

RAPPORTO PROVA DI PRODUZIONE

CAMPO ALFONSINE

POZZO 13

SPARI 1'455 ÷ 1'483

DATA 13 ÷ 14 / 11 / 1986

D. B. POZZI

Agip

①

ANDAMENTO PROVA DI PRODUZIONE

Campo di ALFONSINE

Pozzo N. 13

Prova N. 1

Pool 1455-1483

Data 31/10/86

Tempo ore, min.	Tempo progress. ore, min.	PRESSIONE			PORTATE CUMUL.			NOTE
		Casing Kg./cmq.	Tubing Kg./cmq.	Fondo Kg./cmq.	Gas Mc./g	Acque lit.		
09 ⁰⁰			84					CHIUSO POZZO
10 ⁰⁰			82		32000			APERTO POZZO $\phi 5$ mm
10 ³⁰			73		29600	15.		
11 ⁰⁰			82		32000			
11 ³⁰			82		32000	780	795	
12 ⁰⁰			83		32200	—	795	
12 ³⁰			82		32000			
13 ⁰⁰			82		"			
13 ³⁰			"		"			
14 ⁰⁰			82		"	420	1215	
RESTA NEL POZZO H ₂ O (KCL) INIETATA X UN TOTALE DI 41 BBL'S								
CHIUSO POZZO X RIPRISTINO FLOW-LINE AL MEZANO DOPO -								
15 ⁰⁰			87		APERTO POZZO IN CONDIZIONE	$\phi \approx 24700$ Mc/g.		
17 ⁰⁰			82		FTHP = 85 ATM	NON STABILIZZATA -		
								<u>1/11/86</u>
9 ⁰⁰			84.5		24000			
6 ⁰⁰			78.5		17000	400	1615	<u>2/11/86</u>
16 ⁰⁰			70.0		11300	100	1715	<u>3/11/86</u>
POZZO CHIUSO X IDRATI								
11 ⁰⁰			80.0		23000	APERTO POZZO -		
17 ⁰⁰			78.0		21300	10	1725	D. B. POZZO
								<u>4/11/86</u>
POZZO CHIUSO X IDRATI								
9 ⁰⁰			86.5		24700	APERTO POZZO		
16 ⁰⁰			79.0		22500	20	1745	CHIUSO POZZO
								<u>5/11/86</u>
14 ⁰⁰			88.0		30000	APERTO POZZO		
16 ⁰⁰			86.5		27000	EROGA		

Agip

ANDAMENTO PROVA DI PRODUZIONE

Campo di ALFONSINE

Pozzo N. 13

Prova N. 1

Pool 1455-1483

Data 6.11.86

Tempo — — — ore, min.	Tempo progress. — — — ore, min.	PRESSIONE			PORTATE CUMUL.			NOTE
		Casing Kg./cmq.	Tubing Kg./cmq.	MT <u>1455</u> Fondo Kg./cmq.	Gas Mc./h.	Acque lt./h.		
8 ⁰⁰			82.0		24000	30	1775	<u>6/11/86</u>
8 ³⁰			79.5		21200	15	1790	<u>7/11/86</u>
10			79.5		21200	10	1800	
14			79.5		19700	5	1805	
CAMBIATA DUSE DA $\phi 5$ A $\phi 6$ MM								
16 ³⁰			78.5		26000	5	1810	
8 ³⁰			77.0		26200	40	1850	<u>8/11/86</u>
16 ⁰⁰			77.0		23900	10	1860	
8 ⁰⁰			76.5		24300	40	1900	<u>9/11/86</u>
16 ⁰⁰			77.5		25900	40	1940	
8 ⁰⁰			84.5		32400	100	2040	<u>10/11/86</u>
16 ⁰⁰			85		33400	40	2080	
8 ⁰⁰			85		34600	80	2160	<u>11.11.86</u>
16 ⁰⁰			85		35300	30	2190	
8 ⁰⁰			85		35000	30	2220	<u>12.11.86</u>
MONTATO WIRE LINE - CALIBRATO $\phi 38$ MM A MT 1477 -								
SABBA LAVATA AL 100% DEL CAMPIONE								
ESSEGUITO PROFILO DINAMICO DI PRESSIONE -								
15 ⁰⁰			85.4	(TARAT.)	35000			↓ x PROF. DINAM.
15 ³⁰			85.4	NON ATTEN	35000			
16 ⁰⁰			—	—	35000			↓ TANDEM x RISALITA
17 ⁰⁰			85.4	97.2	35000	AMERLIDE A TOP SPARI - CHIUSO POZZO		
17.01			87.9	97.6				
17.02			88.1	97.9				
17.03			"	97.9				
17.05			"	98.2				
17.07			"	—				
17.10			"	98.3				
17.15			"	98.3				
17.30			"	98.3				

D. B. POZZI

0/0 (3)

Campo di ALFONJUNE Pozzo N. 13
Prova N. 1 Pool 1455÷1483 Data 14.11.86

Codice 11 0609

RAPPORTO SUI GRADIENTI DI TEMPERATURA E PRESSIONE

80 90 100 110

ALFONSENE 13

STATICO DOP RISAUTCA

500

1000

1500

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

90

100

110

8

18711/86

CAMPO DI ALFONSINE

$P_s = 100.1 \text{ Kg/cm}^2 \text{ ass.}$

$K = 10 \div 20 \text{ mD}$

$C.F. \approx 30\%$

INTERPRETAZIONE DELLA RISALITA
DI PRESSIONE
Metodo di ODEH

Pozzo : 13 Prova No. 1

Intervallo : 1455-1483 m/RT

Data : 6/11/86

Pressione x 1000 (Kg/cmq ass.) 2

10 0

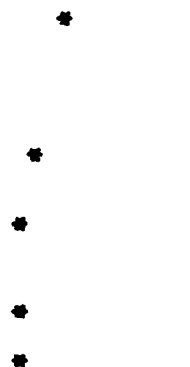
0

1

2

3

X (metodo di ODEH)



RAPPORTO PROVA DI PRODUZIONE

CAMPO ALFONSINE

POZZO -13-

SPARI 1'455 ÷ 1'483

DATA 1 ÷ 2/12/86

D. B. POZZI

1) Agip

ANDAMENTO PROVA DI PRODUZIONE

Campo di ALFONSINE Pozzo N. 13
 Prova N. Pool 1455-1483 Data 24/11/86 ÷ 1/12

Tempo — — ore, min.	Tempo progress. — — ore, min.	PRESSIONE			PORTATE			NOTE
		Casing Kg./cmq.	Tubing Kg./cmq.	Fondo Kg./cmq.	Gas Mc/ga	Acqua li./h.	Olio o Gasolina li./h.	
8 ³⁰			84 ⁰⁰		33'000	30		24/11/86
16 ⁰⁰			84 ⁰⁰		30'000	10		
9 ⁰⁰			83 ⁰⁰		31'000	10		25/11/86
16 ⁰⁰			82 ⁵		30'000	—		NaCl = 16,35 gr/ltr.
9 ⁰⁰			81 ⁰		31'000	30		26/11/86
16 ⁰⁰			81 ⁰		28'000	—		
9 ⁰⁰			80 ⁵		28'000	20		27/11/86
16 ⁰⁰			80 ⁰		26'500	5		
9 ⁰⁰			78 ⁵		27'900	10		28/11/86
10 ⁰⁰			78 ⁰		—	—		MONTATA ATTREZZATURA
11 ⁰⁰			78 ⁰		Disceso -	cuer		φ 38" A Mt. 1477
—			—		CAMPIONE:	Acqua +		SABBIA.
9 ⁰⁰			78 ⁰		26'100	20		29/11/86
10 ⁰⁰			76		24800	—		30/11/86
9 ⁰⁰			75		24000	2		1/12/86
								NaCl = 26.86
Disceso - cuer HIAH - φ - 38" A Mt. 1477 CAMPIONE: SABBIA								
ESEGUITO - PROFILO - DINAMICO - DI - PRESSIONE (1)								
Disceso - TAMBEN P+P X REGISTRAZIONE - RISALITA MT 1455								
15 ⁰⁰	0		73 ⁸	96 ⁹	24000	CHIUSO -		POZZO X RISALITA
15 ⁰¹	1		76 ⁶	97 ²				
15 ⁰²	2		77 ¹	97 ³				
15 ⁰³	3		77 ⁸	97 ³				
15 ⁰⁴	4		78 ²	97 ³				
15 ⁰⁵	5		78 ⁵	97 ³				
15 ⁰⁷	7		79 ³	97 ²				
15 ¹⁰	10		80 ⁴	97 ¹				
15 ¹⁵	15		81 ³	96 ⁴				
15 ²⁰	20	OK	82 ⁰	96 ⁴				
15 ²⁵	25		82 ²	96 ⁸				%

D. B. POZZI

2

Agip

ANDAMENTO PROVA DI PRODUZIONE

Campo di ALFONSINE Pozzo N. 13
 Prova N. — Pool 1455 ÷ 1483 Data 1 ÷ 12/86

Tempo — ore, min.	Tempo progress. — ore, min.	PRESSIONE			PORTATE			NOTE
		Casing Kg./cmq.	Tubing Kg./cmq.	MT. 1455 Fondo Kg./cmq.	Gas Mc./gg.	Acqua lt.	Olio o Gasolina lt./h.	
15 ³⁰	30'	ok	82,4	96,6				1/12/86
15 ⁴⁵	45'		83,2	"				
16 ⁰⁰	60'		84,0	"				
23 ⁰⁰	480'		—	96,7				
3 ⁰⁰	420'		—	96,8				2/12/86
5 ⁰⁰	840'		—	96,9				
7 ⁰⁰	960'		—	97,1				
8 ⁰⁰	1040'		—	97,2				
10 ⁰⁰	1160'		87,3	97,2	ESTRATTO TANDEM P-P. ESEGUITO PROFILO STATICO DI PRESS.			S.A.S. (2) 3/12/86 Aperto Pozzo con φ 6,5 mm
11 ⁰⁰			87,3	97,1				
10 ⁰⁰			87,5		41500	Aperto		
16 ⁰⁰			87,0		38700	—		4/12/86
10 ⁰⁰			83,0		37000	—		5/12/86
10 ⁰⁰			82,2		33500	20		

D. B. POZZI

1) Agip

SNOR
UNITÀ TECNICA PRODUZIONERAPPORTO SUI PROFILI DI PRESSIONE
E TEMPERATURA

Data 1/12/86

Campo ALFONSINE

Pozzo 13

Pool D

Prova n°

Quota T.R. ÷ 4.8 IFI

Mt. 4.8

Tubing Ø 2 7/8

a mt. 1442

Packer tipo L W

a mt. 1441.2

Foro scoperto ☐Intervallo sparato ☒ mt. 1455 ÷ 1483

Casing Ø 6 5/8 a mt. 1585

DATI DI PRODUZIONE

PRODUZIONE PRIMA DELLA CHIUSURA

Gas _____ Nmc/g

CHIUSURA POZZO:

Olio _____ Lt /g

Data _____

Acqua _____ Lt /g

Ora _____

CAMPI STOCCAGGIO

INIETTATO _____ Nmc

RECUPERATO _____ Nmc

RIMANENZA _____ Nmc

Calibrato con CUCCHIAIA Ø 38 mm fino a mt. 1477 Fondo pozzo precedente mt. _____

Campione fondo SABBIA

Elemento di pressione n° 20611

da 198 kg/cm² Ultima taratura 21/10/86

Elemento di temperatura n° _____

da _____ Ultima taratura _____

POZZO CHIUSO ☐

Q gas 24000 Nmc/g

POZZO APERTO ☒

Q olio _____ Lt/g

DUSE Ø 6 mm

Q acqua _____ Lt/g

PRODUZIONE CUMULATIVA

del pozzo:

Gas 677479900 Nmc

Olio _____ mc

Acqua _____ mc

del pool:

Gas 7400476516 Nmc

Olio _____ mc

Acqua _____ mc

Alla Data 31/9/86

NOTE

D. B. POZZI

VALORI RIFERITI A TARATORE A PESI-THP AMERADA 73.1 Kg/cm²

Livello fluido a mt _____ Densità _____ gr/lit

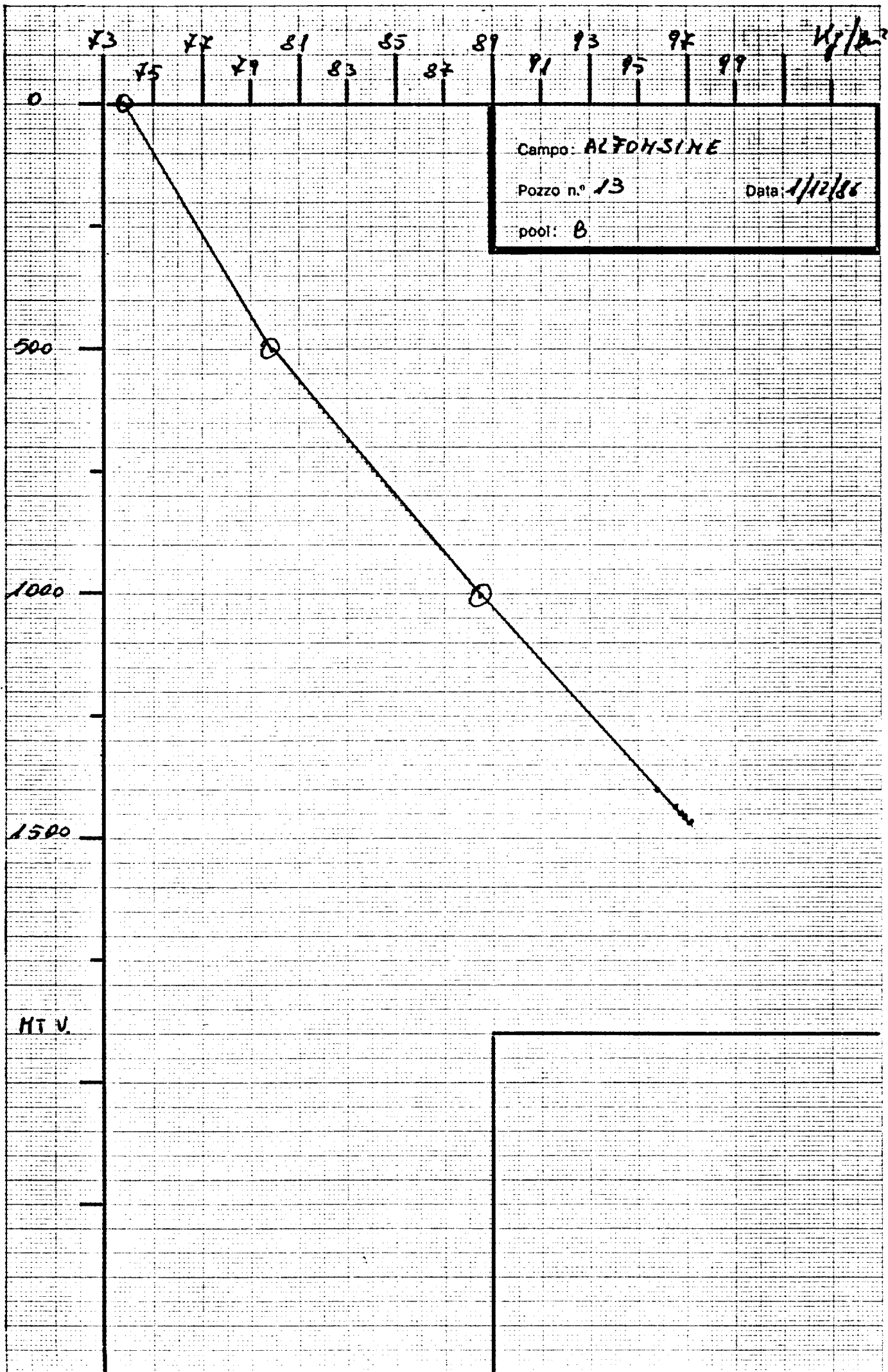
Gradiente gas 0.0159 Kg/cm² da mt 0 a mt 1475Gradiente olio _____ Kg/cm² da mt _____ a mt _____Gradiente acqua _____ Kg/cm² da mt _____ a mt _____

CONTROLLO PRESSIONI

Casing 6 5/8 : 0 Kg/cm²Intercapedine 6 5/8 : 0 Kg/cm²Intercapedine : : Kg/cm²

ASSISTENTE W.L.

ASSISTENTE TECNICO



2)

AgipSNOR
UNITÀ TECNICA PRODUZIONE**RAPPORTO SUI PROFILI DI PRESSIONE
E TEMPERATURA**Data 2/12/86Campo ALFONSINEPozzo 13Pool 1455 ÷ 1483

Prova n°

Quota T.R. ÷ TECMt. 4.8Tubing Ø 2 7/8a mt. 1442Packer tipo CWa mt. 1441.2Foro scoperto ☐Intervallo sparato ☒ mt. 1455 ÷ 1483Casing Ø 6 7/8 a mt. 1585**DATI DI PRODUZIONE****PRODUZIONE PRIMA DELLA CHIUSURA**Gas 24000 Nmc/g

CHIUSURA POZZO:

Olio _____ Lt /g

Data 1/12/86

Acqua _____ Lt /g

Ora 15⁰⁰**CAMPI STOCCAGGIO**

INIETTATO _____ Nmc

RECUPERATO _____ Nmc

RIMANENZA _____ Nmc

Calibrato con CUCCHIAIA Ø 38 mm fino a mt. 1477 Fondo pozzo precedente mt. _____Campione fondo SABBI AElemento di pressione n° 20611 da 198 kg/cm² Ultima taratura 21/10/86

Elemento di temperatura n° _____ da _____ Ultima taratura _____

POZZO CHIUSO ☒

Q gas _____ Nmc/g

POZZO APERTO ☐

Q olio _____ Lt/g

DUSE Ø _____ mm

Q acqua _____ Lt/g

PRODUZIONE CUMULATIVA

del pozzo:

Gas 647479900 Nmc

Olio _____ mc

Acqua _____ mc

del pool:

Gas 7400476516 Nmc

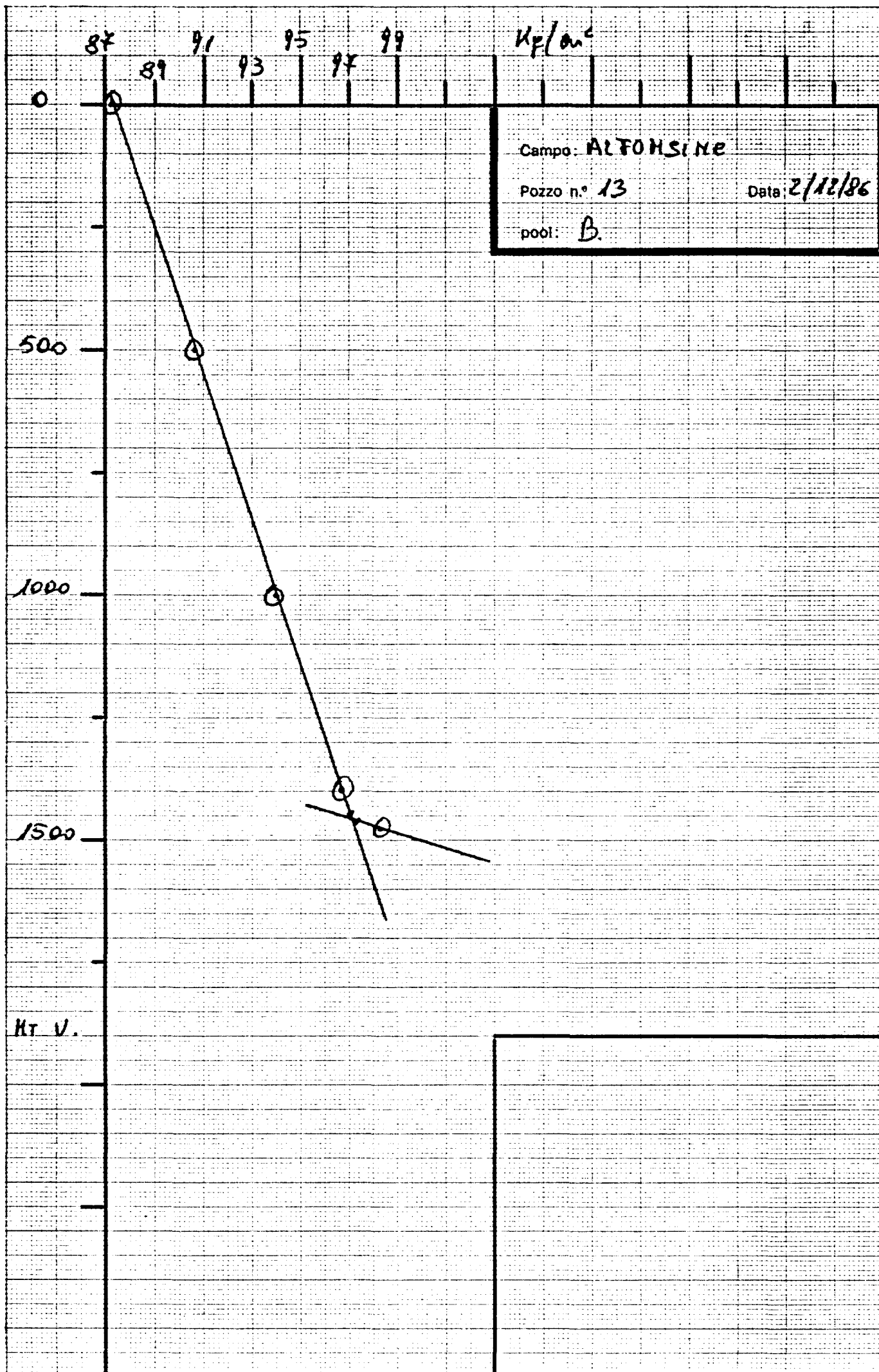
Olio _____ mc

Acqua _____ mc

Alla Data 31/9/86**NOTE****D. B. POZZI**VALORI RIFERITI A TARATORE A PESI-THP AMERADA 87.2 Kg/cm²Livello fluido a mt. 1465 Densità _____ gr/litGradiente gas 0.0068 Kg/cm² da mt. 0 a mt. 1465Gradiente olio _____ Kg/cm² da mt. _____ a mt. _____Gradiente acqua 0.09 Kg/cm² da mt. 1465 a mt. 1475**CONTROLLO PRESSIONI**Casing 6 5/8 : 0 Kg/cm²Intercapedine 6 5/8 : 8 5/8 : 0 Kg/cm²Intercapedine _____ : _____ : _____ Kg/cm²

ASSISTENTE W.L.

ASSISTENTE TECNICO



AGIP S.p.A.
Via Ciro Menotti, 13
Marina di Ravenna

27. Novembre. 1986

Alla c.a. del Sig. M. Marilungo - Responsabile Unità Tecnica

Ref: Well Test del pozzo Alfonsine 13 eseguito il 23/25.10.1986

OBIETTIVO:

L'obiettivo di questi due well tests era di determinare dei parametri petrofisici del pozzo, in particolare "skin", prima e dopo la riperforazione di vari intervalli fra 1455 e 1483 metri di profondità.

Dopo che il pozzo sarà ricompletato con la tecnica "through tubing gravel pack" un terzo well test sarà necessario per poter valutare l'effetto del gravel pack sullo "skin".

METODO:

Una Hewlett-Packard gauge è stata usata in combinazione con il primo fucile (ENERJET 2 1/8" 6spf) per poter osservare la pressione a fondo pozzo durante la perforazione e per risparmiare una discesa.

Primo test: Il pozzo è stato aperto con una duse di 3/16" per 1.23 ore, chiuso e quindi la pressione è stata registrata ancora per ore 1.23. Dopo che il fucile è stato messo in posizione, il pozzo fu riaperto con 1/8" e dopo che la pressione a fondo pozzo si stabilizzò il fucile fu sparato. La registrazione della pressione è continuata dopo lo sparo..

Tra il primo e il secondo test due altri fucili ENERJET sono stati sparati convenzionalmente.

Secondo test: La sequenza degli eventi è leggermente cambiata per il secondo test. Il fucile fu sparato con il pozzo in produzione (1/8"), quindi il pozzo fu chiuso per stabilizzarlo per una ora prima di riaprirlo a duse 3/16" per 1.72 ore. Il pozzo fu richiuso a causa dell'arrivo di acqua in superficie e la pressione registrata per altre 4.5 ore.

INTERPRETAZIONE DEI DATI:

Primo Test:

Genere di Well Test:	Drawdown	Buildup
Metodo di interpretazione:	MDH	HORNER
Pressione iniziale (1451m.):	1428.6 PSIA	1401.24 PSIA
Tempo di produzione totale:	1.23 Ore	---
Slope (PSI/Ciclo):	-12.85	-11.15
Intercept:	---	1424.28 PSIA
Pressione a T0 + 1 Ora:	1402.65 PSIA	1420.44 PSIA
kh:	114.20 md/M	133.77md/M
k:	5.438 md	6.370
Skin:	-1.784	-1.782
Delta P per effetto Skin:	-19.81 PSIA	-18.04 PSIA
Pressione estrapolata (falsa):	1398.09 PSIA	---
Raggio di investigazione:	18.83 M	20.23 M

Secondo Test:

Genere di Well Test:	Drawdown	Buildup
Metodo di interpretazione:	MDH	HORNER
Pressione iniziale (1451m.):	1427.82 PSIA	1417.0 PSIA
Tempo di produzione totale:	1.72 Ore	---
Slope (PSI/Ciclo):	-10.5	-10.46
Intercept:	---	1427.75 PSIA
Pressione a T0 + 1 Ora:	1419.25 PSIA	1423.23 PSIA
kh:	149.62 md/M	151.19 md/M
k:	7.125 md	7.199 md
Skin:	-3.288	-3.313
Delta P per effetto Skin:	-29.74 PSIA	-29.84 PSIA
Pressione estrapolata (falsa):	1414.65 PSIA	---
Raggio di investigazione:	25.51 M	25.57 M

Tutti i grafici sono stati fatti usando la pseudo-pressione normalizzata:

- per il "drawdown" il diagramma Miller-Dyes-Huthcinson
- per il "build-up" il diagramma Horner.

La temperatura usata per questa interpretazione è di 45.5°C; non è stata usata una sonda per misurare la temperatura.

A causa dell'acqua presente nel pozzo e nella immediata vicinanza del giacimento l'inizio del drawdown e del buildup hanno un comportamento anomalo, con la pressione che varia rapidamente oltre il livello di pressione stabilizzato. Dopo che l'effetto del fluido di fondo pozzo (Humping Effect) e di accumulazione di pozzo (well bore storage effect) è finito il drawdown e il buildup continuano normalmente.

Il primo test (durato 1.23 ore) è troppo corto come si può vedere dai risultati del secondo test. La stabilizzazione della pressione deve essere migliore per potere ottenere una buona correlazione tra drawdown e buildup.

Il secondo test è stato registrato per un più lungo periodo e il diagramma Horner evidenzia due anomalie:

- un cambiamento nell'angolo del grafico dopo 3.124 ore che indicherebbe un possibile cambio di permeabilità (Raggio di investigazione di circa 25 M.).
- una instabilità verso la fine del periodo di registrazione che è più difficile da interpretare. Potrebbe essere interferenza di altri pozzi che producono nella vicinanza.

Conclusioni:

I risultati di questi well-tests devono essere trattati con cautela perché certi parametri erano supposizioni o dati generalizzati del giacimento come: porosità, temperatura, pressione di testa pozzo, spessore delle zone di produzione. In questo ultimo dato solamente le zone riperforate sono state usate per i calcoli mentre le possibili contribuzioni delle vecchie perforazioni tra 1485 e 1500 sono state ignorate. Il risultato di questo è che probabilmente la interpretazione dello skin è risultata ottimistica.

Dopo i primi due tests il pozzo è stato tappato a 1484.5 M. per il gravel pack usando il TBT. Il test di fare bere il pozzo non è stato positivo come la permeabilità avrebbe indotto a pronosticare.

Due delle possibili spiegazioni sono:

- Il primo test a colmatato la zona immediatamente intorno al pozzo non permettendo di assorbire altra acqua.

- La contribuzione delle perforazioni della zona bassa, che sono state bloccate dal TBT, era maggiore di quanto si credesse.

Un "injectivity test" (con il PLT e usando queste misurazioni: HP gauge - Flowmeter - Temperatura) potrebbe aiutare a risolvere questo problema e a dare indicazioni sulle eventuali possibilità di successo di un eventuale gravel pack (per esempio se il test dimostrasse che i fluidi entrano solamente nella parte alta, potrebbe suggerire la possibilità che il packing non riesca bene).

Allegata a questa breve nota, un saggio della SPE che copre il tema di riperforare giacimenti in fasi di esaurimento usando una tecnica simile a quella da noi usata in questo test.

Distinti saluti.

R. Ludolf/R. Sailer



SPE 15874

Reperforating Depleted Gas Wells in the Southern North Sea

by M. Potts, Amoco (U.K.) Exploration Co.

SPE Member

Copyright 1986, Society of Petroleum Engineers

This paper was prepared for presentation at the SPE European Petroleum Conference held in London, 20-22 October, 1986

This paper was selected for presentation by an SPE Program Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper, as presented, have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material, as presented, does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Papers presented at SPE meetings are subject to publication review by Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineers. Permission to copy is restricted to an abstract of not more than 300 words. Illustrations may not be copied. The abstract should contain conspicuous acknowledgment of where and by whom the paper is presented. Write Publications Manager, SPE, P.O. Box 833836, Richardson, TX 75083-3836. Telex, 730989 SPEDAL.

ABSTRACT

Reperforating is an accepted method for reducing near wellbore pressure drop. This paper details an evaluation of the effects of reperforating upon reservoir parameters and flow profiles in depleted gas wells; the basis for the evaluation was a programme of reperforating carried out during 1985 by Amoco (UK) Exploration Company in the Indefatigable gas field in the Southern North Sea. In addition to increasing well deliverability, the aim of the programme was to use testing and production logging both before and after reperforating to evaluate its effectiveness. Two new techniques which were used are also described. These are the use of a pressure gauge in combination with a strip perforating gun, and a new design of overboard boom as part of the surface equipment.

INTRODUCTION

The Indefatigable gas field is located in the Southern North Sea Basin, 53 miles off the Norfolk Coast (see Fig. 1). The field straddles four licence blocks (see Fig. 2), with the eastern sector being operated by Shell (UK) Exploration & Production Ltd., and the western sector by Amoco (UK) Exploration Company on behalf of an operating group consisting of Amoco, Gas Council (Exploration) Ltd., Amerada Hess Ltd., and Texas Eastern North Sea Inc.

References and illustrations at end of paper.

The field was discovered in 1966 and the first production started in 1971. To date, Amoco has installed three production platforms and one compression platform, which is jointly owned with Shell and serves all platforms in the field. Gas is transported to the onshore terminal at Bacton via a single 30" diameter pipe line.

The Indefatigable field structure is a heavily faulted anticline, with its major axis running north-west to south-east. The major axis is some 17 miles long and the field is some 6 miles in width. The gas bearing rock is the Rotliegendes Sandstone of Permian age, which overlies the Carboniferous.

The Rotliegendes Sandstone encountered during drilling was up to 400 ft. thick. A porosity cutoff of 15% was used for the original completion, which resulted in incompletely perforated pay zones (Figs. 3 and 4 show a wellbore sketch and completion diagram for a typical well). Through-tubing wireline guns (2-1/8" expendable guns @ 1 spf or 3-1/8" scallop guns @ 2 spf) were used with the well initially in a near balance condition. In addition, where initial well testing identified damage (positive mechanical skin due to drilling fluid invasion), acid stimulations were carried out. This was the case in 5 out of 11 wells (i.e. A1,2,3,4 and 5).

During 1984, routine well testing had identified several wells with high mechanical or rate dependent skins. In 1985, these candidates were assimilated into a programme of reperforating. It was desired to be able to test and production log the candidate wells immediately prior to and after reperforating, to enable a relative comparison of the effects of reperforating on reservoir parameters and flow regimes to be carried out.

Though the main application of this work is to depleted gas wells, particularly older wells which did not have the benefit of modern completion techniques, the effects of reperforating on reservoir parameters and the new techniques described are of general application to all gas wells.

PROGRAMME DESCRIPTION

Candidate Selection

Skin in a gas well has two components. A mechanical skin S' and a rate dependent skin D . The total skin S affecting flowrate is thus (see Fig. 5):-

$$S = S' + DQ, \text{ where } Q = \text{flowrate}$$

Though reperforating was thought to be primarily effective against turbulence, it was decided to use the same method to deal with mechanical skin. Candidates were chosen for having one or a combination of the following:-

- (i) Rate dependent skin in excess of 0.1 skins/MMSCFD
- (ii) Positive mechanical skin

In addition, candidates had to have a total skin greater than zero.

Eight candidates on the 49/18-Alpha and 49/18-Bravo platforms were selected, having mechanical skin ranging from +4.4 to -3.0, and turbulence from 0.25 to 0.03 skins/MMSCFD.

Method

The wells were reperforated with 2-1/8" semi-expendable strip guns @ 4 spf. These were chosen for their penetrating power, lack of debris, and integrity of the residual strip after firing. The wells were shot flowing under conditions of maximum attainable drawdown. This was to ensure optimum cleanup of perforating debris. Typically, a drawdown of 500 psi was achieved, which is about 40% of SIBHP.

The perforating policy adopted was to reperforate all previously shot pay, and in addition 'infill' perforate any pay with porosity >8% that the original higher porosity cutoff had excluded.

The well testing was carried out using a simultaneous production logging tool with its pressure and temperature sensors recording with surface readout capability. The same tool was used to establish flowing profiles across the pay zone.

Testing Regime/Analysis

A multirate flow on flow regime was adopted (see Fig. 6). Permeability was evaluated from semilog buildup analysis. Mechanical skin and turbulence were evaluated from superposition drawdown analysis. An example is shown in Appendix 1.

RESULTS

Tabulated results for deliverability and reservoir parameters are shown in Tables 1 and 2 respectively.

The programme resulted in a total deliverability increase of 27.2 MMSCFD from 8 wells, which represents an average increase of 14% per well.

Well Testing Results

The results of the well tests indicate that the deliverability increase has been achieved as a result of one or a combination of the following factors:

- a) Reduction in rate dependent skin (turbulence)
- b) Reduction in positive mechanical skin
- c) Increase in permeability thickness

Though the results confirmed turbulence as the main criteria for reperforating, it was found that positive mechanical skin was also reduced. The initial well parameters can be considered to fall into two categories and the effect of reperforating each category can best be illustrated with the aid of a skin vs flowrate plot. These two cases are:

- (i) Positive Mechanical Skin & High Turbulence (refer to Fig. 7):

Both mechanical and rate dependent skin are reduced, resulting in significant deliverability increase.

- (ii) Negative Mechanical Skin & High Turbulence (refer to Fig. 8):

Here the deliverability increase is attributed to a reduction in the rate dependent skin only, as mechanical skin becomes slightly less negative (this being relatively unimportant in deliverability terms).

With respect to the magnitude of the reduction in rate dependent skin that can be achieved, it appears that in most cases reperforating wells with turbulence <0.2 skins/MMSCFD will reduce the turbulence to a residual value of approximately 0.04 skins/MMSCFD. However, for larger turbulences, the residual value is greater.

Production Logging Results

The results of the production logging highlighted the presence of 'jetting' in the pre-reperforating flow profiles, showing up as an erratic and ragged response. This is where the gas is hitting the flowmeter as a jet and producing a sharp response, to the point of reversing the flowmeter. Reperforating has the effect of smoothing out the production profile (shown in Fig. 9).

Many of the depleted wells in the Indefatigable Field were incompletely perforated originally due to the use of a 15% porosity cutoff. In addition, there are large sections of previously shot pay that have since ceased to flow. The effect of reperforating all existing perforations and infill perforating all other pay with porosity >8% is shown in Fig. 10. The increase in contribution to flow has been achieved from reperforating existing perforations and infill perforating in the flowing section only. The reperforating in the dead zone was unsuccessful.

Many operators are cautious in the use of expendable or semi-expendable perforators in gas wells due to the debris and fill they can leave downhole, opting instead for scallop type guns (which have inferior performance). Perforating debris is a hard fill which has to be removed with difficulty by wireline bailing or foam cleanout treatment. Electric line sandtags were carried out using a production logging tool both before and after reperforating and it was found that no 'fill' had been produced. This has been attributed to the efforts of maximising drawdown during perforating.

Deliverability Increase Estimating

From the results, it is possible to predict the deliverability increase that can be obtained from reperforating knowing the initial well parameters. The flow of gas from the reservoir into the well can be described by the Russell Goodrich equation, known as an inflow performance relationship (IPR):-

$$P_1^2 - P_{wf}^2 = \frac{1422Q_{gD}ZT}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + (S' + DQ) \right)$$

Hence, by estimating the effect of reperforating on mechanical skin, turbulence and permeability thickness, it is possible to produce two IPR's which when combined with the vertical lift performance curve (VLP - see Reference 6), yield the predicted deliverability increase (see Fig. 11).

ECONOMICS

The reperforating resulted in a deliverability increase of 27.2 MMSCFD at a cost of \$875M (gross), alternatively expressed \$32.15M/MMSCFD. By comparison, this is at maximum 25% of the cost of drilling a well and reperforating remains one of the most economic means available of increasing deliverability. In addition, the cost of a typical well can be approximately broken down as perforating 50%, testing 32% and logging 18%. Hence, if it was decided to dispense with the testing and logging in subsequent programmes, costs would be significantly reduced.

NEW PERFORATING METHODS

Pressure Gauge/Perforating Gun Combination

For the first time, a perforating string was run in combination with a pressure gauge. The wells were perforated flowing and the gauge ensured that the gun was not fired until the maximum downhole drawdown had been achieved. In addition, the time the well was flowed prior to drawdown was optimised. For example, previously the well had to be flowed for 30 minutes to ensure downhole drawdown, however in the case of higher permeability wells, the use of a gauge showed that the drawdown occurred in a matter of minutes. This allowed up to 8 perforating runs a day to be achieved. In a situation of prohibitive equipment rental or rig hire, this would lead to significant savings. Contrary to earlier fears, the pressure gauges were not affected by their proximity to the perforating guns when fired, and continued to work satisfactorily throughout the programme.

Boom Design

During the reperforating operation, a standard surface equipment setup (Fig. 12) was used. The gas was vented to atmosphere and in the past the line exit had been a standard 3" linepipe. A new overboard boom design was used during the programme (Fig. 13). During a perforating operation, one of the main objectives was to minimise the flowing wellhead pressure to facilitate good clean up. In this mode, the choke was fully open and the main cause of back pressure is the line exit. However, from a study of fluid mechanics equations, it was thought that this back pressure could be minimised by increasing the diameter of the pipe at the exit and by using a 7" diffuser section (a 7" section theoretically resulting in the minimum energy loss during expansion).

Surface pressure measurements from comparative tests with linepipe and flare booms have supported the audible and visual indications of a significantly lower back pressure. It is generally accepted that perforation performance is directly related to the degree of negative pressure differential into the wellbore, particularly at the time of firing the gun. Hence the new boom must have a contribution to perforating effectiveness and deliverability, though this is difficult to quantify.

CONCLUSIONS

1. Using modern reperforating methods, deliverability increases can be achieved in depleted gas wells. In the Indefatigable Field, these averaged 14% of well deliverability.
2. The deliverability increase can be attributed to a change in one or a combination of the following factors:-
 - (i) reduction in rate dependent skin
 - (ii) reduction in positive mechanical skin
 - (iii) increase in permeability thickness

3. Though high turbulence is the main criteria, reperforating should be considered as an effective alternative to acid stimulation for damaged gas wells.
4. For optimum increase in contribution to flow, all existing flowing perforations of low shot density and any unshot pay (in the Inde Field with porosity >8%) in between should be perforated.
5. The use of the new methods with 'strip' type guns creates no fill problems, such that the requirement for prior cleanout/bailing operations is unnecessary.

NOMENCLATURE

P_1	= Initial reservoir pressure (psia)
P_{wf}	= Flowing bottom hole pressure
$P_{1,2,3}$	= Final stabilised pressure at the end of the drawdown (psia)
$Q_{1,2,3}$	= Final stabilised flowrate at the end of the drawdown (MSCFD)
$Q_{1,2,3}$	= Average flowrate during the drawdown (MSCFD)
$t_{1,2,3}$	= Time duration of drawdown (hours)
t_p	= Production time (hours)
μ	= Gas viscosity (cp)
Z	= Gas deviation factor
c_g	= Gas compressibility (1/psi)
O	= Porosity
S_g	= Gas saturation
h	= Pay thickness (ft TVD)
p^*	= Extrapolated reservoir pressures (psia)
$P(1 \text{ hr})$	= Extrapolated pressure at 1 hr after shut in (psia)
Kh	= Permeability thickness (md-ft)
K	= Permeability (md)
r_w	= Wellbore radius (ft)
T	= Reservoir temperature ($^{\circ}R$)

ACKNOWLEDGEMENTS

The author wishes to thank Amoco (UK) Exploration Company and their partners in the Indefatigable Field for permission to publish this paper.

REFERENCES

1. Bell, W.T. "Perforating Underbalanced - Evolving Techniques", J. Pet. Tech. (Oct. 1984) 1653-62.
2. Kelly, T.S. "Discussion of Perforating Underbalanced - Evolving Techniques", J. Pet. Tech. (June 1985).
3. Bell, W.T. "Perforating Techniques for Maximising Well Productivity", paper SPE 10033 presented at the SPE International Pet. Exhibition & Tech. Symposium, Beijing, China, Mar. 1982.
4. Bonomo, J.M. and Young, W.S. "Analysis and Evaluation of Perforating and Perforation Cleanup Methods", J. Pet. Tech. (March 1985) 505-10.
5. Dake, L.P. "Fundamentals of Reservoir Engineering", Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, 1978, pp. 245-247.
6. Brown, K.E. "The Technology of Artificial Lift Methods", Petroleum Publishing Company, Tulsa, 1977, pp. 113-117.

APPENDIX 1

Example Well Test Interpretation - 49/18-B6

The following analysis details the procedure for evaluating the mechanical and rate dependent skins for the pre- and post-perforating tests:-

Buildup Analysis

The buildup data was analysed by a multirate semilog analysis, using Amoco's Pressure Transient Analysis system. The resulting plots are shown as Figs. 14 and 15. The accompanying analysis (inset on figures) details values of effective permeability, which are as follows:-

Pre-Perforating : 257.7 md
Post-Perforating: 295.9 md

Drawdown Analysis

The drawdown data was analysed using superpositional techniques to evaluate a total skin for each flowrate. The equations used for transient gas flow are as follows:-

Drawdown 1

μ and c_g evaluated for average pressure $\frac{P_1 + P_1}{2}$

$$M(P_1) - M(P_1) = \frac{1637T}{kh} \left[Q_1 \log t_1 + Q_1 \left(\log \frac{k}{O\mu S_g c_g r_w^2} - 3.23 + 0.875 \right) \right]$$

hence, S_1 (total skin @ Q_1)

Drawdown 2

μ and c_g evaluated for average pressure $P_1 + P_2$

$$M(P_1) - M(P_2) = \frac{1637T}{kh} \left[Q_1 \log(t_1 + t_2) + (Q_2 - Q_1) \log t_2 + Q_2 \left(\log \frac{k}{0.000263 \mu S_g c_g r_w^2} - 3.23 + 0.87 S_2 \right) \right]$$

hence, S_2 (total skin @ Q_2)

Drawdown 3

μ and c_g evaluated for average pressure $P_2 + P_3$

$$M(P_1) - M(P_3) = \frac{1637T}{kh} \left[Q_1 \log(t_1 + t_2 + t_3) + (Q_2 - Q_1) \log(t_2 + t_3) + (Q_3 - Q_2) \log t_3 + Q_3 \left(\log \frac{k}{0.000263 \mu S_g c_g r_w^2} - 3.23 + 0.87 S_3 \right) \right]$$

hence, S_3 (total skin @ Q_3)

The resulting skins were:-

	<u>Total Skin</u>	<u>Flowrate (MMSCFD)</u>
Pre-Perforating	6.31	17.6
	9.41	25.9
	11.31	32.6
Post-Perforating	1.38	17.0
	2.08	21.9
	3.00	29.8
	3.52	33.7*

* The post-perforating test utilised four drawdowns.

A skin vs flowrate graph was plotted (Fig. 16), turbulence being evaluated from the gradient, and mechanical skin from the intercept on the vertical axis.

Hence the results were:-

	<u>Mechanical Skin</u>	<u>Turbulence (Skins/MMSCFD)</u>
Pre-Perforating	+ 0.50	0.33
Post-Perforating	- 0.65	0.13

TABLE 1

RESULTS OF REPERFORATINGPLATFORM 49/18-A

	<u>A2</u>	<u>A8</u>	<u>A10</u>	<u>A11</u>	<u>Total</u>
Pay Perforated (ft)	278	186	177	126	767
Deliverability Pre:	17.0	20.6	20.0	21.2	84.7
(MMSCFD) Post:	20.0	24.6	21.8	20.8	96.8
Increase (MMSCFD)	3.0	4.0	1.8	-0.4	18.1
% Increase	18	20	21	12	18

PLATFORM 49/18-B

	<u>B3</u>	<u>B4</u>	<u>B5</u>	<u>B6</u>	<u>Total</u>
Pay Perforated (ft)	488	228	220	272	1224
Deliverability Pre:	26.7	25.3	34.1	38.8	124.8
(MMSCFD) Post:	28.1	28.8	36.8	37.8	131.2
Increase (MMSCFD)	1.4	3.5	2.7	-1.0	16.1
% Increase	5.0	13.8	7.9	-2.6	10.0

NOTE: Deliverabilities are quoted at 500 psig FWWP.

TABLE 2

RESERVOIR PARAMETERS DERIVED FROM REPERFORATINGPLATFORM 49/18-A

		<u>A2</u>	<u>A8</u>	<u>A10</u>	<u>A11</u>
Permeability	Pre:	3288	2882	4700	1000
Thickness (md ft)	Post:	4848	2844	4700	2887
Mechanical Skin	Pre:	+0.27	-0.02	-1.26	-2.00
	Post:	-0.28	-1.02	-1.02	-2.86
Turbulence	Pre:	0.06	0.10	0.16	0.12
(Skine/MMSCFD)	Post:	0.04	0.04	0.04	0.10

PLATFORM 49/18-B

		<u>B3</u>	<u>B4</u>	<u>B5</u>	<u>B6</u>
Permeability	Pre:	6428	6851	10988	6488
Thickness (md ft)	Post:	7831	7881	11888	8788
Mechanical Skin	Pre:	-2.00	+4.40	+2.40	+0.80
	Post:	-2.00	+1.10	+1.42	-0.80
Turbulence	Pre:	0.11	0.03	0.18	0.23
(Skine/MMSCFD)	Post:	0.07	0.03	0.04	0.18

Pre = Pre-perforating
Post = Post-perforating

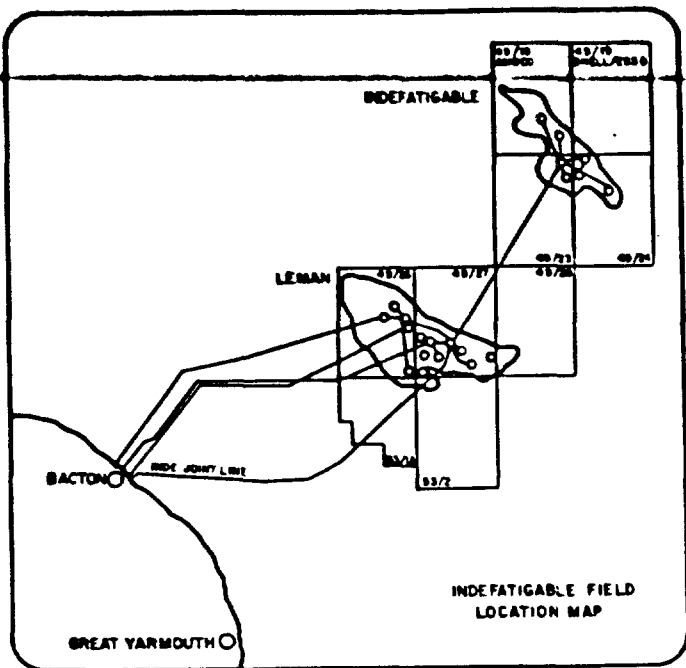


Fig 1—Indefatigable field location

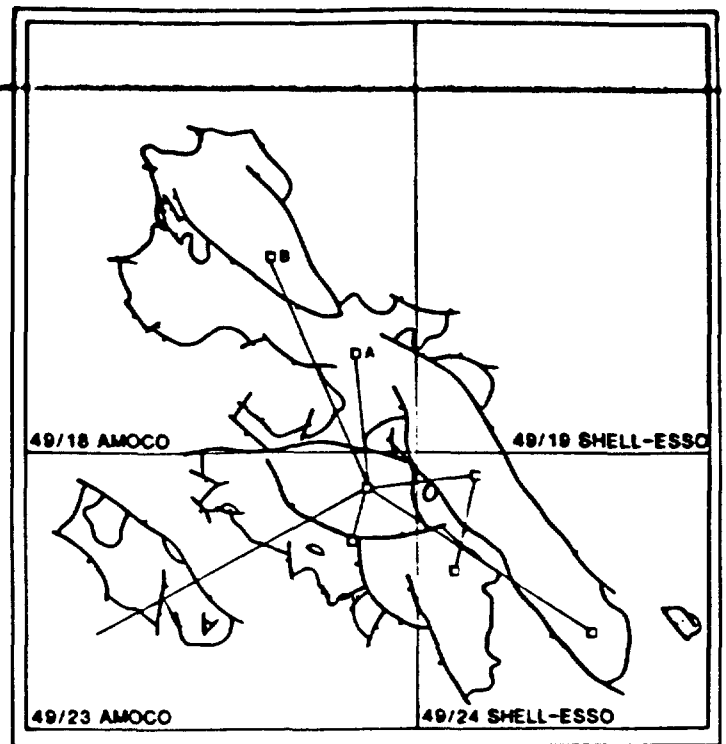


Fig 2—Indefatigable field map

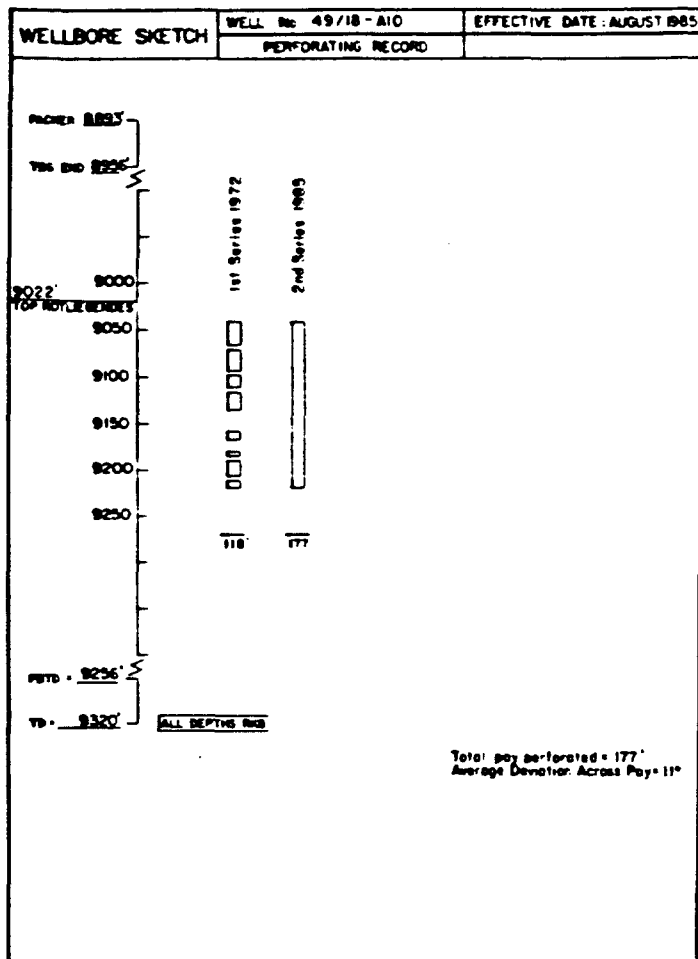


Fig 3—Wellbore sketch, Well 49/18-A10

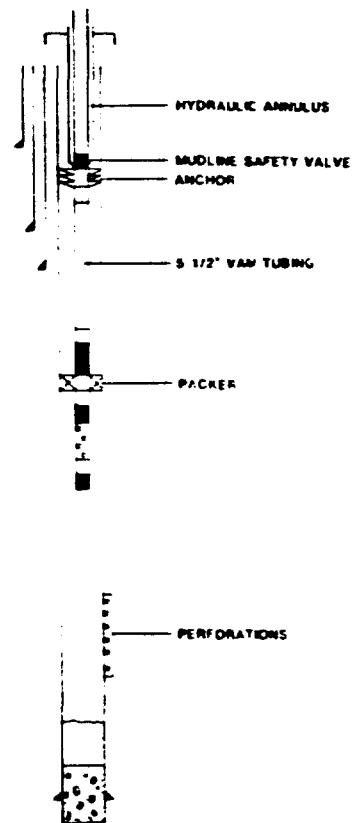
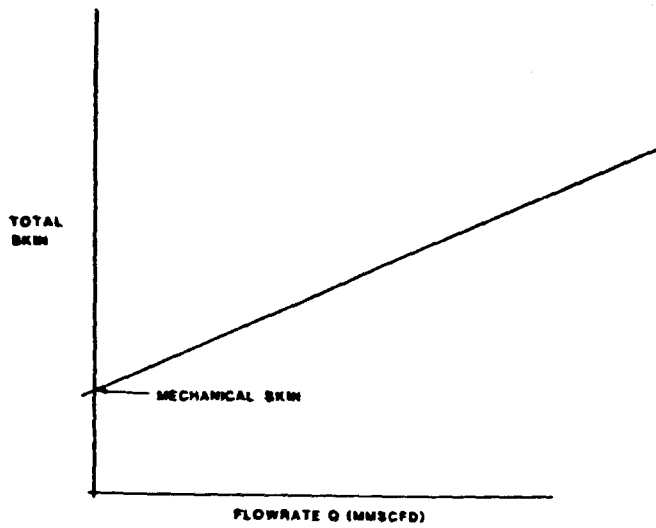


Fig 4—Completion diagram, Well 49/18-A10



GRADIENT - TURBULENCE FACTOR D (skins/(MMSCFD))

Fig. 5—Skin vs. flowrate plot.

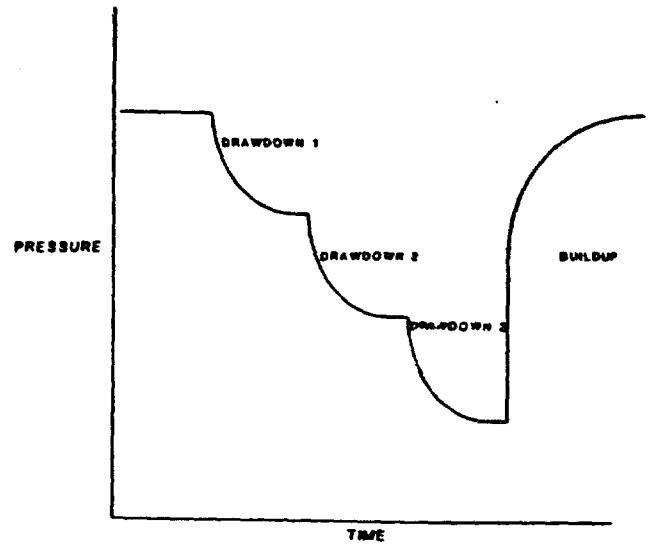


Fig. 6—Well test regimes.

(I) POSITIVE MECHANICAL SKIN WITH HIGH TURBULENCE

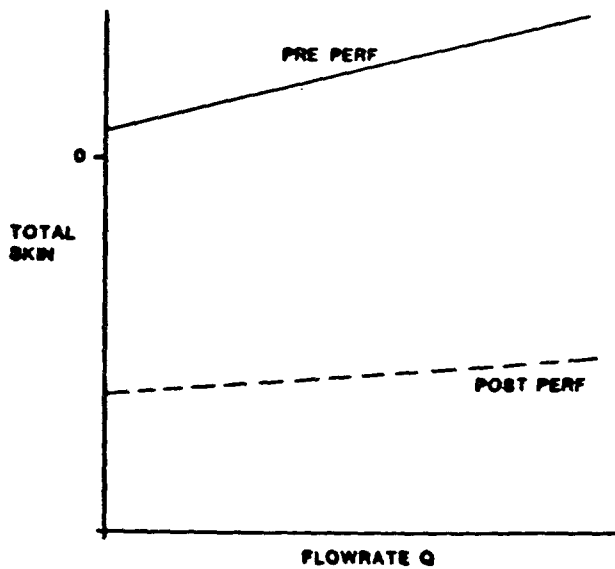


Fig. 7—Skin vs. flowrate plot with (I).

(II) NEGATIVE MECHANICAL SKIN WITH HIGH TURBULENCE

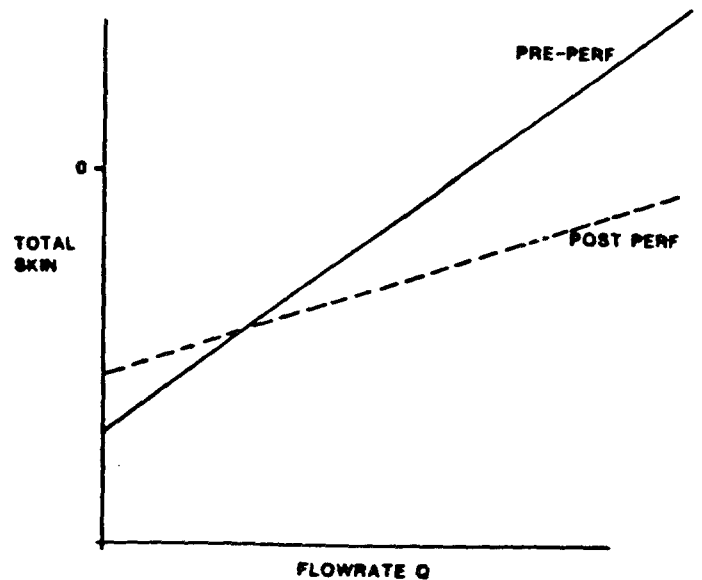


Fig. 8—Skin vs. flowrate plot with (II).

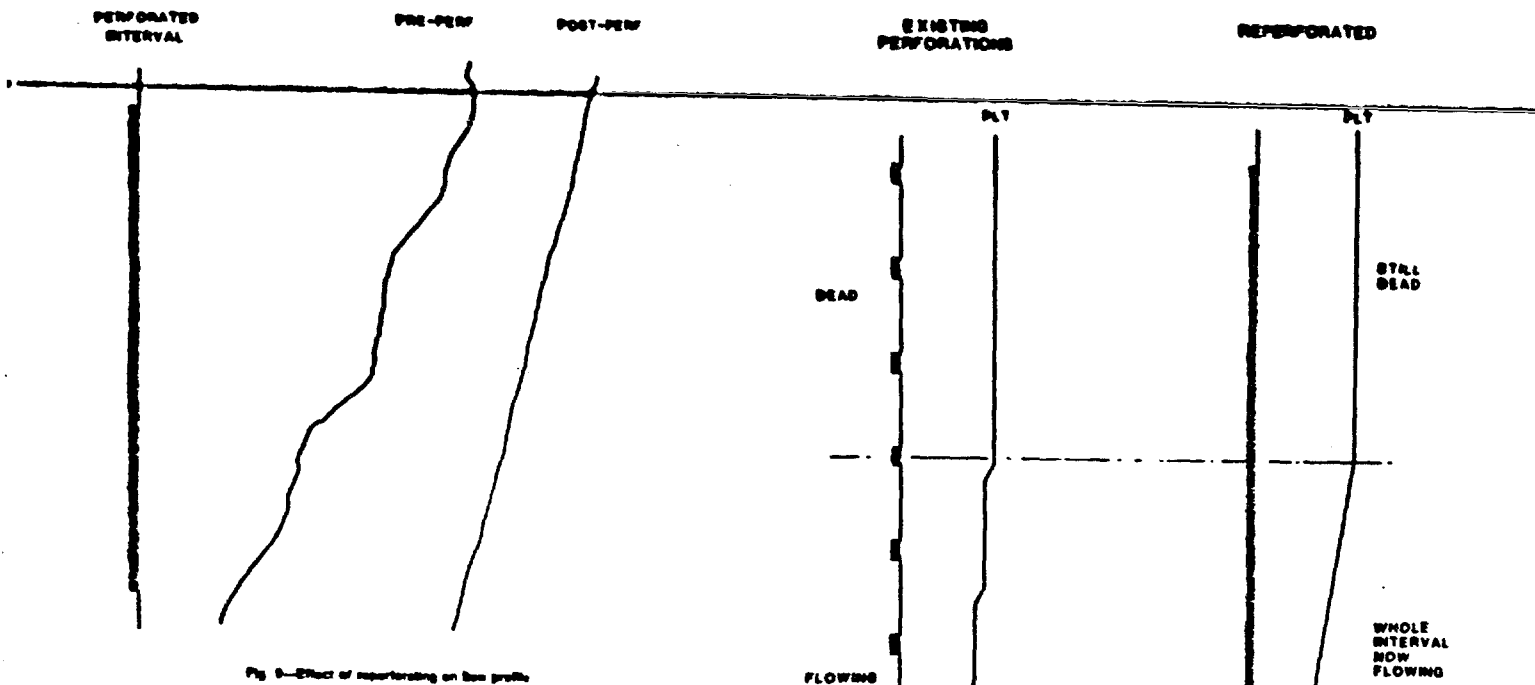


Fig. 9—Effect of reperforating on flow profile

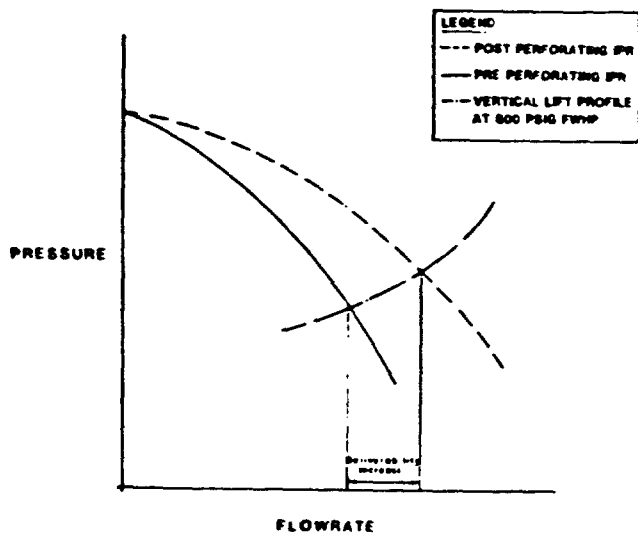


Fig. 11—Effect of reperforating on IPR

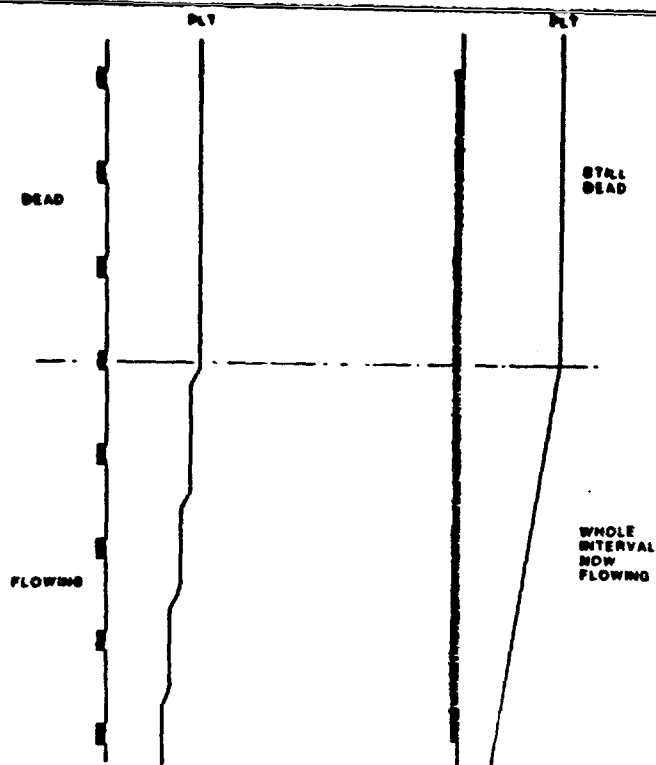


Fig. 10—Reperforating in the flowing and dead zones

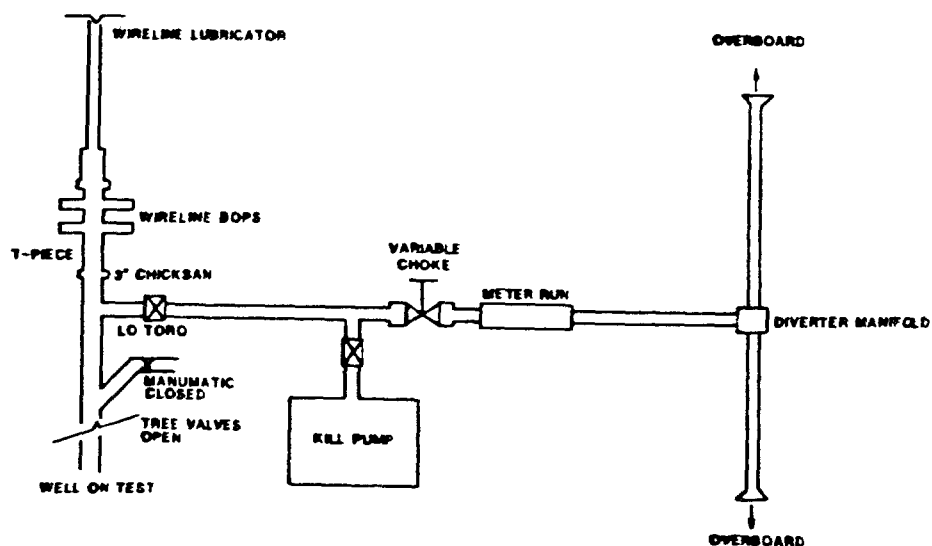


Fig. 12—Surface equipment

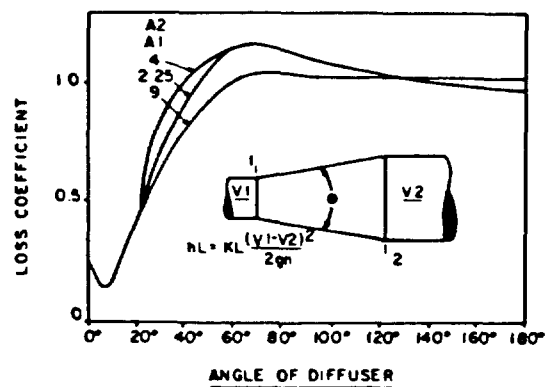
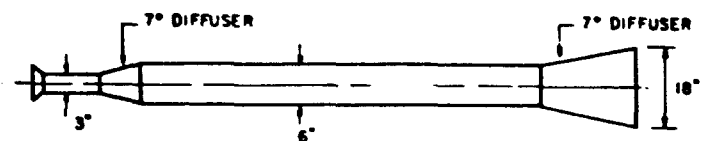


Fig. 13—Overboard boom.

WELL 49/18-B6 PRE-PERFORATING BUILD UP
Permeability: slope; Skin: pressure function value (time axis value=1)

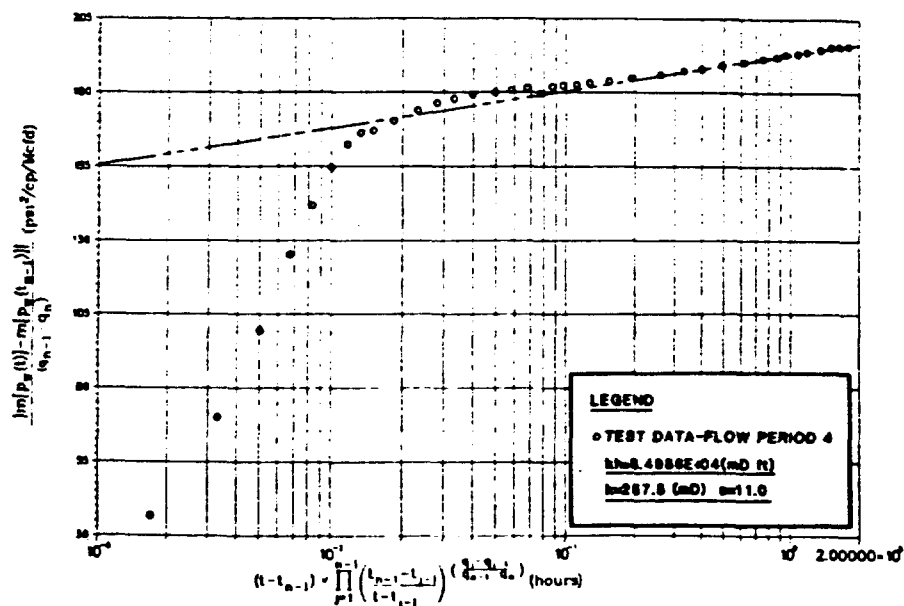


Fig. 14—Well 49/18-B6: matching analysis (pre-perforating).

WELL 49/18-B6 POST-PERFORATING BUILD UP
Permeability: slope: Skin: pressure function value (time axis value=1)

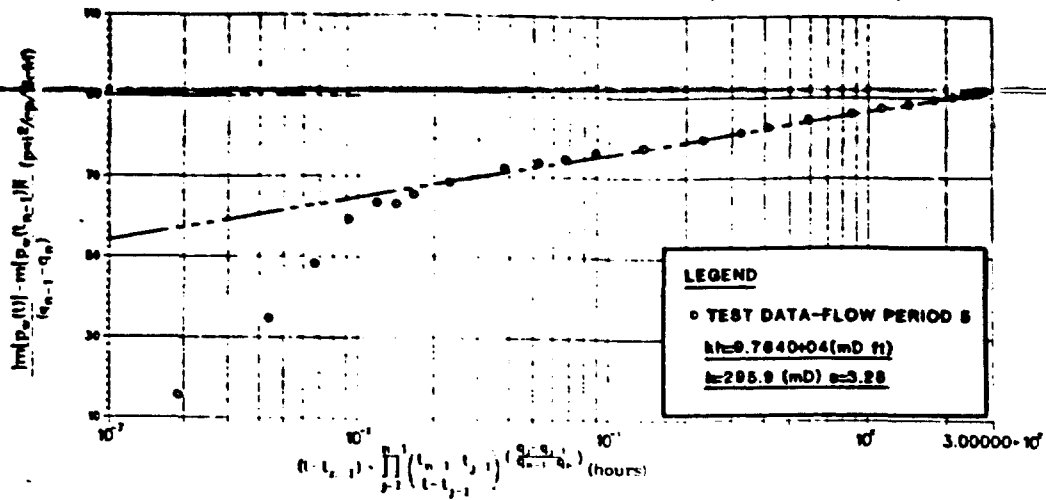


Fig. 15—Well 49/18-B6: semilog analysis (post-perforating)

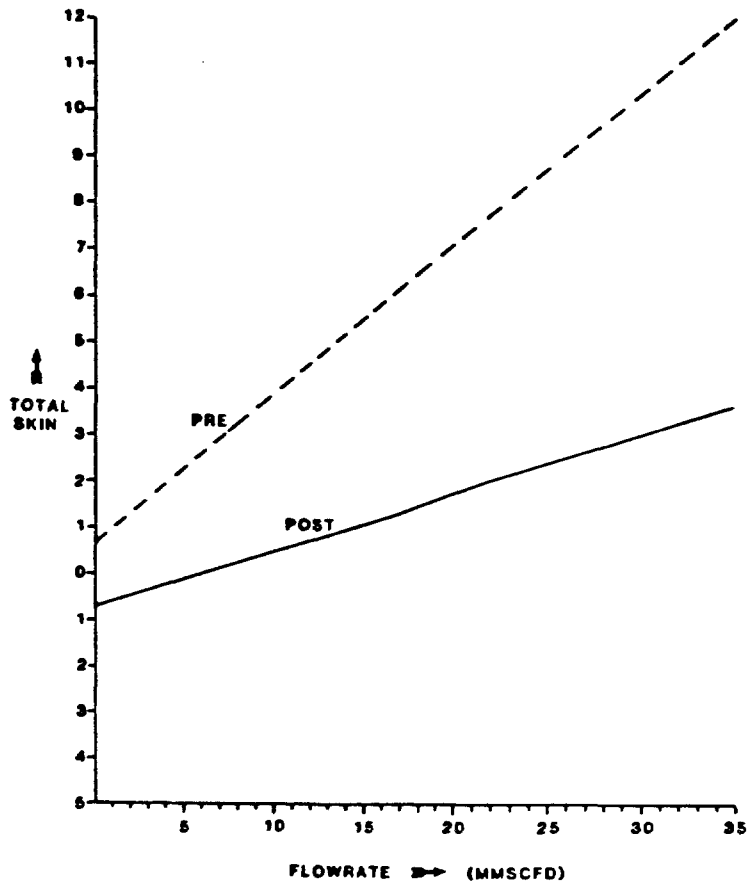


Fig. 16—Well 49/18-B6: skin vs. flowrate plot

RAPPORTO

PROVA DI PRODUZIONE

Pozzo ALFONSINE 13

Livello B1

Agip

SNOR
UNITÀ TECNICA PRODUZIONE

Ravenna, li 12/10/92

COMPILATO DA

F. F. F. F.

IL RESPONSABILE
AGIP S.P.A. - SNOR

Unità Tecnica di Produzione
Il Responsabile
M. M. MARILUNGO

AgipSNOR
UNITÀ TECNICA PRODUZIONE**RAPPORTO PROVE DI POTENZIALE ASSOLUTO**
(GAS)

DATI GENERALI

Formazione prod. Sabbia Prof. totale 1585 mt.
Quota tavola rotary 4,80 - 1^a Fe. mt. Datum _____ mt.
Casing Ø 6 3/8 a mt. 1585 Tubing Ø 2 7/8 a mt. 1442
Sospeso _____ con packer tipo BREA L.W. tappo _____ mt.
Intervallo sparato a foro libero 1455 ÷ 1515
Calibratura con Cucchiola Ø 38 a mt. 1470

CENTRO SNOR
CAMPO DI ALFONSINE
POOL B1
POZZO N. 13
PROVA N. _____
DATA 30/9 ÷ 9/10/92

MANIFESTAZIONI

GAS : Densità _____ Kg./mc. _____
OLIO : » _____ Kg./lt. Gravità API _____ Salinità _____ Kg./T.
GASOLINA : » _____ Kg./lt. » » _____ kg./T.
ACQUA : » TRACCE Kg./lt. Salinità _____ gr./lt.
SABBIA : assente.

PRESSIONI E PORTATE

DUSE Ø mm.	PRESSIONI <u>rel.</u>				TEMPERATURE		PORTATE			GOR Nmc. lt.	GWR Nmc. lt.	DURATA PROVA ore
	Casing kg./cmq.	Tubing kg./cmq.	Fondo kg./cmq.	Separatore kg./cmq.	Testa °C	Sep. °C	Gas Nmc./g.	Gasolina mc./g.	Acqua mc./g.			
R 60	74,2	88,7	—	—	—	—	79200	—	TR.	—	—	20
R 58	78,0	89,5	—	—	—	—	61900	—	TR.	—	—	23
R 56	80,9	90,6	—	—	—	—	42400	—	TR	—	—	23
CH. OK	83,7	92,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	19

Osservazioni: _____

VISTO

OPERATORE

Agip

SNOR

UNITA' TECNICA PRODUZIONE

Centro SNORCampo ALFONSINEData 30/09/92Pozzo 135 V.

ANDAMENTO CRONOLOGICO OPERAZIONI WIRE LINE

Altezza p.t.r. su 1ª flangia 4,80 mt.
Inflangiatura 2 1/2 x 2 x 2 3000 PS
Spari da mt. 1455 a mt. 1483
Fondo Pozzo prec. 1475 completamente S
Ø Tubing 2 7/8 a mt. 1441
Ø Tubing a mt.

Ø Packer 6 5/8 Tipo L.W. a mt. 1441
Ø Packer Tipo a mt.

OPERAZIONE RICHIESTA:

PROVA DI PRODUZIONE

SITUAZIONE FINE OPERAZIONE:

MONTATA ATT/RA DI SUPERFICIE
DATI EROGATIVI AL 28/09
THP 66 ATM Q 32700 Hme/g
METAMODOTTO 56 ATM.

05/10

APERTO DUSE REG ED INCREMENTATA PORTATA DA
30000 Hme/g A 80000 Hme/g

06/10

THP 76 KG/CM² Q 78000 Hme/g CA
CALIBRATO STRING CON CUCCHIAIA Ø 38 FINO
A F.P. RICONTRATO A MT 1470

DISCESO TANDEM AMERADA E REGISTRATO PROFILO
DINAMICO DI (P) - POSIZIONATO AMERADE A MT 1450
TOP SPARI E REGISTRATO FBHP PER 3 HR
ESTRATTO

ALE ONE 15⁰⁰ CAMBIO PORTATA DA 78000 A 60000 Hme/g

07/10

THP 78,7 KG/CM² Q 61000 Hme/g
CALIBRATO STRING CON CUCCHIAIA Ø 38 FINO A F.P.
RICONTRATO A MT 1470

DISCESO TANDEM AMERADA E REGISTRATO PROFILO DINAMICO
DI (P) - POSIZIONATO AMERADE A MT 1450 TOP SPARI E
REGISTRATO FBHP PER 3 HR - ESTRATTO

PERSONALE: CHIVULLI - PELLINI
PERONI - MARESCOTTI

Il Responsabile

L'Assistente S.W.L.

Agip

SNOR

UNITA' TECNICA PRODUZIONE

Centro SNORCampo ALFONSINEData 07/10/92Pozzo B S VERT

ANDAMENTO CRONOLOGICO OPERAZIONI WIRE LINE

Altezza p.t.r. su 1ª flangia mt.

Inflangiatura PS

Spari da mt. a mt.

Fondo Pozzo prec. completamento

Ø Tubing a mt.

Ø Tubing a mt.

Ø Packer Tipo a mt.

Ø Packer Tipo a mt.

OPERAZIONE RICHIESTA:

SITUAZIONE FINE OPERAZIONE:

AUE ORE 15⁰⁰ CAMBIO PORTATA DA 61000 A 40000 Mue/g

08/10

THP 80,9 KG/CH² Q 42900 Mue/g

CALIBRATO STRING CON CUCCHIAIA Ø 33 MM FINO A F.P.

RISCONTRATO A MT 1470

DISCESO TANDEM AMERADE E REGISTRATO PROFILO

DINAMICO DI (P) - POSIZIONATO AMERADE A MT 1450

TOP SPARI E REGISTRATO FBHP PER 3 HR

ESTRATTO

CHIUSO POZZO PER RISALITA

09/10

DISCESO TANDEM AMERADA E REGISTRATO PROFILO

STATICO DI (P) - SHP 83,7 KG/CH²

ESTRATTO SMONTATA ATT/RA

PERSONALE: BOLORINI - CASADIO

TAIBI - VITALE

Il Responsabile

L'Assistente S.W.L.

①

Agip		ANDAMENTO PROVA DI PRODUZIONE							
SNOR		Campo di <u>ALFONSINE</u>				Pozzo N. <u>135 VERT</u>			
UNITÀ TECNICA PRODUZIONE		Prova N. _____				Pool <u>B1</u>		Data <u>05/10/92</u>	
Tempo ore, min.	Tempo progress. minuti	PRESSIONE				PORTATE			NOTE
		DUSE	GHP ✱ Kg./cmq.	THP Kg./cmq.	BHP A MT. <u>1450</u> Kg./cmq.	Gas Nmc./g.	LIQUIDI EROGATI		
							It. PARZIALI	It. CUMUL.	
16 ⁰⁰		REG	57	66.9		30000			INCREMENTATA PORTATA A 30000 Nmc/g
16 ³⁰		"	58	69.4		80000	400		
17 ⁰⁰		"	"	75.2		79800	60	460	
17 ³⁰		"	"	76		79800	30	490	
18 ⁰⁰		"	"	76.2		79800	5	495	
18 ³⁰		"	"	76.5		80500	5	500	
19 ⁰⁰		"	"	76.4		80300	5	505	
20 ⁰⁰		"	"	76.4		80300	5	510	
21 ⁰⁰		"	"	76.4		80300	5	515	
22 ⁰⁰		"	"	76.2		80300			
23 ⁰⁰		"	"	76.2		79500	5	520	
06/10									
00 ⁰⁰		"	"	76.2		79500			
01 ⁰⁰		"	"	76.4		78000	5	525	
02 ⁰⁰		"	"	76.5		78000			
03 ⁰⁰		"	59	76.7		78000	5	530	
04 ⁰⁰		"	"	76.7		77000			
05 ⁰⁰		"	60	76.9		77800	10	540	
06 ⁰⁰		"	61	77.0		76900	5	545	
07 ⁰⁰		"	"	77.0		76900	5	550	
08 ⁰⁰		"	60	77.0		76000			
09 ⁰⁰		"	"	76.2		79300			
09 ³⁰		"		INIZIO OPERAZIONI					W.L. - CALIBRATURA
10 ⁰⁰		"	"	74.4		78700			
10 ³⁰		"		INIZIO REGISTRAZIONE PROFILO DINAMICO DI					①
11 ⁰⁰		"	61	74.2	88.7	79200	2	552	
11 ¹⁵		"		AMERANE A HT 1450 - TOP SPAR					
12 ⁰⁰		"	60	74.6	88.8	78700	10	562	
13 ⁰⁰		"	59	74.9	88.3	78000	10	572	NACL 9.34 GR/LT
14 ⁰⁰		"	60	75.4	88.2				

* PRESSIONE METANODOTTO

Agip

SNOR

UNITÀ TECNICA PRODUZIONE

ANDAMENTO PROVA DI PRODUZIONE

Campo di ALFONSINE

Pozzo N. 13S VERT

Prova N. _____

Pool B 1

Data 06/10/92

Tempo ore, min.	Tempo progress. minuti	PRESSIONE				PORTATE			NOTE
		DUSE Kg./cmq.	* Kg./cmq.	THP Kg./cmq.	BHP A MT. 1450 Kg./cmq.	Gas Nmc./g.	LIQUIDI EROGATI		
							lt. PARZIALI	lt. CUMUL.	
14 ¹⁵		R34		INIZIO ESTRAZIONE AMERANE					
15 ⁰⁰		"	59	75.4		80000	10	532	CAMBIO PORTATA A 60000 Nmc/g
16 ⁰⁰		"	"	78.7		59800	5	5	
17 ⁰⁰		"	"	78.7		59800	5	10	
18 ⁰⁰		"	"	78.7		59800	5	15	
19 ⁰⁰		"	58.5	78.7		59800			
20 ⁰⁰		"	58	78.7		59500	5	20	
21 ⁰⁰		"	58	78.7		59500	5	25	
07/10									
06 ⁰⁰		"	59	78.6		61500	10	35	
07 ⁰⁰		"	59	78.5		61300			
08 ⁰⁰		"	59	78.6		61300			
09 ⁰⁰		"	59	78.7		61900			
09 ³⁰				INIZIO OPERAZIONI W.L. - CALIBRATURA					
10 ⁰⁰		"	58	78.7		61900			
				INIZIO REGISTRAZIONE PROFILO DINAMICO DI (P)					
11 ⁰⁰		"	58	78.0	89.5	61900	5	40	AMERANA A MT 1450
11 ³⁰		"	58	78.0	89.5				
12 ⁰⁰		"	58	78.0	89.5	61900			
12 ³⁰		"	58	78.0	89.5				
13 ⁰⁰		"	58	77.9	89.5	61900			
13 ³⁰		"	58	78.0	89.5				
14 ⁰⁰		"	58	78.0	89.5	61900			
				INIZIO ESTRAZIONE AMERANE					
15 ⁰⁰		"	58	78.4		62700	5	45	CAMBIO PORTATA A 40000 Nmc/g
16 ⁰⁰		"	57	80.7		40400			
17 ⁰⁰		"	57	80.7		41400	5		
18 ⁰⁰		"	57	80.7		40400			
19 ⁰⁰		"	57	80.7		40400			
20 ⁰⁰		"	57	80.7		40400			

* PRESSIONE METANO DOTTO

Agip

SNOR

UNITÀ TECNICA PRODUZIONE

ANDAMENTO PROVA DI PRODUZIONE

Campo di ALFONSINE

Pozzo N. 13 S VERT

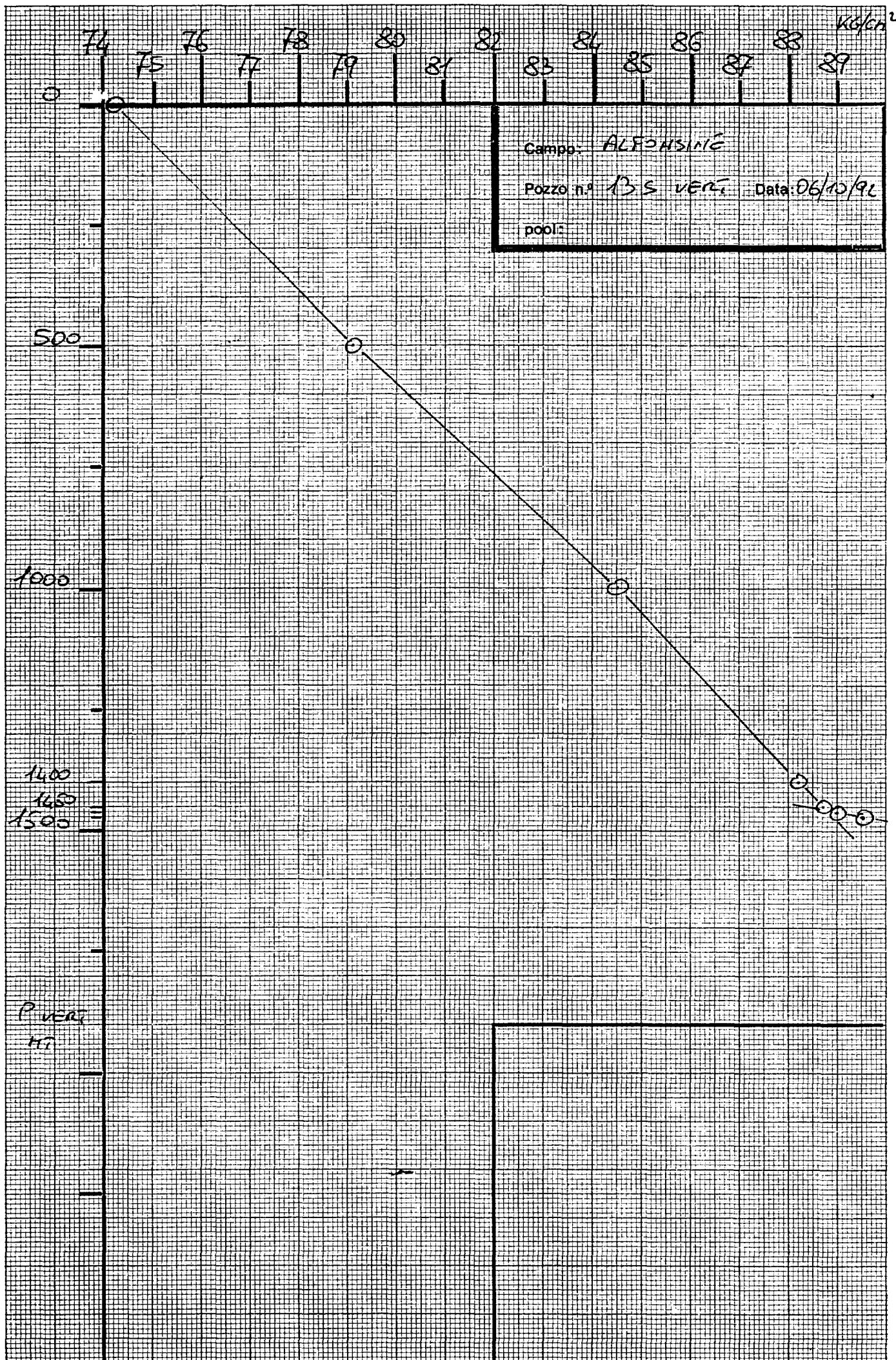
Prova N. _____

Pool B1

Data 07/10/92

Tempo ore, min.	Tempo progress. minuti	PRESSIONE			PORTATE			NOTE	
		DUSE	CHP *	THP	BHP A MT. 1450	Gas Nmc./g.	LIQUIDI EROGATI		
			Kg./cmq.	Kg./cmq.	Kg./cmq.		It. PARZIALI		It. CUMUL.
21 ⁰⁰		REG	57	80.7		40400			
02/10									
00 ⁰⁰		CH		POZZO CHIUSO PER BLOCCO CENTRALE					
06 ⁰⁰		"		APERTO POZZO INL EROGAZIONE DUSE REG.					
07 ⁰⁰		REG	56	80.7		41500			
08 ⁰⁰		"	56	80.7		41000			
09 ⁰⁰		"	56	80.7		41000	5	10	
09 ³⁰		"		INIZIO OPERAZIONI W.L. - CALIBRATURA					
10 ⁰⁰		"	56	80.9		42400			
				INIZIO REGISTRAZIONE PROFILO DINAMICO DI (P)					
11 ⁰⁰		"	56	80.6	90.6	42400			(3)
11 ³⁰		"	56	80.5	90.6				
12 ⁰⁰		"	56.5	80.5	90.6	42400			
12 ³⁰		"	56.5	80.5	90.6				
13 ⁰⁰		"	56.5	80.5	90.6	42400			
13 ³⁰		"	56.5	80.4	90.6				
14 ⁰⁰		"	56.5	80.2	90.6	42400			
				INIZIO ESTRAZIONE AMERAPÉ					
15 ⁰⁰				CHIUSO POZZO PER RISALITA					
09/10									
10 ⁰⁰		CH		83.7	REGISTRATO PROFILO STATICO DI (P)				(4)
				83,7	92,9				

* PRESSIONE METAMODOTTO





Data 07/10/92

Campo ALFONSINE
 Pozzo 13 S VERT
 Pool B1
 Prova n° _____

Quota T.R. $\div$ IFL Mt. 4.80
 Tubing ϕ 27/8 a mt. 1442.5
 Packer tipo BREDA LW a mt. 1441

Foro scoperto ☐
Intervallo sparato ☒ mt. 1455 ÷ 1483
Casing ϕ 67/8 a mt. 1585

PRODUZIONE PRIMA DELLA CHIUSURA

Gas _____ Nmc/g **CHIUSURA POZZO:**
 Olio _____ Lt /g Data _____
 Acqua _____ Lt /g Ora _____

CAMPI STOCCAGGIO

INIETTATO _____ Nmc
RECUPERATO _____ Nmc
RIMANENZA _____ Nmc

Calibrato con CUCCHIAIA $\varnothing$ 38 mm fino a mt. 1470 Fondo pozzo precedente mt. 1470
Campione fondo H2O + SABBIA

Elemento di pressione n° 850281 da 197 kg/cm² Ultima taratura 20/06/97
 Elemento di temperatura n° _____ da _____ Ultima taratura _____

POZZO CHIUSO ☐ Q gas 61000 Nmc/g ~
POZZO APERTO ☒ Q olio _____ Lt/g
DUSE Ø NEG mm Q acqua _____ Lt/g

PRODUZIONE CUMULATIVA

del pozzo:

Gas _____ Nmc
Olio _____ mc
Acqua _____ mc

del pool:

Gas _____ Nmc
Olio _____ mc
Acqua _____ mc

Alla Data

NOTE

PROFILLO DINAMICO DI (P)

Q 61900 Hme/g

EROGAZIONE IN METANODOOTTO
NON IN FLUSSO CRITICO

VALORI RIFERITI A TARATORE A PESI-THPAMERADA -0.7 Kg/cm²

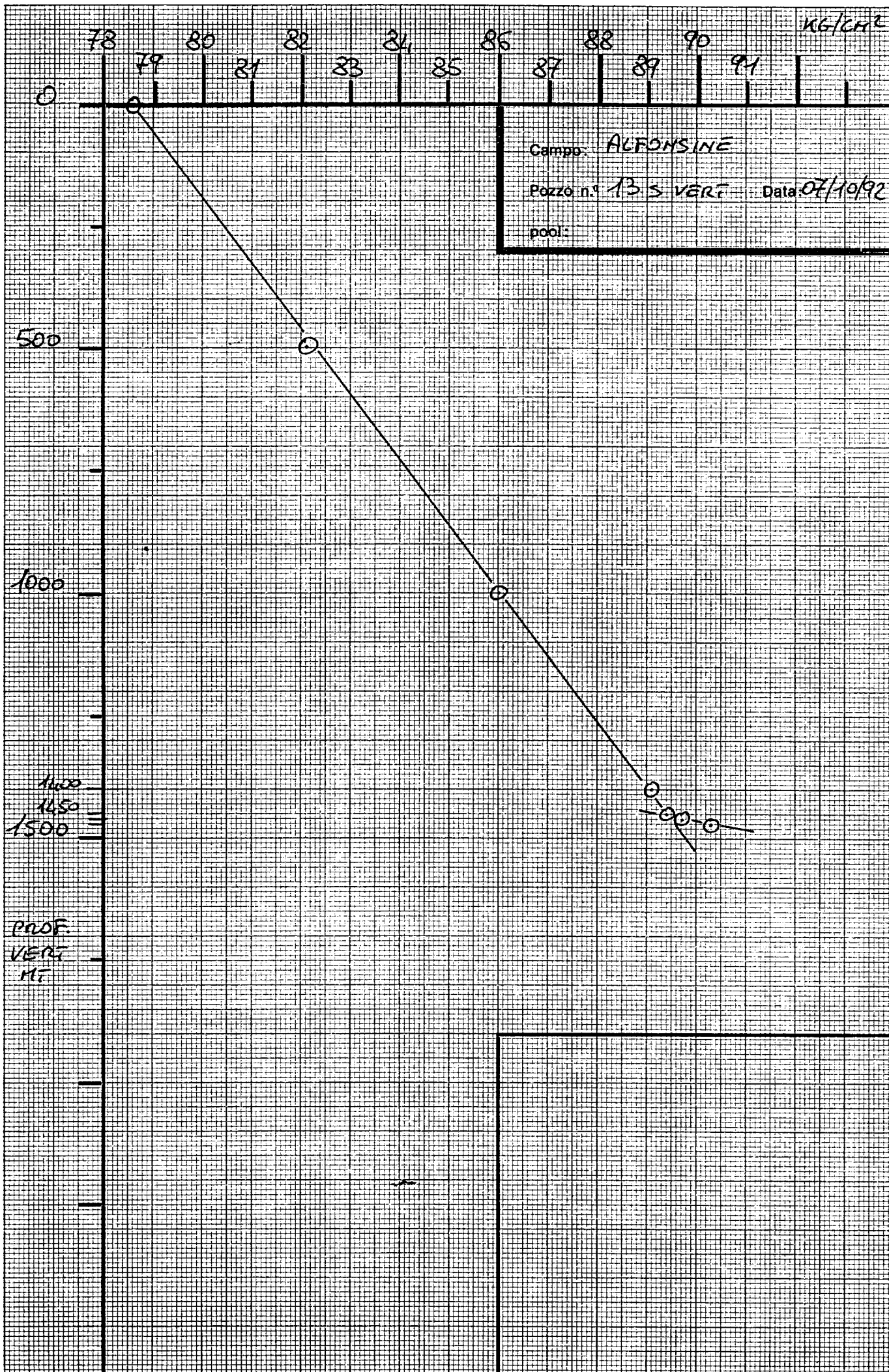
Livello fluido a mt _____ Densità _____ gr/lt
 Gradiente gas _____ Kg/cm² da mt _____ a mt _____
 Gradiente olio _____ Kg/cm² da mt _____ a mt _____
 Gradiente acqua _____ Kg/cm² da mt _____ a mt _____

CONTROLLO PRESSIONI

Casing _____ : _____ Kg/cm²
 Intercapidine _____ ÷ _____ : _____ Kg/cm²
 Intercapidine _____ × _____ : _____ Kg/cm²

ASSISTENTE W.L.

RESPONSABILE UNITÀ TECNICA





Date 08/10/92

Campo ALFONSINE
 Pozzo 135 VERT
 Pool B1
 Prova n° ---

Quota T.R. ÷ I FL
Tubing Ø 27/8
Packer tipo BREDA LW

Mt. 4.80
a mt. 1442.5
a mt. 1441

Foro scoperto ☐
Intervallo sparato, ☒ mt. 1455 ÷ 1483
Casing $\varnothing$ 6 7/8 a mt. 1585

PRODUZIONE PRIMA DELLA CHIUSURA

Gas _____ Nmc/g
Olio _____ Lt /g
Acqua _____ Lt /g

CHIUSURA POZZO:
Data _____
Ora _____

CAMPI STOCCAGGIO

INIETTATO _____ Nmc
 RECUPERATO _____ Nmc
 RIMANENZA _____ Nmc

Calibrato con CUCCHIAIA Ø 38 mm fino a mt. 1470 Fondo pozzo precedente mt. 1470
Campione fondo H2O + SABBIA

Elemento di pressione n° 850281 da 197 kg/cm² Ultima taratura 20/06/91
 Elemento di temperatura n° _____ da _____ Ultima taratura _____

POZZO CHIUSO ☐ Q gas 41000 Nmc/g
POZZO APERTO ☒ Q olio _____ Lt/g
DUSE Ø neg mm Q acqua _____ Lt/g

PRODUZIONE CUMULATIVA

del pozzo:

Gas _____ Nmc
Olio _____ mc
Acqua _____ mc

del pool:

Gas _____ Nmc
Olio _____ mc
Acqua _____ mc

Alla Data

NOTE

PROFILO DINAMICO DI (P)

Q 41000 Nme/g

EROGAZIONE IN METANO DOPO
FLUSSO NON CRITICO

VALORI RIFERITI A TARATORE A PESI-THP_{AMERADA} -09 Kg/cm²

Livello fluido a mt _____ Densità _____ gr/lt

Gradiente gas _____ Kg/cm² da mt _____ a mt _____

Gradiente olio _____ Kg/cm² da mt _____ a mt _____

Gradiente acqua _____ Kg/cm² da mt _____ a mt _____

CONTROLLO PRESSIONI

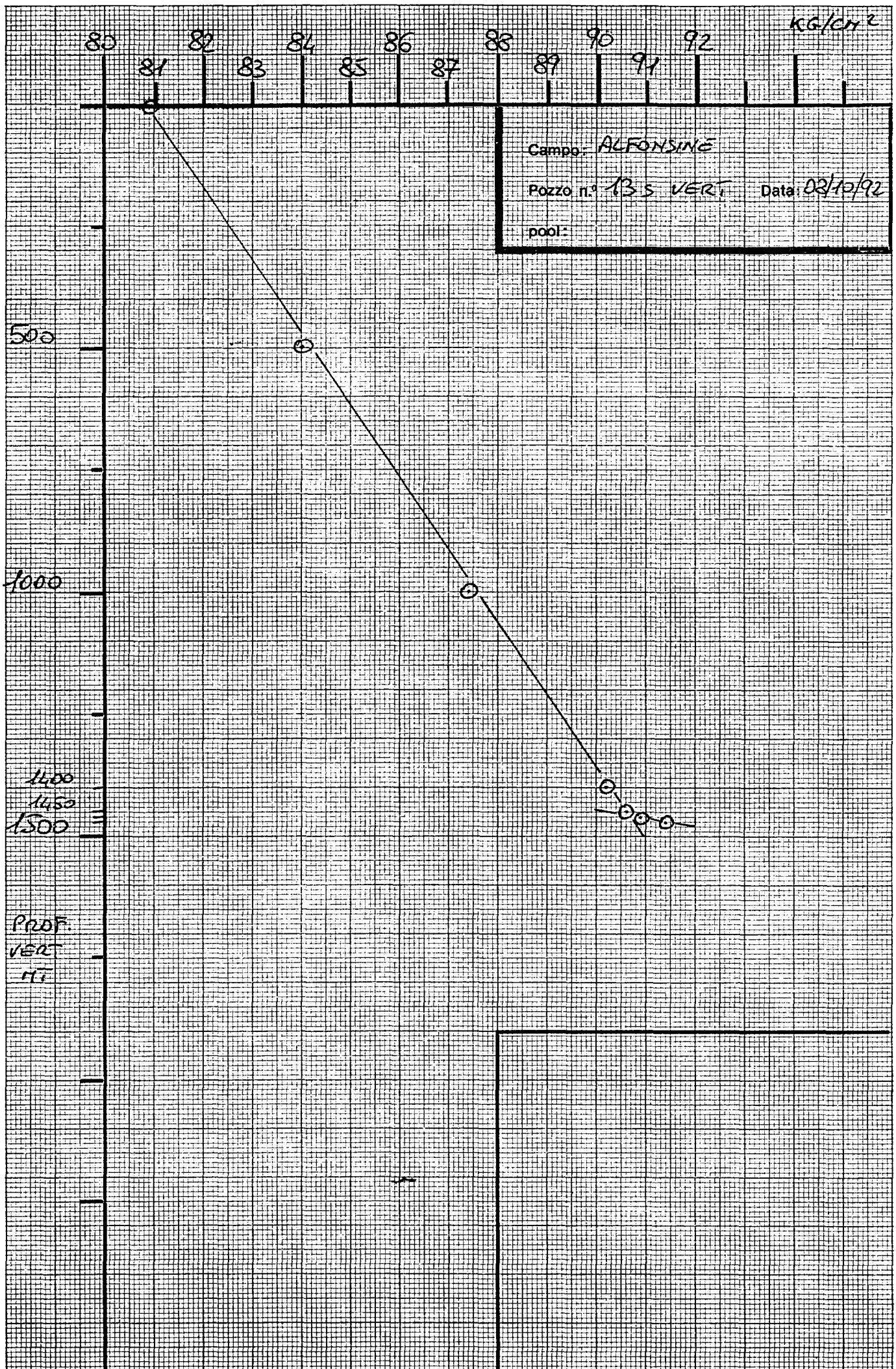
Casing : _____ Kg/cm²

Intercapedine _____ : _____ Kg/cm²

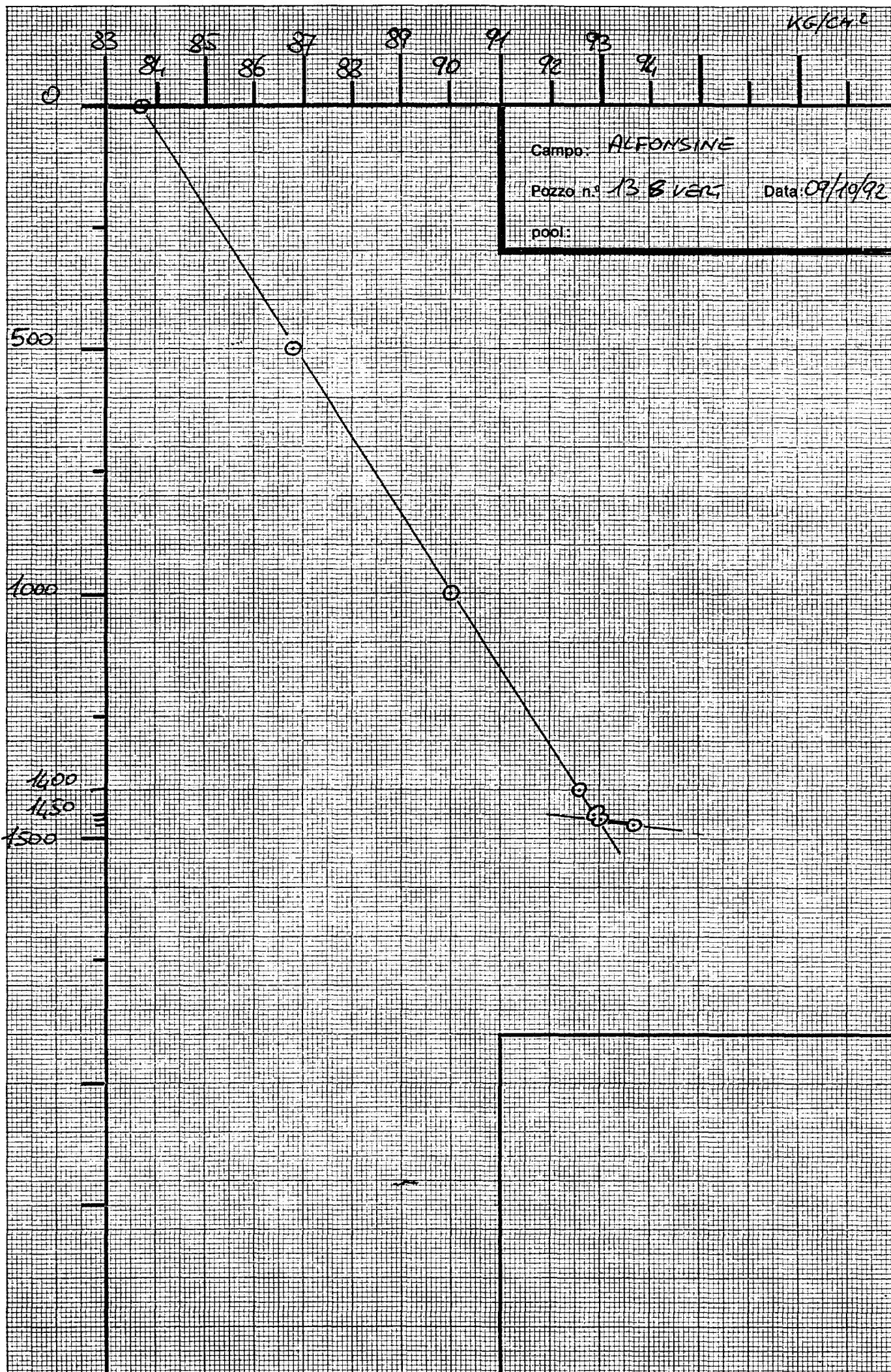
Intercapedine _____ : _____ Kg/cm²

ASSISTENTE W.L.

RESPONSABILE UNITÀ TECNICA



[illegible]



Agip

DIRA / RAPO

Campo ALFONSINE

Pozzo 13 SINGOLO

Data 20/09/94

Commessa 363616

ANDAMENTO CRONOLOGICO OPERAZIONI WIRE LINE

Altezza p.t.r. su 1ª flangia 4,80 mt.
Inflangiatura BRED A 3000 PSI
Spari da mt. 1455 a mt. 1483
Fondo Pozzo prec. 1473 completamento
Ø Tubing 2 7/8" a mt. 1442,6
Ø Tubing a mt.
Ø Packer 6 5/8" Tipo LW a mt. 1441,2
Ø Packer Tipo a mt.

OPERAZIONE RICHIESTA:

PROFILO STATICO DI

PRESSIONE E

TEMPERATURA

SITUAZIONE FINE OPERAZIONE:

N.N.

RIRWIL 04

M.A.S.

RILEVATO STHP: 72,3 kg/cm² INT: 0

ESEGUITO CALIBRATURA CON CUCCHIAIA Ø 38mm FINO A MT. 1473

- FONDO POZZO CAMPIONE ASSENTE.

ESEGUITO PROFILO STATICO DI PRESSIONE E TEMPERATURA

CON AMERADA E MSG.

S.A.S.

PERSONALE: CASADIO - TARDI
- MANTOVANI

Il Responsabile

L'Assistente S.W.L.

Francesco
P. HAYDEN

Agip
DIRA / RAPO

Campo ALFONSINE

Pozzo # 13 SING.

Data 14/12/1995

Commessa 363616

ANDAMENTO CRONOLOGICO OPERAZIONI WIRE LINE

Altezza p.t.r. su 1ª flangia 4.8° mt.
Inflangiatura BREDA 3000 PS
Spari da mt. 1455 a mt. 1483
Fondo Pozzo prec. 1473 completamente SING.
Ø Tubing 2 7/8 a mt. 1442
Ø Tubing a mt.
Ø Packer BREDA Tipo LW a mt. 1441
Ø Packer Tipo a mt.

OPERAZIONE RICHIESTA:

CALIBRATURA Ø 38 ~

PROFILO STATICO DI (P)

SITUAZIONE FINE OPERAZIONE:

M. A. S.

M. A. S.

CHIUSO POZZO OLE 12⁰⁰ DEL 14/12/1995

CALIBRATO CON CUCCHIAIO Ø 38 ~ FINO A MT 1462

(F.P.P. MT 1473) CAMPIONE DI FONDO : H₂O + ARCILLA

S.A.S

SOSPESO

15-12-95

M.A.S.

STHP 67.8 Kpa

CHP. Ø BAR INT. Ø BAR

ESEGUITO PROFILO STATICO DI PRESSIONE

S.A.S

PERSONALE: LACCHI - MONTIVONI - GUERRA

SLCTIVI

Il Responsabile

L'Assistente S.W.L.

Luigi D'Amico
Roberto Pini

Agip
DIRA / RAPO

Centro 363616
Campo ALFONSINE

Data 18/01/96
Pozzo #13

ANDAMENTO CRONOLOGICO OPERAZIONI WIRE LINE

Altezza p.t.r. su 1ª flangia 4,80 mt.
Inflangiatura BREDA 3000 PSI
Spari 1455 da mt. 1483 a mt. 1483
Fondo Pozzo prec. — completamento SW
Ø Tubing 2 7/8 a mt. 1442,5
Ø Tubing — a mt. —
Ø Packer 5% LW Tipo BREDA a mt. 1442
Ø Packer — Tipo — a mt. —

OPERAZIONE RICHIESTA:

PROFICO STATICO DI PRESSIONE

SITUAZIONE FINE OPERAZIONE:

N.N.

N.A.S.

REGISTRATO PROFICO STATICO DI PRESSIONE CON TANDEN DI
AMERADE

STUP 71.4 kg/cm²

S.A.S.

PERSONALE: FRATERNOLI - MONTANARI
MONTANARI - LOMBARDI

Il Responsabile

L'Assistente S.W.L.

F. Montanari
Blou

AGIP ATTIVITÀ MINERARIA Servizio Produzione SQUADRA WIRE-LINE	Centro <u>SNOR</u> Campo <u>ALFONSINE</u> Pozzo <u>13 Sing</u>	Comm. <u>363616</u> Giorno <u>08-08-85</u> Dalle alle
---	--	---

Altezza p.t.r. su 1ª flangia <u>4.80</u> mt. Inflangiatura <u>BREDA 3000</u> PSI Spari <u>B1</u> da mt. <u>1455</u> a mt. <u>1515</u> Fondo Pozzo prec. <u>1534</u> completamente <u>SING</u> Ø Tubing <u>6 5/8</u> a mt. <u>1442.6</u> Ø Tubing <u>/</u> a mt. <u>/</u> Ø Packer <u>6 5/8</u> Tipo <u>LW Breda</u> a mt. <u>1441.2</u> Ø Packer <u>/</u> Tipo <u>/</u> a mt. <u>/</u>	OPERAZIONE RICHIESTA: - CALIBRATURA A FONDO POZZO - PRELIEVO CAMPIONE - PROFILO STATICO SITUAZIONE FINE OPERAZIONE: <u>NN. ATT. IN POZZO</u> <u>φφ 2φφ 5 - φ2</u>
---	---

ANDAMENTO CRONOLOGICO DELLE OPERAZIONI:

$STHP = 91 \text{ kg/cm}^2$
 $CHP = \text{N.R.}$
 $INT = \text{N.R.}$

- MONTATA ATT. DI SUPERFICIE
- CALIBRATO POZZO CON CUCCHIAIA $\phi 38 \text{ mm}$ FINO A MT 1505
- PRELEVATO CAMPIONE AL FONDO: H₂O SALATA + SABBIA
- ESEGUITO PROFILO STATICO DI PRESSIONE
- SMONTATA ATTREZZATURA

PERSONALE: <u>PARABOSCHI - CHIULLI</u> <u>GERACCI - OLIVIERO</u>	L'Assistente S.W.L. <u>GAZ</u> Il Capo Squadra
---	---

AGIP ATTIVITÀ MINERARIA Servizio Produzione SQUADRA WIRE - LINE	Centro <u>SNOR</u> Campo <u>ALFONSINE</u> Pozzo <u>13 S</u>	Comm. <u>363616</u> Giorno <u>4-3-86</u>
---	---	---

Altezza p.t.r. su 1ª flangia <u>4.8</u> mt. Inflangiatrice <u>BREDA - 3000</u> PS Spari <u>0</u> da mt. <u>1455</u> a mt. <u>1515</u> Fondo Pozzo prec. _____ completamente <u>S</u> Ø Tubing <u>2 7/8</u> a mt. <u>1442</u> Ø Tubing _____ a mt. _____ Ø Packer <u>6 5/8</u> Tipo <u>LW</u> a mt. <u>1441</u> Ø Packer _____ Tipo _____ a mt. _____ 	OPERAZIONE RICHIESTA: <u>CONTROLLO - DI - FP</u> <u>PROFIL - STATICO - DI - PRESS</u> SITUAZIONE FINE OPERAZIONE: <u>MESSUR - ATTREZZO</u>
---	--

ANDAMENTO CRONOLOGICO DELLE OPERAZIONI: STHP = 90.6 kg/cm²

CHP = 0 kg/cm²

INT = 0 kg/cm²

N.A.S.

CALIBRATO - CON - CUCCHIAIA - Ø - 38' - A HT 1501 FP

(7-8-85 FP = HT 1505)

CAMPIONE : SABBIA + H2O — SOSPESO —

5-3-86

ESEGUITO - PROFIL - STATICO - DI - PRESSIONE

S.A.S.

PERSONALE: <u>SOPRANI - CAROSA</u> <u>PERONI</u>	Il Responsabile W.L. _____ L'Assistente Sq.W.L. <u>Alenza</u>
---	--

AgipSNOR
UNITA' TECNICA PRODUZIONECentro SNORCampo ALFON'SA'EData 30.01.88Pozzo 13 SING.

ANDAMENTO CRONOLOGICO OPERAZIONI WIRE LINE

2005 02

Altezza p.t.r. su 1° flangia 4.80 mt.
Inflangiatura 3000 PS
Spari 5 da mt. 1455 a mt. 1515
Fondo Pozzo prec. 1477 completamente SILV.
Ø Tubing 2 7/8 a mt. 1442,6
Ø Tubing _____ a mt. _____
Ø Packer 6 5/8 24-28# Tipo BREM L.W. a mt. 1441,2
Ø Packer _____ Tipo _____ a mt. _____

OPERAZIONE RICHIESTA:

PROFILO STATICO DI PRESSIONE

SITUAZIONE FINE OPERAZIONE:

Nessun addresso in pozzo- 04.02.88 -

- Rig up att. w.l.
- Calibrato con cucchiaia ϕ 38 mm fine a mt. 1475, fondo pozzo precedente mt 1477, campionando H₂O + SABBIA + ARGILLA

- Sospeso -- 05.02.88 -

- Discesa con ancore in tandem per registrazione profilo statico di pressione
STHP = 86,5 Kg/cm²
- Rig down att. w.l.

CHP = 0 Kg/cm²
Int. 6 7/8 - 9 7/8 = " "

D. B. POZZIPERSONALE: OLIVIERO - LA ROSA - GRISANDI - CASADEI

Il Responsabile

L'Assistente S.W.L.

Gennaro Delanti

Agip	Campo ALFONSINE	Data 16/09/94
DIRA / RAPO	Pozzo 29 SINGOLO	Commessa 363616
ANDAMENTO CRONOLOGICO OPERAZIONI WIRE LINE		
Altezza p.t.r. su 1ª flangia 5,00 mt.	OPERAZIONE RICHIESTA:	
Inflangiatura BRED A 3000 PSI	PROFINO STATICO DI	
Spari da mt. 1944 a mt. 1958	PRESSIONE E	
Fondo Pozzo prec. 1952 completamento	TEMPERATURA	
Ø Tubing 2 7/8" a mt. 1937	SITUAZIONE FINE OPERAZIONE:	
Ø Tubing a mt.		
Ø Packer 7" Tipo D a mt. 1928	N.N.	
Ø Packer Tipo a mt.		
M.A.S.		
RILEVATO STHP: 61,6 Kg/cm²; CHP: C; INT: O		
ESEGUITO CALIBRAZIONE CON CUCCHIAIA Ø 38MM FINO A		
MT 1949 - FONDO POZZO. CAMPIONE - SABBIA ED ACQUA.		
ESEGUITO PROFINO STATICO DI PRESSIONE E TEMPERATURA		
CON AMERADA E MSG-S.		
S.A.S.		
PERSONALE: DIANCHINI - MANTOVANI		
- EUFEMI		
Il Responsabile L'Assistente S.W.L. P. HAYDEN		

[illegible]

Agip

SNOR

UNITA' TECNICA PRODUZIONE

Centro SNORCampo ALFONSINEData 07/10/92Pozzo B S VERT

ANDAMENTO CRONOLOGICO OPERAZIONI WIRE LINE

Altezza p.t.r. su 1ª flangia mt.

Inflangiatura PS

Spari da mt. a mt.

Fondo Pozzo prec. completamento

Ø Tubing a mt.

Ø Tubing a mt.

Ø Packer Tipo a mt.

Ø Packer Tipo a mt.

OPERAZIONE RICHIESTA:

SITUAZIONE FINE OPERAZIONE:

ALE ORE 15⁰⁰ CAMBIO PORTATA DA 61000 A 40000 Mmc/g
08/10

THP 80.9 KG/CH² Q 42900 Mmc/g
CALIBRATO STRING CON CUCCHIAIA Ø 33 MM FINO A F.P.
RISCONTRATO A HT 1470

DISCESO TANDEM AHERADE E REGISTRATO PROFILO
DINAMICO DI (P) - POSIZIONATO AHERADE A HT 1450
TOP SPARI E REGISTRATO FBHP PER 3 HR
ESTRATTO

CHIUSO POZZO PER RISALITA

09/10

DISCESO TANDEM AHERADA E REGISTRATO PROFILO
STATICO DI (P) - STHP 83.7 KG/CH²
ESTRATTO SMONTATA ATT/RA



R/RWIL 02

PERSONALE: BOLORINI - CASADIOTAIBI - VITALE

Il Responsabile

L'Assistente S.W.L.

Agip

SNOR

UNITA' TECNICA PRODUZIONE

Centro SNORCampo ALFONSINEData 30/09/92Pozzo 135 V.

ANDAMENTO CRONOLOGICO OPERAZIONI WIRE LINE

Altezza p.t.r. su 1^a flangia 4.80 mt.
Inflangitura 2 1/2 x 2 x 2 3000 PS
Spari da mt. 1455 a mt. 1483
Fondo Pozzo prec. 1475 completamente S
Ø Tubing 2 7/8 a mt. 1441
Ø Tubing _____ a mt. _____
Ø Packer 6 5/8 Tipo L.W. a mt. 1441
Ø Packer _____ Tipo _____ a mt. _____

OPERAZIONE RICHIESTA:

PROVA DI PRODUZIONE

SITUAZIONE FINE OPERAZIONE:

MONTATA ATT/RA DI SUPERFICIEDATI EROGATIVI AL 28/09THP 66 ATM Q 32700 Hme/gMETANODOTTO 56 ATM.R/RVIL 0105/10APERTO DUSE REG ED INCREMENTATA PORTATA DA30000 Hme/g A 80000 Hme/g06/10THP 76 KG/CM² Q 78000 Hme/g CACALIBRATO STRING CON CUCCHIAIA Ø 38 FINOA F.P. RICONTRATO A MT 1470DISCESO TANDEM AMERADA E REGISTRATO PROFILODINAMICO DI (P) - POSIZIONATO AMERADA A MT 1450TOP SPARI E REGISTRATO FBHP PER 3 HRESTRATTOALE ORE 15⁰⁰ CAMBIO PORTATA DA 78000 A 60000 Hme/g07/10THP 78.7 KG/CM² Q 61000 Hme/gCALIBRATO STRING CON CUCCHIAIA Ø 38 FINO A F.P.RICONTRATO A MT 1470DISCESO TANDEM AMERADA E REGISTRATO PROFILO DINAMICODI (P) - POSIZIONATO AMERADA A MT 1450 TOP SPARI EREGISTRATO FBHP PER 3 HR - ESTRATTOPERSONALE: CHIUCCI - PELLINIPERONI - MARESCOTTI

Il Responsabile

L'Assistente S.W.L.

INTERVENTI DI ROUTINE

CAMPO DI ALFON., ARCADE, BALD., BOTT., COTIGNOLA

PROFILI STATICI E REVISIONE VALVOLE

	POZZO	LIVELLO	STHP Kg/cm2	SBHP Kg/cm2	VERT m	REV TSV	Qscatto NM3/G	NOTE
1	ALFONSINE 1	B1	70,0	78,1	1430	Non c'è TSV		
2	" 2	B1	70,2	79,2	1451	Non c'è TSV		
3	" 6	B1						
4	" 9	B1	65,4	72,5	1400	Non c'è TSV		
5	" 12	B1						
6	" 13	B1	67,8	75,3	1460	Non c'è TSV		
7	" 15	B1						
8	" 18	B1						
9	" 26	B1						
10	" 29	B3						
1	ARCADE 1 L	1671.5-1675						
2	" 1 C	1641-1646						
1	BALDINA 1	PL2 A1						
1	BOTTONI 1 C	1302.5-1307	85,9	109,5	1248	OK	130'000	
2	" 1 L	1317-1321	97,7	119,5	1315	OK	120'000	
1	COTIGNOLA 1	C+C1						
2	" 15	D						

ANNO DICEMBRE 1995
RAPO/W.L.

RAPO
W.L. Dino Facen

RAPO
G. Montanari

INTERVENTI DI ROUTINE

CAMPO DI ALFON. XXXXXXXXXX

PROFILI STATICI E REVISIONE VALVOLE

	POZZO	LIVELLO	STHP Kg/cm2	SBHP Kg/cm2	VERT m	REV TSV	Qscatto NM3/G	NOTE
1	ALFONSINE 1	B1	72.2	80.1	1441			
2	" 2	B1	77.2	85.9	1469			
3	" 6	B1						
4	" 9	B1	70.9	78.7	1430			
5	" 12	B1						
6	" 13	B1	71.4	79.4	1460			
7	" 15	B1	69.2	76.8	1466	S1		
8	" 18	B1						
9	" 26	B1	74.9	83.0	1440			
10	" 29	B3						
1	ARCADE 1 L	1671.5-1675						
2	" 1 C	1641-1646						
1	BALDINA 1	PL2 A1						
1	BOTTONI 1 C	1302.5-1307						
2	" 1 L	1317-1321						
1	COTIGNOLA 1	C+C1						
2	" 15	D						

ANNO
RAPO/W.L.

GENNAIO 1996

RAPO
G. M. 1996
Dino Facen

RAPO
G. M. 1996

AGIP ATTIVITÀ MINERARIA

 Servizio Produzione
SQUADRA WIRE-LINE

 Centro 2409
 Campo ALFONSI NE
 Pozzo 13 SINGRO

 Comm. 363616
 Giorno 12.9.86
 Dalle _____ alle _____

 Altezza p.t.r. su 1ª flangia 4.80 mt.

 Inflangitura 3000 PS

 Spari _____ da mt. 1455 a mt. 1515

 Fondo Pozzo prec. 1501 completamento S

 Ø Tubing 2 7/8 a mt. 1493

Ø Tubing _____ a mt. _____

 Ø Packer 6 3/8 Tipo L.W. a mt. 1441

Ø Packer _____ Tipo _____ a mt. _____

OPERAZIONE RICHIESTA:
CONTROLLO F.P.
PROF. STATICO PRESS.
SITUAZIONE FINE OPERAZIONE:
HR 11.44 ATTRAZZO IN POZZO
PIR/WIL 03
ANDAMENTO CRONOLOGICO DELLE OPERAZIONI:
MONTATA ATTREZZATURA DI SUPERFICIE -
CALIBRATO CON CUCCHIAIA #38 - A MT. 1500
CALIBRATO CON CALIBRO TIPO SCHUMBERGER E BATTERIA
RIGIDA A MT. 1500 -
ESEGUITO PROFILO STATICO DI PRESSIONE -
S.MONTATA ATTREZZATURA DI SUPERFICIE -
CAMPIONE: H₂O + SABBIA
STHP: 90.5 kg/cm²
CHP: P
INT. (8% - 15%): 0

 PERSONALE: FOLICARDI - LA ROSA - FANTINI
LAGHI

 L'Assistente S.W.L. W

 Il Capo Squadra Colli