

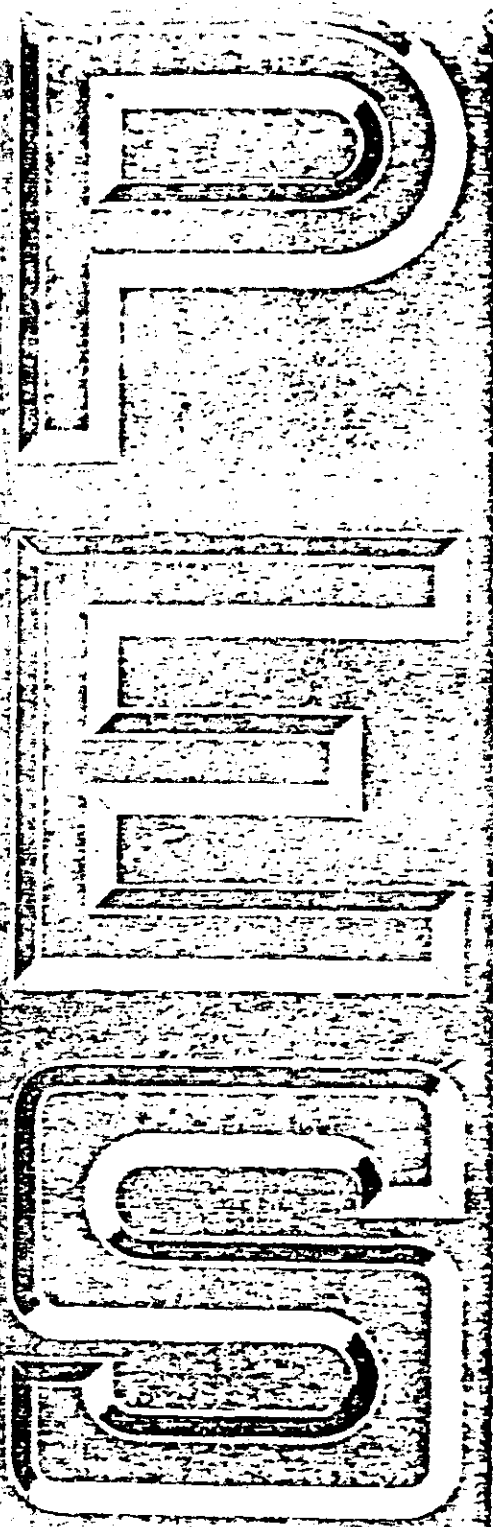
103327

PERMESSO CR 87. CO

CONOCO IDROCARBURI S.p.A.

SPADA MARE NO. 1

TEST RESULTS, ANALYSIS  
AND INTERPRETATIONS



Conoco Inc.  
PRODUCTION ENGINEERING SERVICES

REPORT No.  
D-4-83  
APRIL 1983

17.7

4. Drill Stem Test No. 4

Date of Test	January 19 - 20, 1983
Test Interval	8251 - 8287 ft (2515 - 2526m) 8025 - 8054 ft (2446 - 2455m) 7966 - 7992 ft (2428 - 2436m)
Formation Type	Villagonia Limestone
Initial Flow Period	5 mins
Initial Buildup Period	46 mins
Final Flow Period	184 mins (3 hrs 4 mins)
Final Buildup Period	237 mins (3 hrs 57 mins)

Flow Period Results

The blow from the bubble hose was very very small throughout the test (about 1 bubble every couple of mins). The reverse out indicated the test string was empty, with no gas or trace of liquid hydrocarbon. From the pressure charts a total of about 0.3 bbls of fluid was produced during the test but this could easily be gauge drift.

Pressure Buildup Analysis

Formation Pressure	No good estimate obtained. Based on pressure gradient from dst's 1 and 3 the formation pressure would be approximately 3914 psig $\pm$ 50 psi.
--------------------	--

Permeability Thickness	0.13 md-ft or less
------------------------	--------------------

Valutazione prova No. 4

Prova valida.

La formazione è estremamente chiusa con permeabilità della matrice dell'ordine di micro-darcy.

Sembrirebbe che le fratture naturali - in formazione siano riempite di idrocarburi ma con zero permeabilità e senza energia.

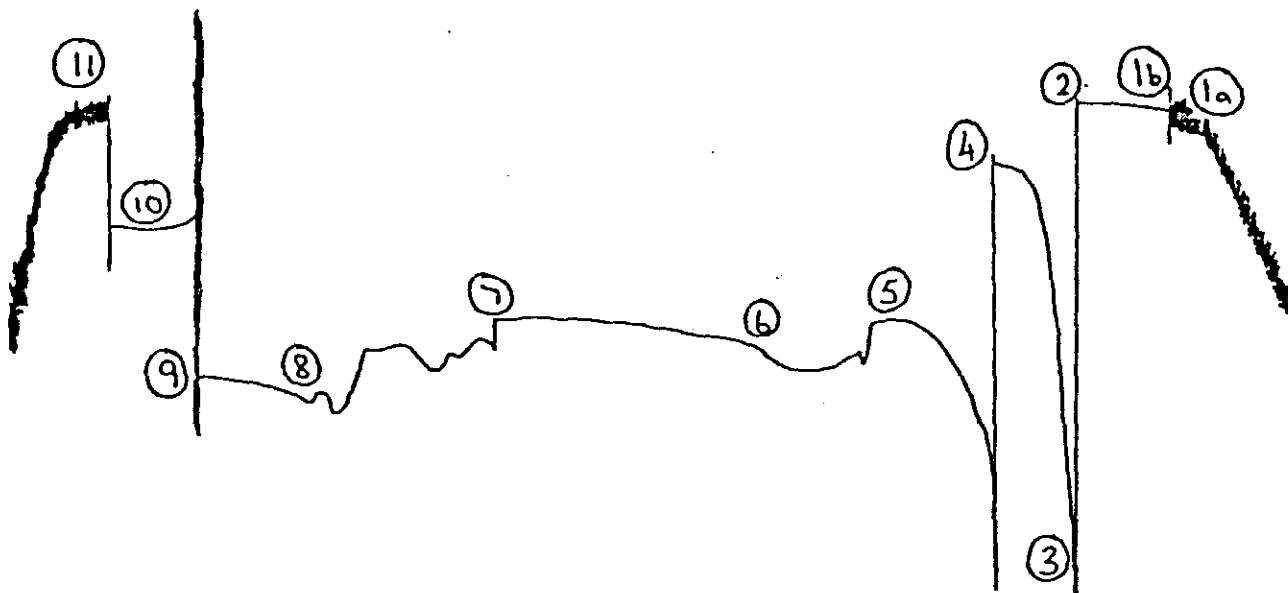
### Valutazione prova No. 3

Questa prova è da ritenere non valida in relazione allo scopo preposto. Doveva accertare la possibilità o meno dell'esistenza in formazione di idrocarburi movibili. Le curve di pressione ed il fluido recuperato indicano che la fratturazione-acidificazione della prova No. 2 ha interessato anche questo intervallo, mettendolo in comunicazione con il precedente.

E' stato già provato che la zona precedente ha prodotto idrocarburi ma non c'è la possibilità di controllare se l'olio prodotto, da questa prova, proviene anche da questo intervallo oltre che da quello precedente dato che i due orizzonti sono comunicanti.

Sketch of downhole test chart

D.S.T. No. 3



Not to Scale

- 1a. Initial hydrostatic. 1b. Sting into retainer at 8561 ft.
2. Pressure annulus to open downhole test valve for flow. Initial flow = 8 minutes.
3. Shut-in downhole for initial buildup. Buildup time = 60 minutes.
4. Pressure annulus to open downhole for second flow. Flow period = 318 minutes.
5. Mud/water cushion/oil emulsion to surface.
6. Well dying rapidly. Shut-in downhole for buildup. Buildup time = 565 minutes.
7. Open well for flow downhole. Run in with coiled tubing. Try to nitrogen lift. Unable to successfully lift. Eventually circulating only nitrogen.
8. Shut-in downhole for buildup.
9. Pressure annulus to shear reverse out sub.
10. Reversing out.
11. Unstring from retainer. Final hydrostatic.

3. Drill Stem Test No. 3

Date of Test	January 16 - 17, 1983
Test Interval	8579 - 8628 (2651.5 - 2630m)
Formation Type	Villagonia Limestone
Initial Flow Period	8 mins
Initial Buildup Period	60 mins
Second Flow Period	318 mins (5 hrs 18 mins)
Second Buildup Period	565 mins (9 hrs 25 mins)
Final Flow Period	417 mins (6 hrs 57 mins)
Final Buildup Period	86 mins (1 hr 26 mins)

Flow Period Results

Recovery 130 bbls  $\pm$  spent acid  
190 bbls  $\pm$  oil

Flowrate The maximum flowrate was about 1000 BFPD initially but dropped very rapidly until nitrogen gas lift was introduced. The rate was sustained at about 400 BFPD for a short time but then decreased to below 100 BFPD.

Oil Analysis Gravity = 18.5° API at 60° F  
Oil is dark, black, and waxy. There was a slight smell of H<sub>2</sub>S from the samples although this was not substantiated by the gas detector.

Water Analysis Chlorides = 44000 ppm. This is spent acid water from the acid frac on dst 2.

Gas Analysis One pressurized wellhead sample was collected but the laboratory analysis had not been received at the time of this report. No other analysis could be carried out due to contamination with CO<sub>2</sub> from the acid-frac and nitrogen gas lift.

Pressure Buildup Analysis

Formation Pressure	4150 psig $\pm$ 50 psi
Pressure Gradient (ref MSL)	0.486 psi/ft $\pm$ 0.006 psi/ft
Mud Weight Equivalent	9.35 ppg $\pm$ 0.12 ppg
Permeability Thickness	20 md - ft
Permeability (matrix)	0.4 md (probably high)

## Valutazione prova No. 2

Prova valida in considerazione dello scopo di determinare se il trattamento acidificazione-fratturazione-stimolazione fosse sufficiente o meno per ottenere una produzione commerciale.

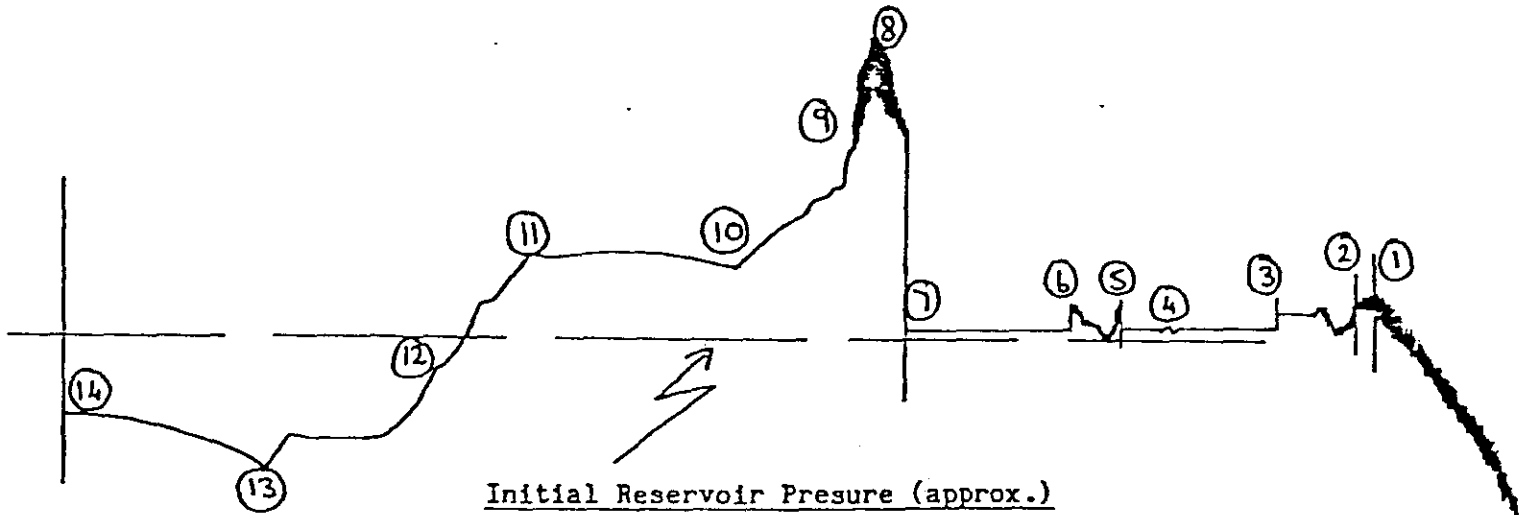
La creazione di fratture non ha collegato il pozzo con altri eventuali sistemi di fratture secondarie, perché inesistenti. Conseguentemente la produttività del pozzo non ha avuto alcun aumento significativo.

L'elevata erogazione iniziale è dovuta al sovraccarico delle fratture create dalla fratturazione. Una volta esaurita la carica, l'erogazione ha avuto un calo drammatico ed il pozzo si sarebbe esaurito da solo se fosse stato lasciato più a lungo aperto.

La maggior parte dell'erogazione ottenuta nella prova è rappresentata da acqua di acidificazione.

Sketch of downhole test chart

D.S.T. No. 2



Not to Scale

1. Initial hydrostatic. Sting into retainer at 8675 ft.
2. Unsting from retainer for spaceout trip.
3. Sting into retainer. Wait on acid boat.
4. Coiled tubing injector head fell. Test string may be damaged.
5. Unsting from retainer and pull out to check sub-sea-test-tree.
6. Sting into retainer. Wait for acid boat.
7. Pressure up annulus to open downhole test valve.
8. Perform acid-frac stimulation treatment.
9. Open well at surface for flowback.
10. Shut-in downhole as no more tankage available. Wait for boat.
11. Pressure up annulus to open well for flow.
12. Well dying. Run in hole with coiled tubing. Inject nitrogen.
13. Well mainly circulating nitrogen from coiled tubing. Shut-in for buildup.
14. Clock on gauge ran out.

END OF TEST

2. Drill Stem Test No. 2

Date of Test	January 10 - 13, 1983
Interval	8699-8892 ft (2651.5 - 2710.3m) open hole
Formation Type	Villagonia Limestone
Zone Stimulation	Acid Fracture Treatment (1700 bbls)
First Flow Period	450 mins (7 hrs 30 mins)
First Buildup Period	580 mins (9 hrs 40 mins)
Final Flow Period	1031 mins (17 hrs 11 mins)
Final Buildup Period	519 mins (8 hrs 39 mins)

Flow Period Results

Recovery	1100 bbls <u>±</u> spent acid 300 bbls <u>±</u> oil
----------	--

Flowrate	The maximum flowrate was about 1400 BFPD with 80-90% water cut. This was due to the acid-fracture treatment supercharging the formation. However, this rate dropped rapidly as the acid treatment fluids were recovered. The flowrate of the end of the test was 125 BPD.
----------	---

Oil Analysis	Gravity = 18.5° API of 60° F Oil is dark, black, and waxy with an estimated pourpoint of less than 65° F.
--------------	--

Gas Analysis	Unable to carry out due to contamination with CO <sub>2</sub> and nitrogen.
--------------	---

Pressure Buildup Analysis

No detailed pressure buildup calculations could be made from the data. However, this is essentially the same zone as was tested by dst no 1 and the initial formation pressure and matrix permeability data is the same.



### Pressure Buildup Analysis

Formation Pressure	4229 psig	$\pm 50$ psi
Pressure Gradient (ref MSL)	0.486 psi/ft	$\pm 0.006$ psi/ft
Mud Weight Equivalent	9.35 ppg	$\pm 0.12$ ppg
Formation Temperature	169° F	
Permeability Thickness	285 md - ft	
Skin Damage	- 1.96	
Drawdown Due To Skin	- 1433 psi	
Radius of Investigation	230 ft	
Actual Productivity Index	0.035 bbl/d/psi	

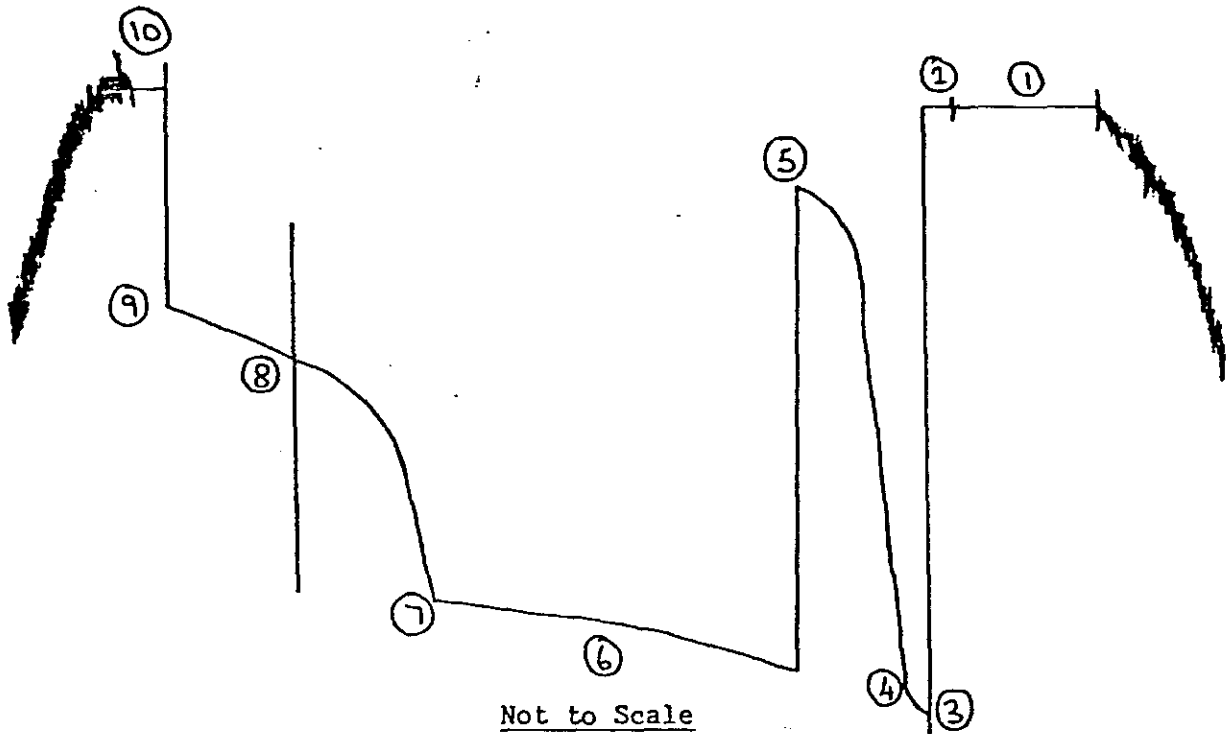
### Valutazione prova No. 1

Prova valida.

Il fluido di formazione è rappresentato da olio 18,5° API di gravità. L'intervallo non ha erogato in superficie. La matrice della formazione è molto chiusa. Sulla base dei carotaggi elettrici e del log del pozzo la produzione proviene da un sistema di fratture molto piccole. L'intervallo non può produrre commercialmente ma prova la presenza in formazione di olio mobile.

Sketch of downhole test chart

D.S.T. No. 1



1. Initial hydrostatic.
2. Set packer at 8612 ft.
3. Open downhole test valve for initial flow period.
4. Shut-in for initial buildup.
5. Open downhole test valve for final flow period.
6. Hydrostatic increasing slowly as oil fills test string.
7. Shut-in downhole for final buildup.
8. Downhole test valve opens momentarily as annulus pressure is increased to shear APR - 'a' reverse sub.
9. Unseat packer.
10. Final hydrostatic.

1. Drill Stem Test No. 1

Date of Test	December 13, 1982
Test Interval	8699-8835 ft (2651.3-2692.8m) open hole
Formation Type	Villagonia Limestone
Initial Flow Period	9 mins
Initial Buildup Period	64 mins
Final Flow Period	392 mins (6 hrs 32 mins)
Final Buildup Period	130 mins (2 hrs 20 mins)

Flow Period Results

Recovery	Test did not flow any liquids to surface. Reversed out 7 bbls water cushion, 7-10 bbls rathole mud/oil emulsion and 25 bbls of oil.
----------	---

Average <u>Inflow Rate</u> (not a surface rate)	128 BOPD
--	----------

Oil Analysis	Gravity = 18.5° API at 60°F = 0.943 specific gravity Oil is dark, black, and waxy with an estimated pourpoint of less than 65°F. There was a slight smell of H <sub>2</sub> S from the oil samples although none was detected by the gas detector.
--------------	--

Gas Analysis	Gravity = 0.587 (measured) Composition C <sub>1</sub> = 97% C <sub>2</sub> = 1.5% C <sub>3</sub> = 0.9% C <sub>4+</sub> = 0.6% No H <sub>2</sub> S or CO <sub>2</sub> was detected
--------------	---

Gas Oil Ratio	Unable to measure. A figure of 150 SCF/BBL was estimated based on test engineer's own experience upon visual inspection of the test.
---------------	---

- 4) Le fratture provocate dalla stimolazione per la prova n.2 si sono estese verticalmente, alle spalle della tubazione di rivestimento, mettendo in comunicazione l'intervallo superiore già tubato e perforato (spari Schlumberger) relativo alla prova No. 3.  
Non è stato possibile pertanto comprovare se gli idrocarburi della prova n.3 fossero erogati dall'intervallo 2651,5-2630, oppure provenissero dall'intervallo provato con la prova n.2.
- 5) I calcari del Villagonia-Giardini hanno un gradiente di pressione pari a  $0,486 \text{ psi/piede} \pm 0,006 \text{ psi/piede}$  ( $9.35 \text{ ppg} \pm 0.12 \text{ ppg MWE}$ )
- 6) La presenza di idrocarburi movibili dimostra che se una roccia serbatoio con fratturazione secondaria venisse incontrata nella zona ci sarebbero buone probabilità di rinvenire idrocarburi producibili commercialmente.

ANALISI, INTERPRETAZIONI E CONCLUSIONI SULLE PROVE DI  
PRODUZIONE ESEGUITE NEL POZZO SPADA MARE - 1

Riassunto

Una serie di quattro prove sono state eseguite nel pozzo Spada Mare-1. Le prove si riferiscono essenzialmente a tre orizzonti: nelle formazioni calcaree Villagonia e Giardini.

Una prova convenzionale è stata eseguita a mt. 2651.3-2692.8 prima che il pozzo raggiungesse la profondità finale.

Una seconda prova, comprendente fratturazione, acidificazione e stimolazione è stata eseguita nello stesso intervallo (2651.5-2710.3), dopo che il pozzo ha raggiunto la profondità finale ed eseguiti i tappi di cemento di ritorno. Ambedue le prove di questo intervallo sono state fatte a foro scoperto immediatamente sotto la scarpa della tubazione di rivestimento 9 5/8".

La terza prova è stata effettuata in un intervallo immediatamente sopra la scarpa della colonna 9 5/8" (2651.5-2630).

L'ultima prova è stata fatta in un intervallo a circa 180 m. più alto della precedente (2515-2526; 2446-2455; 2428-2436) per controllare la presenza o meno di idrocarburi.

Lo scopo del presente rapporto è quello di valutare e interpretare i risultati ottenuti.

Conclusioni

- 1) Il fluido di formazione mobile nell'intervallo 2651,30 - 2692,80 è costituito da olio 18.50° API
- 2) La formazione è molto chiusa e non può produrre idrocarburi in quantità commerciali. La matrice della roccia ha permeabilità dell'ordine di micro-darcy e non potrà mai produrre quantità significative di olio. L'olio proviene esclusivamente da un sistema di fratture molto limitato.
- 3) L'acidificazione-fratturazione-stimolazione eseguite per la prova n.2 non ha collegato il foro perforato con alcuna zona interessata da porosità secondaria esistente attorno al pozzo, per cui le operazioni di fratturazione-acidificazione-stimolazione non aumentano in alcun termine la potenzialità del pozzo.