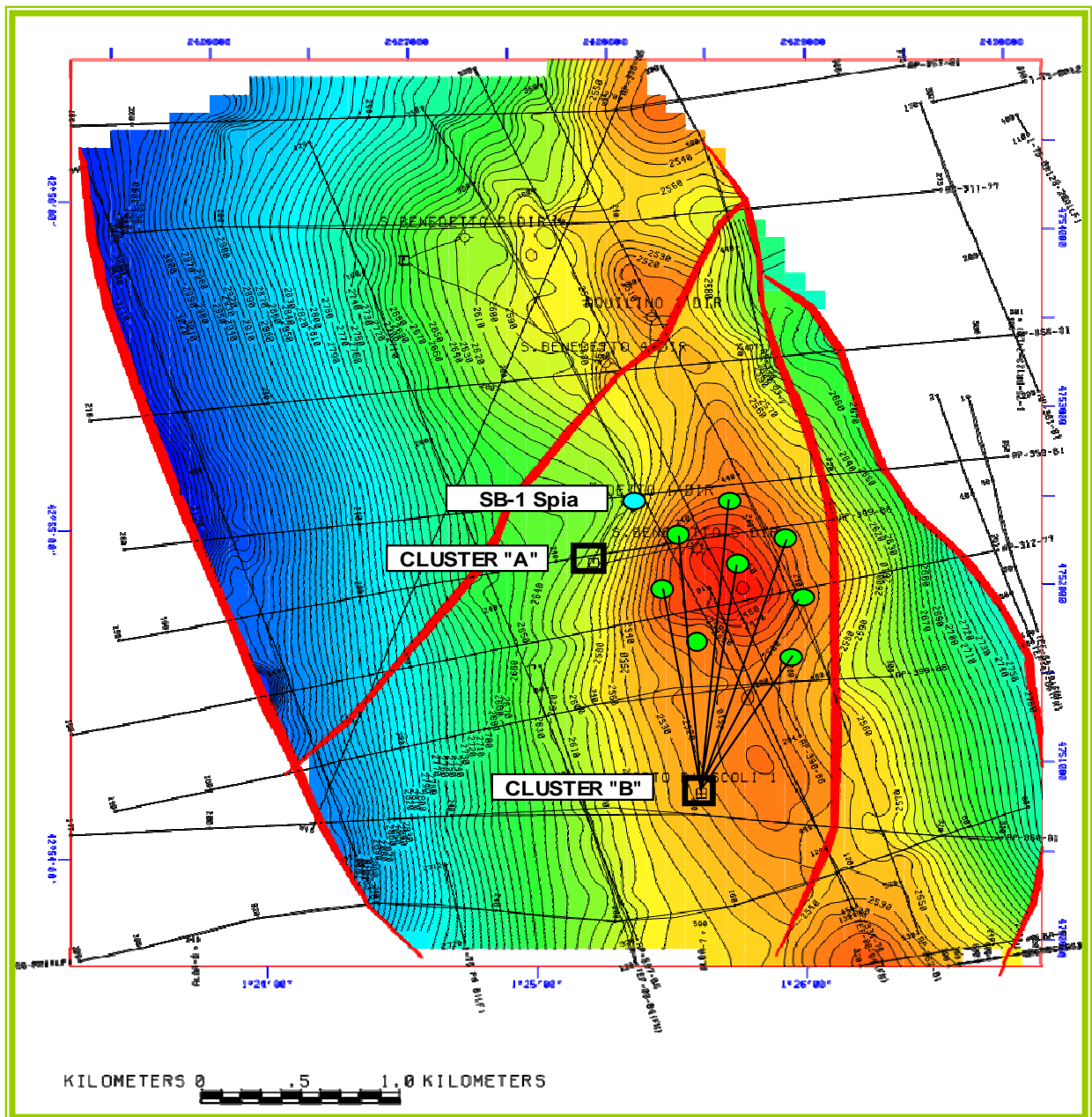
FTHP max inj. = 271,4 Kg/cm2a

## Prestazioni del ciclo

### Erogazione-Iniezione



- W/O pozzo SB-1 pozzo spia tbg 2 3/8"
- 8 nuovi pozzi di stoccaggio tbg 5"
- Cluster "A" (area esistente cluster SB-1 e SB-5)
- Cluster "B" (8 nuovi pozzi)



## Risultati dello studio di giacimento e di stoccaggio

Sviluppo convenzionale

"MP1+Mp1z"  
**AII.37**  
 S.Benedetto

#####

### Risultati di history match

GOIP din (MSmc)	Gp (*) (MSmc)	RF (%)	GIP (MSmc)	Existing Cushion (MSmc)	Pi (Kg/cm2a)	Datum (m ssi)	Pabb prev. (Kg/cm2a)	Depletion (%)	STHPi (Kg/cm2a)	Rd (ad.)	C (mc/kg/cm2)	alfa (1/g)	Kw (mD)
985	706	71,68	279	44	302,9	2456	87,75	71,03	257,51	2	150,0	0,0015	1,1

(\*) Gp al 31-12-2006 = 684 M Smc, previsioni di produzione = 708 M Smc in tre anni (Riserve residue = 22 M Smc)

### Studio dell'erogabilità (pmax = pi)

livello	K (**) (mD)	h net (m)	Kh (mDm)	Skin (ad.)	Re (m)	A	B	AOF fondo (Smc/g)	Csg (inches)	Tbg (inches)	C	n	AOF testa (Smc/g)
MP1+Mp1z	6,125	20	122,5	0	250	0,05440	1,058 10 <sup>-8</sup>	1.308.772	7	5	109	0,842	1.244.370

(\*\*) Permeabilità media pesata sugli spessori

### Studio di riempimento e Working gas secondo legge di mercato (pmax = pi)

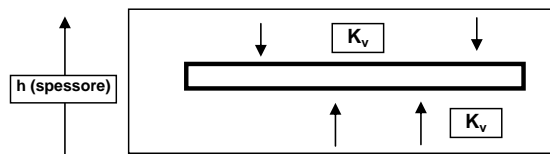
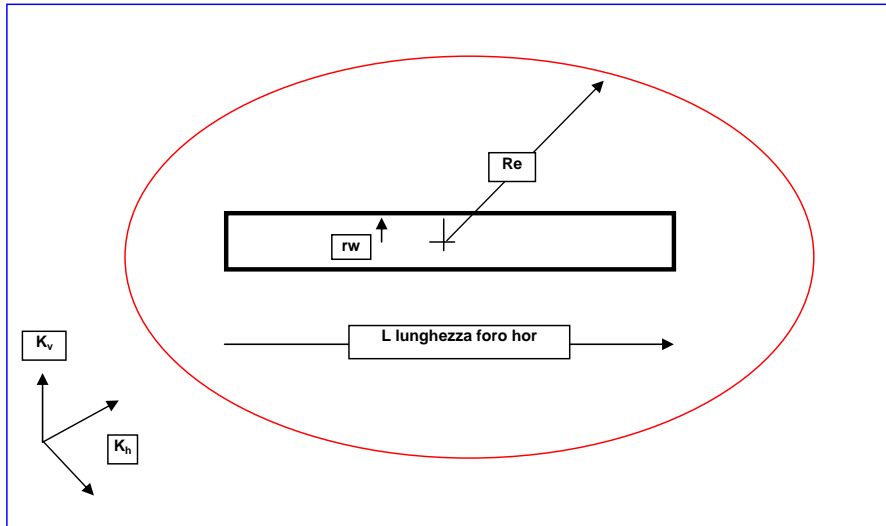
Refill (MSmc)	Tempo (mesi)	Q inj max (Smc/g)	Existing Cushion (MSmc)	Capacità max (MSmc)	WG (MSmc)	Cushion (MSmc)	Fill Cush (MSmc)	Eff.reale (%)	N. pozzi	qi max (Smc/g)	Δp testa max (%)	FTHP min (Kg/cm2a)	FTHP inj max (Kg/cm2a)
674	54	2.961.000	44	718	350	368	324	48,75	8	3.500.000	36,2	106	284,6

### Studio di riempimento e massima prestazione dello stoccaggio (Working Gas + pseudo Working Gas) (pmax = pi)

Refill (MSmc)	Tempo (mesi)	FTHP inj max (Kg/cm2a)	Existing Cushion (MSmc)	Capacità max (MSmc)	WG+Pseudo WG (***) (MSmc)	Cushion (MSmc)	Fill Cush (MSmc)	Eff.reale (%)	N. pozzi	qi max (Smc/g)	Δp testa max (%)	FTHP min (Kg/cm2a)	FTHP inj max (Kg/cm2a)
674	54	284,6	44	718	529	189	145	73,68	8	6.272.000	48,7	66,9	271,4

(\*\*\*) Pseudo working gas o cushion addizionale = 179 MSmc

Schema di calcolo



**Input data**  
 h = 62 m  
 rw = 10 cm  
 L = 500 m  
 Kh = 6,125 mD  
 Kv = 1/5 Kh = 1,225 mD

**Ch** produttività pozzo orizzontale  
**Cv** produttività pozzo verticale o deviato

**$C_h/C_v = 2,53$**

$$\beta = \left(\frac{K_h}{K_v}\right)^{0,5}$$

$$a = \frac{L}{2} \left[ 0,5 + \left(0,25 + \left(\frac{Re}{0,5L}\right)^4\right)^{0,5} \right]^{0,5}$$

$$\frac{C_h}{C_v} = \frac{Ln \frac{Re}{rw}}{Ln \left[ a + \left(a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2\right)^{0,5} + \frac{\beta h}{L} Ln \left(\frac{\beta h}{2rw}\right) \right]} \frac{L}{2}$$



# Inflow Performance pozzo tipo

Pozzo tipo orizzontale L = 500 m

"MP1+Mp1z"  
All.39  
S.Benedetto

datum	2456	m/ssl
Tfondo	60	°C
γ gas	0,558	air =1

q gas (Smc/g)	THPi (Kg/cm2a)	BHPi (Kg/cm2a)	Tbg MD (m/RT)	Tbg TVD (m/RT Vert)
0	257,51	302,9	2655	2548

### Dati input generali

μ gas (cp)	Zi (ad)	T (°R)	K (mD)	h net pay (ft)	Re (ft)	Rw (ft)	γ gas (air =1)	Skin S (ad)
0,0227	0,9480	600	15,5	65,6	1640	0,35	0,558	-5
<b>L = 500 m</b>		<b>6,125</b>	<b>2,53</b>	<b>20</b>	<b>500</b>			

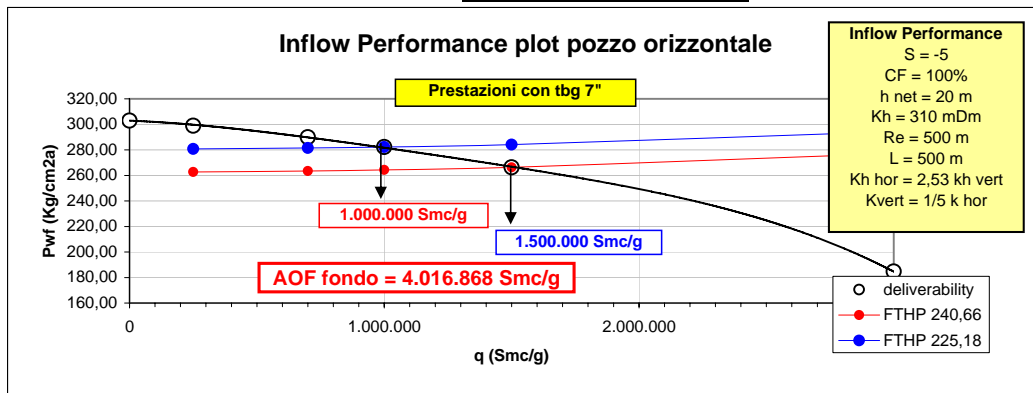
P <sub>s</sub> <sup>2</sup> =	18560128
B =	0,000578996
A =	48,79318119

Equazione di flusso di fondo  
 $P_{wf}^2 = P_s^2 - Aq - Bq^2$

q (Smc/g)	q (K Scf/g)	P <sub>wf</sub> <sup>2</sup> (psia <sup>2</sup> )	P <sub>wf</sub> calc. (Kg/cm2a)	Δp (%)
0	0	18.560.128	302,90	0,00
250.000	8.825	18.084.436	298,99	1,29
700.000	24.710	17.000.923	289,90	4,29
1.000.000	35.300	16.116.248	282,25	6,82
1.500.000	52.950	14.353.197	266,37	12,06
3.000.000	105.900	6.899.601	184,68	39,03
4.016.868	141.795	217	1,03	99,66
<b>AOF</b>	<b>4.016.868</b>	<b>141.795</b>	<b>1,03</b>	<b>99,66</b>

C.F (%)	285
SKIN S	-5

Metric unit	
A =	0,008294841
B =	3,47398E-09



$$P_{wf}^2 = FTHP^2 \exp(S) + (25q^2 zTf(MD)(\exp(S)-1))/Sd^5$$

S = 0,0375γ(TVD)/zT	0,307453291	
Nre = 20011γq/μd		
ε rug. =	0,0006	
Φ nom. TBG (inch)	Φi Tbg (mm)	Φi match (mm)
1 1/4	25,4	
2 3/8	48,28	
2 7/8	59,61	149,3
3 1/2	72,82	
4 1/2	93,6	
5	105,4	

$$\text{Jain equation } 1/f^{0,5} = 1,14 \cdot 2 \log(\epsilon/d + 21,25/N_{re}^{0,9})$$

Unità di misura	
P (psia)	
T (°R)	
q (M SCF/D)	
Depth (ft)	
d (inches)	
μ (cp)	

q (Smc/g)	Nre	f	P <sub>wf</sub> (Kg/cm2a)					
			FTHP (Kg/cm2a)		100	125	150	175
0	0	0	116,62	145,77	174,93	204,08	280,65	262,60
250.000	738.526	0,01390	116,88	145,98	175,10	204,23	280,76	262,72
700.000	2.067.873	0,01288	118,52	147,30	176,20	205,18	281,45	263,45
1.000.000	2.954.104	0,01266	120,41	148,82	177,48	206,27	282,25	264,31
1.500.000	4.431.156	0,01248	124,88	152,46	180,54	208,91	284,18	266,37
3.000.000	8.862.311	0,01227	146,44	170,57	196,07	222,47	294,29	277,13



**Well Head Deliverability pozzo Tipo**  
**Pozzo tipo orizzontale L = 500 m**

"MP1+Mp1z"  
**All.40**  
 S.Benedetto

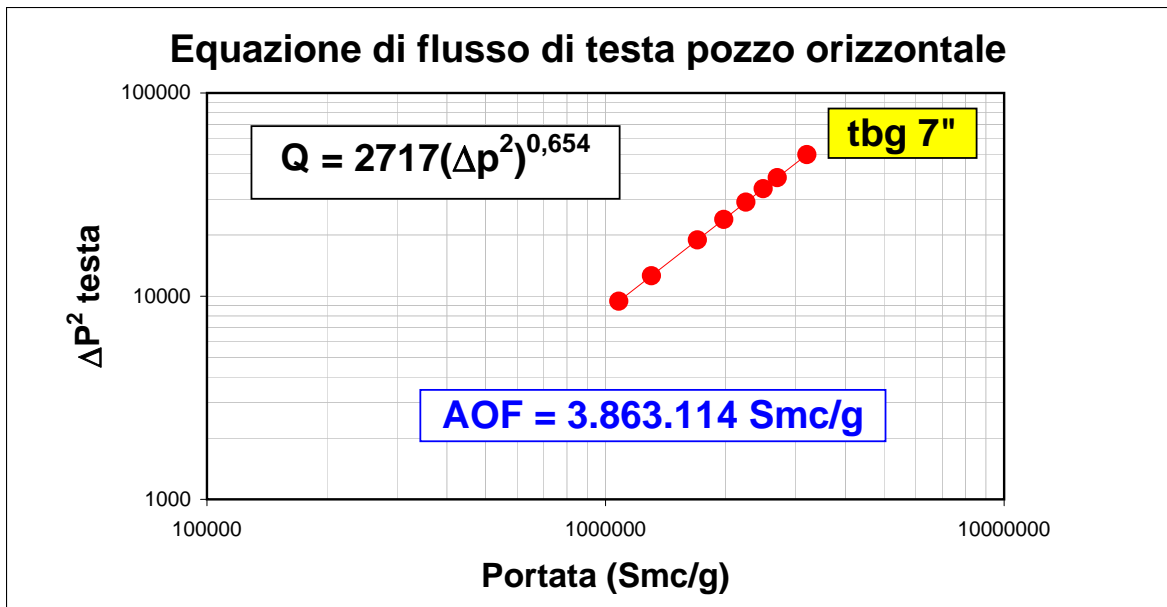
31/07/1986

**Equazione di Flusso di Testa pozzo tipo**  
**Tbg 7"**

**STHP max = STHPi**

Input			output			Q gas	FTHP	ΔP	ΔP <sup>2</sup>
q gas (Smc/g)	FTHP (Kg/cm2a)	STHP (Kg/cm2a)	ΔP (Kg/cm2)	ΔP (%)	ΔP <sup>2</sup>	(Smc/g)	(Kg/cm2a)	fraz.	(Kg/cm2a) <sup>2</sup>
1079825	238,48	0,07	9440			1304138	231,76	0,10	12599
1000000	240,66	257,51	16,85	6,54	8394	1700582	217,72	0,15	18907
1500000	225,18	257,51	32,33	12,55	15605	1980665	206,01	0,20	23872
						2249985	193,13	0,25	29011
						2487275	180,26	0,30	33819
						2697878	167,38	0,35	38295
						3200702	128,76	0,50	49734

calcoli			
6		log DP1^2	3,92397748
6,176091259		log DP2^2	4,19327401
risultati			
	A.O.F	3.863.114	Smc/g
	esp. N	0,654	
	coeff. C	2717	







## Fase di ricostituzione e Working Gas

Sviluppo con pozzi orizzontali

"MP1+Mp1z"  
**All.41**  
S.Benedetto

####

**Condizione di rispetto Pmax = Pi = 302,9 Kg/cm2a  
utilizzo di 3 nuovi pozzi orizzontali**

Gp cum	706	M Smc	Incluso forecast 2007-2008-2009
--------	-----	-------	---------------------------------

mesi	Ginj/prod (M Smc)	Gpcum (M Smc)	bilancio (M Smc)	qgas inj./prod (Smc/g)	Ps (Kg/cm2a)	STHP (Kg/cm2a)	FTHPinj./prod. (Kg/cm2a)	Δpinj./prod. (%)				
1	-25	681	-25	-822.368	94,91	80,6	87,5	8,5				
2	-30	651	-55	-986.842	103,44	87,9	96,2	9,5				
3	-40	611	-95	-1.315.789	114,85	97,6	109,1	11,8	REFILL    -295    M Smc			
4	-55	556	-150	-1.809.211	130,21	110,6	126,9	14,7				
5	-70	486	-220	-2.302.632	149,98	127,4	147,7	16,0				
6	-75	411	-295	-2.467.105	171,51	145,7	165,7	13,7	% WG	Gp	WG	Qfinale
7	0	411	-295	0	171,47	145,7			0	0	Vincoli di calcolo	
8	10	421	-285	333.333	168,58	143,2	142,2	0,7	10	10		
9	29	450	-256	935.484	160,21	136,1	130,8	3,9	29	29		
10	31	481	-225	1.000.000	151,25	128,5	122,3	4,8	31	31	70% WG	1.000.000
11	19	500	-206	678.571	145,87	123,9	120,4	2,9	19	19		
12	11	511	-195	666.667	142,76	121,3	117,8	2,9	11	11	100	666.667
13	-70	441	-265	-2.302.632	162,72	138,2	157,2	13,7				
14	-70	371	-335	-2.302.632	182,84	155,3	172,4	11,0				
15	-70	301	-405	-2.302.632	204,38	173,6	189,1	8,9	REFILL    -476    M Smc			
16	-90	211	-495	-2.960.526	234,49	199,2	218,9	9,9				
17	-90	121	-585	-2.960.526	267,62	227,4	244,8	7,7				
18	-86	35	-671	-2.828.947	302,93	257,4	271,8	5,6	% WG	Gp	WG	Qfinale
19	0	35	-671	0	302,67	257,1			0	0	Vincoli di calcolo	
20	43	78	-629	1.416.667	284,24	241,5	235,9	2,3	10	43		
21	123	201	-505	3.975.806	237,37	201,7	166,6	17,4	29	123		
22	132	333	-374	4.250.000	193,76	164,6	113,2	31,2	31	132	70% WG	4.250.000
23	81	413	-293	2.883.929	170,18	144,6	114,1	21,1	19	81		
24	47	460	-246	2.833.333	156,74	133,2	100,2	24,7	11	47	425	2.833.333
25	-125	335	-371	-4.111.842	193,17	164,1	201,3	22,6				
26	-100	235	-471	-3.289.474	225,52	191,6	215,3	12,4				
27	-70	165	-541	-2.302.632	250,17	212,5	225,3	6,0	REFILL    -425    M Smc			
28	-60	105	-601	-1.973.684	273,01	231,9	241,3	4,0				
29	-40	65	-641	-1.315.789	289,19	245,7	250,5	2,0				
30	-30	35	-671	-986.842	301,82	256,4	259,4	1,2	% WG	Gp	WG	Qfinale
31	0	35	-671	0	301,66	256,3			0	0	Vincoli di calcolo	
32	43	78	-628	1.423.333	283,35	240,7	235,1	2,3	10	43		
33	124	202	-504	3.994.516	236,41	200,8	165,4	17,7	29	124		
34	132	334	-372	4.270.000	193,06	164,0	111,9	31,8	31	132	70% WG	4.270.000
35	81	415	-291	2.897.500	169,32	143,8	112,9	21,5	19	81		
36	47	462	-244	2.846.667	155,92	132,5	99,0	25,2	11	47	427	2.846.667
37	-130	332	-374	-4.276.316	193,78	164,6	203,8	23,8				
38	-100	232	-474	-3.289.474	226,17	192,1	215,8	12,3				
39	-70	162	-544	-2.302.632	250,89	213,1	225,9	6,0	REFILL    -430    M Smc			
40	-60	102	-604	-1.973.684	273,77	232,6	241,9	4,0				
41	-40	62	-644	-1.315.789	290,03	246,4	251,2	1,9				
42	-30	32	-674	-986.842	302,7	257,2	260,1	1,2	% WG	Gp	WG	Qfinale
43	0	32	-674	0	302,57	257,0			0	0	Vincoli di calcolo	
44	43	75	-631	1.433.333	284,27	241,5	235,8	2,4	10	43		
45	125	200	-506	4.022.581	236,9	201,3	165,5	17,8	29	125		
46	133	333	-373	4.300.000	193,22	164,1	111,4	32,1	31	133	70% WG	4.300.000
47	82	415	-291	2.917.857	169,21	143,8	112,4	21,8	19	82		
48	47	462	-244	2.866.667	155,82	132,4	98,5	25,6	11	47	430	2.866.667
49	-130	332	-374	-4.276.316	193,66	164,5	203,7	23,8				
50	-100	232	-474	-3.289.474	226,04	192,0	215,7	12,3				
51	-70	162	-544	-2.302.632	250,74	213,0	225,8	6,0	REFILL    -430    M Smc			
52	-60	102	-604	-1.973.684	273,62	232,5	241,8	4,0				
53	-40	62	-644	-1.315.789	289,88	246,3	251,0	1,9				
54	-30	32	-674	-986.842	302,55	257,0	260,0	1,2				

## Sommario Risultati

Sviluppo con pozzi orizzontali

"MP1+Mp1z"

All.42

S.Benedetto

**Condizione di rispetto  $P_{max} = P_i = 302,9 \text{ Kg/cm}^2a$**

**utilizzo di 3 pozzi orizzontali**

GOIP	985	M Smc
Gp cum	706	M Smc
GIP	279	M Smc

Anno	Volumi annuali			Ps min fondo (Kg/cm2a)	FTHPmin (Kg/cm2a)	Volumi cumulativi			$\Delta p$ max testa (Kg/cm2a)
	Imnesso (M Smc)	Estratto (M Smc)	Bilancio (M Smc)			Imnesso (M Smc)	Estratto (M Smc)	Bilancio (M Smc)	
1	295	100	195	142,8	117,8	295	100	195	16,0
2	476	425	51	156,7	100,2	771	525	246	31,2
3	425	427	-2	155,9	99,0	1196	952	244	31,8
4	430	430	0	155,8	98,5	1626	1382	244	32,1
5	430		430	302,5	259,9	2056	1382	674	

**WORKING GAS = 430 M Smc**

**CUSHION GAS + pseudo working gas = 244 M Smc**

Legge di mercato e vincoli della portata gas in fase di svaso

### Legge di mercato

Mese	WG (%)	vincoli di q gas
Ottobre	0	
Novembre	10	
Dicembre	29	
Gennaio	31	(*)
Febbraio	19	
Marzo	11	(**)
<b>Totale</b>	<b>100</b>	

(\*) q gas =  $(WG/150 \text{ g}) * 1,5$   
(portata richiesta al 70% di WG)

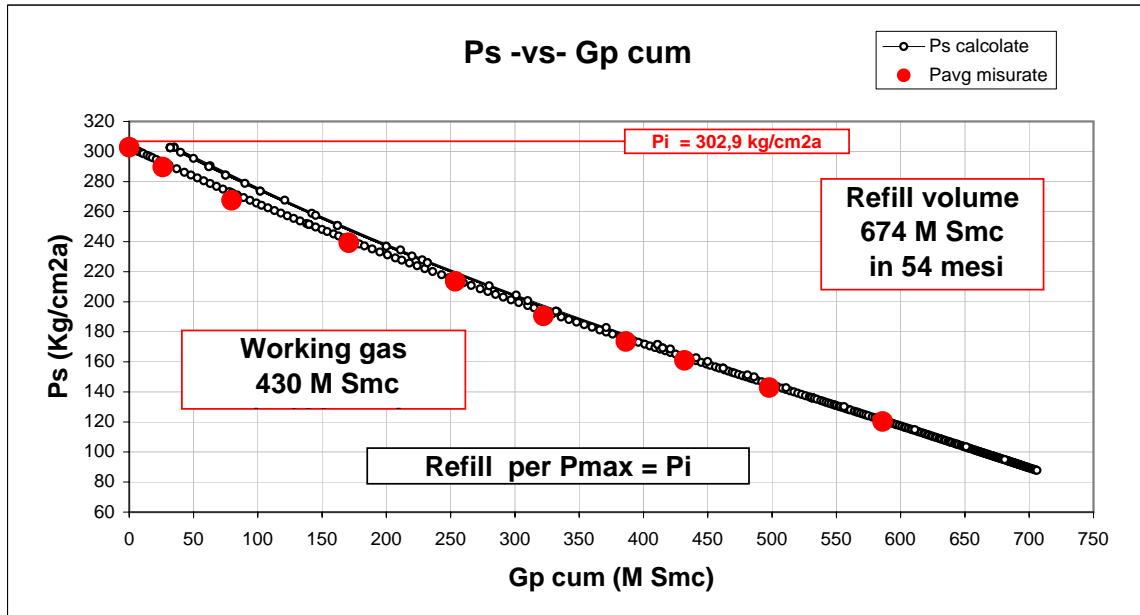
(\*\*) q gas =  $WG/150 \text{ g}$   
(portata richiesta a fine svaso)

**FTHP max injection = 271,8 Kg/cm2a**

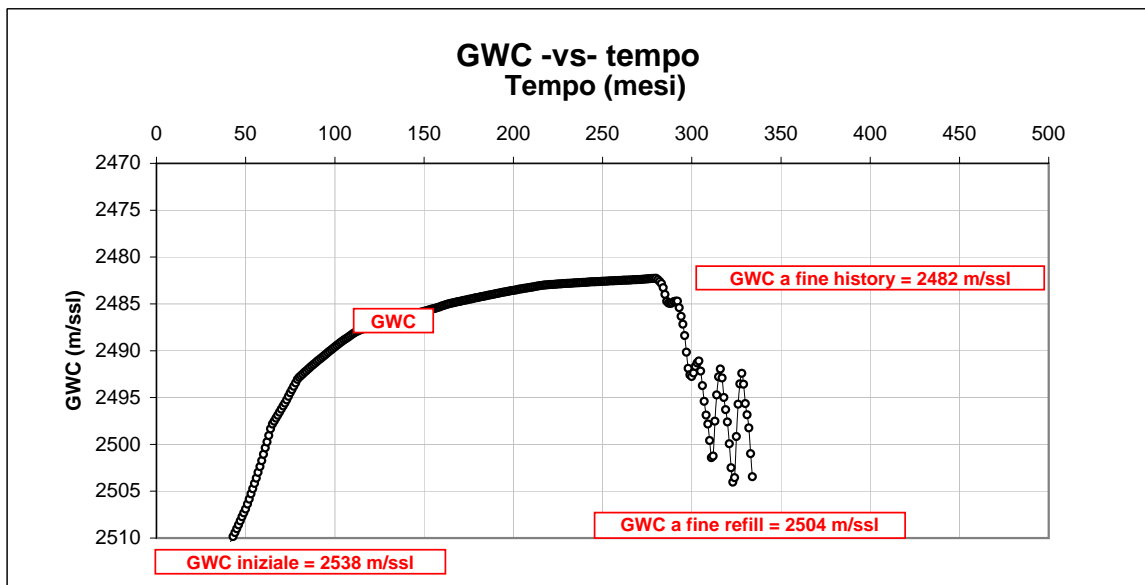
**FTHP min produzione = 98,5 Kg/cm2a**

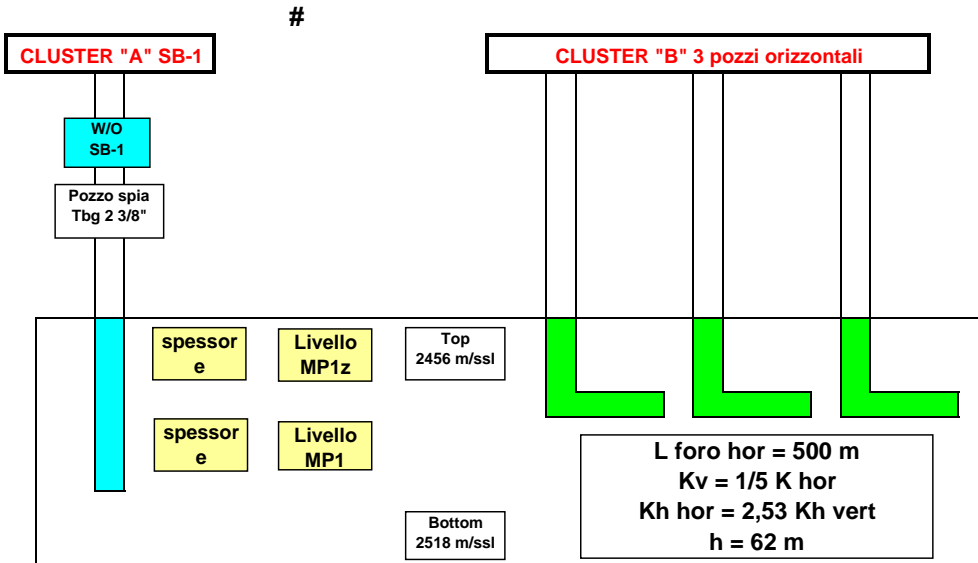
**Ricostituzione gas in posto e Working Gas (Pmax = Pi)**

**Comportamento della pressione statica di giacimento**



**Comportamento dinamico dell'acquifero**



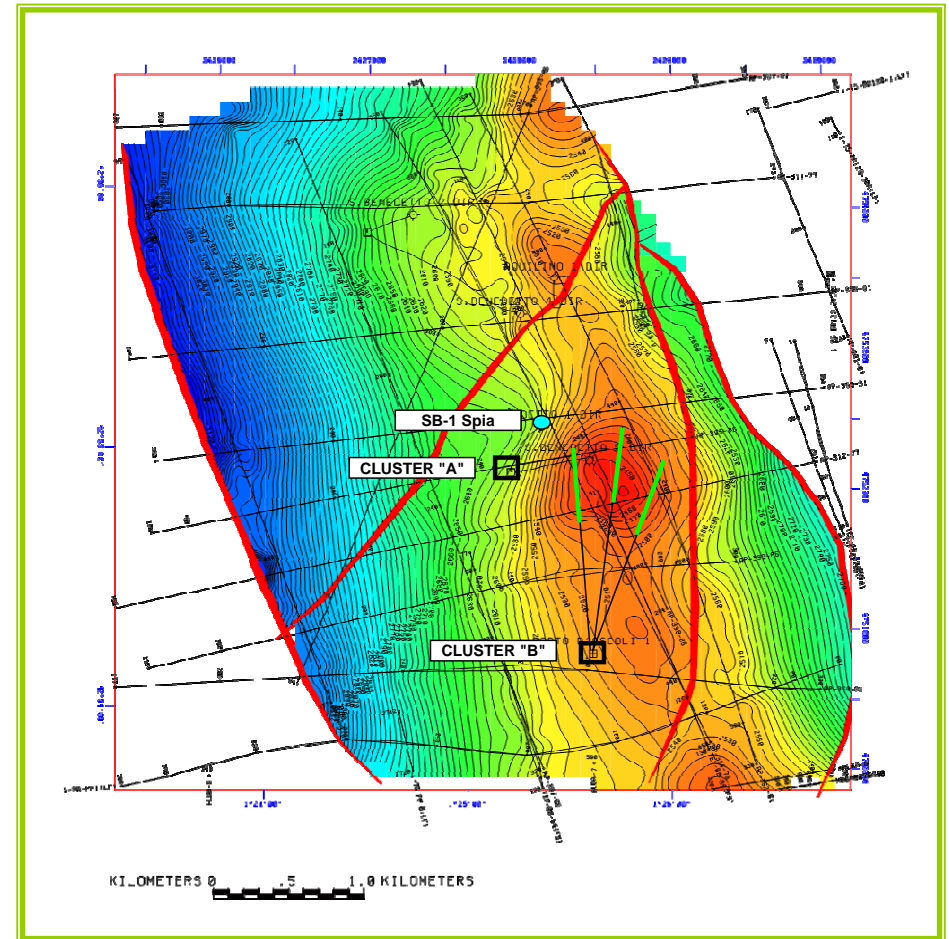


■ W/O pozzo SB-1 pozzo spia singolo convenzionale tbg 2 3/8"

■ Nuovo Pozzo di stoccaggio singolo Open Hole convenzionale tbg 7"

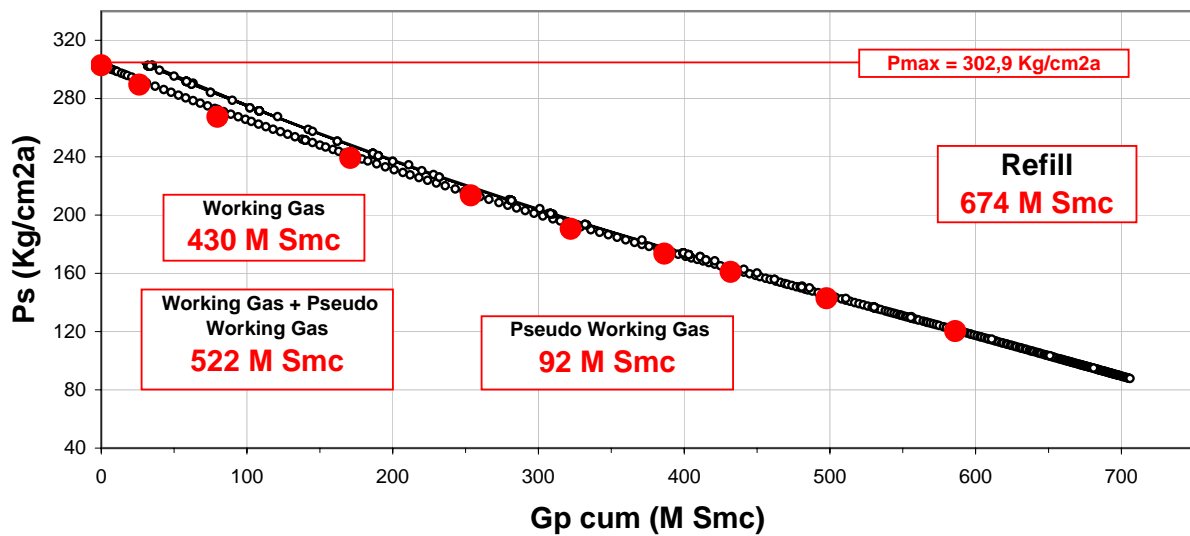
**3 pozzi di sviluppo singoli Open Hole orizzontali tbg 7"**

**1 pozzo spia singolo convenzionale tbg 2 3/8"**

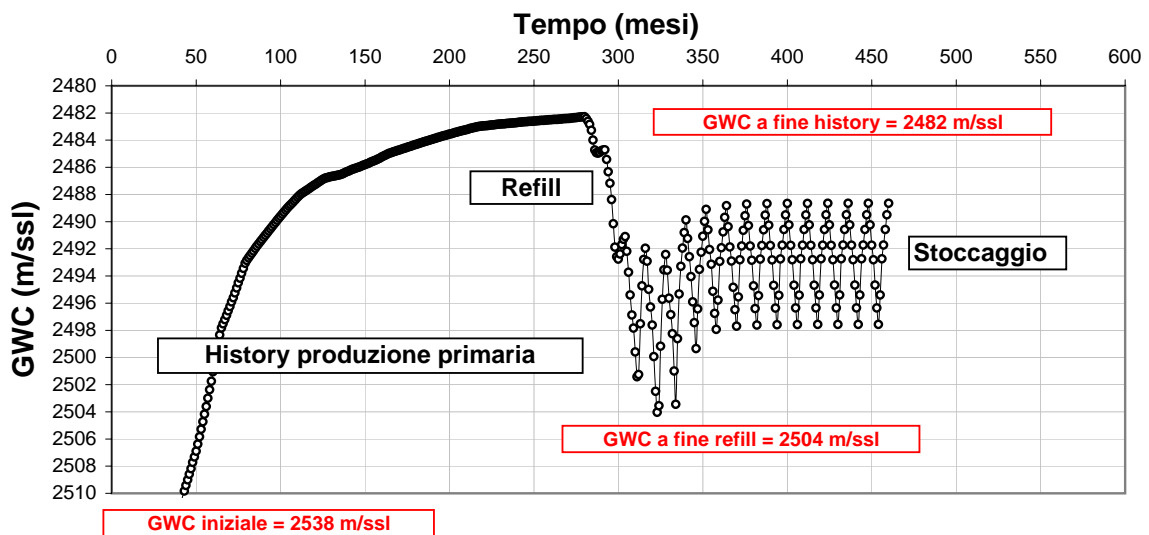


**$P_{max} = P_i$**   
**3 pozzi orizzontali (tbg 7")**

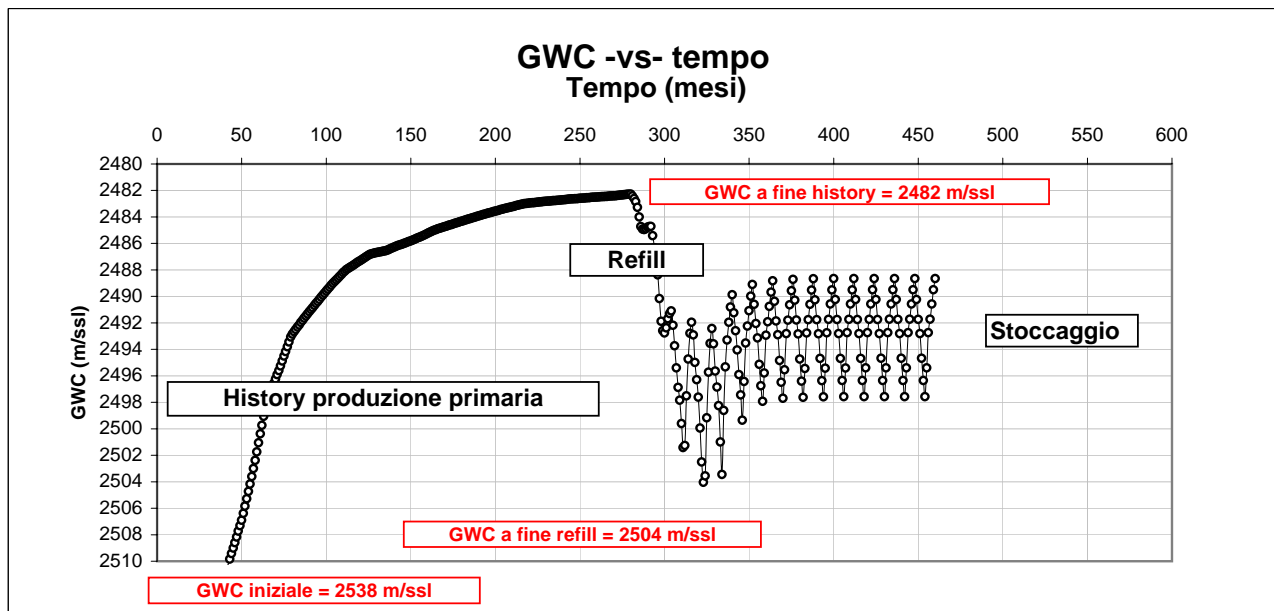
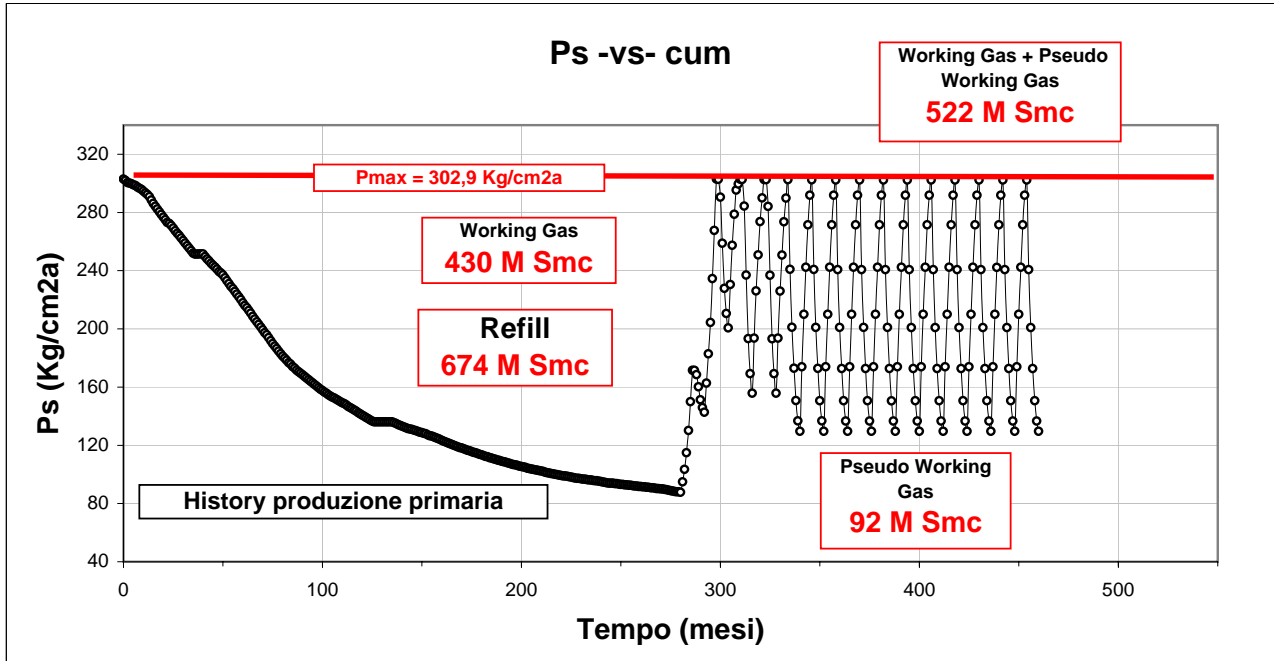
**Ps - vs - Gp cum**



**GWC -vs- tempo**



**$P_{max} = P_i$**   
**3 pozzi orizzontali (tbg 7")**



## 3 nuovi pozzi orizzontali (tbg 7")

tempo (mesi)	qgas (Smc/g)	Gp mese (Smc)	Gp cum (Smc)	Ps (Kg/cm2a)	Pwf (Kg/cm2a)	STHP (Kg/cm2a)	FTHP (Kg/cm2a)	ΔP testa (%)	q pozzo (Smc/g)
<b>Fase di Erogazione</b>									
0	5.941.994	0,0	0,0	302,9	248,4	257,3	205,9	20,0	1.980.665
1	5.131.579	156	156	240,9	183,6	204,7	151,1	26,2	1.710.526
2	3.881.579	118	274	201,14	154,7	170,9	129,5	24,2	1.293.860
3	3.125.000	95	369	172,92	132,3	146,9	112,5	23,4	1.041.667
4	2.565.789	78	447	150,74	114,4	128,1	99,0	22,7	855.263
5	1.644.737	50	497	136,79	114,6	116,2	100,8	13,3	548.246
6	822.368	25	522	129,67	119,5	110,2	104,8	4,9	274.123
<b>Fase di Iniezione</b>									
0	-5.941.994	0,0	0,0	129,67	119,5	110,2	189,7	72,2	-1.980.665
1	-5.131.579	-156	-156	173,95	185,2	147,8	202,2	36,8	-1.710.526
2	-3.881.579	-118	-274	209,99	221,4	178,4	210,4	17,9	-1.293.860
3	-3.125.000	-95	-369	242,32	252,2	205,9	226,5	10,0	-1.041.667
4	-2.565.789	-78	-447	271,5	279,8	230,7	244,5	6,0	-855.263
5	-1.644.737	-50	-497	291,81	297,7	247,9	254,6	2,7	-548.246
6	-822.368	-25	-522	302,35	305,7	256,9	259,1	0,9	-274.123

**Pmax = Pi**

Refill Volume = 674 M Smc in 54 mesi

N. pozzi di stoccaggio = 3

Completamento Open Hole Convenzionale

Prestazione iniziale max media per pozzo = 1.981.000 Smc/g con Δp = 20%

**Working gas = 430 M Smc (legge di mercato)**

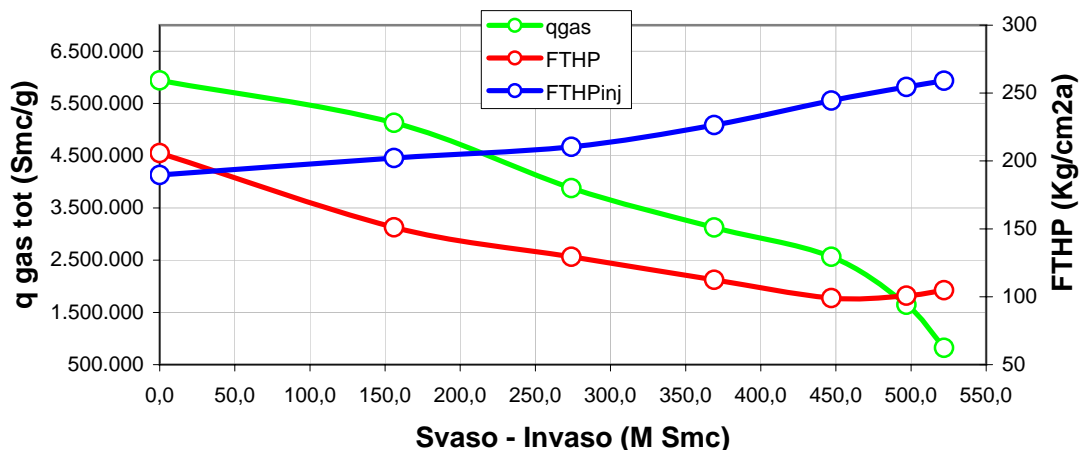
**Working Gas + Pseudo Working Gas = 522 M Smc (6 mesi di erogazione)**

FTHP min in erogazione = 99 Kg/cm2a

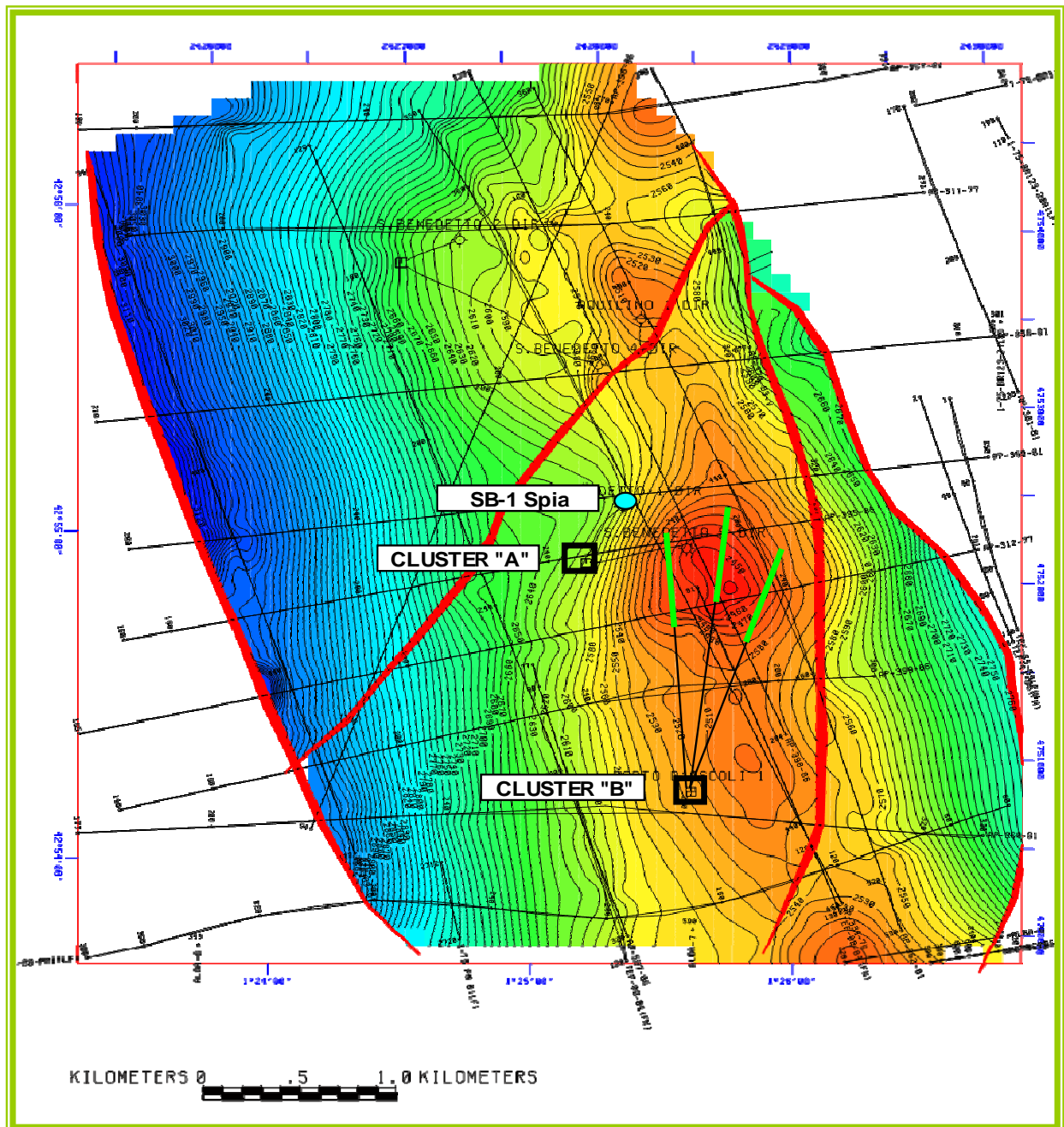
FTHP max inj. = 259,1 Kg/cm2a

## Prestazioni del ciclo

### Erogazione-Iniezione



- W/O pozzo SB-1 pozzo spia tbg 2 3/8"
- 3 nuovi pozzi hor di stoccaggio tbg 7"
- Cluster "A" (area esistente SB-1 spia)
- Cluster "B" (3 pozzi orizzontali)





## Risultati dello studio di giacimento e di stoccaggio

Sviluppo con pozzi orizzontali

"MP1+Mp1z"  
**AII.49**  
 S.Benedetto

31/07/1986

### Risultati di history match

GOIP din (MSmc)	Gp (*) (MSmc)	RF (%)	GIP (MSmc)	Existing Cushion (MSmc)	Pi (Kg/cm2a)	Datum (m ssl)	Pabb prev. (Kg/cm2a)	Depletion (%)	STHPi (Kg/cm2a)	Rd (ad.)	C (mc/kg/cm2)	alfa (1/g)	Kw (mD)
985	706	71,68	279	44	302,9	2456	87,75	71,03	257,51	2	150,0	0,0015	1,1

(\*) Gp al 31-12-2006 = 684 M Smc, previsioni di produzione = 708 M Smc in tre anni (Riserve residue = 22 M Smc)

### Studio dell'erogabilità pozzi orizzontali (pmax = pi)

livello	K (**) (mD)	h net (m)	Kh (mDm)	Skin (ad.)	Re (m)	L foro hor (m)	Kv = 1/5 Khor (mD)	C hor (C h = 2,53 C v)	Csg (inches)	Tbg (inches)	C horiz	n	AOF testa (Smc/g)
MP1+Mp1z	15,50	20	310	-5	500	500	3	2.717	9 5/8"	7	2717	0,654	3.863.114

(\*\*) Permeabilità equivalente

### Studio di riempimento e Working gas secondo legge di mercato (pmax = pi)

Refill (MSmc)	Tempo (mesi)	Q inj max (Smc/g)	Existing Cushion (MSmc)	Capacità max (MSmc)	WG (MSmc)	Cushion (MSmc)	Fill Cush (MSmc)	Eff.reale (%)	N. pozzi	qi max (Smc/g)	Δp testa max (%)	FTHP min (Kg/cm2a)	FTHP inj max (Kg/cm2a)
674	54	4.276.000	44	718	430	288	244	59,89	3 hor	4.300.000	32,2	98,5	271,8

### Studio di riempimento e massima prestazione dello stoccaggio (Working Gas + pseudo Working Gas) (pmax = pi)

Refill (MSmc)	Tempo (mesi)	FTHP inj max (Kg/cm2a)	Existing Cushion (MSmc)	Capacità max (MSmc)	WG+Pseudo WG (***) (MSmc)	Cushion (MSmc)	Fill Cush (MSmc)	Eff.reale (%)	N. pozzi	qi max (Smc/g)	Δp testa max (%)	FTHP min (Kg/cm2a)	FTHP inj max (Kg/cm2a)
674	54	259,1	44	718	522	196	152	72,70	3 hor	5.942.000	26,2	99	259,1

(\*\*\*) Pseudo working gas o cushion addizionale = 92 MSmc

## Comparazione dei risultati (sviluppo convenzionale - pozzi orizzontali)

Ipotesi di Sviluppo	Regimazione- legge di mercato					N. pozzi
	WG legge di mercato (MSmc)	Cushion gas totale (MSmc)	Filled Cushion gas (MSmc)	Efficienza reale (%)	Portata di punta in regimazione (Smc/g)	
Convenzionale	350	368	324	48,75	3.500.000	8
Pozzi orizzontali	430	288	244	59,89	4.300.000	3 hor

#####

Ipotesi di Sviluppo	Prestazioni massime					N. pozzi
	WG max (MSmc)	Cushion gas min (MSmc)	Filled Cushion gas min (MSmc)	Efficienza reale (%)	Portata di punta massima (Smc/g)	
Convenzionale	529	189	145	73,68	6.272.000	8
Pozzi orizzontali	522	196	152	72,70	5.942.000	3 hor

### Vantaggi dello sviluppo attraverso pozzi orizzontali

**Nella fase di regimazione** si dispone di un maggior volume di working gas con riduzione del cushion gas immesso, la portata di punta è superiore di 800.000 Smc/g, i nuovi pozzi da 8 si riducono a 3 e l'efficienza passa dal 48,7% al 59,9%.

**Nella fase di prestazione massima** le caratteristiche e le prestazioni sono equivalenti nell'ipotesi di raggiungere la stessa pressione minima di giacimento (128-130 Kg/cm2a) e con riduzione dei pozzi da 8 convenzionali a 3 orizzontali.

Sviluppo Convenzionale						
tempo (mesi)	qgas (Smc/g)	Gp mese (Smc)	Gp cum (Smc)	Ps (Kg/cm2a)	STHP (Kg/cm2a)	FTHP (Kg/cm2a)
0	6.271.588	0,0	0,0	302,9	257,3	167,8
1	5.231.500	159	159	240,31	204,2	104,8
2	3.661.809	111	270	202,94	172,4	98,1
3	2.808.756	85	356	177,16	150,5	89,4
4	2.265.049	69	425	157,6	133,9	81,0
5	1.873.312	57	482	141,56	120,3	73,5
6	1.575.082	48	529	128,16	108,9	66,9

Sviluppo con pozzi orizzontali						
tempo (mesi)	qgas (Smc/g)	Gp mese (Smc)	Gp cum (Smc)	Ps (Kg/cm2a)	STHP (Kg/cm2a)	FTHP (Kg/cm2a)
0	5.941.994	0,0	0,0	302,9	257,3	205,9
1	5.131.579	156	156	240,9	204,7	151,1
2	3.881.579	118	274	201,14	170,9	129,5
3	3.125.000	95	369	172,92	146,9	112,5
4	2.565.789	78	447	150,74	128,1	99,0
5	1.644.737	50	497	136,79	116,2	100,8
6	822.368	25	522	129,67	110,2	104,8

