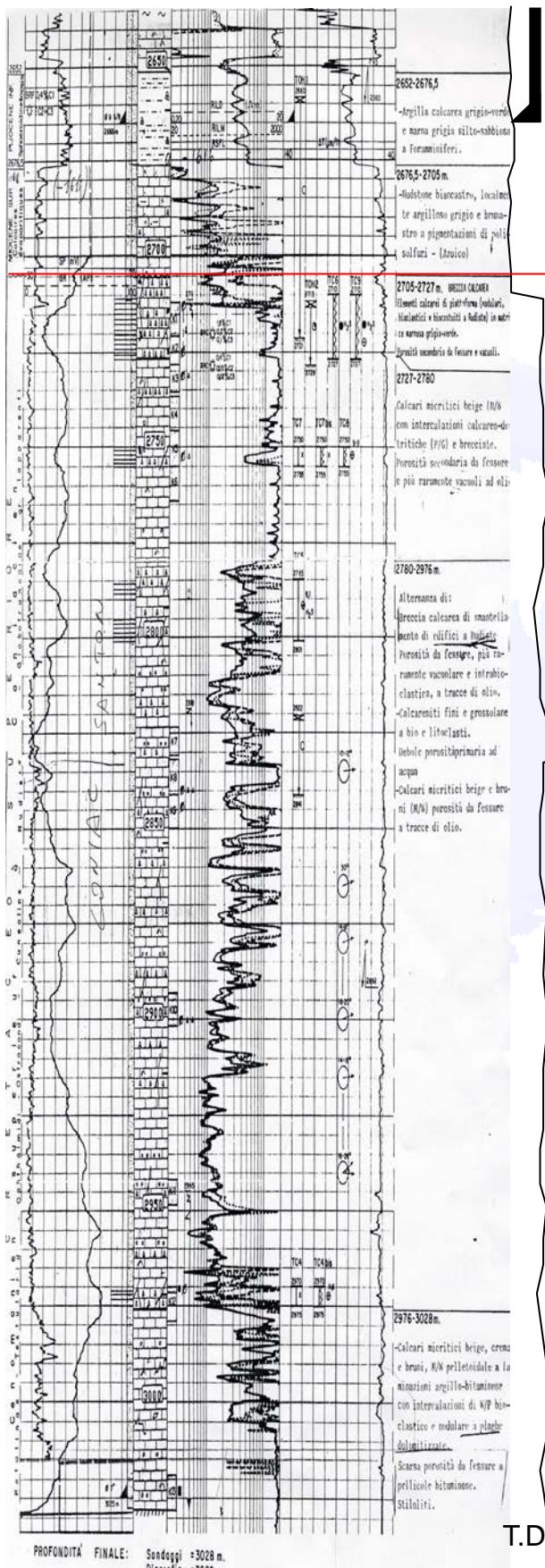


# Pozzo PESCOPENNATARO 1

Dati di perforazione nel reservoir



T.D. a m 3028

Colonna 9"5/8  
scarpa a m 2665

TOP BRECCE  
(CRETACEO)  
m 2705 (-1644 m)

m 2711 cambio fase  
12"1/4 – 8"3/8

Perforato in fase 12"1/4 fino a m 2711 dove si verifica la perdita totale di circolazione, controllata mediante cuscini intasanti e tappi di cemento (fresati dopo registrazione log e discesa colonna 9"5/8). Totale fango assorbito: oltre 125 m<sup>3</sup>.

Da m 2822 a m 2823 assorbimenti di 2 m<sup>3</sup>/h (500 litri/h in statica) controllati abbassando peso fango da 1,25 a 1,2 Kg/l

Durante il prelievo carota #11 il pozzo inizia a bere circa 26 m<sup>3</sup>/h da m 2945, abbassato peso fango da 1,2 a 1,1 Kg/l, il pozzo continua a bere mediamente da 1,5 a 3 m<sup>3</sup>/h fino a TD.

Totale fango assorbito: oltre 150 m<sup>3</sup>.

Dopo registrazione dei log finali, per controllo assorbimenti, è stato eseguito un tappo di cemento da m 3022 a m 2930, poi fresato senza perdite per la discesa del liner 7".

FANGO

D = 1,77 Kg/l; NaCl 27,5 g/l

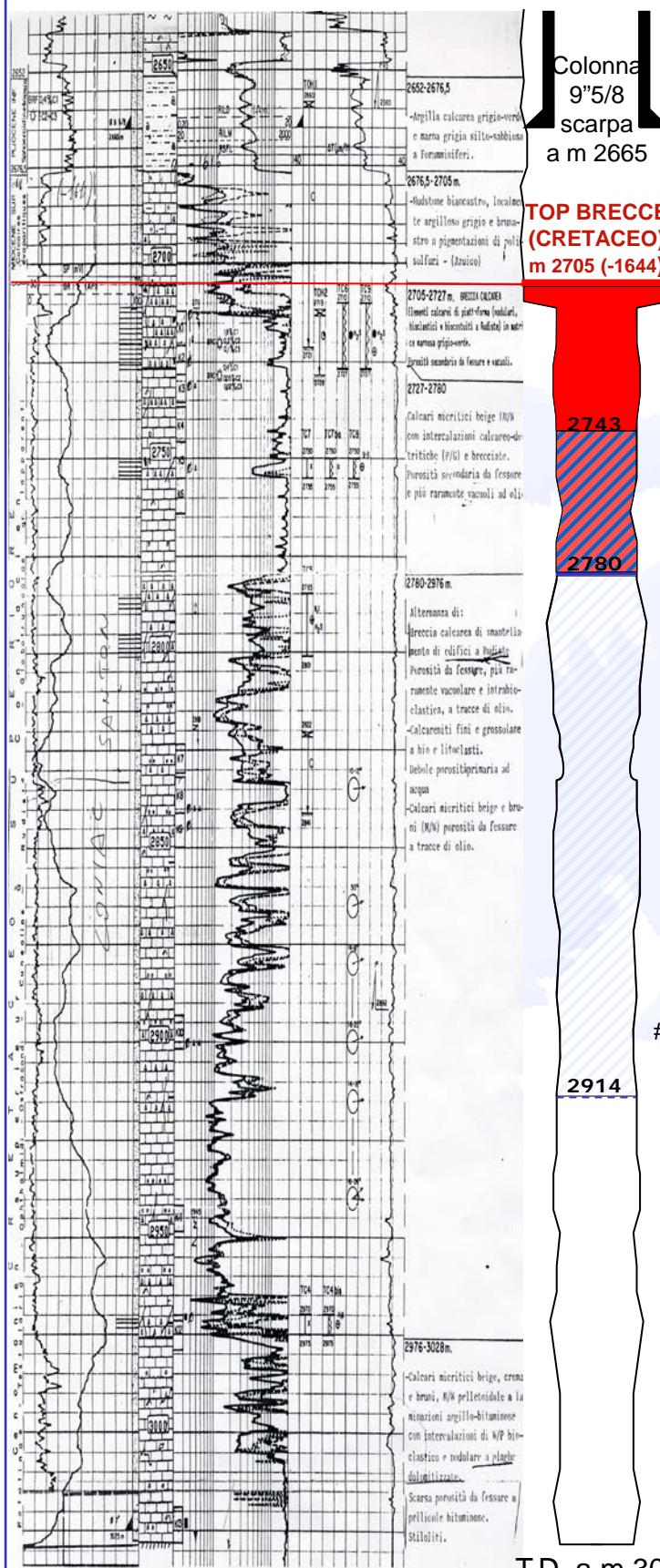
D = 1,27-1,25 Kg/l; NaCl 2-5 g/l

D = 1,2 Kg/l; NaCl 5,8 g/l

D = 1,1-1,08 Kg/l; NaCl 5,9-6,4 g/l

# Pozzo PESCOPENNATARO 1

Dati carote e manifestazioni



Colonna  
9"5/8  
scarpa  
a m 2665  
0,4% C1 + tr. C2  
e C3 @ m 2661

**TOP BRECCIE (CRETACEO)**  
**m 2705 (-1644)**

2705-2727 m. BRECCIA CALCARA (Elementi calcaro di piattaforma (solida), ricciolati e sconcentrati a bidone) in altri ce strati principale. Porosità secondaria da fessure e vacuoli.

2727-2780 Calcarei micritici beige (N/H) con intercalazioni calcareo-detritiche (%/G) e brecciate. Porosità secondaria da fessure e più raramente vacuoli ad olio.

2780-2976 m. Alternanza di: -Brecce calcarate di smantellamento di edifici a bidone. -Porosità da fessure, più raramente vacuolare e intrabioclastica, a tracce di olio. -Calcareti fini e grossolani a bio e litoclasti. -Debole porosità primaria ad acqua. -Calcarei micritici beige e bruni (N/H) porosità da fessure a tracce di olio.

2976-3028 m. -Calcarei micritici beige, crema e bruni, N/H pelletoide a laminazioni argillo-bituminose con intercalazioni di N/P bioclastico e nodulare a plaste delimitate. -Scarsa porosità da fessure a pellicole bituminose. Stiloliti.

## LEGENDA

- ↑ Manifest. gas
- Manifest. olio
- Manifest. Olio (tracce)
- Manifest. bitume
- ~~ Fratture

## CAROTE DI FONDO

#1 rec. 98%	m 2712	1,8% C1 + 0,2%
#2 rec. 98%	m 2721	C2 +
#3 rec. 96%	m 2728	0,1% C3 @ m 2721
#4 rec. 100%	m 2737	0,4% C1 + tr. C2
#5 rec. 100%	m 2746	e C3 @ m 2728
#6 rec. 100%	m 2755	
	m 2764	

#7 rec. 93%	m 2823	
#8 rec. 100%	m 2832	
#9 rec. 100%	m 2841	

#10 rec. 100%	m 2893	
	m 2902	

#11 rec. 85%	m 2942	
	m 2950	

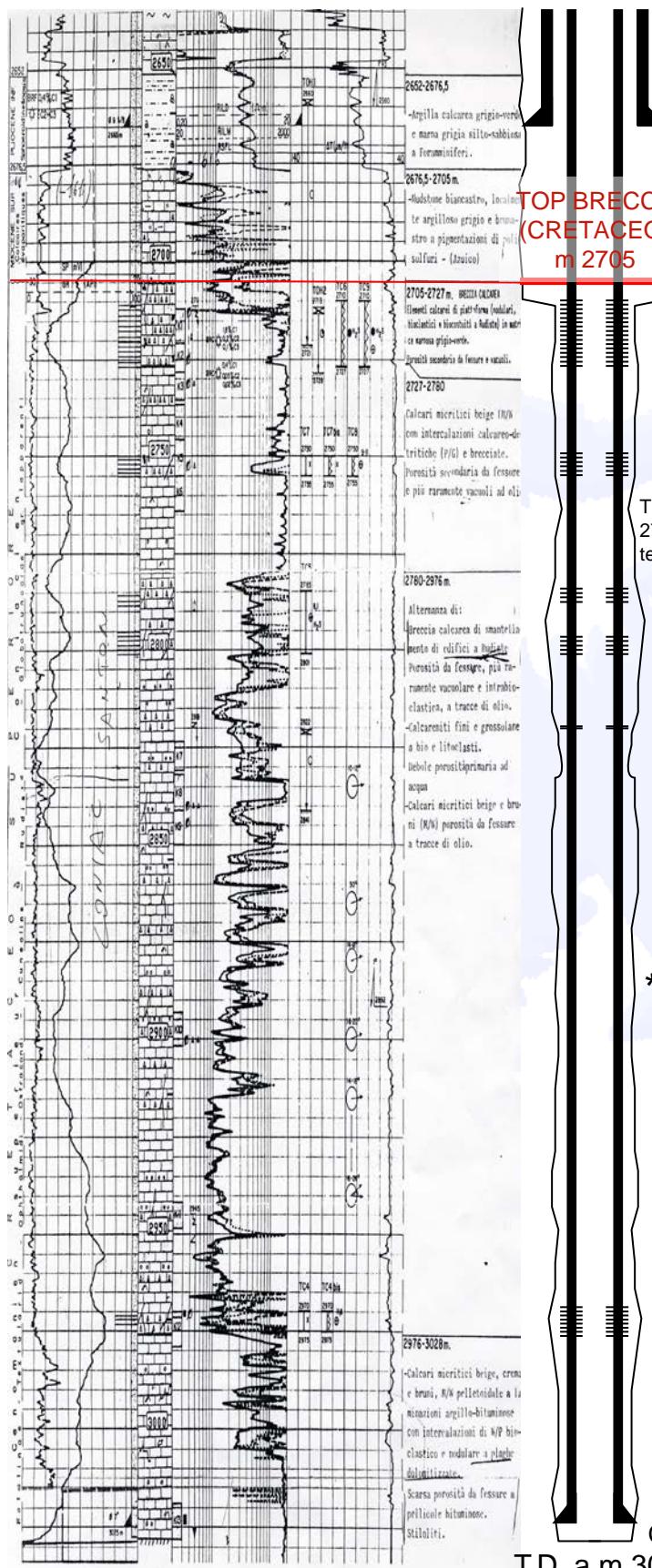
#12 rec. 17%	m 2970	
	m 2979	

#13 rec. 90%	m 3019	
	m 3028	

- Note e osservazioni sulle carote:
- Formazione mediamente fratturata ma con distribuzione delle fratture non omogenea.
  - **Fratture prevalentemente verticali** con orientamento preferenziale N165°.
  - Porosità primaria scarsa causa l'effetto della diagenesi.
  - Zona con migliori caratteristiche di fratturazione associate ai livelli brecciati con porosità vacuolare e intrabioclastica: Carote # 1 & 2 (porosità 2-10%).

# Pozzo PESCOPENNATARO 1

Dati prove in foro scoperto e in foro tubato



Colonna 9"5/8 scarpa a m 2665

m 2665 TEST #1 open hole m 2665-2721  
1h 04' di erogazione

Prova secca (tracce di olio sui filtri)

TEST #2 open hole m 2713-2728

1h 15' di erogazione

Prova secca (rec. 5 cc di olio nel tester)

1

m 2721

2

m 2713  
m 2728

6 \*

m 2710  
m 2727

9 \*\*

TEST #8 m 2750-2755

Dopo acidificazione eseguiti lifting con azoto per 27 h 30'. Recuperati 30 m<sup>3</sup> di acqua salata (NaCl 8-11 g/l) con presenza di olio e di H<sub>2</sub>S.

m 2785 TEST #5 m 2785-2801

Eseguiti lifting con azoto per 50 h 30'. Recuperati 7 m<sup>3</sup> di acqua salata (NaCl 10,7 g/l) con presenza di H<sub>2</sub>S e tracce di bitume. N.B.: prima del test #5 eseguita ricimentaz.

m 2801 TEST #7-7 bis m 2750-2755 Prove tecnic. non riuscite

m 2822 colonna 7" con squeeze di cemento attraverso perforazioni m 2820-2821.

5

TEST #3 open hole m 2822-2841  
m 2841 2h 05' di erogazione / Prova secca

\* TEST #6 m 2710-2727

Dopo acidificazione eseguiti lifting con azoto per 76 h. Recuperati 50 m<sup>3</sup> di olio a 21,4 °API e alto tenore di zolfo (2,6%).

\*\*

TEST #9 m 2710-2727

Dopo acidificazione eseguiti lifting con azoto per 66 h. Recuperati 70 m<sup>3</sup> di emulsione olio (75%) e acqua salata (25%) con presenza di H<sub>2</sub>S.

N.B.: prima del rilascio impianto il pozzo è stato completato in questo intervallo. Da successiva prova di produzione con pompa sommersa il pozzo ha erogato 85 m<sup>3</sup> (22m<sup>3</sup>/g) di emulsione di acqua (80%, NaCl 6-14 g/l) e olio (20%).

TEST #4 m 2970-2975

Prova tecnicamente non riuscita

m 2970 m 2970

4bis

m 2975 m 2975

4

TEST #4 bis m 2970-2975

Dopo acidificazione eseguiti lifting con azoto per 72 h. Recuperati 85 m<sup>3</sup> di acqua salata (NaCl 12,7 g/l) con presenza di H<sub>2</sub>S e tracce di bitume.

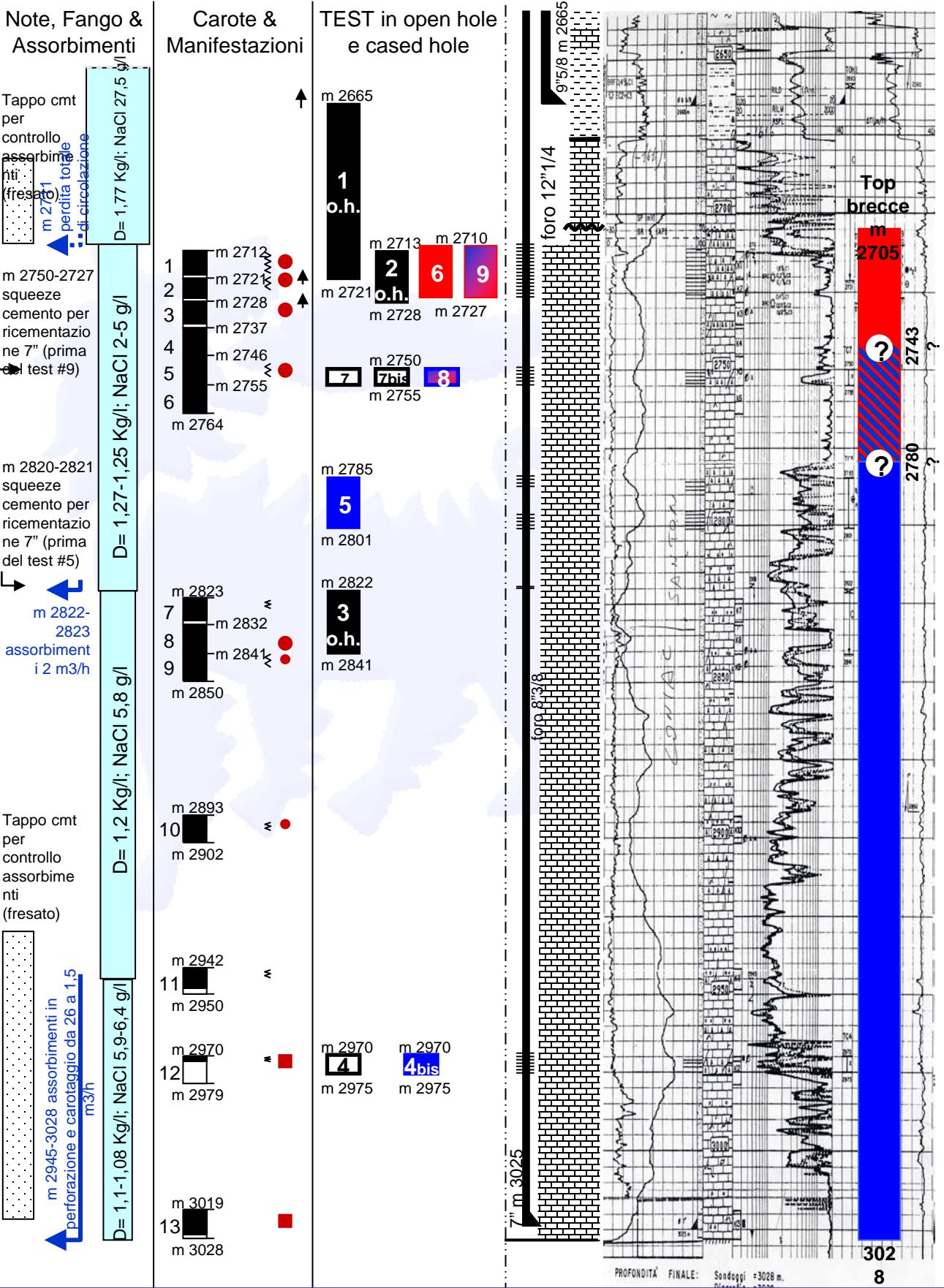
Colonna 7" scarpa a m 3025

T.D. a m 3028

PROFOUNDITÀ FINALE: Sondaggi =3028 m.  
Dipografie =3029 m.

# Pozzo PESCOPENNATARO 1

## Riassunto dati e possibile valutazione mineraria



# Pozzo PESCOPENNATARO 1

## Note finali e osservazioni

- ✓ Gli assorbimenti riscontrati indicano la presenza di reservoir (il pozzo è andato in perdita totale con fango a 1,77 Kg/l quando entrato nelle brecce cretacee).
- ✓ Oltre 300 m<sup>3</sup> di fango (NaCl da 2 a 27 g/l) sono stati assorbiti lungo tutto il reservoir.
- ✓ Il controllo delle perdite è stato fatto mediante spiazzamento di intasanti e tappi di cemento che sicuramente hanno influito negativamente sulle caratteristiche della formazione.
- ✓ Il gradiente di pressione nel reservoir è di circa 0,8 Kg/l/10 m a partire dal piano campagna (il pozzo si trova a 1062 m s.l.m.).
- ✓ Le manifestazioni a gas nel corso della perforazione/carotaggio sono state trascurabili.
- ✓ Discreta presenza di olio nelle fratture e vacuoli delle carote. Le manifestazioni più significative sono state osservate nelle prime carote, mentre vanno via via diminuendo verso la parte bassa del reservoir.
- ✓ La parte di reservoir con le migliori caratteristiche di fratturazione, associata alla porosità vacuolare e intrabioclastica dei livelli brecciati e con manifestazioni di olio, va da 2705 (top brecce) a 2727 m.
- ✓ I test open hole sono risultati secchi causa il danneggiamento della formazione e i bassi periodi di erogazione (max 2h).
- ✓ La cementazione della colonna 7" è probabilmente di scarsa qualità (non disponiamo del log di cementazione), inoltre sono stati eseguiti 2 interventi di ricementazione della colonna prima dei test #5 e 9 del cui esito non abbiamo riscontro positivo.
- ✓ I test cased hole eseguiti nella parte bassa del reservoir (4bis e 5) hanno prodotto acqua.
- ✓ In generale i volumi di acqua prodotti (NaCl da 6 a 14 g/l) nel corso di tutti i test sono inferiori alle quantità di fango assorbito in perforazione e gli alti tassi di Ca<sup>++</sup> indicherebbero contaminazioni da residui di acidificazione.
- ✓ Il test #6 ha prodotto 50 m<sup>3</sup> di olio a 21,4 °API e alto tenore di zolfo.
- ✓ Il test #8, intermedio ai test 6 e 5 ed eseguito per verificare l'eventuale tavola d'acqua, ha prodotto acqua salata (NaCl 8-11 g/l) con presenza di olio, tuttavia rimane l'incertezza sulla tenuta della cementazione alle spalle della colonna.
- ✓ Il test #9, eseguito nello stesso intervallo del test #6 previa ricementazione della 7" fra gli intervalli del test 8 e 6, ha prodotto acqua e olio, confermando la probabile mancata tenuta della cementazione alle spalle del casing.
- ✓ Anche la successiva prova di produzione eseguita dopo completamento con pompa sommersa ha prodotto acqua e olio.

# Pozzo PESCOPENNATARO 1

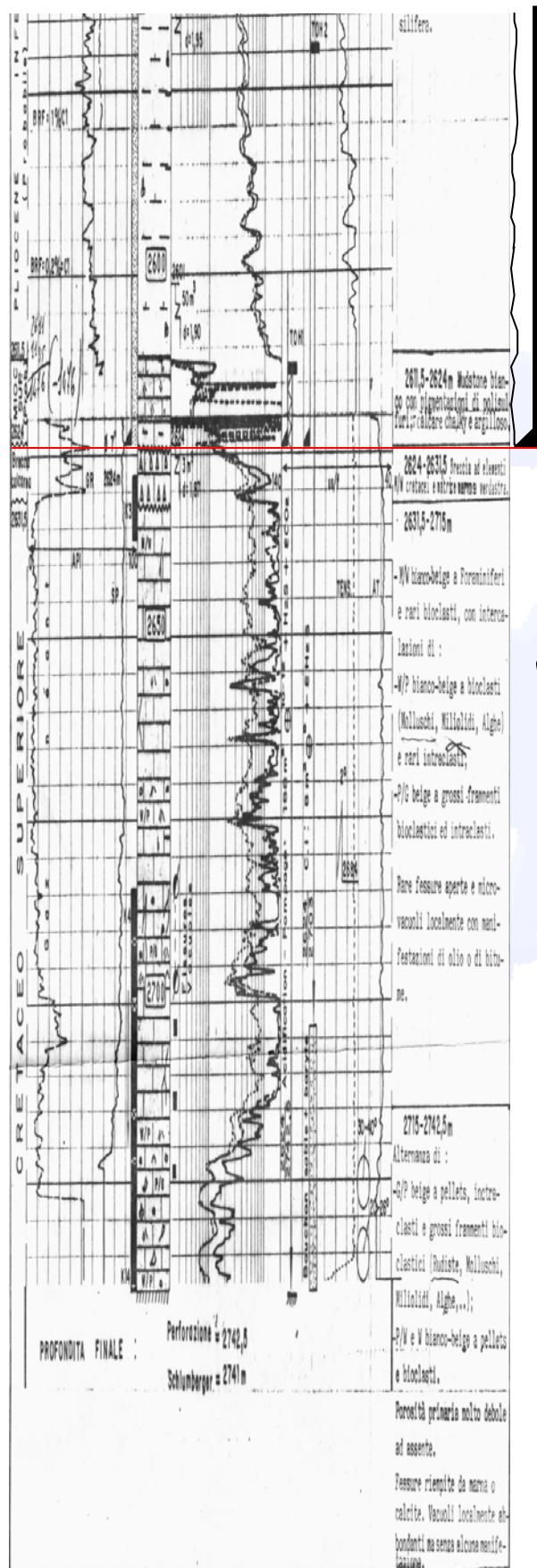
## CONCLUSIONI

Una possibile interpretazione dei dati acquisiti indicherebbe la presenza di mineralizzazione ad olio anidro nella parte alta del reservoir (top a 2705 m), almeno per i primi 30-40 m.

Tale zona presenta inoltre le migliori caratteristiche petrofisiche. L'OWC potrebbe posizionarsi intorno a 2780 m. (-1719 m.), con possibile zona di transizione fino a 2743 m. (-1682 m. **ca 90% HC**)  
L'acqua recuperata nel corso dei test non si ritiene sufficientemente rappresentativa dell'acqua di giacimento.

# Pozzo PESCOPENNATARO 2

Dati di perforazione nel reservoir



T.D. m 2742,5

m 2624 cambio fase  
8"3/8 – 5"7/8

Perforato in fase 8"3/8 con fango a D= 1,87 Kg/l fino a m 2624 in calcare gessoso dove si verifica la perdita totale di circolazione, controllata mediante spiazzamento di un tappo di cemento al fondo (fresato dopo registrazione log e discesa colonna 7"). Fango assorbito prima del tappo di cemento: 7 m<sup>3</sup>. Sono stati registrati anche assorbimenti di entità non conosciuta nel corso della discesa della colonna 7".

Il reservoir è stato attraversato con fango a D= 1,03 Kg/l senza assorbimenti nel corso della perforazione e del carotaggio.

FANGO

m 2548 e m 2562-2564,4 pozzo in perdita totale di circolazione controllata mediante spiazzamento di vari cuscini intasanti e tappo di cemento (poi fresato).

m 2601,6 perdita totale di circolazione risolta con numerosi cuscini intasanti.

m 2602,8 il pozzo assorbe 60 m<sup>3</sup>, controllato spiazzando di un tappo di cemento al fondo (poi fresato). Totale fango assorbito m 2601,6 / 2602,8: 397 m<sup>3</sup>.

Colonna 7" scarpa a m 2624

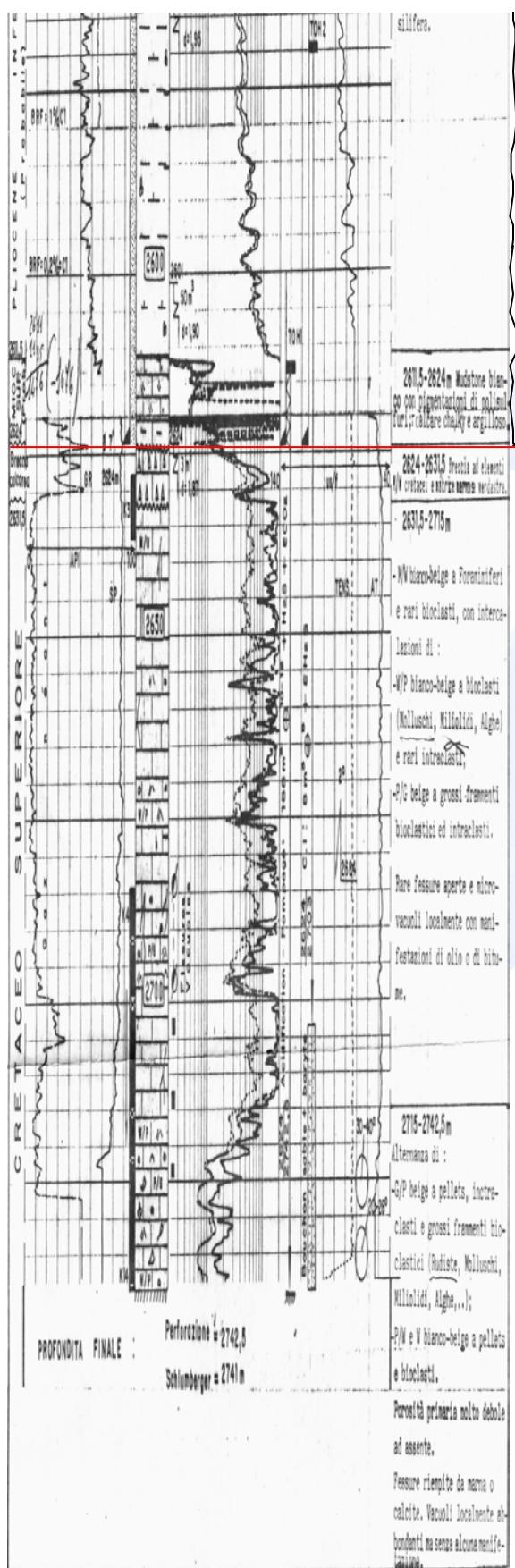
TOP CRETACEO  
m 2624 (-1494 m.)

D = 1,87 Kg/l;  
KCl 40 g/l

D = 1,03 Kg/l; NaCl 1,16-1,7 g/l

# Pozzo PESCOPENNATARO 2

## Dati carote e manifestazioni



foro 8"3/8  
foro 5"7/8  
T.D.  
m 2742,5

Note e osservazioni sulle carote:  
 ➤ Formazione scarsamente fratturata e con distribuzione delle fratture non omogenea.  
 ➤ La zona con tracce di olio nelle poche fratture sub-verticali parzialmente aperte va dalla carota #4 alla carota #7. Rare tracce di bitume secco da carota #8 a carota #14.  
 ➤ Porosità primaria molto scarsa o nulla, in leggero aumento verso il basso della serie (da carota #10 a carota #14), porosità secondaria da nulla a mediocre.

Colonna 7" scarpa a m 2624

**TOP CRETACEO m 2624**

Carota # 3 rec. 100%  
m 2630  
m 2639

Manifestazioni di gas assenti o trascurabili  
in tutto l'intervallo possibile reservoir

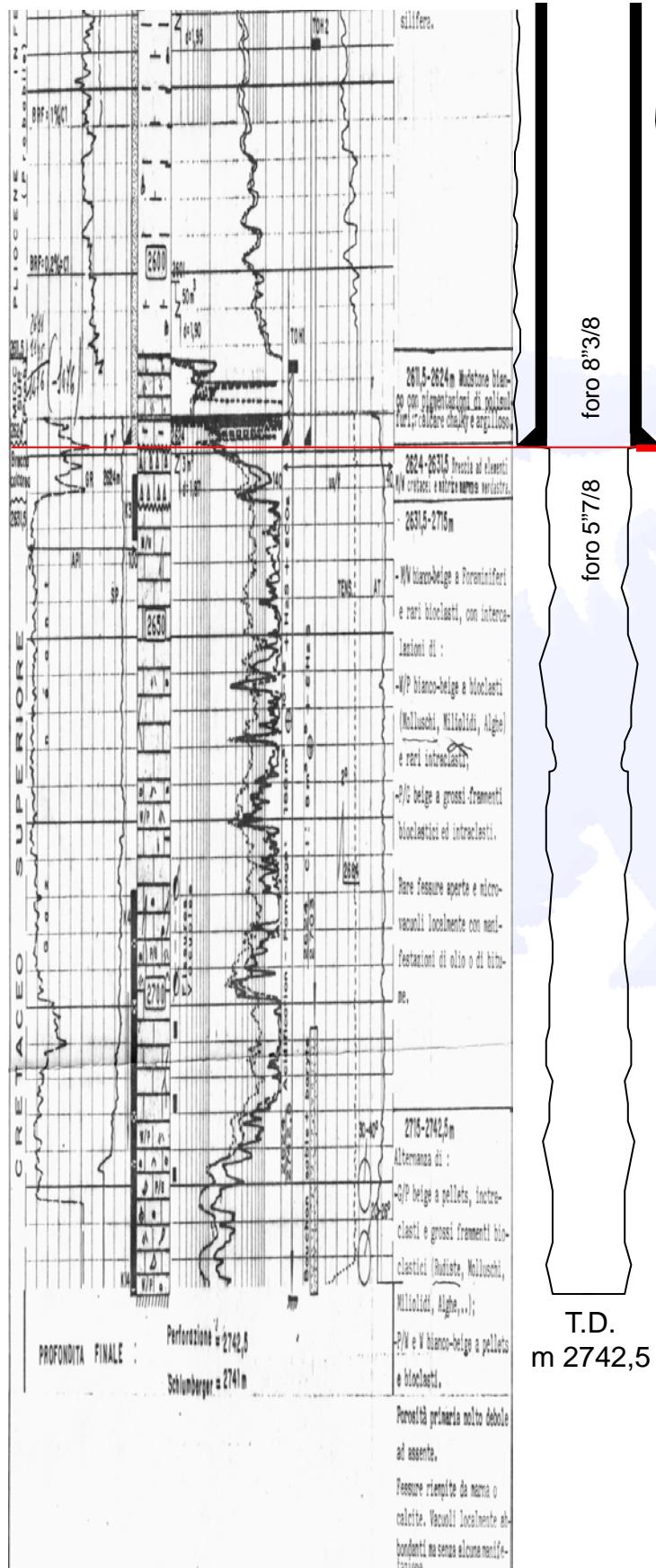
m 2686  
Carota # 4 rec. 100%  
Carota # 5 rec. 43%  
Carota # 6 rec. 100%  
Carota # 7 rec. 86%  
Carota # 8 rec. 28%  
  
Carota # 9 rec. 100%  
Carota # 10 rec. 61%  
Carota # 11 rec. 83%  
Carota # 12 rec. 100%  
Carota # 13 rec. 90%  
Carota # 14 rec. 88%  
m 2742,5

### LEGENDA

- Manifestazioni Olio (tracce)
- Manifestazioni Bitume (tracce)
- ~~~~ Fratture

# Pozzo PESCOPENNATARO 2

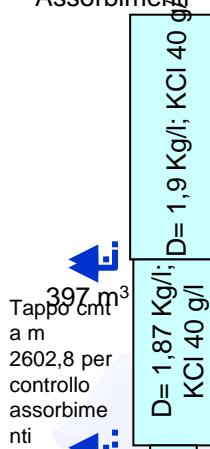
Dati prove in foro scoperto



# Pozzo PESCOPENNATARO 2

Riassunto dati e possibile valutazione mineraria

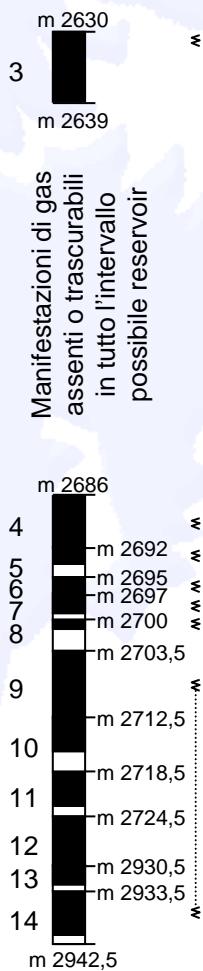
Note, Fango & Assorbimenti



Prima del  
test # 2 il  
pozzo ha  
assorbito  
circa 132,5  
m<sup>3</sup> di acqua  
dolce e  
fango.

Nel corso  
acidificazion  
e per test #  
1 assorbiti  
37 m<sup>3</sup> di  
fluido.

Carote &  
Manifestazioni



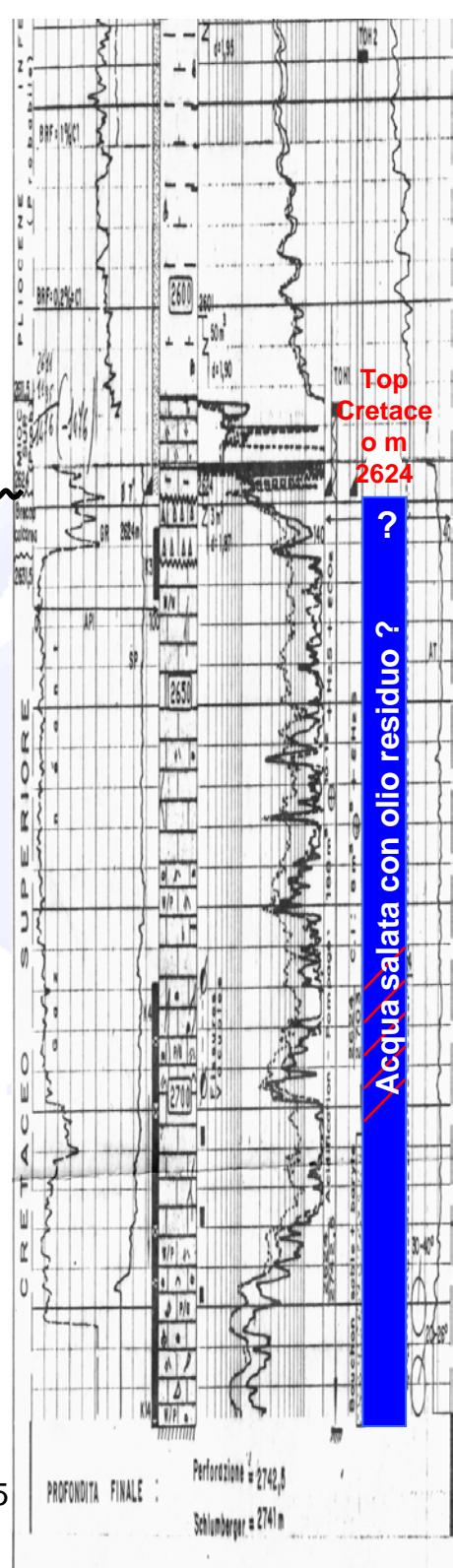
TEST  
in open hole

1

Tappo di sabbia e barite

T.D.  
m 2742,5

foro 8'3/8 Colonna 7' scarpa a m 2624



# Pozzo PESCOPENNATARO 2

## Note finali e osservazioni

- ✓ Nel corso della perforazione/carotaggio del reservoir gli assorbimenti sono stati nulli.
- ✓ Il pozzo è andato in perdita totale di circolazione al top del cretaceo con fango a D 1,87 Kg/l. Per il controllo di tale perdita è stato spiazzato un tappo di cemento (poi fresato) al fondo. In totale assorbiti 7 m<sup>3</sup> di fango. Sicuramente il tappo di cemento ha influito negativamente sulle caratteristiche della formazione.
- ✓ Il gradiente di pressione nel reservoir è di circa 0,75 Kg/l/10 m a partire dal piano campagna (il pozzo si trova a 1130 m s.l.m.), comparabile a quello di Pescopennataro 1.
- ✓ Le manifestazioni a gas nel corso della perforazione/carotaggio sono state nulle o trascurabili.
- ✓ Assenza di manifestazioni ad olio al top della serie. Alcune tracce di olio sono state osservate nella scarsa fratturazione delle carote da 4 a 7.
- ✓ Le caratteristiche di reservoir della serie cretacea attraversata sono di qualità molto scarsa, con limitata e disomogenea fratturazione.
- ✓ La parte di reservoir con le migliori caratteristiche di porosità primaria si trova nella parte bassa della serie attraversata (carote da 8 a 14), dove però le manifestazioni si riducono a qualche traccia di bitume.
- ✓ Il volume di acqua prodotto nel test #1 (188,2 m<sup>3</sup>) indica mineralizzazione ad acqua salata (NaCl max 12,6 g/l), anche se non sono da escludere contaminazioni da residui di acidificazione (pH 6). Nessuna traccia di olio è stata osservata.
- ✓ Il volume di acqua prodotto nel test #2 (8 m<sup>3</sup>) non è sufficientemente rappresentativo del fluido di formazione in quanto fortemente contaminato dall'acqua e fango assorbiti prima del test stesso (circa 132,5 m<sup>3</sup>). Nessuna traccia di olio è stata osservata.

# Pozzo PESCOPENNATARO 2

## CONCLUSIONI

L'insuccesso del pozzo è attribuibile probabilmente all'assenza di un reservoir di sufficiente qualità, comparabile con quello osservato a Pescopennataro 1.

In particolare i livelli brecciati e fratturati incontrati nella parte alta del reservoir del pozzo 1 (e che presentano le migliori caratteristiche di porosità e permeabilità) sono in questo pozzo praticamente assenti (per erosione?, le correlazioni log non aiutano).

Le poche fratture riscontrate al top della serie obiettivo sono ostruite da marna e argilla, senza alcuna manifestazione di olio.

Alcune deboli manifestazioni di olio osservate nelle fratture delle carote 4-7 potrebbero essere attribuite alla presenza di olio residuo.

L'interpretazione dei dati acquisiti indica comunque una mineralizzazione ad acqua salata, con caratteristiche affini a quelle dell'acqua recuperata nel pozzo 1.

