



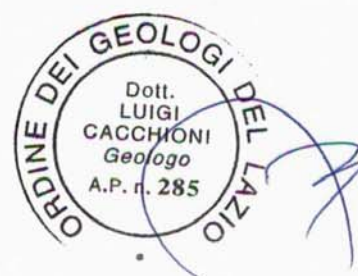
Concessione di Coltivazione di idrocarburi

FONTE SAN DAMIANO

Relazione finale della Concessione

Roma giugno 2012

Apennine Energy s.r.l.
Il Presidente
Dott. Luigi Cacchioni



INDICE

1.	Introduzione e generalità della Concessione	3
2.	Situazione legale.	4
3.	Inquadramento geologico-strutturale.	5
4.	Sintesi dei lavori eseguiti.	8
5.	Storia produttiva del campo.	10
6.	Facilities di produzione esistenti.	17
7.	Conclusioni	18

Allegato: Analisi della prova di produzione.





1. Introduzione e generalità della Concessione.

Nome della concessione	Fonte San Damiano
Provincia	Matera
Superficie	23,71 Km ²
Titolarità	Apennine Energy s.r.l.
U.N.M.I.G.	Napoli
Data di conferimento	1° febbraio 1989
Data di scadenza	18 luglio 2018

3

Il pozzo di scoperta Marciano 1 venne perforato nel febbraio del 1988 e risultò mineralizzato a gas metano. Il pozzo ha cessato ogni attività produttiva nel maggio del 2007 e nello stesso anno è stato perforato il side track Marciano 1 dir ST nel tentativo di ripristinare la produzione.

Con istanza del 23 settembre 2008 e successiva integrazione del 9 marzo 2009, la società Apennine Energy s.r.l. ha richiesto l'ampliamento in area libera della Concessione.

In figura 1 il cerchio tratteggiato individua l'area della concessione e la sua estensione.

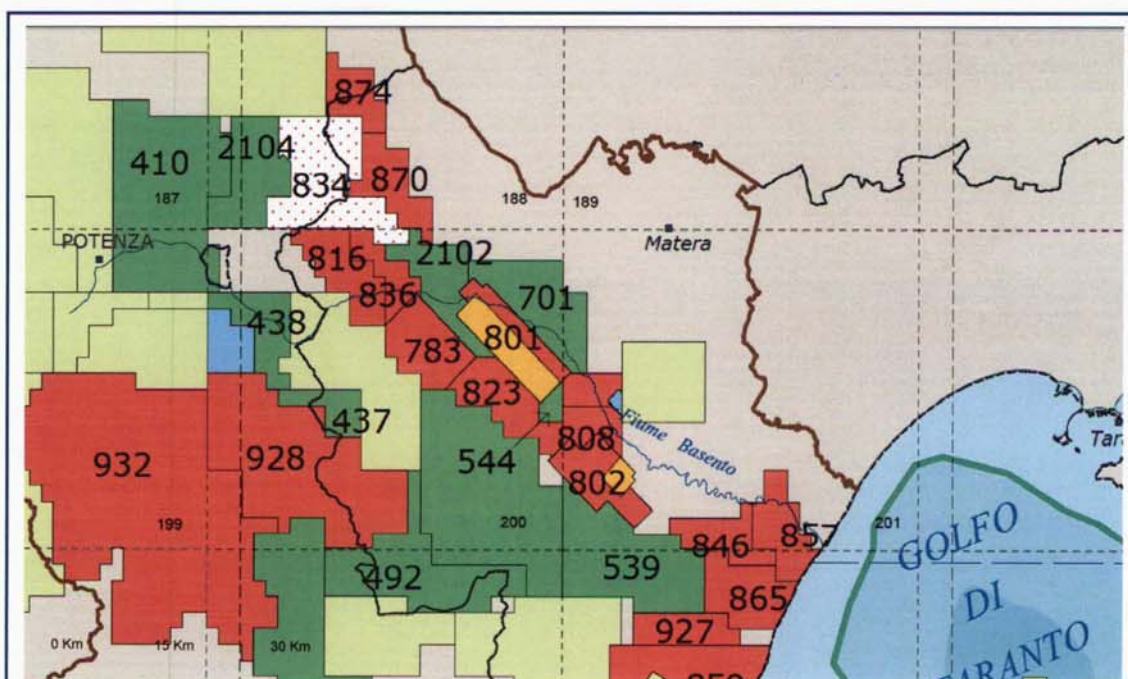


Figura 1. Carta Indice

2. Situazione legale.

La Concessione Fonte San Damiano è stata accordata con D.M. 1° febbraio 1989 ad un gruppo di società per 30 anni. La Canada Northwest Italiana S.p.A, in seguito CNWI, era nominata rappresentante unico.

4

Con successivi DD.MM. 14/07/1993, 7/04/1994 4/07/1994, 23/01/1995 la CNWI acquisiva il 99% della Concessione ed il restante 1% rimaneva alla Italmin Petroli sS.p.A.

Con DD.MM. 9/05/2001, 30/10/2001 e 12/05/2006 la quota di titolarità della CNWI era ceduta rispettivamente alle Società CPL Concordia Soc. Coop. a r.l., all'Energia della Concordia e alla Consul Service s.r.l. Quest'ultima con atto notarile del 23 dicembre 2008 variava la sua denominazione sociale in Apennine Energy s.r.l. che nel dicembre del 2011 acquisiva anche la quota dell'1% della Italmin. Exploration s.r.l.



3. Inquadramento geologico – strutturale.

L'area della concessione è ubicata nel Bacino Lucano che insieme a quello Pugliese e Molisano, fa parte di un complesso tettonico più vasto, la Fossa Bradanica.

La Fossa Bradanica rappresenta, da un punto di vista geodinamico, un complesso bacino di avanfossa la cui età si fa risalire al Pliocene inferiore-Pleistocene (Balduzzi et al., 1982). I depositi prevalentemente torbiditici che la colmarono, sono attualmente esposti lungo una stretta fascia allungata in senso NW-SE per una lunghezza di oltre 200 km, tra l'avampaese Apulo a Est e la catena appenninica a Ovest. Le dimensioni trasversali dei depositi di avanfossa aumentano regolarmente da NW (circa 20 km all'altezza di Spinazzola) a SE (circa 60 km in corrispondenza della linea di costa ionica). (Figura 2).

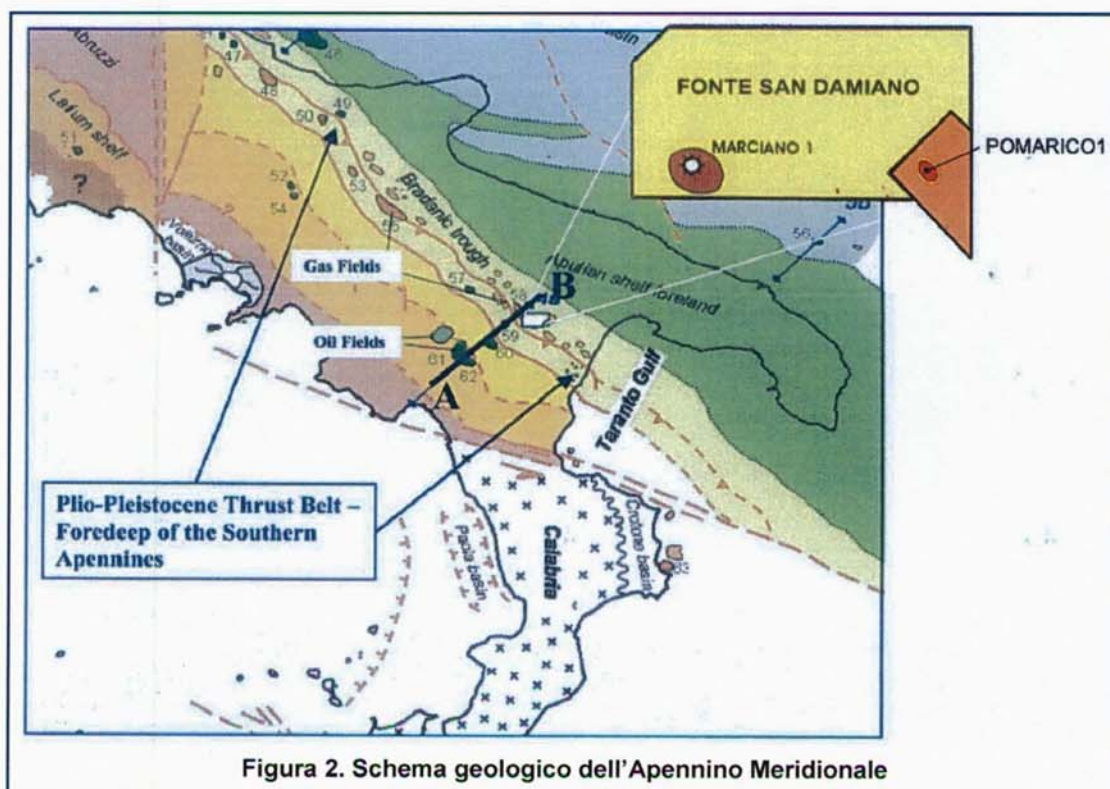


Figura 2. Schema geologico dell'Apennino Meridionale



Le coperture Plio - Pleistoceniche che ricoprono la fossa hanno uno spessore di 2-3 km.

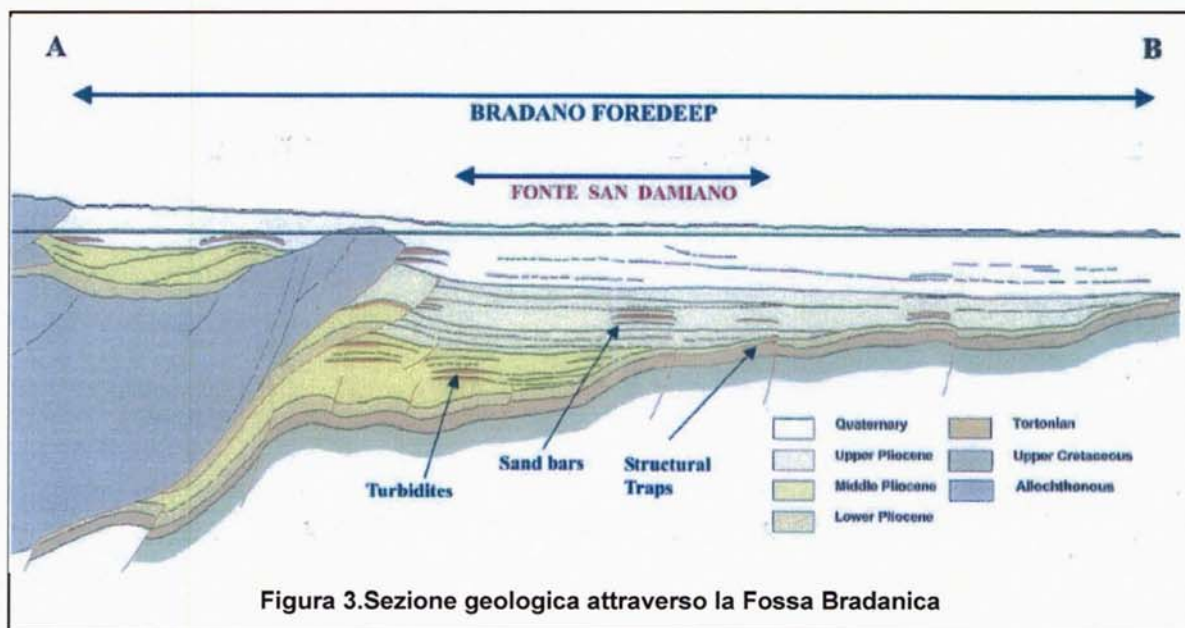
La successione dei terreni è la seguente:

- un substrato pre - pliocenico rappresentato da calcareniti organogene a Briozoi del Miocene medio, da calcari, marne rosse, basalti scuri, brecciole calcaree, calcari dolomitici dell'Eocene e da calcari e calcari dolomitici del Cretaceo superiore.
- Il Pliocene – Pleistocene sovrastante è rappresentato da successioni attribuite principalmente ad apporti terrigeni che nel corso del tempo colmano la Fossa da NW verso SE (Casnedi, 1988). Sono stati riconosciuti tre cicli corrispondenti alle fasi dell'evoluzione dell'avanfossa. Il primo ciclo "fase basale" è costituito da intervallo argilloso - marnoso del Pliocene medio, seguito da una potente sequenza deposizionale "fase torbidity" con alternanze di intervalli sabbiosi ed argillosi (Pliocene medio – superiore). Al di sopra si trova il terzo ciclo "fase post - torbidity", costituito da una successione prevalentemente argillosa che riempie il bacino.

Il bacino di sedimentazione in cui si trova si colloca la Concessione ha avuto una evoluzione geologica ideale per la generazione di idrocarburi, in quanto la formazione di gas biogenico si è originata dall'abbondante materiale organico presente nelle spesse bancate di argilla. L'apporto terrigeno dei clasti ha poi contribuito alla deposizione di lobi e/o livelli sabbiosi, costituendo le trappole stratigrafico - sedimentarie per il gas naturale (Figura 3).

6





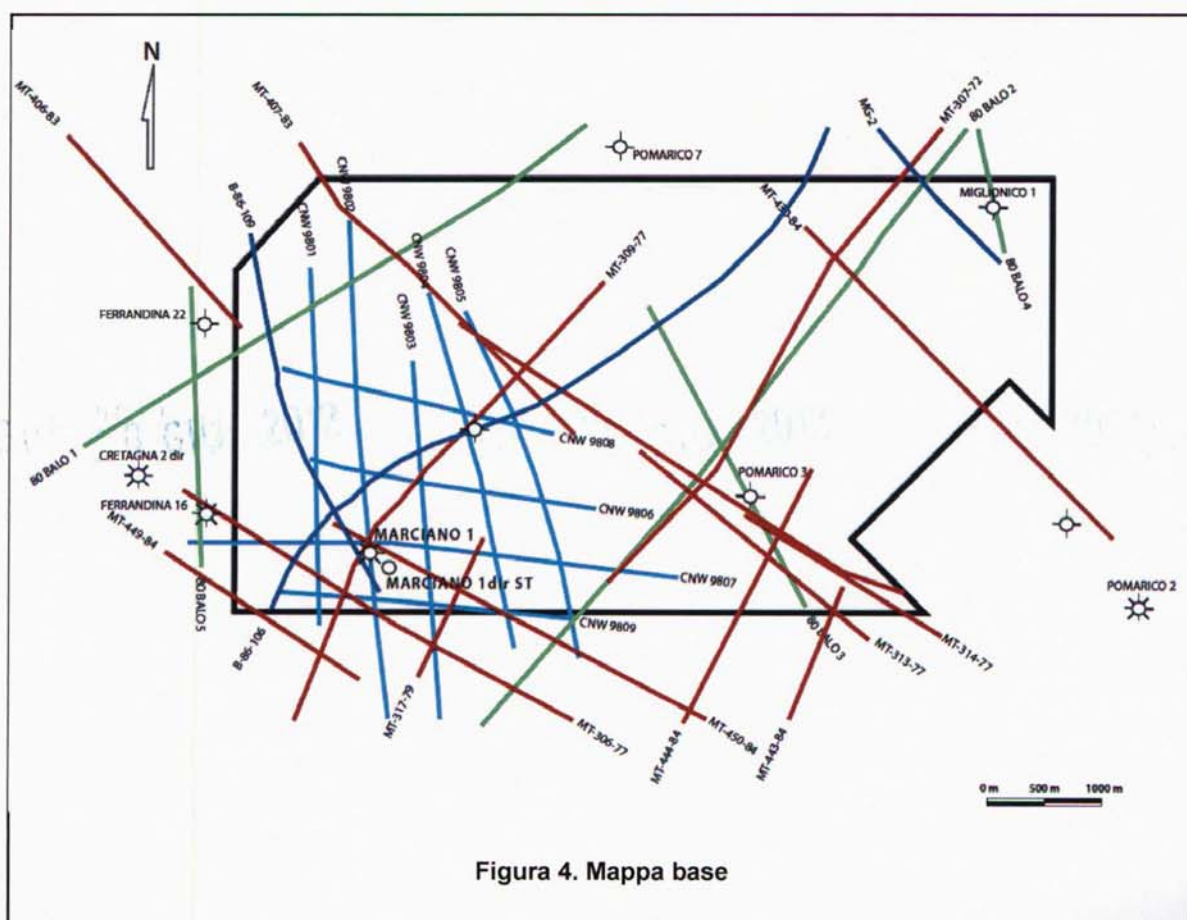


4. Sintesi dei lavori eseguiti.

Sismica.

Dopo il conferimento della concessione è stato eseguito un rilievo sismico registrato nel 1998 dalla CNWI. La copertura sismica è piuttosto disomogenea e risulta subito evidente una cattiva orientazione delle linee CNW rispetto ai principali trend tettonici (Catena Appenninica e Bacino Bradanico). In precedenza le linee sismiche era state registrate in differenti annate quali, 1977, 1980, 1984, 1986 e 1988 (Figura 4).

8



Nell'area sottesa all'attuale Concessione sono stati perforati dal 1959 al 2007 quattro pozzi:

Nome pozzo	Titolo minerario	Operatore	Anno	Profondità	Esito
Pomarico 3	Ferrandina	Agip	1959	1091 m RT	sterile
Miglionico 1	Miglionico	SNIA	1962	998 m RT	sterile
Marciano 1	Basentello	CNWI	1988	1545 m RT	Produttivo
Marciano 1 dir ST	Fonte San Damiano	Apennine Energy	2007	1745 m RT	Mineralizzato a gas



5. Storia produttiva del campo.

Il pozzo Marciano 1, perforato nel febbraio del 1988 ha rinvenuto mineralizzati a gas metano due livelli sabbiosi/conglomeratici del Quaternario, negli intervalli provati individuati alla profondità di 704 -706 m RT e 811-817 m RT e denominati rispettivamente MAR 2 e MAR 3 (Figura 5).

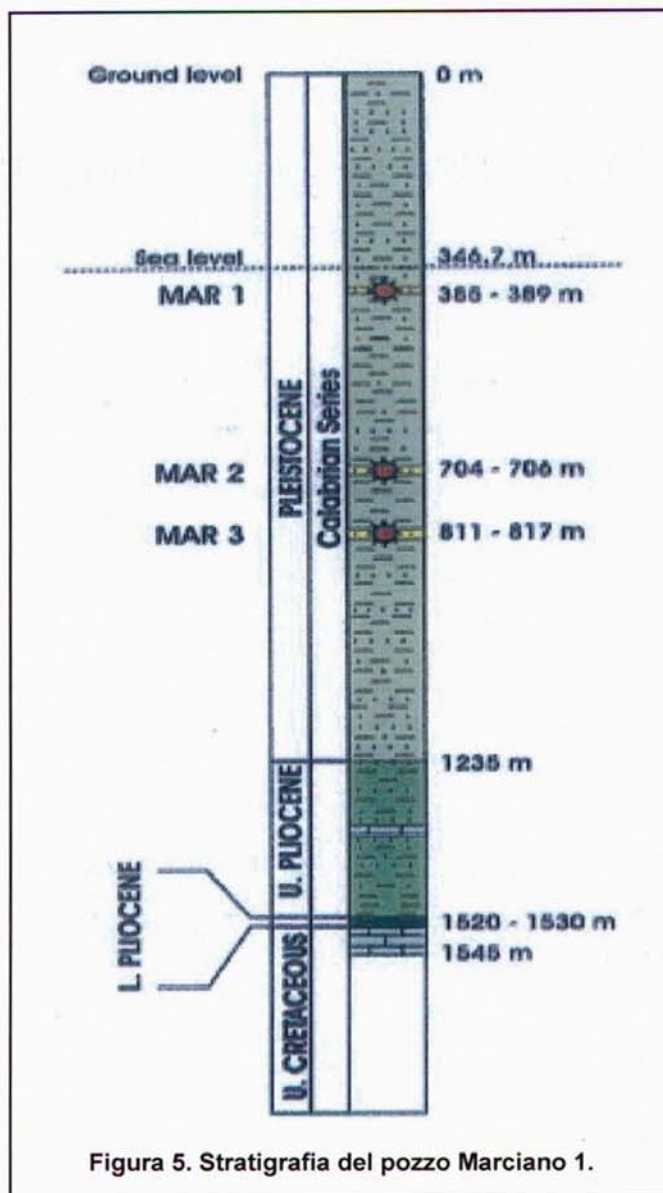


Figura 5. Stratigrafia del pozzo Marciano 1.

Tracce di gas erano state evidenziate anche negli intervalli 1065 - 1066 m RT (gas senza pressione), 1105 - 1118 m RT (acqua salata 10,5 g/l + gas), 1223 - 1242 (acqua salata 22 g/l + gas).

Il pozzo è stato definitivamente completato con doppia string 2" $\frac{3}{8}$ sugli intervalli sparati: la string lunga sul livello MAR 3 (spari 811 – 813 m RT e 814 – 817 m RT) e la string corta sul livello MAR 2 (spari 704 – 706 m RT).

La corta non ha più erogato per il forte danneggiamento subito in fase di completamento. La stringa lunga è stata oggetto di una prova di produzione dopo il completamento (marzo 1988) che non è stata conclusiva per decidere la messa in produzione del pozzo.

Ripetute prove di produzione (anni '92-'93), rivolte all'accertamento del volume di gas effettivamente drenabile hanno indicato la possibilità di sviluppo del giacimento (Livello MAR 3) attraverso un sistema "non convenzionale" che utilizza il gas in bassa pressione per la generazione di EE.

Con riferimento all'ultimo test di produzione eseguito a maggio del 1993, dopo una operazione di W.L. di riperforazione dell'intervallo (811 – 813 m RT e 814 – 817 m RT), si era evidenziata una buona produttività (con duse 3/8", portata= 52800 Smc/g con pressione di testa di 45 kg/cmq).

Le principali caratteristiche del reservoir erano:

Livello	Top (mRT)	Bottom (mRT)	Contatto tipo	Φ (%)	Sw (%)
MAR 3	811	817	Gas Down To	25	31

Il pozzo ha iniziato la produzione il 25 dicembre 1995 alimentando una centrale per la produzione di EE inizialmente da 1 MW per poi essere aumentata a 2 MW con l'installazione di un secondo motore.

Si riportano le produzioni degli anni dal 1995 al 2007.



ANNO	PRODUZIONE ANNUA	PRODUZIONE CUMULATIVA
1995	30.149	30.149
1996	1.420.959	1.451.108
1997	1.422.986	2.874.094
1998	1.397.939	4.272.033
1999	1.588.375	5.860.408
2000	2.052.180	7.912.588
2001	2.039.001	9.951.589
2002	2.535.835	12.487.424
2003	2.276.866	14.764.290
2004	1.214.469	15.978.759
2005	216.034	16.194.793
2006	416.028	16.610.821
2007	157.175	16.767.996

Nel 2006 il MAR 3, dopo aver prodotto circa 17 M Smc di gas metano ha iniziato a produrre acqua di strato con salinità crescente (fino a 24 g/l) e la produzione è diminuita da 8000 a 2000 Smc/g, non consentendo l'esercizio del pozzo per la produzione di EE.

Nel 2007 è stato programmato un intervento di riperforazione e acidificazione con HF del livello denominato MAR 2 completato ma mai messo in produzione.

Il tentativo di mettere in produzione il livello MAR 2 ha avuto esito negativo in quanto come specificato in precedenza aveva subito un forte danneggiamento della formazione durante la fase di completamento.

In seguito alla revisione mineraria di tutti i dati sismici, dei log elettrici registrati durante la perforazione del pozzo e dei dati raccolti durante le prove di produzione, al fine di ottenere una produzione di gas metano economicamente redditizia e per poter recuperare le riserve residue del campo, si è reso necessario eseguire un intervento di side track del pozzo Marciano 1 e procedere alla chiusura mineraria del pozzo Marciano 1 (figura 6).



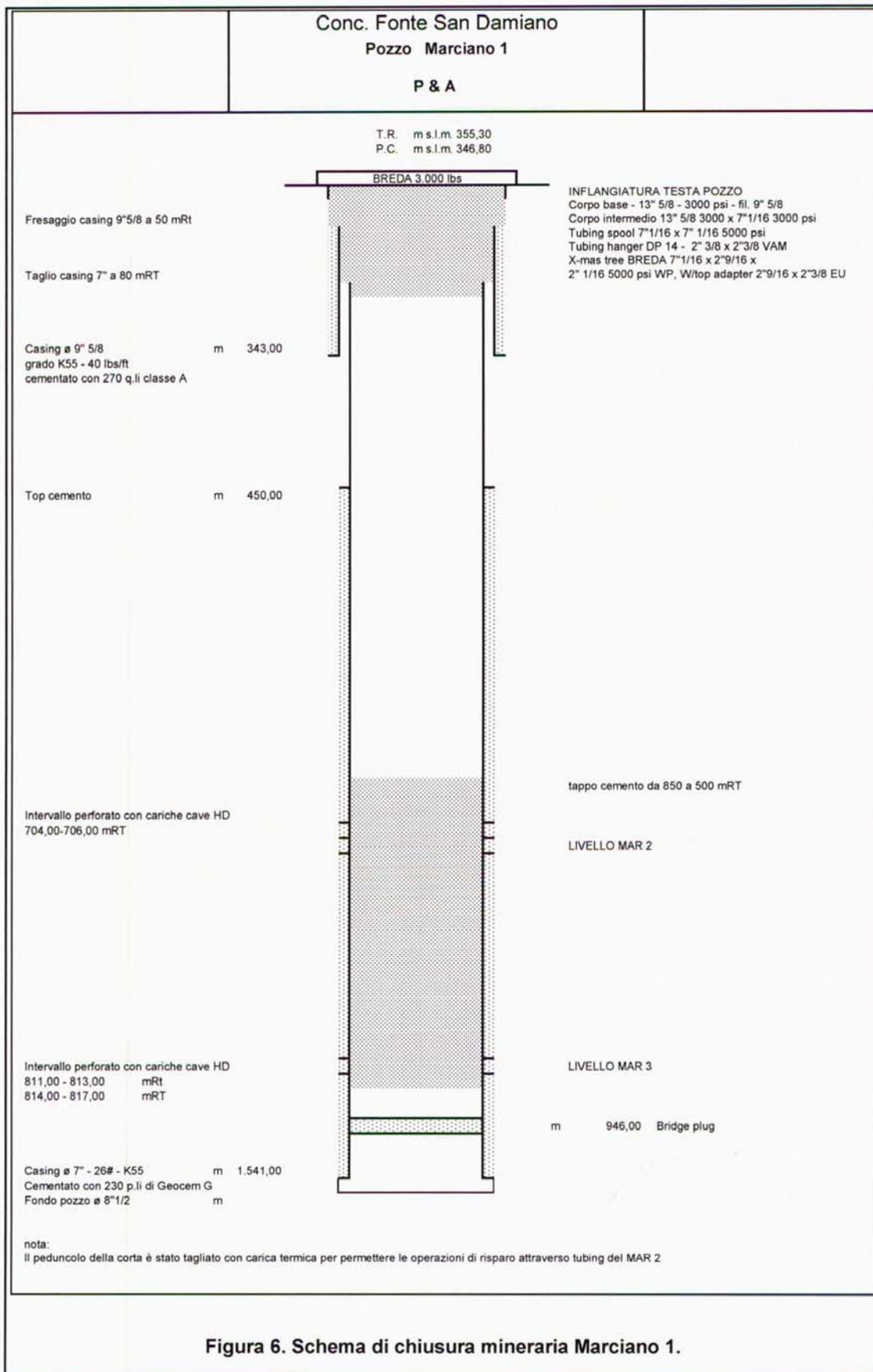


Figura 6. Schema di chiusura mineraria Marciano 1.



L'obiettivo principale del side track era completare il livello "MAR 2", compreso tra m 704 e m 706, lontano dalla zona danneggiata a forte *skin* e di ricompletare il livello "MAR 3", compreso tra m 811 e m 817, entrambi in posizione di alto strutturale.

14

L'obiettivo secondario del side track era 1) verificare le mineralizzazioni degli altri tre livelli testati ed abbandonati durante la perforazione di Marciano 1 in quanto avevano prodotto nel corso delle prove gas e acqua e verificare la mineralizzazione dei corpi sabbiosi basali del Pliocene medio - inferiore compresi tra m 1340 e m 1410 ritenuti potenzialmente interessanti dalla revisione dei dati sismici.

Il pozzo Marciano 1 dir ST è stato perforato dal 7 settembre al 14 novembre 2007. Durante la perforazione si sono avute manifestazioni di gas in due sottili livelli sabbiosi, indicati come livello A1 (1283-1288 m RT) e livello A2 (1325-1331 m RT) appartenenti alla stessa formazione geologica e separati da un setto argilloso (figura 7).

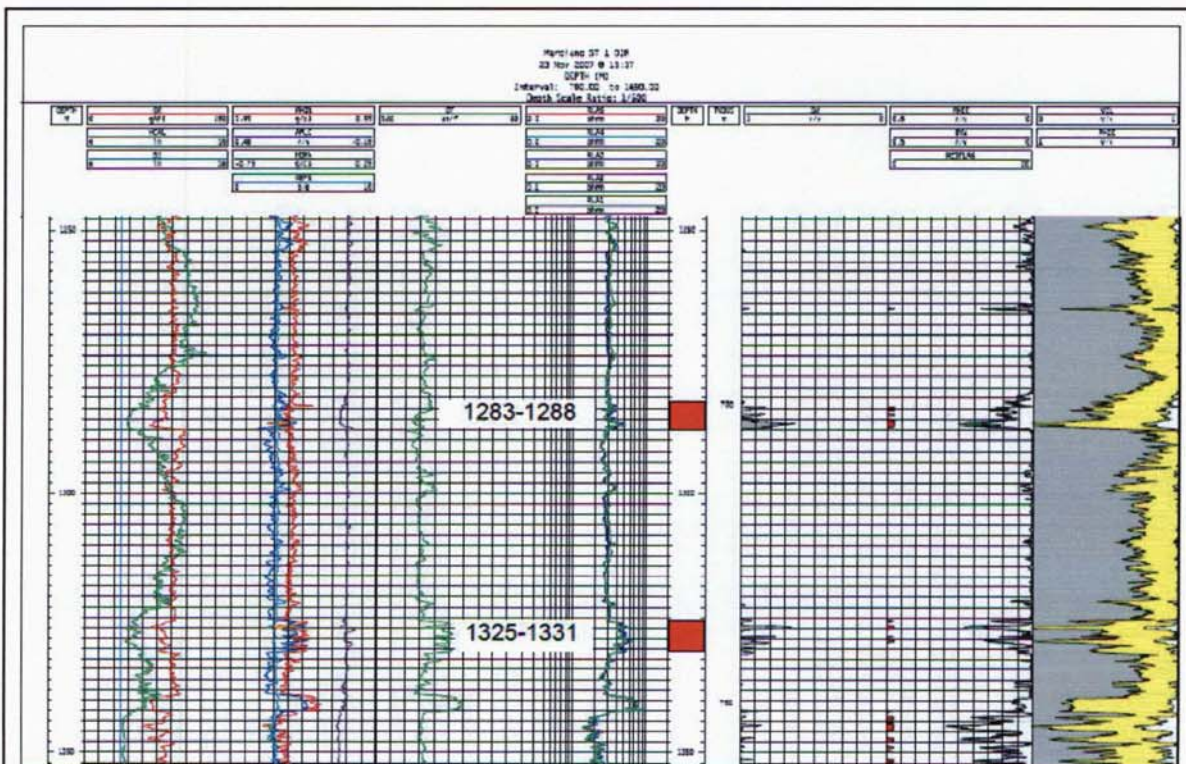


Figura 7. CPI Log.

Il 4 giugno 2011 dopo numerose proroghe richieste dalla Società per la non reperibilità di un impianto di completamento è iniziato l'intervento di W.O. del pozzo con interventi di perforazione e spurgo dei livelli suddetti. I lavori sono terminati l'11 giugno 2011.

Il 25 giugno 2011 è stato eseguito lo spurgo del livello inferiore (A2) del pozzo (1325-1331 m RT). Il livello non ha prodotto.

Il 27 e 28 giugno 2011 è stato eseguito lo spurgo del livello superiore (A2) (1283-1288 m RT). Il livello è risultato produttivo con portata anche di 47.000 Sm³/g su duse da ½". Alla fine dello spurgo il livello ha prodotto 20.134 Sm³ di gas.

Il corpo sabbioso ha delle buone caratteristiche petrofisiche, ma purtroppo, è stata registrata una perdita di pressione sia durante l'erogazione che alla fine della risalita di pressione.

Il valore di pressione finale (69,92 bar) registrato al termine della risalita di pressione, risulta essere inferiore al valore della pressione vergine (76,72 bar) di almeno 8 bar; un successivo controllo della string non ha evidenziato presenza di fluidi in pozzo.

L'accumulo di gas in posto risulta quindi insignificante e non economicamente sfruttabile dell'ordine di circa 157000 Sm³. Il pozzo è stato chiuso con plug a m -151 e BPV in testa.



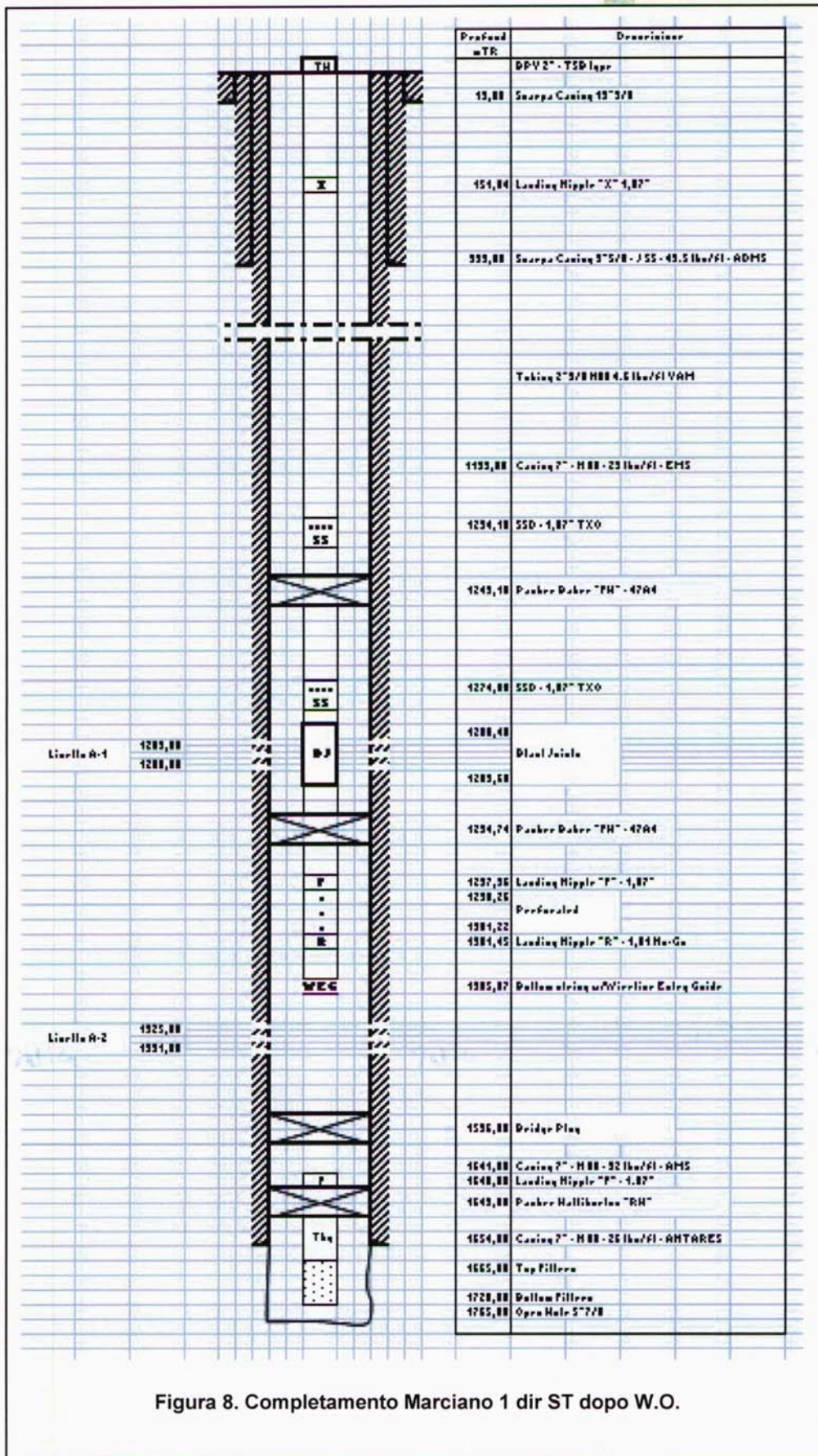


Figura 8. Completamento Marciano 1 dir ST dopo W.O.

6. Facilities di produzione esistenti.

Per consentire la produzione del campo all'interno dell'area pozzo è stata realizzata la centrale di trattamento.

17

Le apparecchiature presenti sono:

- N. 2 Motori Caterpillar contenuti in container;
- N.1 Gruppo Elettrogeno;
- N.1 Trasformatore;
- Skid di trattamento gas
- Testa pozzo Breda



7. Conclusioni.

La revisione dei dati a nostra disposizione non ha evidenziato situazioni di possibile interesse minerario. Pertanto non avendo rilevato ulteriori potenziali minerari economicamente coltivabili, la ricerca nell'area si può considerare esaurita sia nell'area della concessione che nell'area richiesta per l'ampliamento.

I dati dello spurgo eseguito a giugno del 2011 hanno indicato un potenziale residuo non economicamente sfruttabile pertanto la Società ha deciso di rinunciare alla Concessione.





Analisi prova di produzione Marciano 1 dir ST Luglio 2011

Contenuti



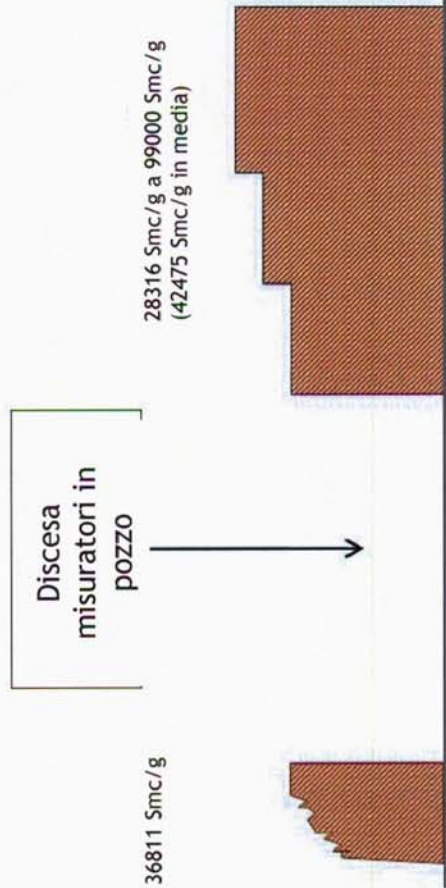
- Sintesi della Prova
- Ipotesi e metodologia
- Risultati
- Conclusioni



Sintesi della prova



- L'intervallo mineralizzato a gas 1281.3-1287.9m MD (698.4-704.0m TDVSS) è stato testato dal 27 al 29 giugno 2011
- Dopo uno spurgo sono stati discesi in pozzo i misuratori di pressione.
- Il pozzo è stato aperto e sono state eseguite diverse erogazioni.
- Successivamente il pozzo è stato chiuso per la Risalita di pressione finale.



Step →	Clean up flow	Shut-in	Main Flow	Main PBU
Hours →	1.75	9.75	9.75	14.29



Ipotesi



- Sono state fatte le seguenti ipotesi:
 - Spessore netto del reservoir (hu): 1.8m
 - Porosità (Φ): 16.5 %
 - Saturazione in acqua (Sw): 81-60-40%
 - Bg: 0.0148, ug 0.0133cp, z 0.922, Ct 2.04 e-4 psi-1



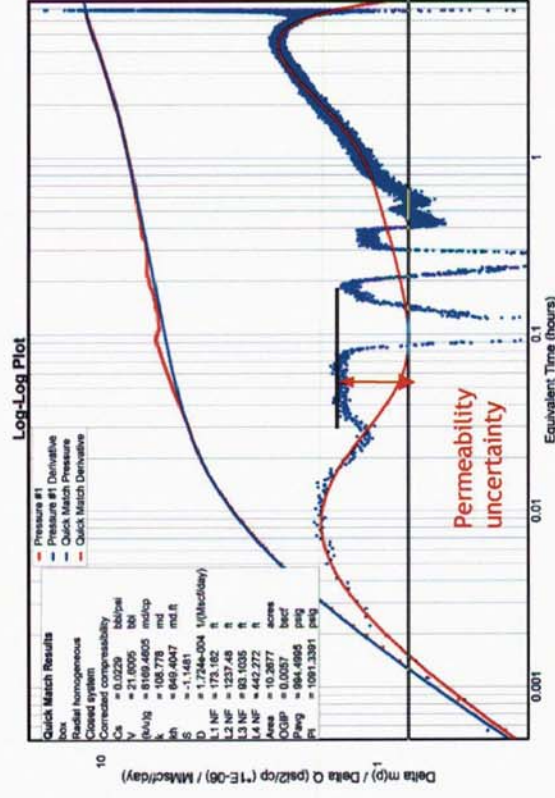
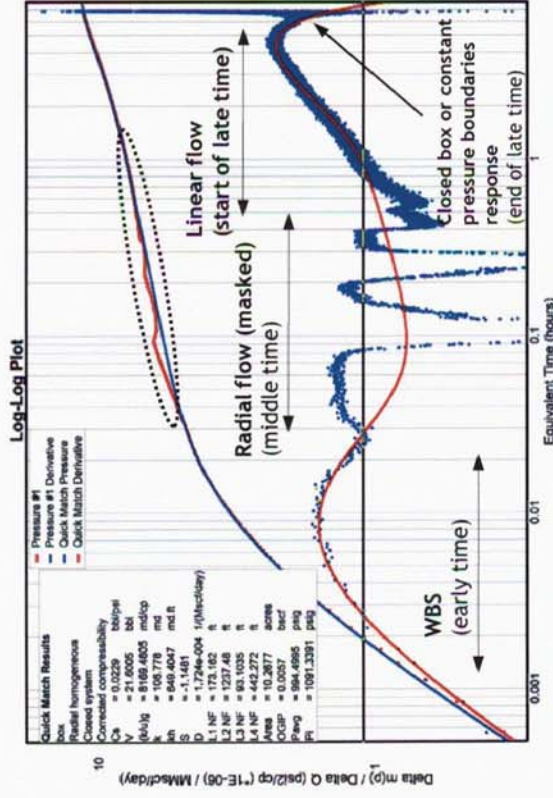
Metodologia



- Le erogazioni sono state mediate utilizzando i volumi cumulativi di gas prodotto
- Solo 1 misuratore si pressione ha funzionato. I dati di pressioni si correlano con quelli di portata.
- La permeabilità e la geometria del reservoir sono state dedotte dalla Risalita di pressione



Analisi della derivata



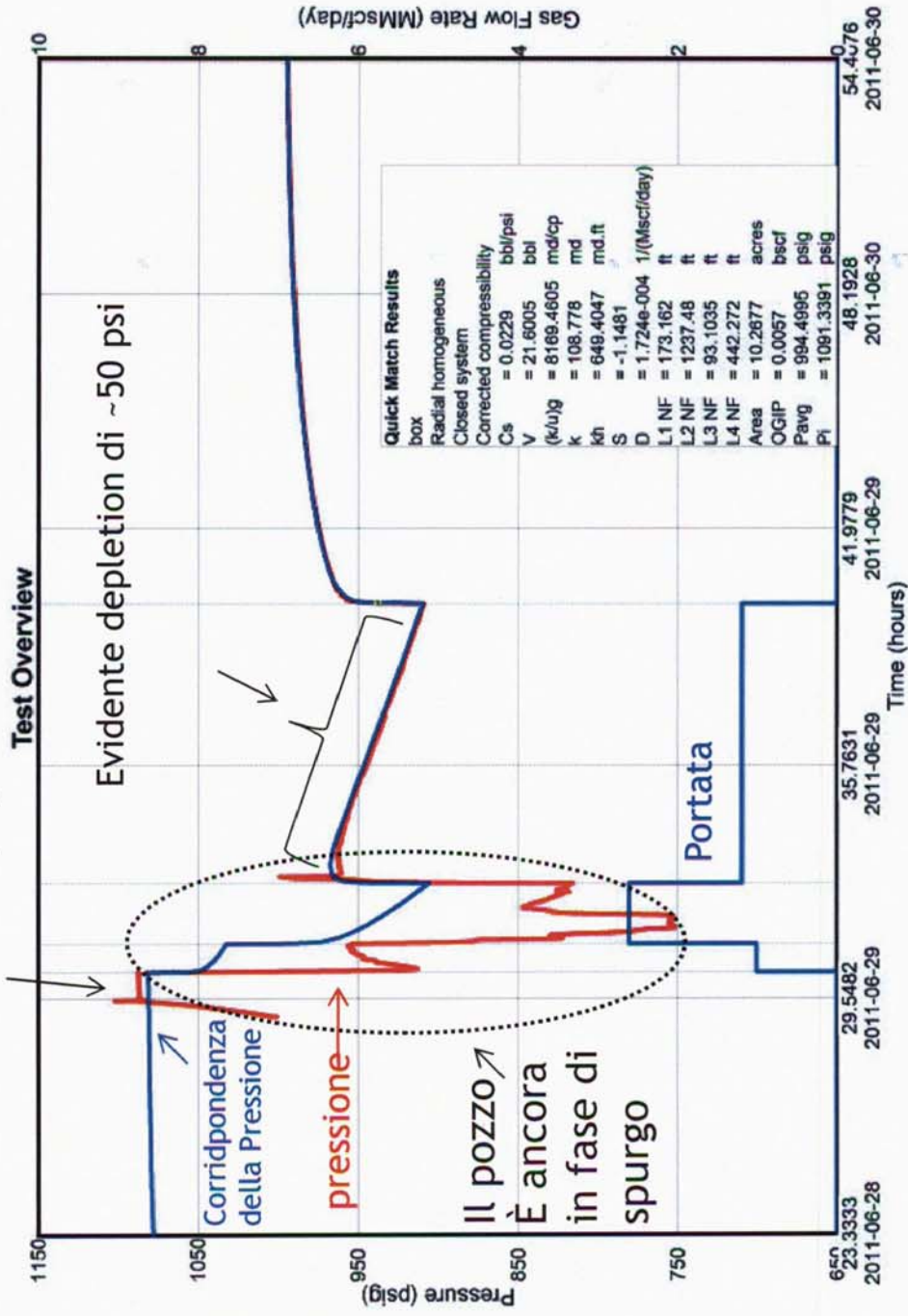
L'interpretazione della derivata evidenzia:

- Parte iniziale: evidente Well bore storage (WBS);
- Parte media (flusso radiale), permeabilità compresa tra di 60 – 110 mD;
- Parte superiore (flusso lineare riconducibile ad un flusso all'interno di canali:
- Parte finale. Questa forma è caratteristica di un sistema a "scatola chiusa" limitato. Uno dei bordi della scatola può essere un acquifero, per esempio un limite a P costante.

Prova- parametri di reservoir



La pressione iniziale può essere influenzata dallo spurgo



Modello con Sw 81%



Closed system

L1	173.163	ft	<input checked="" type="radio"/> No-flow <input type="radio"/> Constant Pressure
L2	1237.48	ft	<input checked="" type="radio"/> No-flow <input type="radio"/> Constant Pressure
L3	93.1035	ft	<input checked="" type="radio"/> No-flow <input type="radio"/> Constant Pressure
L4	442.272	ft	<input checked="" type="radio"/> No-flow <input type="radio"/> Constant Pressure
Drainage area	10.2677	acres	
Dietz shape factor	0.00706079		

OK Cancel Calculate

- La geometria del reservoir è stata stimata dal "Matching pressure response"

- Vedere figure per le distanze e l'ubicazione del pozzo
- Il sistema a scatola è approssimativamente 512 x 81 m.
- Usando uno spessore di 1.8m, una porosità media di 16.5%, una Sw media di 81% e Bg 0.0148 si ha:
 - » $512 \times 81 \times 1.8 = 74650$ m3 di volume di roccia
 - » $74650 \times 0.165 \times (1-0.81) = 2340$ m3 di gas nel reservoir che con il Bg di 0.0148 corrisponde ad un Volume di gas in posto di 158108 Sm3.



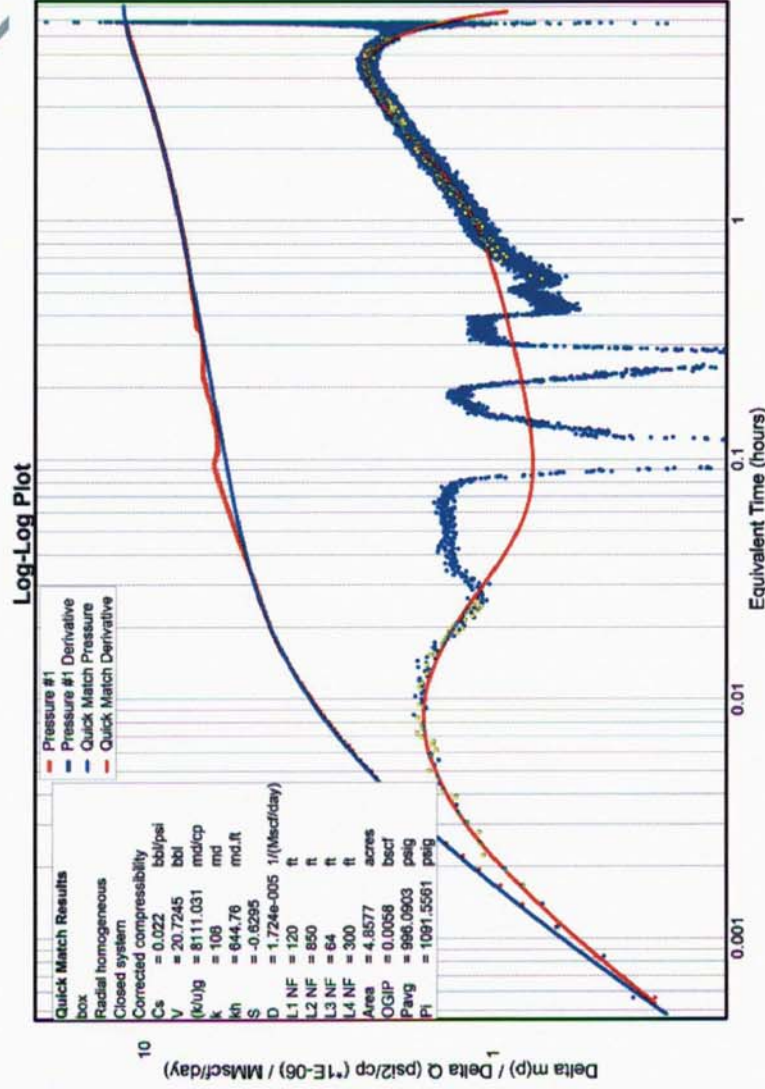
Simulazione con Sw 60%



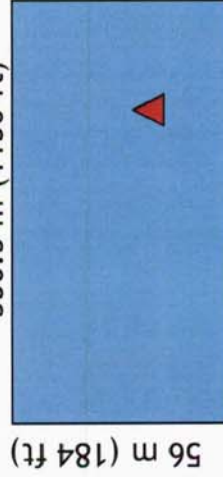
Closed system

L1	120	ft	<input checked="" type="radio"/> No-flow	<input type="radio"/> Constant Pressure
L2	850	ft	<input checked="" type="radio"/> No-flow	<input type="radio"/> Constant Pressure
L3	64	ft	<input checked="" type="radio"/> No-flow	<input type="radio"/> Constant Pressure
L4	300	ft	<input checked="" type="radio"/> No-flow	<input type="radio"/> Constant Pressure
Drainage area	4.85767	acres		
Dietz shape factor	0.00703683			

OK Cancel Calculate



350.5 m (1150 ft)



Usando uno spessore di 1.8m, una porosità di 16.5%, una Sw 60% e Bg 0.0148 rm^3/sm^3 si ha

$350.5 \times 56 \times 1.8 = 35330 \text{ m}^3$ di volume di roccia
 $35330 \times 0.165 \times (1-0.60) = 2332 \text{ m}^3$ di gas nel reservoir
 $2332 \times 1 / 0.0148 = 157567 \text{ sm}^3$ di gas in posto

Anche se le dimensioni del sistema sono cambiate si hanno gli stessi volumi di gas

Simulazione con Sw 40%



Closed system

L1	100.786	ft	<input checked="" type="radio"/> No-flow	<input type="radio"/> Constant Pressure
L2	693.065	ft	<input checked="" type="radio"/> No-flow	<input type="radio"/> Constant Pressure
L3	50.6016	ft	<input checked="" type="radio"/> No-flow	<input type="radio"/> Constant Pressure
L4	246.503	ft	<input checked="" type="radio"/> No-flow	<input type="radio"/> Constant Pressure
Drainage area	3.26536	acres		
Dietz shape factor	0.00761399			

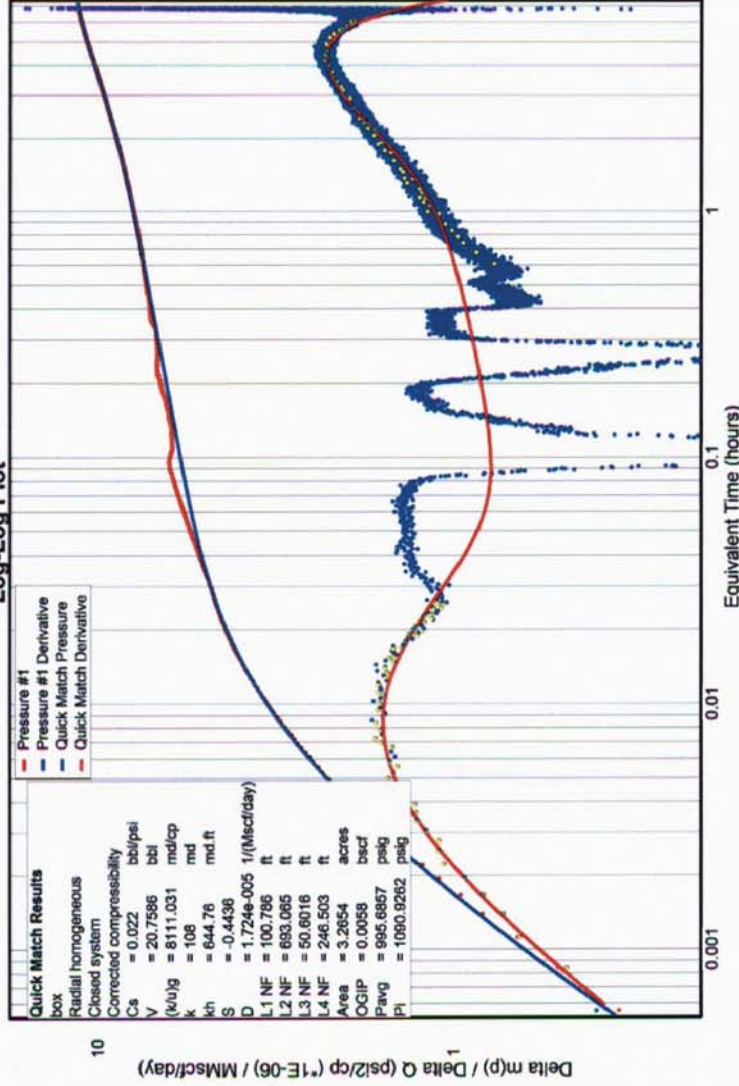
OK Cancel Calculate

286 m (940 ft)



46 m (151 ft)

Log-Log Plot



Usando uno spessore di 1.8 m, una porosità di 16.5%, una Sw 40% e Bg 0.0148 rm3/sm3 si ha:

286 x 46 x 1.8 = 23681 m3 di volume di roccia
 23681 x 0.165 x (1-0.40) = 2344 m3 di gas nel reservoir
 2344 x 1 / 0.0148 = 158406 sm3 di gas in posto

Anche se le dimensioni del sistema sono cambiate i volumi di gas sono uguali.

Conclusions



- Il Volume del gas in posto è molto limitato appena \pm 157567 sm³
- Il reservoir presenta una buona permeabilità compresa tra 60-100mD
- La pressione sembra essere stata disturbata durante la prova .



Bg



Gas Formation Volume Factor

File Help

Wet Gas FVF Dry Gas FVF

Input

Gas Z Factor 0.9256

Temperature 107 °F

Pressure 1000 psia

Correlation

Name	Value	Unit	Correlation	Formula	Range
Bgdry	0.0148	RCFSGF	Standard Equation of State	$Q \times A = nR$	Ranges

Table Input and Output

	P	Bgdry
1	1000.0	0.0148
2	1500.0	0.0098958
3	2000.0	0.0074218
4	2500.0	0.0059375
5	3000.0	0.0049479
6	3500.0	0.004241
7	4000.0	0.0037109
8	4500.0	0.0032986
9	5000.0	0.0029687
10	5500.0	0.0026988
11	6000.0	0.0024739
12		
13		

Generate Table Step

Min 1000.0 Increment

Max 6000.0 # of Point 500.0

Generate

Pressure vs. Bgdry

