

PENNINA 3 DIR
=====

J.V. AGIP - SELM - SPI
=====

RELAZIONE FINALE
=====

Ortona, GENNAIO 1989

INDICE
=====

PARTE I

=====

DATI GENERALI

- 1.1 ANAGRAFICA POZZO
- 1.2 TEMPI DI PERFORAZIONE
- 1.3 OBIETTIVO
- 1.4 RISULTATO
- 1.5 SITUAZIONE ATTUALE
- 1.6 CAMPIONATURA
- 1.7 CAROTE DI FONDO
- 1.8 CAROTE DI PARETE
- 1.9 OPERAZIONI DI WELL LOGGING

PARTE II

=====

DATI MINERARI

- 2.1 MANIFESTAZIONI
- 2.2 ASSORBIMENTI
- 2.3 MINERALIZZAZIONE
- 2.4 PROVE DI STRATO
- 2.5 PROVE DI PRODUZIONE
- 2.6 CARATTERISTICHE PETROFISICHE
- 2.7 CARATTERISTICHE DEI FLUIDI
- 2.8 PRESSIONI
- 2.9 TEMPERATURE

PARTE III

=====

DATI GEOLOGICI

- 3.1 SCOPO DEL SONDAGGIO
- 3.2 LITOSTRATIGRAFIA
- 3.3 INTERPRETAZIONE HDT
- 3.4 TETTONICA
- 3.5 RISULTATI MINERARI E CONCLUSIONI

PARTE IV

=====

DATI DI PERFORAZIONE

- 4.1 DATI GENERALI
 - 4.1.1 TEMPI DI ATTIVITA'
 - 4.1.2 RIPARTIZIONE TEMPI
- 4.2 STORIA DELLA PERFORAZIONE
 - 4.2.1 C.P. 30"
 - 4.2.2 FORO DA 17"1/2
 - 4.2.3 FORO DA 12"1/4
 - 4.2.4 FORO DA 8"1/2
- 4.3 ANALISI TEMPI
- 4.4 TABELLE SCALPELLI
- 4.5 FANGO DI PERFORAZIONE
- 4.6 RAPPORTI DI TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

ALLEGATI

=====

- 1 - MASTER LOG
- 2 - PROFILO 1 : 1000
- 3 - LOGS ELETTRICI
- 4 - ARROW PLOT
- 5 - TABELLE RIASSUNTIVE CAMPO

PARTE I

=====

DATI GENERALI

1.1 ANAGRAFICA POZZO

Pozzo	:	PENNINA 3 DIR
Concessione	:	B.C15.AV
Titolarita'	:	AGIP (71%)-SELM (19%)-SPI (10%)
Zona	:	Adriatico
Coord. di partenza	:	Lat. : 43° 01' 14",4 N Long. : 14° 09' 49",5 E
Coord. di fondo pozzo	:	Lat. : 43° 01' 11",5 N Long. : 14° 09' 39",6 E
Quota Tavola Rotary	:	m 29.1 s.l.m.
Fondale	:	-m 73
Distanza dalla costa	:	23 Km
Profondita' finale	:	m 2278.0 (v. 2243.6)

1.2 TEMPI DI PERFORAZIONE

Impianto di perf.	:	OILWELL 3000 (SAIPEM)
Inizio	:	18/02/1987
Fine	:	05/04/1987
Rilascio impianto	:	28/07/1987

1.3 OBIETTIVO

Il pozzo PENNINA 3 DIR, come pozzo di coltivazione, aveva per obiettivo i livelli mineralizzati a gas, già identificati dal pozzo PENNINA 1, compresi tra le profondità di 1600 e 2200 metri, in una serie di alternanze di sabbie ed argille di età Pliocenica medio-superiore.

In particolare il pozzo doveva raggiungere i livelli Pen 3, Pen 7 e Pen 12 per la loro messa in produzione con completamento doppio.

1.4 RISULTATO

Dall'analisi dei logs elettrici, sonici e radioattivi il pozzo è risultato mineralizzato a gas nei livelli Pen 17, 15, 14, 12, 11, 10, 9, 8, 7, 6, 4, 3, 2, 18, 1.

Sulla base dei risultati ottenuti dagli altri pozzi e sulla base delle nuove interpretazioni della struttura si è deciso di predisporre per la messa in produzione in questo pozzo i livelli Pen 6, Pen 7, Pen 8, Pen 9, Pen 13 e Pen 14 iniziando a produrre dai livelli Pen 6 e Pen 9.

1.5 SITUAZIONE ATTUALE

Il pozzo e' stato completato con completamento doppio selettivo:

String lunga per la messa in produzione dei livelli:

2050.5 - 2054.5, 2048.5 - 2049.5, 2020.5 - 2023.0, 2016.0 - 2019.0 composta da TBGS 2"3/8 P105 con scarpa a m 2046 e n 3 Packers OTIS RH fissati a m 2039-2002-1939.

String corta per la messa in produzione dei livelli:

1928.0 - 1930.0, 1737.5 - 1741.0, 1698.5 - 1692.0, composta da TBGS 2"3/8 P105 con scarpa a m 2126 e n 3 Packers OTIS RDM fissati a m 1913-1712-1657.

La testa pozzo e' chiusa mediante croce di produzione Breda 7"1/16 x 2"1/16 x 2"1/16 x 5000.

1.6 CAMPIONATURA

Cuttings

da m 360 a m 2278 ogni 10 m

1.7 CAROTE DI FONDO

Nessuna.

1.8 CAROTE DI PARETE

Nessuna.

1.9 OPERAZIONI DI WELL LOGGING

Registrazioni effettuate dalla Schlumberger

DIL-SLS-GR-SP	da m	406.5	a m	1136.0
SHDT	da m	406.0	a m	1137.0
DIL-SLS-GR-SP	da m	1135.0	a m	2280.0
SHDT	da m	1135.0	a m	2281.0
CNL-LDL-GR	da m	1135.0	a m	2280.0
CBL-GR-VDL	da m	675.0	a m	2280.0

PARTE II

=====

DATI MINERARI

2.1 MANIFESTAZIONI

GAS

Durante la perforazione al detector continuo Dresser sono stati registrati i seguenti valori superiori all'1%.

a m 580	=	4 %
a m 1664	=	3 %
a m 1691	=	2.8%
a m 1820	=	16 %
a m 1843	=	1 %
a m 2015	=	2 %
a m 2050	=	8 %
a m 2106	=	2.5%
a m 2141	=	2.5%
a m 2170	=	6 %
a m 2238	=	4 %

OLIO

Nessuna.

ACQUA

Nessuna.

2.2 ASSORBIMENTI

Nessuna.

2.3 MINERALIZZAZIONI

Dall'analisi dei logs elettrici, sonici e radioattivi sono risultati mineralizzati a gas i seguenti livelli:

m 1571.0-1573.5	(q. 1509.5-1512.0 GWC)	Pen 17
m 1661.0-1665.0	(q. 1599.4-1603.3 GWC)	Pen 15
m 1689.0-1694.5	(q. 1627.4-1632.9 -)	Pen 14
m 1695.5-1698.0	(q. 1633.9-1636.4 GWC)	Pen 14
m 1815.5-1823.0	(q. 1754.8-1761.3 GWC)	Pen 12
m 1843.0-1845.0	(q. 1781.3-1783.3 GWC)	Pen 11
m 1876.0-1879.0	(q. 1814.3-1817.3 GWC)	Pen 10
m 1928.0-1933.5	(q. 1866.3-1871.8 GWC)	Pen 9
m 1938.0-1939.0	(q. 1876.3-1877.3 GWC)	Pen 9B
m 1946.5-1950.5	(q. 1884.8-1888.8 GWC)	Pen 8
m 2016.0-2025.0	(q. 1954.3-1963.3 GWC)	Pen 7
m 2048.5-2055.0	(q. 1986.8-1993.3 -)	Pen 6
m 2014.0-2111.0	(q. 2042.3-2049.3 GWC)	Pen 4
m 2139.0-2147.5	(q. 2077.3-2085.8 GWC)	Pen 3
m 2172.0-2175.0	(q. 2110.2-2113.2 GWC)	Pen 2
m 2230.5-2233.5	(q. 2168.2-2171.7 -)	Pen 1B
m 2240.5-2248.5	(q. 2178.7-2186.7 -)	Pen 1

2.4 PROVE DI STRATO

IN FORMAZIONE

Nessuna.

IN COLONNA

Nessuna.

ATTRAVERSO SCARPA

Nessuna.

2.5 PROVE DI PRODUZIONE

Nei livelli mineralizzati del giacimento di Pennina non sono state effettuate prove di produzione, in quanto essendo stati ritrovati i livelli già evidenziati nel pozzo Pennina 1, si è passato direttamente alla discesa del completamento per la messa in produzione e allo spurgo dei livelli aperti.

I dati ottenuti dallo spurgo sono i seguenti:

String lunga: Livello Pen 6 (m 2048.5-2049.5, 2050.5-2054.5)

Con Duse 5/16" FTHP = 155.5 Kg/cm²
 STHP = 186.3 Kg/cm²
 Qgas = 159.200 Nmc/g

String corta: Livello Pen 9 (m 1928.0-1930.0)

Con Duse 5/16" FTHP = 148.3 Kg/cm²
 STHP = 186.3 Kg/cm²
 Qgas = 159.000 Nmc/g

2.6 CARATTERISTICHE PETROFISICHE

Durante la perforazione non sono state prelevate, né carote di parete, né carote di fondo, per cui per definire le caratteristiche petrofisiche e sedimentologiche delle formazioni perforate ci si è potuto basare esclusivamente sui dati ricavati dai logs elettrici e dall'analisi dei cuttings.

Sulla base di questi dati si può suddividere il profilo del sondaggio in quattro intervalli principali.

Un primo intervallo corrispondente ai termini pleistocenici della F.ne Santerno, è composto prevalentemente da argille ed argille siltose, plastiche con intercalazioni di sabbia argillosa e numerosi livelli cineritici.

In questo tratto i rari livelli porosi sono mineralizzati ad acqua salata con locali presenze di tracce di gas.

L'intervallo successivo, corrispondente alla F.ne Carassai, è caratterizzato dalla presenza di intercalazioni di sabbie "pulite" con argille grigie da plastiche a debolmente compatte. La porosità media delle sabbie (valutate da FDC) è compresa nei tratti più puliti tra il 20% ed il 25%.

Le sabbie sono tutte mineralizzate ad acqua salata fino a m 1570, e a gas ed acqua salata al di sotto di tale quota.

L'intervallo successivo (da m 1710 circa a m 1816) ripropone le Argille del Santerno al cui interno troviamo un livello a sabbia fine-molto fine, mineralizzato a gas.

Al di sotto di questo intervallo e fino a m 2248 ritroviamo la formazione Carassai con alternanze di argille grigie, da plastiche a moderatamente compatte e di sabbie fini con porosità media del 20% mineralizzate a gas e ad acqua salata.

Nella parte finale del pozzo, da m 2248 a m 2278, ritroviamo nuovamente delle argille grigie-grigio chiare, plastiche, talora debolmente marnose (Argille del Santerno).

2.7 CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

Durante la perforazione e durante le fasi di completamento e spurgo non sono stati prelevati campioni di fluidi di strato. Si possono comunque accettare come valide le caratteristiche dei fluidi già definite dopo la perforazione del PENNINA 1.

2.8 PRESSIONI

Il gradiente di pressione per il giacimento di Pennina è stato elaborato dai valori di SBHP ricavati dalle prove di produzione del sondaggio Pennina 1 e dagli RFT eseguiti nei pozzi Pennina 2 - 5 - 6 - 7.

Il valore ricavato è pari a $1.16 \text{ Kg/cm}^2/10 \text{ m}$.

2.9 TEMPERATURE

Il gradiente risultante dalle temperature estrapolate dai logs elettrici è pari a $1.8 \text{ C}^{\circ}/100 \text{ m}$.

PARTE III

=====

DATI GEOLOGICI

3.1 SCOPO DEL SONDAGGIO

Scopo del sondaggio PENNINA 3 DIR, e per esteso della Piattaforma Pennina, era quello di permettere la coltivazione del giacimento di Pennina (compreso nelle concessioni B.C15.AV e B.C3.AS) ubicato nell'off-shore adriatico prospiciente S. Benedetto del Tronto.

Questo giacimento, scoperto nel luglio '81 con il pozzo PENNINA 1, e' un 'multireservoir' costituito da 15 livelli sabbiosi mineralizzati a gas, alternati a livelli argillosi.

Questi livelli, divisi in due gruppi in funzione della profondità, mostrano in alcuni casi un contatto gas - acqua, qua, mentre in altri e' stato assunto come contatto il GDT assunto al bottom dei livelli stessi.

Con i pozzi della piattaforma Pennina dovevano essere messi in produzione 13 dei 15 livelli mineralizzati, in quanto i livelli 6 e 14 sono ritenuti scarsamente interessanti dal punto di vista economico.

In particolare il pozzo PENNINA 3 DIR doveva mettere in produzione i livelli Pen 3, Pen 7 e Pen 12.

3.2 LITOSTRATIGRAFIA

I terreni attraversati possono essere cosi' suddivisi:

F.M.	-	410	Non campionato
		(360)	
410	-	1275	Pleistocene / Argille del Santerno: Argilla grigia chiara, plastica siltoso-sabbiosa con intercalazioni di sabbia e livelli di cineriti.
(410)		(1242.7)	
1275	-	1711.5	Pliocene Superiore / Carassai: Banchi di sabbia da media a fine con intercalazioni di argilla grigio-chiara.
(1242.7)		(1678.5)	
1711.5	-	1816.5	Pliocene Superiore / Argille del Santerno: Argilla grigio-chiara, plastica.
(1678.5)		(1783.5)	Presenza di un banco di sabbia quarzosa da fine a molto fine.
1816.5	-	2248.5	Pliocene Superiore - Pliocene Medio / F.ne Carassai: Banchi di sabbia da fine a molto fine con intercalazioni e setti di argilla grigio-chiara.
(1783.5)		(2186.7)	
2248.5	-	2278.0	Pliocene Medio - Argille del Santerno: Argilla grigio-chiara plastica.
(2186.7)		(2243.0)	

3.3 INTERPRETAZIONE HDT

L'analisi del Dipmeter ha evidenziato uno scostamento dello asse della struttura, in quanto il culmine strutturale e' stato attraversato a NW rispetto alla posizione preventiva.

Infatti i livelli piu' alti sono stati incontrati in lieve immersione a NW (anziche' a S-SW come da programma), mentre i livelli del secondo gruppo (dal Pen 12 al Pen 1) sono stati incontrati in lieve immersione a NE (anziche' S-SW). Questo ha comportato una variazione dell'interpretazione strutturale ed una modifica al progetto di coltivazione del campo.

Infatti il pozzo doveva raggiungere in posizione di culmine i livelli Pen 3, Pen 7 e Pen 12 per la loro messa in produzione, ma dopo la perforazione e l'analisi dei logs elettrici si e' deciso di utilizzare il pozzo per la messa in produzione dei livelli Pen 6, 7, 8, 9, 13, e 14.

3.4 TETTONICA

Il giacimento di Pennina e' ubicato al largo di S. Benedetto del Tronto nell'area degli up-thrusts adriatici.

La sua conformazione e' ad anticlinale con asse maggiore diretto NW-SE; l'eta' di formazione della struttura e' il tardo Pliocene Superiore e puo' essere ricollegata alla fase tettonica, che ha determinato l'arrivo del sovrascorrimento sulla limitrofa struttura di Pirolo.

La struttura e' delimitata ad Est da una faglia inversa, immergente ad W, collegata ai sopracitati up-thrusts appenninici.

3.5 RISULTATI MINERARI E CONCLUSIONI

Dall'analisi dei logs elettrici, sonici e radioattivi e dalla comparazione con il pozzo PENNINA 1, il pozzo PENNINA 3 DIR e' risultato mineralizzato a gas nei livelli Pen 17, 15, 14, 13, 12, 11, 10, 9, 9B, 8, 7, 6, 4, 3, 2, 1B, 1, conformemente all'interpretazione generale del campo.

Il pozzo e' stato quindi completato per la messa in produzione dei livelli Pen 6, 7, 8, 9, 13, 14, iniziando a produrre dai livelli Pen 6 e Pen 9.

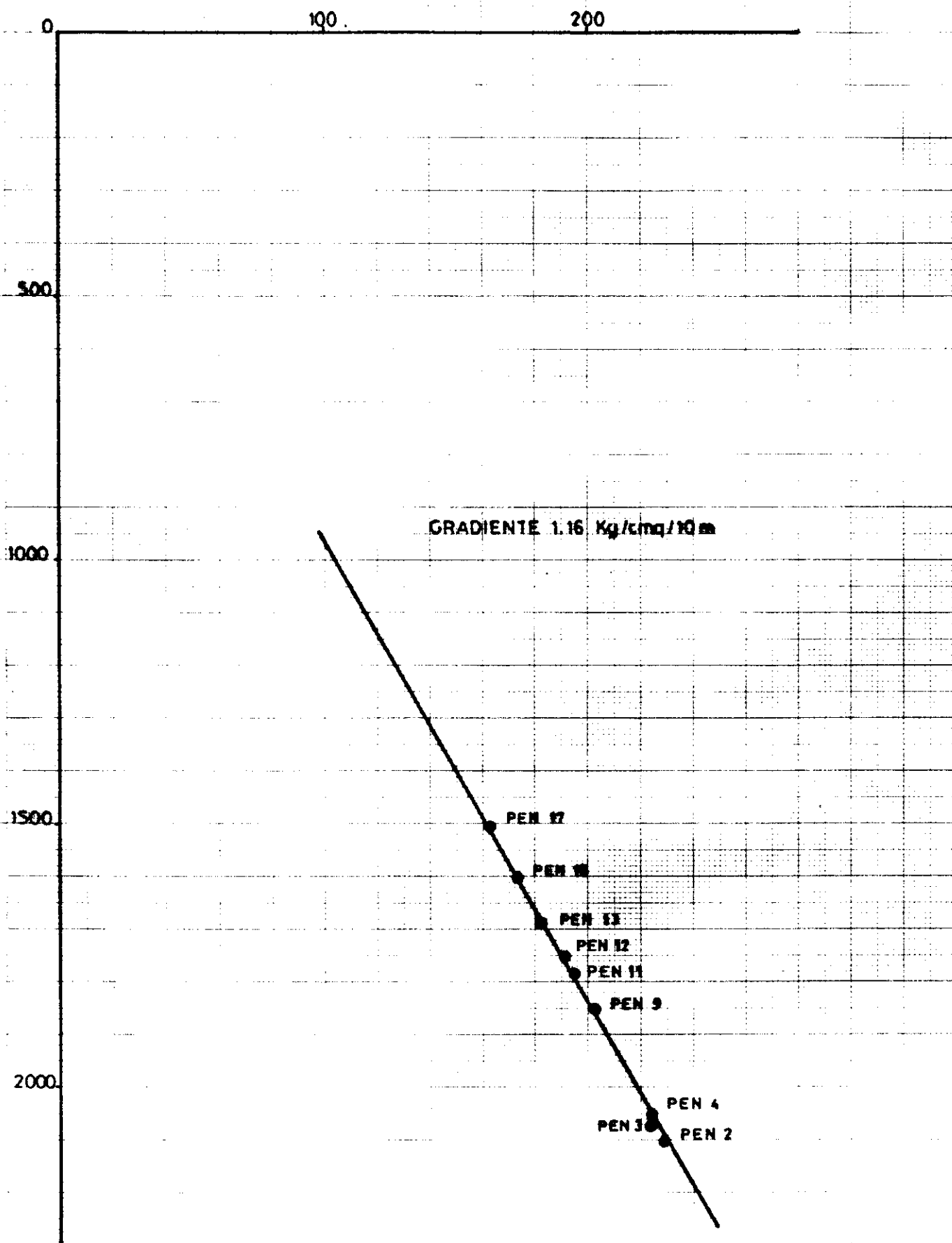
Per quanto riguarda, invece, i rapporti esistenti tra questo pozzo e gli altri pozzi del campo, si rimanda alle tabelle riassuntive (all. n 5).

=====

GIACIMENTO DI PENNINA

fig. 1

GRADIENTE DI PRESSIONE DA RFT



PARTE IV

DATI DI PERFORAZIONE

4.1 DATI GENERALI

Il pozzo e' stato perforato con impianto OILWELL 3000 della Societa' SAIPEM su piattaforma fissa denominata PENNINA.

Coordinate pozzo :Partenza: LAT. 43° 01' 14".450 N
LONG.14° 09' 49".516 E

Arrivo : LAT. 43° 01' 11".570 N
LONG 14° 09' 39".626 E

4.1.1 TEMPI DI ATTIVITA'

Inizio (Lavaggio C.P.)	ore 22.30	del 27*01*87
Fine	ore 05.30	del 28*01*87
Inizio (Ribattit.C.P.)	ore 12.00	del 31*01*87
Fine	ore 11.00	del 01*02*87
Inizio fase 17"1/2	ore 21.00	del 16*02*87
Fine	ore 04.00	del 20*02*87
Inizio fase 12"1/4	ore 20.30	del 21*03*87
Fine	ore 11.00	del 28*03*87
Inizio fase 8"1/2	ore 22.00	del 28*03*87
fine	ore 22.00	del 09*04*87
Inizio fase(Logs+Completam. provvisorio)	ore 14.30	del 16*04*87
Fine	ore 03.00	del 17*04*87
Inizio fase Completamento	ore 14.00	del 24*06*87
Fine	ore 02.00	del 02*07*87

TOTALE GIORNI IMPIANTO = 31 GG.+21 ore
Nota: 1 ora in meno per inizio ora legale.

4.1.2 RIPARTIZIONE TEMPI

A) PERFORAZIONE	328.25	42.91
C) TUBAGGIO	74.00	9.67
D) CONTROLLO MANIF & ASS.	8.50	1.11
E) PESCAGGIO,PRESE BATT.	9.50	1.24
F) LOGS ELETTRICI	44.50	5.82
G) PROVE DI STRATO E COMPL.	176.00	23.01
H) DEVIAZIONE	14.25	1.86
I) APPARECCH.DI SICUREZZA	64.00	8.37
M) SPOSTAMENTO IMPIANTO	13.50	1.76
N) VARIE	26.50	3.46
O) RIPARAZIONE E MANUT.	6.00	0.78
	765.00	100.00

4.2 STORIA DELLA PERFORAZIONE

Per lo sviluppo del campo PENNINA, e' stata utilizzata una piattaforma fissa con 6 slots per i pozzi 2-3D-4D-5D-6D-7D. Sono stati battuti 6 C.P. 30" e tubate 6 colonne 13"3/8, mentre in fase di esecuzione si e' deciso di proseguire la perforazione solo su 5 pozzi abbandonando il PENNINA 4D subito dopo il tubaggio della 13"3/8. Inoltre ci sono state modifiche ai progetti di deviazione nella perforazione dei pozzi 2-5D-7D.

4.2.1 C.P. 30" A MT. 190

Disceso Bit 26" a mt.120. Lavato C.P. (precedentemente battuto fino a mt. 159) da mt.120 a mt. 150.
Reintegrato C.P. e battuto nuovamente fino a mt.190.

4.2.2 FORD 17"1/2 A MT. 409

Montato diverter 29"1/2 e provato funzionalita'.
Con bit 26" lavato interno C.P. fino a mt.190.
Spiazzato acqua di mare con fango AR 1210 gr/lt.
Con bit 17"1/2 perforato in verticale fino a mt.304. (K.O.P.)
Da mt.304 iniziato deviazione ed avanzato fino a mt.409.
A mt.402 il pozzo aveva 8°3/4 in direzione N 82 W.
Batteria: Bit+NB+O.Sub+HONEL+2DC+Stab+9DC+15HW
Fango: FW-GE 1210*46

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso casing 13"3/8 -J55-61#BTA, con scarpa atta a ricevere lo stinger a mt.407.
Equipaggiamento colonna: C-1 da mt.407 a mt.281
C-2 da mt.281 a mt.190
Con stinger cementato colonna con 46 mc. di malta a d=1550 gr/lt. confezionata con 330 q.li di Cemento "G"+3%Bentonite seguita da 34 mc. di malta a d=1900 gr/lt. confezionata con 450 q.li di Cemento "G" + Acqua di mare.

TESTA POZZO E COLLAUDI

Montato BOP stack 13"5/8-10000
Prova tenuta BOP: Ganasce cieche a 50 Atm.
Ganasce sagomate a 50 Atm.
Hydril a 50 Atm.
Condotte di superficie a 210 Atm.

4.2.3 FORD 12"1/4 A MT.1138 (Vert.1106 mt.)

Ripreso perforazione con bit 12"1/4 ed avanzato incrementando l'angolo fino a mt.618 dove si aveva 22°1/2 in direzione S 72 W. Perforato mantenendo piu' o meno costante l'angolo fino a mt.809 ed a tale quota iniziato il DROP DOWN.

Avanzato diminuendo l'angolo fino a mt.1138 dove si avevano
4° in direzione S 53 W.
Batteria: In funzione della deviazione
Fango:FW- LS 1280 X 41

LOGS ELETTRICI

Registrato: DIL-SLS-GR-SP da mt.1138 a mt.407
SHOT " " 1138 " " 407

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso casing 9"5/8-J55-43.5# BTA con scarpa a mt.1135.
Equipaggiamento colonna: 2CPPM da mt.1135 a mt.1097
C1 da mt.1097 a mt. 417
C2 " " 417 " " 51

Cementato colonna con 20 mc. di Gel-cemento a d=1500gr/lt.
confezionato con 142 q.li di Cemento "G"+3% Bentonite
seguito da 20 mc. di malta a d=1900 gr/lt. confezionata
con 264 q.li di Cemento "G".
Contatto tappi a 100 atm.

TESTA POZZO E COLLAUDI

Attesa presa cemento : 6 ore
Incuneato colonna.
Montato 2°Elemento inflangiatura 13"5/8 *3000-11"*5000.
Provato a 120 Atm.
Rimontato BOP stack 13"5/8*10000
Provato tenuta BOP: Ganasce cieche a 70 Atm.
Ganasce Sagomate a 210 Atm.
Hydril a 30 e 70 Atm.
Condotte di superficie a 210 Atm.

4.2.4 FORD 8"1/2 A MT. 2278 (Vert.mt.2245)

Ripreso perforazione con bit 8"1/2 ed avanzato in verticale
fino a mt. 2278.(Fondo Pozzo)
Da mt.1334 durante le manovre avuti forzamenti di 20-25 ton
risolti con l'ausilio del Top Drive.
Batteria: Bit+NB+Short DC+Stab+Monel+Stab+2DC+Stab+10DC+15HW
Fango: FW-LS 1280*42

LOGS ELETTRICI

Registrato: DIL-SLS-GR da mt.2278 a mt.1135
FDC-CNL " " 2278 " " 1135

Durante discesa SHDT si notava un forte flusso dal pozzo.
Per un malinteso veniva chiuso l'Hydril mentre si estraeva
lo strumento causando il tranciamento del cavo nel punto
debole e la caduta dell'attrezzo in pozzo.

Controllata pressione = 0

Aperto pozzo, flusso in diminuzione fino ad estinguersi.

Effettuato candelata con bit, circolato senza riscontrare
nessuna anomalia.

Probabilmente il flusso era dovuto ad errata manovra nel
riempimento Possum Belly.

Eseguito pescaggio con esito positivo.

Eseguito controllo foro.

Registrato SHDT da mt. 2278 a mt. 1135.

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso CSG 7" a mt. 2273 (Vert. 2240)

Profilo casing: 7"-N80-29#BTA da mt. 2273 a mt. 1487

7"-N80-23#BTA " " 1487 " " 0

Equipaggiamento colonna: 2CPPM	da	mt. 2274	a	mt. 2236
	" "	2174	" "	2162
	" "	2137	" "	2124
	" "	2073	" "	2060
	" "	2048	" "	2035
	" "	1730	" "	1717
	" "	1679	" "	1666
2CPP	" "	2162	" "	2137
	" "	2060	" "	2048
	" "	1717	" "	1679
C1	" "	2236	" "	2174
	" "	2124	" "	2073
	" "	2035	" "	1730
	" "	1666	" "	1139
C4	" "	1139	" "	941

Cementato colonna con 265 q.li di Cemento "G"+0.8% D603
+0.8% D80, d=1900gr/lt. C.T.=150 atm.

Durante la cementazione e lo spiazzamento reciproco
colonna.

TESTA POZZO E COLLAUDI

Attesa presa cemento con Hydril chiuso e 50 psi di
contropressione (andati a 0 dopo 1 ora) =12.5 ore.

Incuneato colonna con 55 ton.

Inflangiato corpo superiore 11"*7"1/16*5000 e provato a
200 atm.

Registrato CBL-VDL-GR-CCL da mt. 2236 a mt. 675.

Top cemento a mt. 875.

Disceso 33 TBG. 2"7/8 a mt. 302 per completamento provvisorio.

Successivamente estratto TBG.

Rimontato BOP stack 13"5/8*10.000.

Test BOP: Provato: Ganasce cieche a 70 atm.

Ganasce sagomate a 210 atm.

Hydril a 30 e 100 atm.

Condotte di superficie a 210 atm.

COMPLETAMENTO

Disceso bit + Scraper a mt.2236.

Spiazzato fango con Brine a d=1250 gr/lt.

Con fucile 4" -4 colpi/ft. aperto i seguenti intervalli:

da mt.	2050.50	a	mt	2054.50
" "	2048.50	" "	2049.50	
" "	2020.50	" "	2023.00	
" "	1946.50	" "	1948.50	

Disceso bit + Scraper a mt.2236.

Con fucile 5" - 12 colpi/ft.aperto i seguenti intervalli:

da mt.	1928.00	a	mt.	1930.00
" "	1737.50	" "	1741.00	
" "	1689.50	" "	1692.00	

Disceso bit + Scraper fino a mt.2236.

Circolato e aggiunto 0.1% DODIGEN al brine.

Disceso string lunga con scarpa a mt.2046 controllando torsione con "JAM" e tenuta idraulica con "HOLD".

Montato B.P.U. su string lunga.

Disceso string corta controllando torsione con "JAM" e tenuta idraulica con "HOLD".

Smontato BOP e montato croce.

Spiazzato string corta con 3.8 mc.di Acqua Dolce.

Spiazzato string lunga con 4.2 mc. " " "

Fissato Packers RH a mt. 1939 , 2003 , 2039.

Fissato Packers RDH a mt. 1657 , 1712 , 1913.

Aperto string corta e lunga : FTHP = 0

Spiazzato string corta e lunga con Azoto attraverso valvola di circolazione.

Spurgato string corta e lunga.

Eseguito profilo statico di pressione sulle 2 string (battente assente).

Fissato mandrino con tappo a mt.500 su string corta.

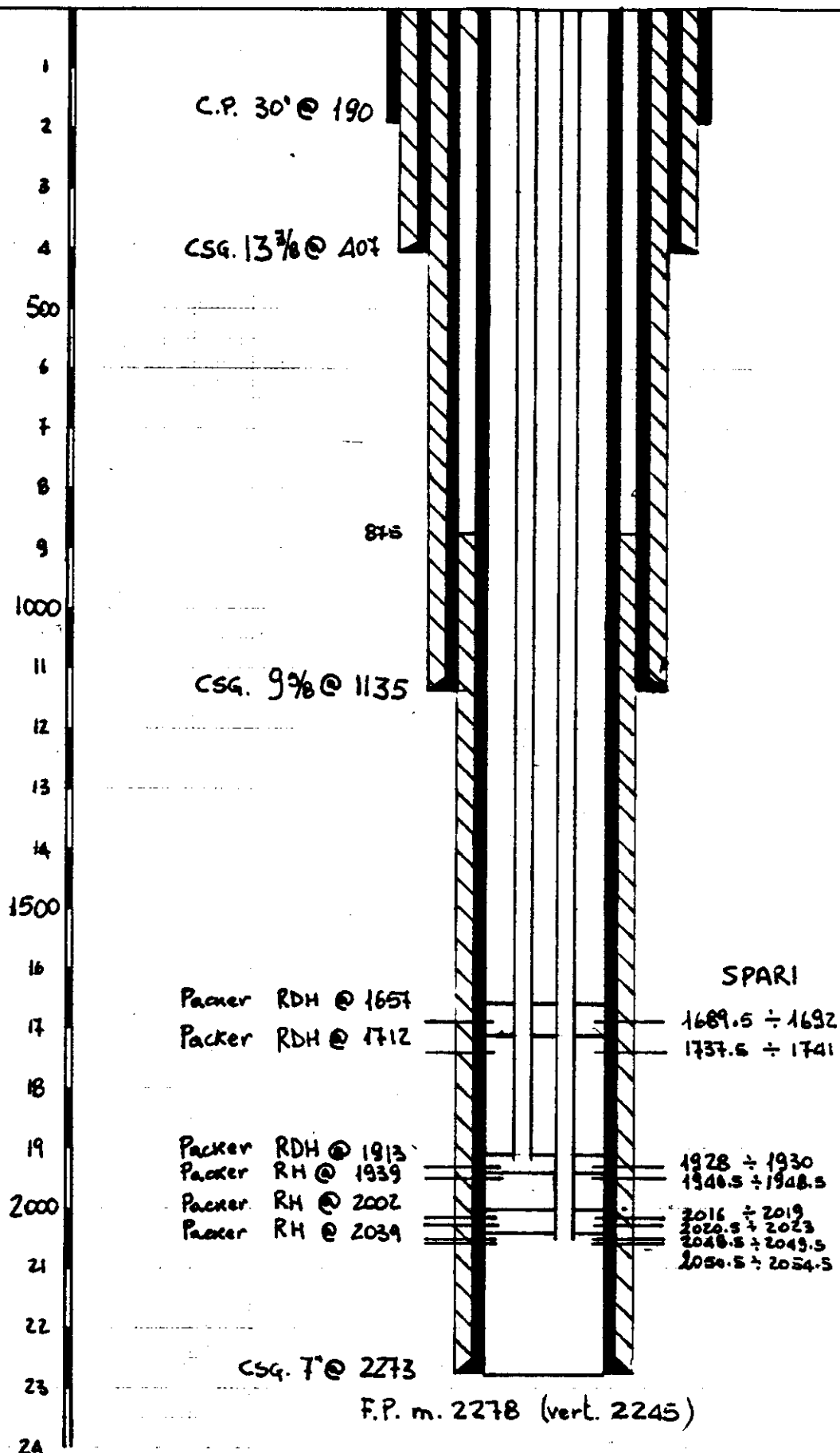
Montato B.P.U. su string corta.

Fissato valvola di sicurezza a mt.500 su string lunga.

Skiddato impianto su Pennina 5 Dir.

POZZO : PENNINA 3 D.

SITUAZIONE ATTUALE



POZZO : PENNINA 3 D.

PROF.	LITOLOGIA	CASING & CEM.	FANGO DI PERF.	DIFFICOLTA' DI PERFORAZIONE
1				
2		30		
3				
4		13 1/8	FW-GE 1210	
500				
6	PLEISTOCENE ARGILLE DEL SANTERNO			
7				
8				
9				
1000				
11	PLEISTOCENE ARGILLE DEL SANTERNO	9 5/8	FW-LS 1280	
12				
13				
14	PLIOCENE SUPERIORE CARASSAI			
1500				
16				
17				
18	PLIOCENE CARASSAI			
19				
2000				
21				
22	PLIOCENE CARASSAI			
23		7"	FW-LS 1280	
24				
2500				

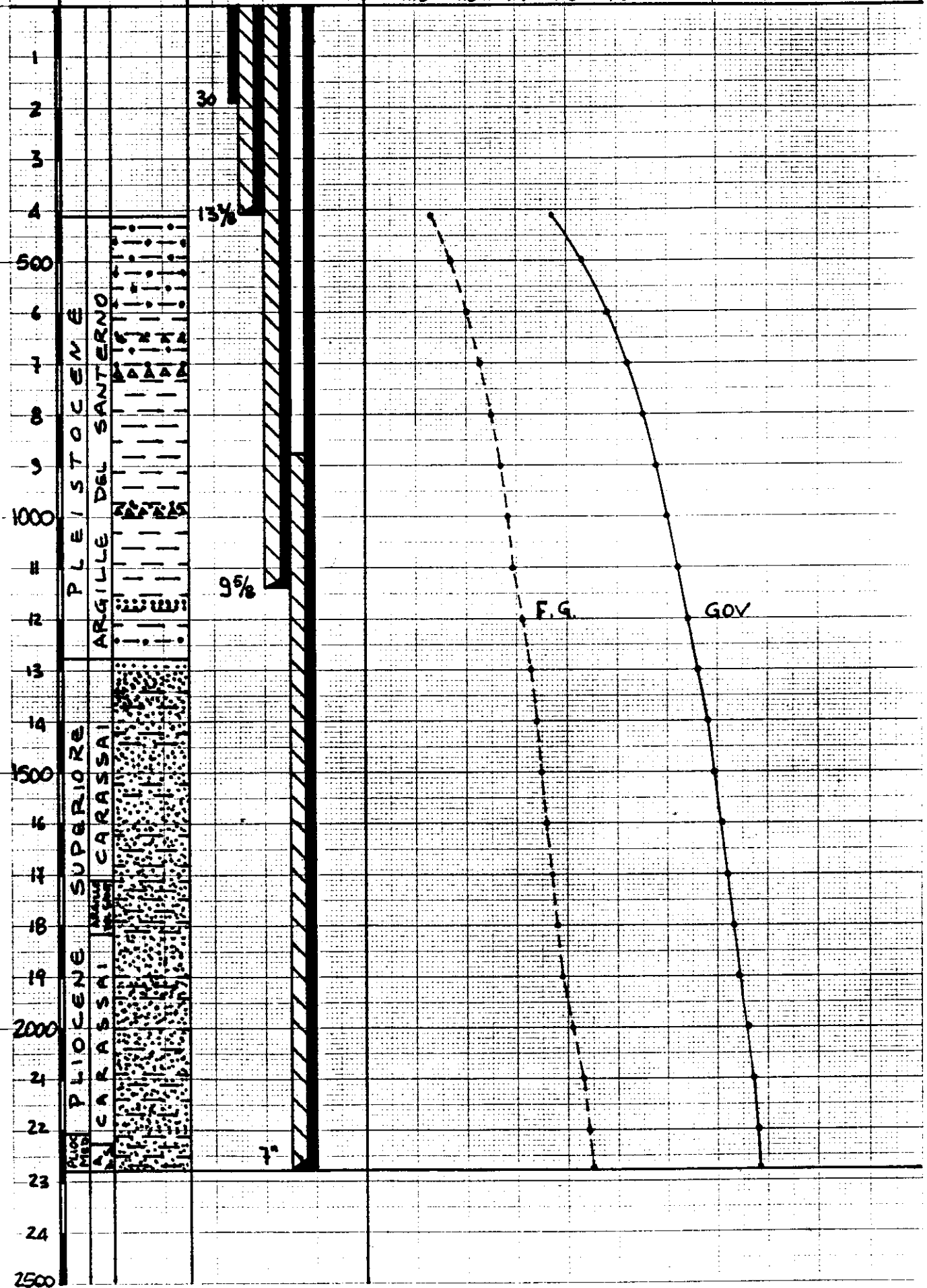
— FORZAMENTI

Pozzo : PENNINA 3 D.

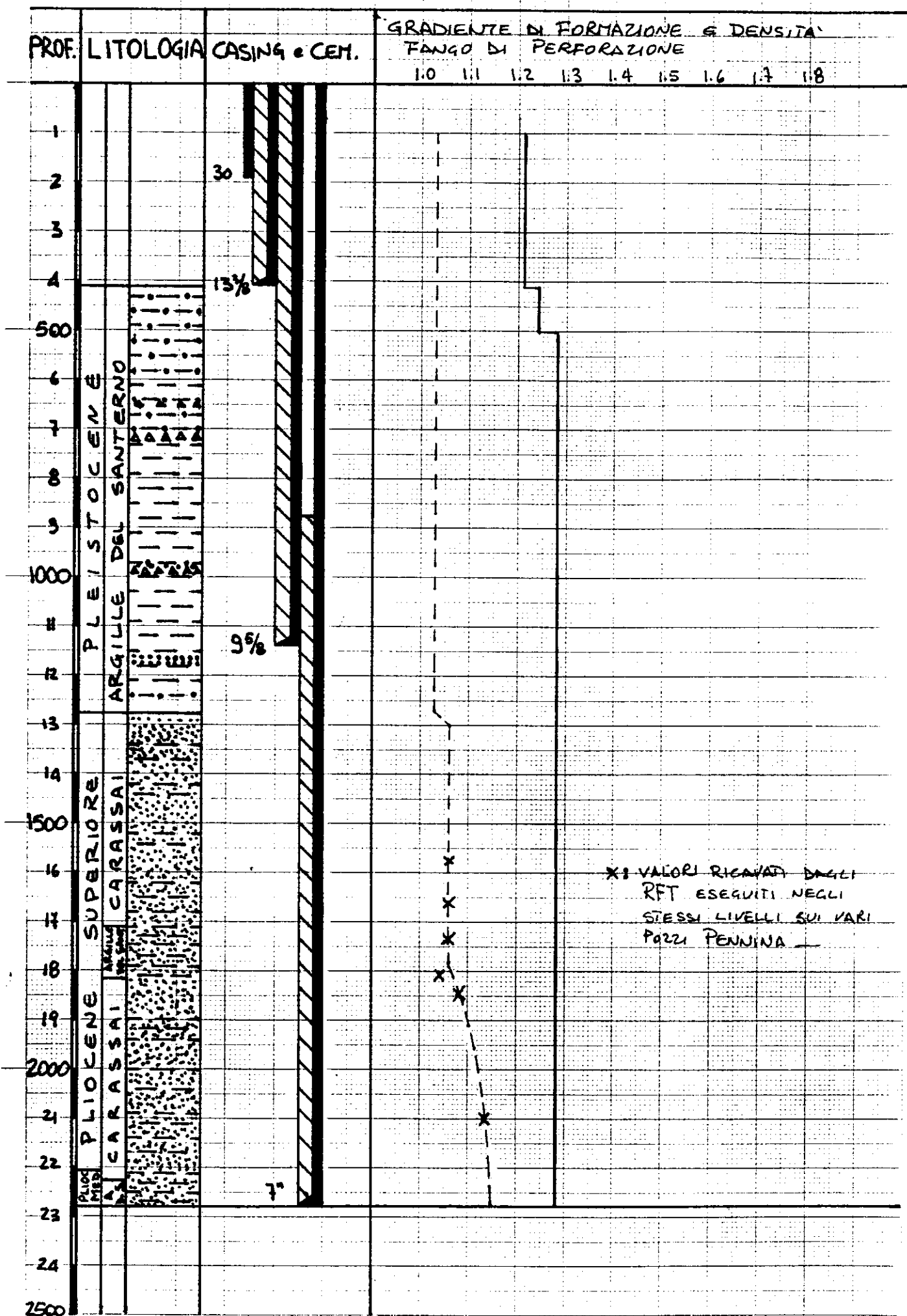
PROF. LITOLOGIA CASING & CEM.

GOV e F.G. CALCOLATI DA BHC

1.5 1.6 1.7 1.8 1.9 2.0 2.1 2.2 2.3



POZZO : PENNINA 3 D.



Agip

Società per Azioni
SERVIZIO PRODUZIONE

SITUAZIONE DEL POZZO

Aggiornata al 29-06-87

Fine completamento ☒

Fine intervento ☐

Settore SECE

Campo PENNINA

Pozzo N. 3 DIR

Completamento singolo ☐

Selettivo ☐

Completamento doppio ☒

Selettivo ☒

Informazioni generali

Pozzo perforato nel periodo 22.3/9.4.87
Impianto usato per la perforazione OILWEL 3000
Altezza p.t.r. sulla 1ª flangia mt 7 1/16 mt 16,1
Profondità max raggiunta 2278
Tappi di cementazione a mt 2236
Tappi di cemento
Bridge Plug a mt
Densità fango casing 1250 gr/lit CaCl₂
Controllo fondo

Colonne Tubate Ø 30" Ø 13 5/8" Ø 9 5/8" Ø 7"

Testa a mt 17.8 17.3 16.7

Scarpa a mt 190 407 1135 2273

1ª Risalita mt GIORNO 102 875

2ª Risalita mt

D.V. collar mt

☐ liner hanger a mt

Foro scoperto Ø da mt a mt

Profilo diametri interni

Ø nom.	fino a mt	grado	spess.	lbs/ft	Ø interno
13 5/8	407	J55	10.92	61	317.9
9 5/8	1135	J55	11.05	43.5	222.4
7"	1487	N80	8.05	23	161.7
7"	2273	N80	10.36	29	157.1

INTERVENTI	DATA	Scopo

NOTE: SHEARING RH - RDH 27.000 #
SAFETY JOINT STRING CORTA 40000 #
SAFETY JOINT LUNGA 50000 #
MANDRINI DPI 2 3/8 EU x 2 3/8 IPD TSB 2"
STRING LUNGA 112 TON
STRING CORTA 13 TON

RT - LIVELLO MARE 29 MT
RT - FONDO MARE 102 MT

Caratteristiche

STRING LUNGA

STRING CORTA

SCHEMA

Ø nom. - Giunto	2 3/8 IPD	2 3/8 IPD
Grado acciaio	P105	P105
lbs/ft	4.7 0	4.7 0
fino a mt	2039	1913
Ø	7" 7" 7"	7" 7" 7"
lbs/ft	29 29 29	29 29 29
Modello - tipo	RH RH RH	RH RDA RDA
Casa costruttr.	OTIS OTIS OTIS	OTIS OTIS OTIS
Fissato a mt	2039 2002 1939	1913 1712 1657

Attrezzi in pozzo

I.D.

O.D.

a mt

L.N. OTIS "X"	47.6	500
SAFETY JOINT	51.8	76.4 1658
SAFETY JOINT	51.8	76.4 1713
SSD OTIS "XA"	47.6	1925
SSD OTIS "XA"	47.6	1943
L.N. OTIS "X"	47.6	1992
SSD OTIS "XA"	47.6	2014
L.N. OTIS "X"	47.6	2028
S.N. BAKER "F"	46	2041
S.N. BAKER "R"	44.7	2044
SCARPA 2 3/8 NU	51.8	2046

L.N. OTIS "X"	47.6	490
SNAP LATCH Ø 268	51.8	1656
TELESCOPIC JOINT	51.8	76.4 1660
SAFETY JOINT	51.8	76.4 1678
SSD OTIS "XA"	47.6	1689
L.N. OTIS "X"	47.6	1702
TELESCOPIC JOINT	51.8	76.4 1715
SAFETY JOINT	51.8	76.4 1724
SSD OTIS "XA"	47.6	1735
L.N. OTIS "X"	47.6	1903
S.N. BAKER "F"	46	1917
S.N. BAKER "R"	44.7	1919

INTERVALLI APERTI

STRING LUNGA

STRING CORTA

da mt	a mt	da mt	a mt
2054.5	2050.5	1930	1928
2069.5	2048.5	1741	1737.5
2023	2020.5	1632	1689.5
2019	2016		
1948.5	1946.5		

Assistente W.O.

TURATI
MENE'

Assistente Tecnico

4.3 ANALISI TEMPI

WELL PENNINA 3D RIG OILWELL 3000

TOTAL		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)																		
A	*	B	*	C	*	D	*	E	*	F	*	TOTAL	*	DEFINITION	*	DAYS	*	%	*	
A	*	200.00	*	86.50	*	31.75	*	3.00	*	0.00	*	7.00	*	328.25*	*	drilling oper	*	13.68	*	42.91*
B	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00*	*	coring oper	*	0.00	*	0.00*
C	*	0.00	*	37.00	*	8.00	*	20.50	*	0.00	*	8.50	*	74.00*	*	casing oper	*	3.08	*	9.67*
D	*	0.00	*	6.00	*	2.00	*	0.00	*	0.00	*	0.50	*	8.50*	*	blowout Kick losses control	*	0.35	*	1.11*
E	*	1.00	*	8.50	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	9.50*	*	fishing oper	*	0.40	*	1.24*
F	*	28.00	*	14.50	*	2.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	44.50*	*	logging oper	*	1.85	*	5.82*
G	*	17.50	*	95.50	*	5.00	*	0.00	*	2.00	*	56.00	*	176.00*	*	testing oper	*	7.33	*	23.01*
H	*	1.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	13.25	*	14.25*	*	deviation	*	0.59	*	1.86*
I	*	0.00	*	54.50	*	0.00	*	9.50	*	0.00	*	0.00	*	64.00*	*	BOP	*	2.67	*	8.37*
L	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00*	*	well abandon	*	0.00	*	0.00*
M	*	9.00	*	1.00	*	2.00	*	0.00	*	0.00	*	1.50	*	13.50*	*	rig moving	*	0.56	*	1.76*
N	*	0.00	*	0.00	*	23.00	*	0.00	*	3.50	*	0.00	*	26.50*	*	other	*	1.10	*	3.46*
O	*	2.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	4.00	*	0.00	*	6.00*	*	maintenance repair rig	*	0.25	*	0.78*
P	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00*	*	waiting	*	0.00	*	0.00*
												HOURS TOTAL =	765.00			DAYS TOTAL =	31.86			

WELL PENNINA 3D RIG OILWELL 3000

PHASE30		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%										
*	A	*	B	*	C	*	D	*	E	*	F	*	TOTAL	*	DEFINITION	*	DAYS	*	%	*	
A	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	7.00	*	7.00	*	drilling oper	*	0.29	*	23.33	*	
B	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	coring oper	*	0.00	*	0.00	*	
C	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	casing oper	*	0.00	*	0.00	*	
D	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	blowout Kick losses control	*	0.00	*	0.00	*	
E	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	fishing oper	*	0.00	*	0.00	*	
F	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	logging oper	*	0.00	*	0.00	*	
G	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	testing oper	*	0.00	*	0.00	*	
H	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	deviation	*	0.00	*	0.00	*	
I	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	BOP	*	0.00	*	0.00	*	
L	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	well abandon	*	0.00	*	0.00	*	
M	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	rig moving	*	0.00	*	0.00	*	
N	0.00	*	0.00	*	23.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	23.00	*	other	*	0.96	*	76.67	*	
O	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	maintenance repair rig	*	0.00	*	0.00	*	
P	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	waiting	*	0.00	*	0.00	*	
										HOURS TOTAL =	30.00										
															DAYS TOTAL =	1.25					

WELL PENNINA 3D RIG OILWELL 3000

PHASE17.5			TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)								
	A	B	C	D	E	F	TOTAL	DEFINITION	DAYS	%	
A	31.25	6.50	4.25	0.00	0.00	0.00	42.00	drilling oper	1.75	45.41	
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00	
C	0.00	10.00	2.00	2.00	0.00	0.00	14.00	casing oper	0.58	15.14	
D	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	blowout Kick losses control	0.00	0.00	
E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	fishing oper	0.00	0.00	
F	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	logging oper	0.00	0.00	
G	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	testing oper	0.00	0.00	
H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00	6.00	deviation	0.25	6.49	
I	0.00	24.00	0.00	2.00	0.00	0.00	26.00	BOP	1.08	28.11	
L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	well abandon	0.00	0.00	
M	1.50	0.50	0.00	0.00	0.00	0.50	2.50	rig moving	0.10	2.70	
N	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	other	0.00	0.00	
O	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	maintenance repair rig	0.08	2.16	
P	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	waiting	0.00	0.00	
HOURS TOTAL =							92.50	DAYS TOTAL = 3.84			

WELL PENNINA 3D RIG OILWELL 3000

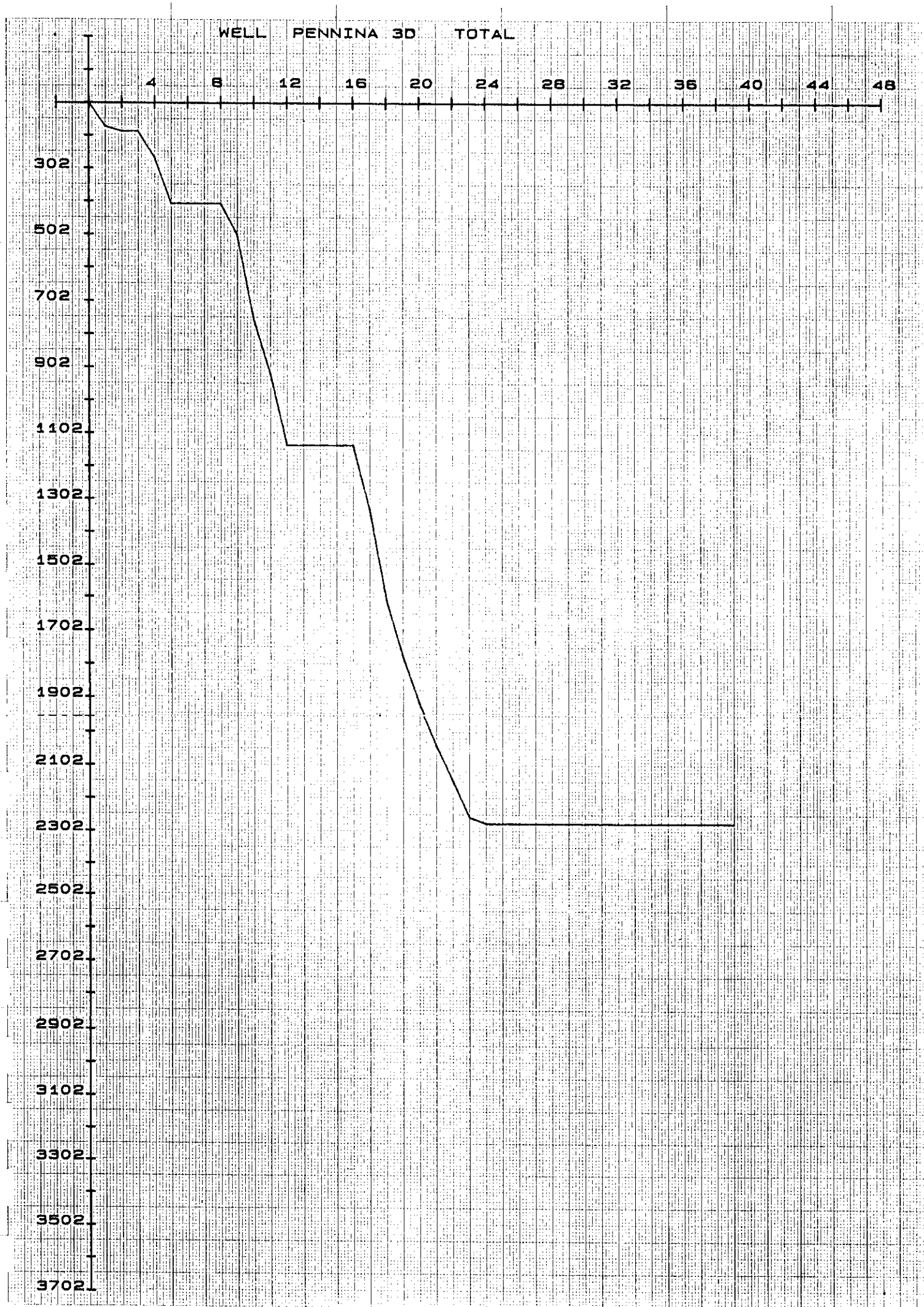
PHASE12.25		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)																											
*	A	*	B	*	C	*	D	*	E	*	F	*	TOTAL	*	DEFINITION	*	DAYS	*	%	*									
A	52.25	*	33.50	*	15.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	100.75	*	drilling oper	*	4.20	*	63.77	*									
B	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	coring oper	*	0.00	*	0.00	*									
C	0.00	*	9.50	*	3.00	*	6.00	*	0.00	*	4.00	*	22.50	*	casing oper	*	0.94	*	14.24	*									
D	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	blowout Kick losses control	*	0.00	*	0.00	*									
E	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	fishing oper	*	0.00	*	0.00	*									
F	6.50	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	6.50	*	logging oper	*	0.27	*	4.11	*									
G	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	testing oper	*	0.00	*	0.00	*									
H	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	7.25	*	7.25	*	deviation	*	0.30	*	4.59	*									
I	0.00	*	8.00	*	0.00	*	4.00	*	0.00	*	0.00	*	12.00	*	BOP	*	0.50	*	7.59	*									
L	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	well abandon	*	0.00	*	0.00	*									
M	7.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	1.00	*	8.00	*	rig moving	*	0.33	*	5.06	*									
N	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	other	*	0.00	*	0.00	*									
O	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	1.00	*	0.00	*	1.00	*	maintenance repair rig	*	0.04	*	0.63	*									
P	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	waiting	*	0.00	*	0.00	*									
													HOURS TOTAL =	158.00															
															DAYS TOTAL =	6.58													

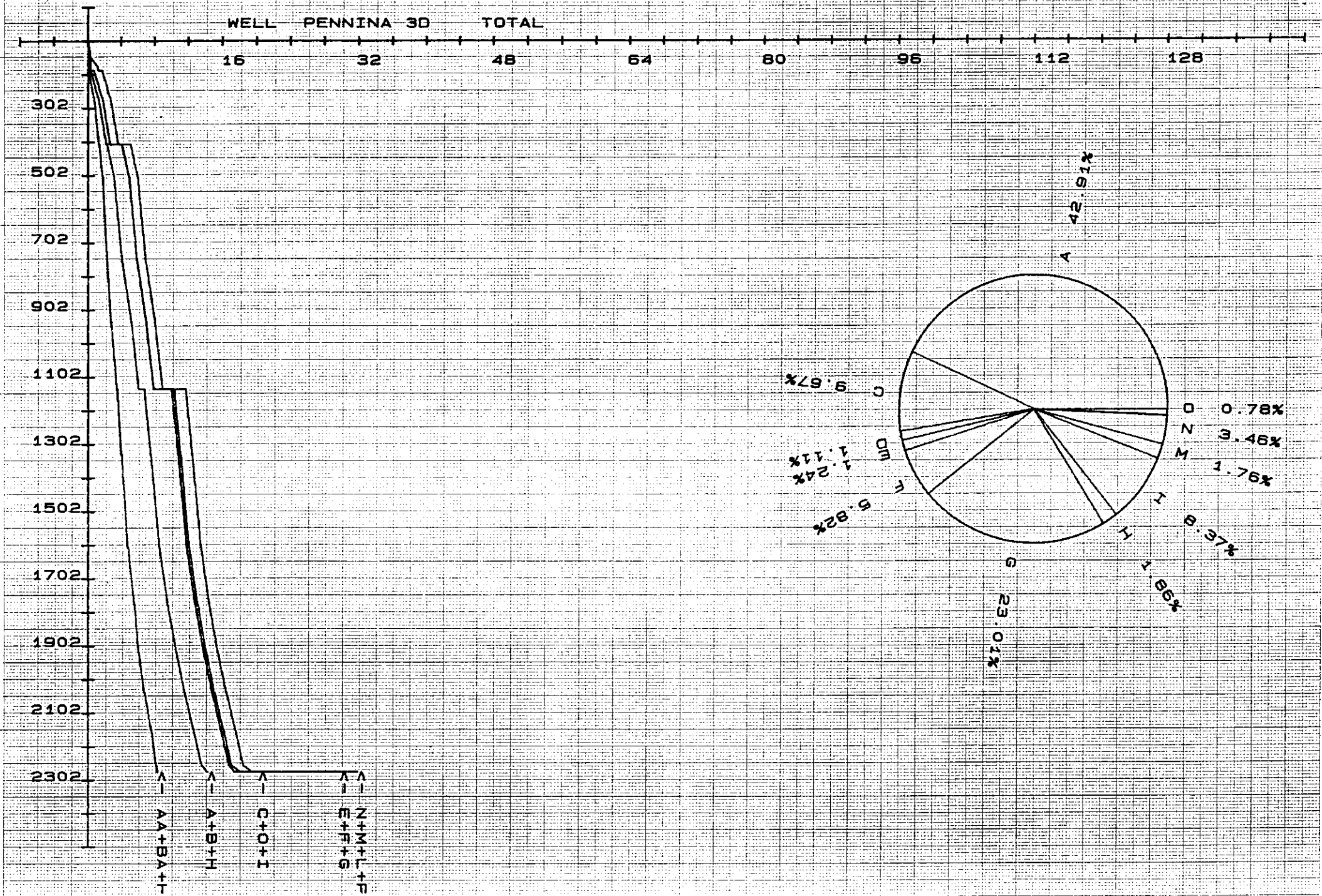
WELL PENNINA 3D RIG OILWELL 3000

PHASE8.5			TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)																							
*	A	*	B	*	C	*	D	*	E	*	F	*	TOTAL	*	DEFINITION	*	DAYS	*	%	*						
A	116.50	*	46.50	*	12.50	*	3.00	*	0.00	*	0.00	*	178.50	*	drilling oper	*	7.44	*	58.62	*						
B	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	coring oper	*	0.00	*	0.00	*						
C	0.00	*	17.50	*	3.00	*	12.50	*	0.00	*	4.50	*	37.50	*	casing oper	*	1.56	*	12.32	*						
D	0.00	*	6.00	*	2.00	*	0.00	*	0.00	*	0.50	*	8.50	*	blowout Kick losses control	*	0.35	*	2.79	*						
E	1.00	*	8.50	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	9.50	*	fishing oper	*	0.40	*	3.12	*						
F	21.50	*	14.50	*	2.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	38.00	*	logging oper	*	1.58	*	12.48	*						
G	0.00	*	5.50	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	5.50	*	testing oper	*	0.23	*	1.81	*						
H	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	deviation	*	0.00	*	0.00	*						
I	0.00	*	16.00	*	0.00	*	3.50	*	0.00	*	0.00	*	19.50	*	BOP	*	0.81	*	6.40	*						
L	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	well abandon	*	0.00	*	0.00	*						
M	0.50	*	0.50	*	2.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	3.00	*	rig moving	*	0.13	*	0.99	*						
N	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	3.50	*	0.00	*	3.50	*	other	*	0.15	*	1.15	*						
O	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	1.00	*	0.00	*	1.00	*	maintenance repair rig	*	0.04	*	0.33	*						
P	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	waiting	*	0.00	*	0.00	*						
HOURS TOTAL =													304.50	DAYS TOTAL = 12.69												

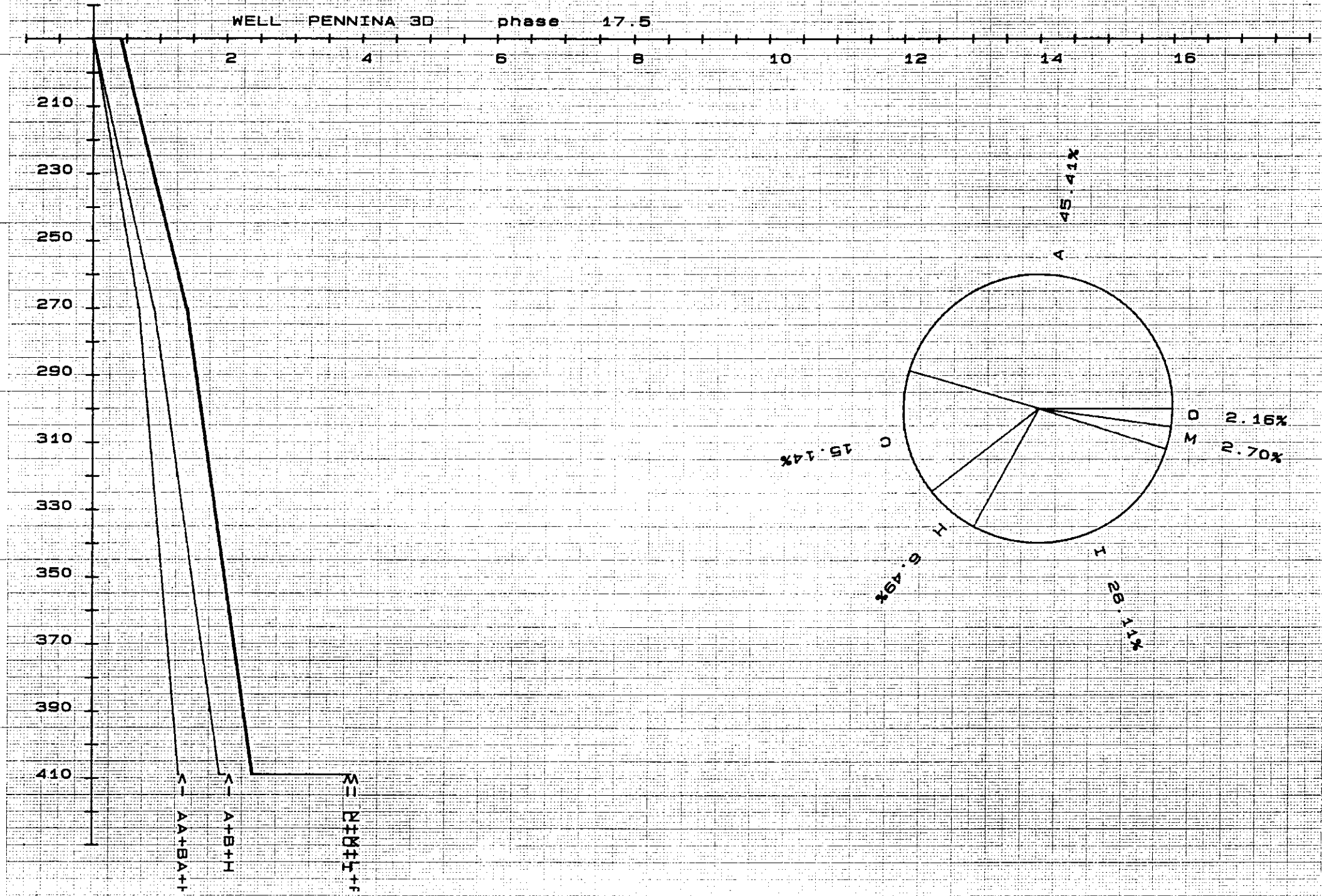
WELL PENNINA 3D RIG OILWELL 3000

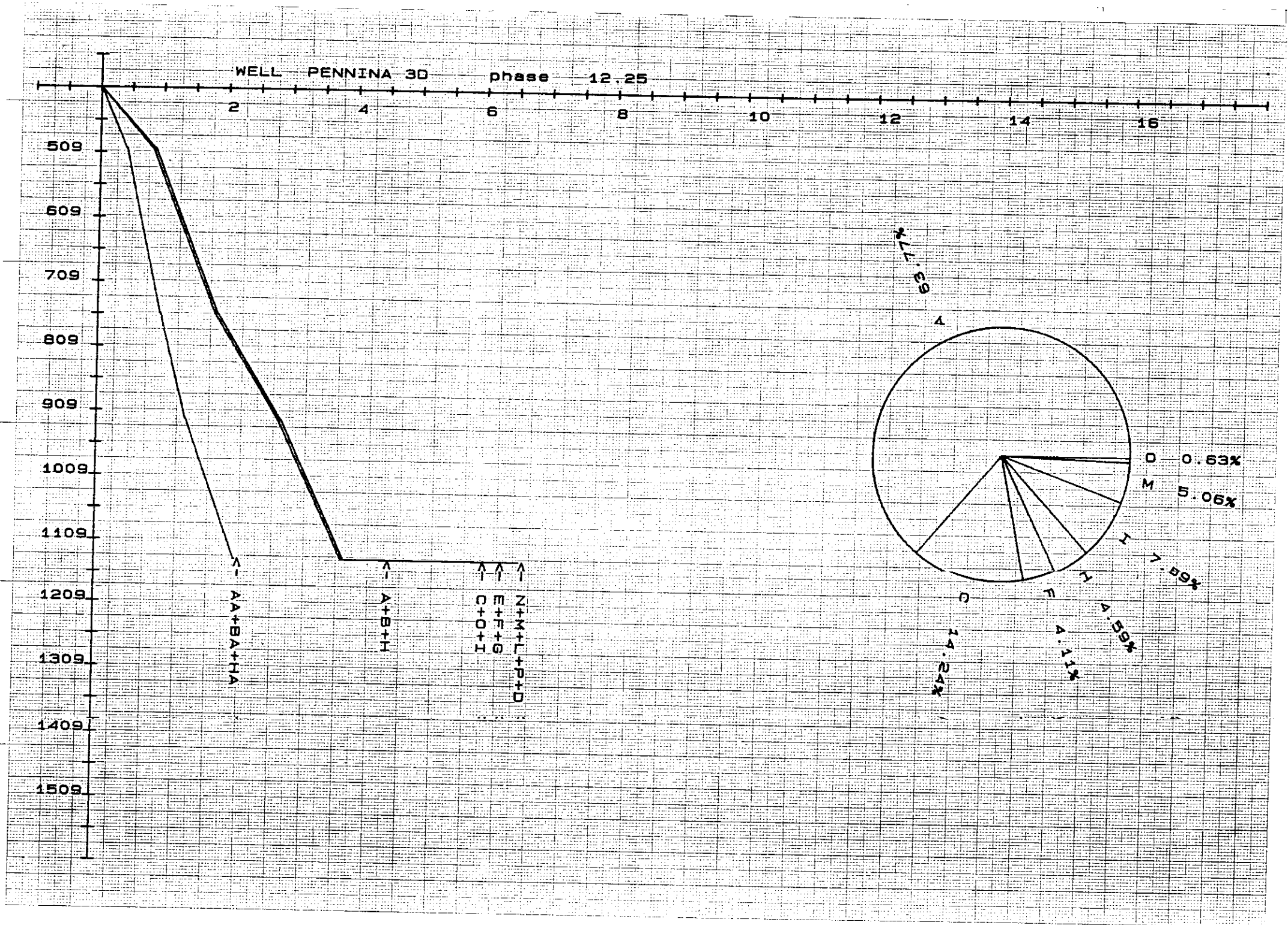
PHASEPROD		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL *	DEFINITION	DAYS	%
*	A	*	B	*	C	*	D				
A *	0.00 *		0.00 *		0.00 *		0.00 *	0.00 *	drilling oper	0.00 *	0.00 *
B *	0.00 *		0.00 *		0.00 *		0.00 *	0.00 *	coring oper	0.00 *	0.00 *
C *	0.00 *		0.00 *		0.00 *		0.00 *	0.00 *	casing oper	0.00 *	0.00 *
D *	0.00 *		0.00 *		0.00 *		0.00 *	0.00 *	blowout Kick losses control	0.00 *	0.00 *
E *	0.00 *		0.00 *		0.00 *		0.00 *	0.00 *	fishing oper	0.00 *	0.00 *
F *	0.00 *		0.00 *		0.00 *		0.00 *	0.00 *	logging oper	0.00 *	0.00 *
G *	17.50 *		90.00 *		5.00 *		0.00 *	2.00 *	testing oper	7.10 *	94.72 *
H *	1.00 *		0.00 *		0.00 *		0.00 *	0.00 *	deviation	0.04 *	0.56 *
I *	0.00 *		6.50 *		0.00 *		0.00 *	0.00 *	BOP	0.27 *	3.61 *
L *	0.00 *		0.00 *		0.00 *		0.00 *	0.00 *	well abandon	0.00 *	0.00 *
M *	0.00 *		0.00 *		0.00 *		0.00 *	0.00 *	rig moving	0.00 *	0.00 *
N *	0.00 *		0.00 *		0.00 *		0.00 *	0.00 *	other	0.00 *	0.00 *
O *	0.00 *		0.00 *		0.00 *		0.00 *	2.00 *	maintenance repair rig	0.08 *	1.11 *
P *	0.00 *		0.00 *		0.00 *		0.00 *	0.00 *	waiting	0.00 *	0.00 *
HOURS TOTAL =								180.00	DAYS TOTAL =		
									7.49		

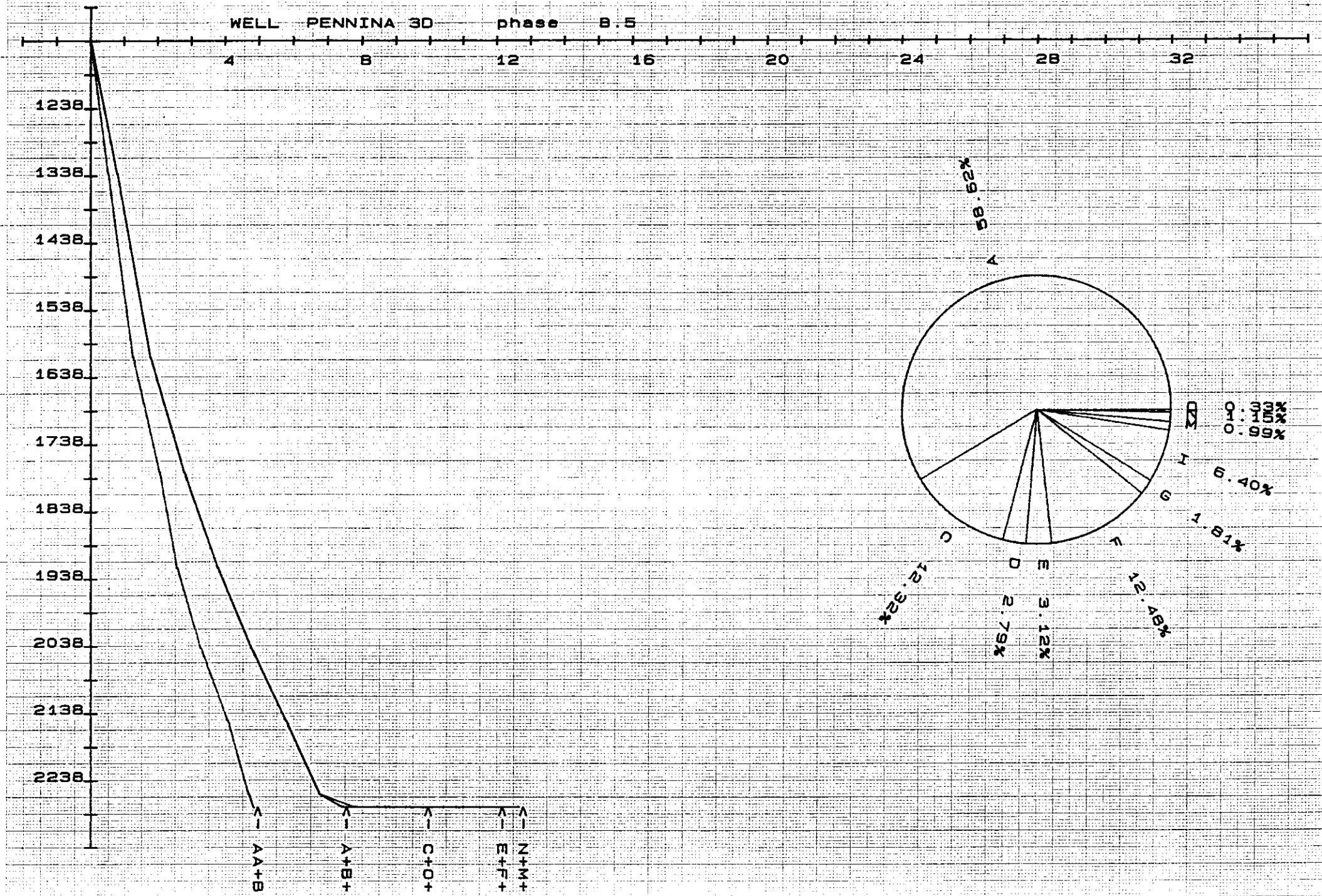




5000







4.4 TABELLA SCALPELLI E DEVIAZIONE



POZZO PENNINA 3D CONCESSIONE BC 15 AV NAZIONE ITALIA CONTRATTISTA SAIPEM

IMPIANTO - MARCA RAPPRESENTANTE RAPPRESENTANTE:
E MODELLO OILWELL 3000 CONTRATTISTA PREVIM - REMOLINI COMMITTENTE BACCALI - MONTI FOGLIO N. 1

DATA INIZIO PERFORAZIONE 17.02.87 DATA FINE POZZO 09.04.87 ASTE DI PERFORAZIONE OD 5" lb/ft 19.5 TOOL JOINTS: TIPO ϕe ϕi

POMPA N. 1
MARCA E MODELLO OILWELL 1600 PT ASTE PESANTI : N. OD ID LUNGHEZZA

POMPA N. 2
MARCA E MODELLO ASTE PESANTI : N. OD ID LUNGHEZZA

[illegible]

NOTE :

— SECC - PERFORAZIONE

~~sector~~ SECE

contrattista di deviazione SMITH

direzione programmata S 78° 15' W

DIR. 258.25°(Az) / KOP @ 304m

7-581-A5-

14 DEC 1988 @ 13:00

Company: AGIP
Well: PENNINA 3
Proposed direction: S 78 15' W
K.O.P.: m. 304

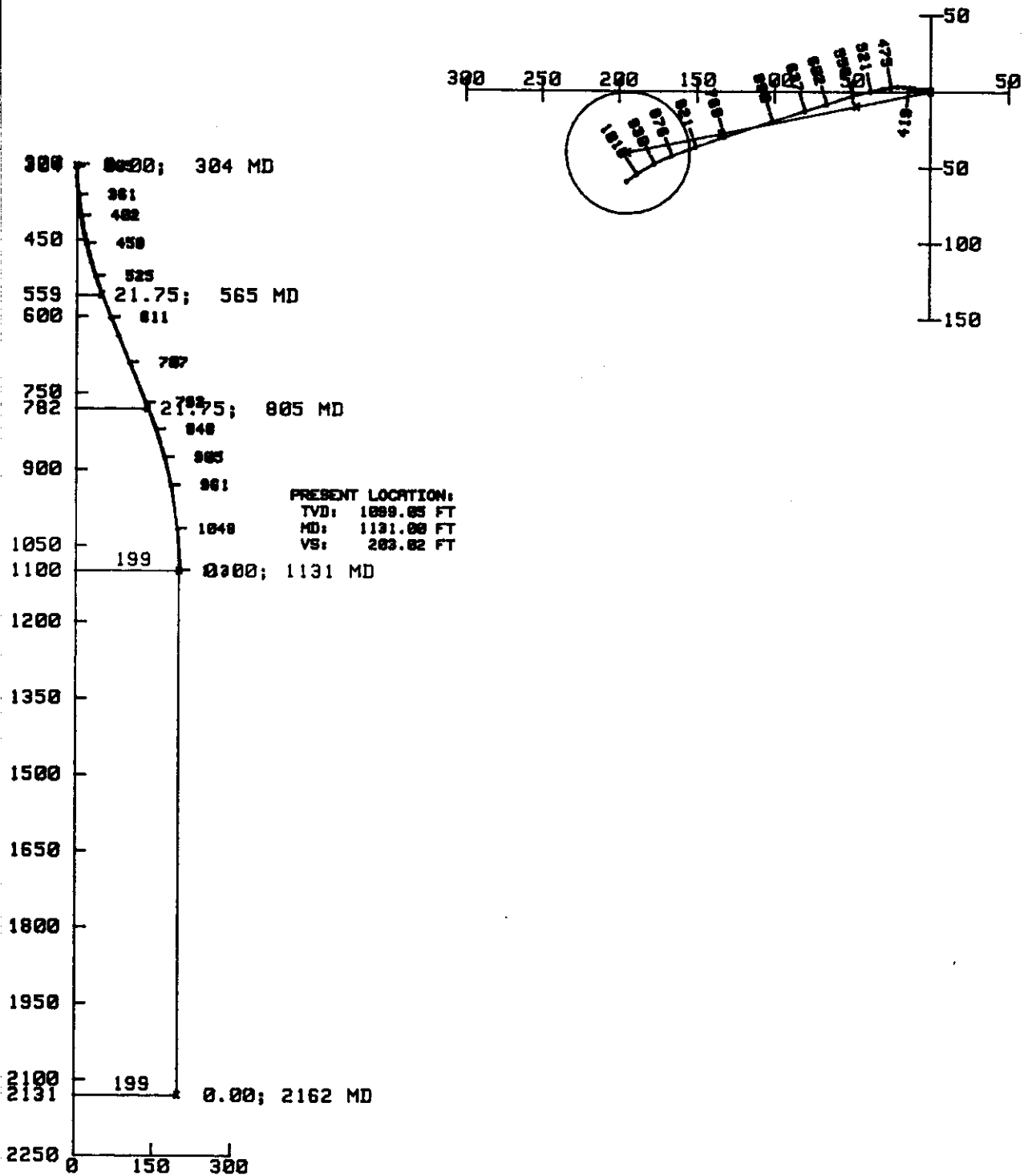


DATADRIL

Division of Smith International, Inc.

VERTICAL PLANE
SCALE: 150 FEET/DIVISION

HORIZONTAL PLANE
SCALE: 50 FEET/DIVISION



VERTICAL SECTION PLANE: S 78.25 W

Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

COMPAGNIA: AGIP
POZZO: PENNINA 3
TIPO SURVEY: SINGLE SHOT

File Name: MSPENN3

*** RECORD OF SURVEY ***
Calculated by Sii DATADRIL's C.A.D.D.S. System

Radius of Curvature Method
All Angles are Decimal
Vertical Section Plane: S 78.25 W

TYPE OF SURVEY	MEASURED DEPTH (FT)	INCL ANGLE (DEG)	D R I F T DIRECTION (DEG)	COURSE LENGTH (FT)	TOTAL VERTICAL DEPTH	T O T A L RECTANGULAR COORDINATES (FT)		VERTICAL SECTION (FT)	DOGLEG SEVERITY (DEG/100')
GMS	0.00	0.00	N 0.00 E	0.00	0.00	0.00 N	0.00 E	0.00	0.00
GMS	220.00	.25	N 30.00 E	220.00	220.00	.42 N	.24 E	-.32	.11
GMS	295.00	.50	N 55.00 E	75.00	295.00	.77 N	.57 E	-.71	.39
GMS	305.00	2.00	S 84.00 W	10.00	304.99	.92 N	.51 E	-.69	24.49
GMS	324.00	4.75	N 74.00 W	19.00	323.99	1.00 N	.59 W	.37	15.74
GMS	343.00	6.75	N 80.00 W	19.00	342.99	1.45 W	2.45 W	2.10	10.92
GMS	361.00	7.50	N 82.00 W	18.00	360.72	1.80 N	4.65 W	4.19	4.39
GMS	402.00	8.75	N 82.00 W	41.00	401.31	2.61 N	10.39 W	9.64	3.05
GMS	420.00	10.00	N 82.00 W	18.00	419.07	3.01 N	13.30 W	12.40	6.94
GMS	439.00	12.00	N 84.00 W	19.00	437.72	3.46 N	16.89 W	15.84	10.71
GMS	458.00	13.25	S 88.00 W	19.00	456.26	3.60 N	21.04 W	19.87	11.30
GMS	477.00	14.75	S 79.00 W	19.00	474.70	3.08 N	25.60 W	24.44	13.89
GMS	496.00	16.00	S 77.00 W	19.00	493.02	2.03 N	30.53 W	29.48	7.15
GMS	525.00	17.50	S 78.00 W	29.00	520.79	.22 N	38.69 W	37.83	5.27
GMS	562.00	19.75	S 72.00 W	37.00	555.85	2.83 S	50.10 W	49.62	7.98
GMS	611.00	22.50	S 72.00 W	49.00	601.55	8.29 S	66.89 W	67.18	5.61
GMS	649.00	22.50	S 72.00 W	38.00	636.66	12.78 S	80.72 W	81.63	0.00
GMS	707.00	22.25	S 72.00 W	58.00	690.29	19.61 S	101.72 W	103.58	.43
GMS	792.00	22.50	S 71.00 W	85.00	768.89	29.87 S	132.40 W	135.71	.54
GMS	848.00	19.00	S 70.00 W	56.00	821.25	36.49 S	151.10 W	155.37	6.28
GMS	905.00	14.50	S 68.00 W	57.00	875.82	42.38 S	166.43 W	171.58	7.96

Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

COMPAGNIA: AGIP
POZZO: PENNINA 3

TIPO SURVEY: SINGLE SHOT

TYPE OF SURVEY	MEASURED DEPTH (FT)	INCL ANGLE (DEG)	D R I F T DIRECTION (DEG)	COURSE LENGTH (FT)	TOTAL VERTICAL DEPTH	T O T A L RECTANGULAR COORDINATES (FT)	VERTICAL SECTION (FT)	DOUBLE SEVERITY (DEG/100')
GMS	961.00	10.75	S 62.00 W	56.00	930.45	47.55 S 177.52 W	183.48	7.09
GMS	1048.00	6.75	S 55.00 W	87.00	1016.42	54.46 S 188.79 W	195.93	4.75
GMS	1131.00	4.00	S 53.00 W	83.00	1099.05	59.03 S 195.08 W	203.02	3.32

BOTTOM HOLE CLOSURE: 203.82 Feet at S 73.17 Degrees W

4.5 FANGO DI PERFORAZIONE



WELL SUMMARY

DATE: Luglio 1987

RAPPORTO FINALE
PENNINA 3 DIR.

COMPANY AGIP S.p.A.

ADDRESS S. DONATO MILANESE

WELL PENNINA 3 DIR.

LOCATION OFFSHORE ADRIATICO

PREPARED BY A. COSTA



DAILY OPERATIONS LOG

17 FEBBRAIO 1987

Spostamento impianto da Pennina 4 dir. a Pennina 3 dir. Stand-by per cambio testa d'iniezione Centrifugati 45 m3 di fango.

18

Discesa con bit 26". Lavaggio C.P. da 150- a 180 mt. Infangato pozzo. Estrazione bit. Discesa con bit 17" 1/2. Perforazione. Diluizione del sistema attivo per controllo peso. A 200 mt. difficoltà nel controllo viscosità per tracce di cemento.

19

Perforazione fino a 312 mt. da 312 jetting e perforazione fino a 409 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa. Al fondo circolazione. Diluizione del sistema attivo per controllo peso e volume. Preparati 45 m3 di acqua + 3% di Bentonite per la cementazione.

20

Ultimato circolazione. POOH DP. Preparativi e tubaggio csg. 13" 3/8. Cementazione. WOC. Preparativi per skiddaggio su Pennina 2 Vert. Lavori BOP.

22 MARZO 1987

Fine WOC. Sollevato BOP. Incuneato colonna. Lavori vari. Preparativi e skiddaggio su Pennina 3 dir. Lavori BOP in corso.

23

Fine lavori testa pozzo. Assemblaggio nuova batteria. BOP test. RIH a mt. 407. Fresaggio scarpa. Perforazione da 409 a 503 mt. in argilla. Perforazione con circ. e survey intermedi.



DAILY OPERATIONS LOG

24 MARZO 1987

Perforato da 503 a 760 mt. in argilla. Circolazione. POOH. Cambio batteria. RIH. Perforazione. Perforazione ed avanzamento controllato e circolazione con survey intermedi. Problemi di tappi d'argilla.

25

Perforato da 760 a 930 mt. in argilla. Circolazione. POOH. Cambio batteria. RIH. Sovrattiri alla 7a lunghezza di 15 tons. Perforazione con circolazione e survey intermedi.

26

Perforato da 930 a 1138 mt. in argilla plastica. Perforazione con circolazioni e survey intermedi. Circolazione. POOH 14 lunghezze. RIH. Perforazione.

27

Circolazione. POOH in scarpa. RIH. Circolazione. POOH. Operazioni Schlumberger. RIH. Circolazione. Condizionamento fango. POOH. Preparativi per tubaggio csg. 9" 5/8. Lavori BOP.

28

Tubaggio csg. 9" 5/8. Cementazione. WOC. Incuneamento colonna. Preparativi per skiddaggio su Pennina 6 dir.

29

Ultimato skiddaggio su Pennina 6 dir. Montato secondo elemento d'inflangiatura. Eseguito test. Rimontati BOP.

30

Ultimati lavori BOP. Test vari. RIH a mt. 1108 (quota cemento) formando nuova batteria. Fresaggio cemento. Perforato da 1138 a 1334 mt. in argilla plastica.

31 MARZO 1987

Perforato da 1334 a 1608 mt. in argilla e sabbia. Perforazione con short trip intermedi e circolazioni. Sovrattiri di 10-15 tons max.

1 APRILE 1987

Perforato da 1608 a 1778 mt; in argilla e sabbia. Perforazione con circolazioni e short trip intermedi. Sovrattiri max di 10-15 tons.

2

Perforato da 1778 a 1921 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. Short trip. Sovrattiri 15-20 tons. RIH. Circolazione. POOH.

3

Perforato fino a 2035 mt. Circolazione. Controllo foro 15 stab. Sovrattiri alla 4a e 5a lunghezza. Al fondo perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene e CMC LV.

4

Perforazione fino a 2148 mt. Circolazione. Controllo foro 15 stab. Al fondo circolazione. Durante la perforazione diluizione del sistema attivo. Trattamento con Spersene.

5

Circolazione. Manovra per cambio bit. Perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con CMC LV + Spersene.

6

Perforazione fino a 2278 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa. Al fondo circolazione. Estrazione bit. Pozzo a disposizione Schlumberger.

7

Logs elettrici. Rottura cavo Schlumberger. Discesa a 2202 mt. con bit. Circolazione. Estrazione bit. Discesa con pescatore. Pescaggio strumento Schlumberger. Estrazione pescatore. Discesa con bit. Circolazione in corso.



DAILY OPERATIONS LOG

8 APRILE 1987

Circolazione. Estrazione bit. Pozzo a disposizione Schlumberger. Discesa con bit. Circolazione. Estrazione bit. Tubaggio csg. 7" in corso.

9

Discesa csg. 7". Cementato con 20 m3 di malta a 1900 gr/lt. Spiazzato con 45 m3 di fango. WOC.



DAILY OPERATIONS LOG

25 GIUGNO 1987

Eseguiti profili statici di pressione su Pennina 6 dir. Sistemata testa pozzo. Preparativi e skiddaggio su Pennina 3 dir. Estrazioni tbg 2" 3/8. Montaggio BOP. Test BOP in corso.

26

Discesa al fondo con bit + scraper. Spiazzato fango in pozzo con CaCl₂ brine. Circolazione. Estrazione bit. Perforato csg. da 2016 a 2023 mt. - da 2046 a 2054 mt. Discesa con bit + scraper. Circolazione. Estrazione bit.

27

Ultimata estrazione bit. Perforato csg. da 1928 a 1930 mt. - da 1737 a 1741 mt. - da 1681 a 1692 mt. Discesa con bit + scraper. Circolazione. Aggiunto al brine 1% di Dodigen 180. Estrazione scraper. Discesa packer.

28

Discesa tubing.

29

Discesa tubing.

[illegible]



DAILY MATERIALS CONSUMPTION

PENNINGTON 3 MR.

EQUIPMENT		MAKE					DEGASSER					ROP				
DESANDER		☐					☐					☐				
DESILTER		☐					CHOKE (LP)					☐				
							CHOKE (SUPER)					☐				
CENTRIFUGE		☐					PVT					☐				
FINE SCREEN		☐					TRIP GUARD					☐				
OTHER		☐														

1987	MT	DATE	DEPTH	CEMENT	SODA CAUSTIC	SODASPERSE	SODASHA	CHC LV	Δ	Δ	AVA SIL	DANTE	TOTAL MUD COST	REMARKS
14-2	-													
18-2	265			35	0.5	1	0.5							
19-2	408				1	1								
20-2	408													
21-3	408			20	0.5	0.25	0.5	1.5						
22-3	503					1.25	0.5	2						
24-3	760				2	4		4	3	1				
25-3	930				2	6.75		2		0.5	80			
26-3	1138				2	6.5		1.5		0.5	120			
27-3	1138			6.5	1	2.25								
28-3	1138													
28-3	1138													
30-3	1334				0.5	4	1.5	2			80			
31-3	1608				2.5	3.25		3						
1-4	1478				1.5	2.25		1.5			20			
2-4	1871				1.5	3		3						
3-4	2035			10	0.5	3		2			20			
4-4	2168				0.5	1.5								
5-4	2255				0.5	2.5		1.5			20			
6-4	2278				0.5	2.5								
7-4	2278										80			
8-4	2278				0.5									
9-4	2278										40			



FILE NO.

CONTRACTOR <u>SARPEH</u>	RIG NO. <u>PENNINA</u>	RIG MAKE _____	COLLARS: OD X ID X LENGTH _____	MO. / DAY / YR. _____	T.P.-DRILLERS _____
COMPANY _____	FIELD <u>PENNINA</u>	RIG SIZE _____	_____ X _____ X _____	SPUD _____	_____
LEASE _____	WELL NO. <u>3 DIR.</u>	PUMP NO. 1 _____	_____ X _____ X _____	UNDER SURFACE _____	_____
STATE <u>ITALIA</u>	COUNTY <u>CHIETI</u>	PUMP NO. 2 _____	DRILL PIPE _____	UNDER INTER. _____	WATER SOURCE _____
SEC. / T'SHIP/RANGE _____	MUD TYPE <u>LS</u>	TOOL JOINT _____	TOTAL DEPTH _____	_____	FUEL SOURCE _____

RUN NO.	SIZE	MAKE	TYPE	SERIAL NO.	JETS - 32nds Reg. R or RO			DEPTH OUT	HT	HOURS	PER HOUR MT	CUM. HOURS	WT. 1000 Lb	R.P.M.	PUMP PRESS	PUMP NO. 1		PUMP NO. 2		MUD PROPERTIES								Vel. Dev.	Dull. Cond. 1/2 1/2				Dm																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
					1	2	3									Liner	SPM	Liner	SPM	Wt.	W.L.	F.V.	P.V.	Y.P.	T	B	G		RG																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
1	26	NP	3AJ		-	-	-	LAVAGGIO	10	C.P.	DA	150	A	180	MT.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					

NO. (1)—LIGHT (2)—MEDIUM OR (3)—HEAVY ROUNDING OF GAGE

SUBJECT TO PROVISIONS ON REVERSE SIDE

4.6 RAPPORTI DI TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Settore

SECC

POZZO PENNINA 3 DIR Terra ☐; Mare ☒; Foro $\varnothing$ 14 1/2 "Colonna $\varnothing$ 13 3/8 "

Cementazione da m 404 a m PTR; Colonna ☒; 1° Stadio ☐; 2° Stadio ☐; Liner ☐; Tie back ☐

DATI GENERALI

PTR ÷ livello mare 20 m; PTR ÷ quota housing 102 m; PTR ÷ fondo mare _____ m; PTR ÷ quota hanger _____ m;

PTR ÷ flangia base _____ m

Profondità: misurata 400 m; verticale 404 m; KOP a _____ m

Inclinazione max 8 3/4 ° a 402 m; caliper da log _____ no ☒ si ☐ tipo _____

Diametro medio del foro $\varnothing$ _____; scarpa colonna precedente $\varnothing$ 30 1/4 a m 190

BHT da log dopo _____ ore dall'ultima circolazione _____ °C

Gradienti in atm/10 m { Sottoscarpa colonna precedente: dei pori _____ di fratturazione _____
Fondo pozzo _____ : dei pori _____ di fratturazione _____

PROFILO COLONNA

Colonna $\varnothing$	Peso lbs/ft	Grado	Filetto tipo	Coppia serr. lbs-ft	Tubi n°	da m	a m
<u>13 3/8</u>	<u>61</u>	<u>JSS</u>	<u>BTR</u>	<u>10'000</u>	<u>30</u>	<u>404</u>	<u>PTR</u>

Controllo non distruttivo tipo _____; trattamento anticorrosivo tipo _____; grasso tipo IG-LGA

Controllo tenuta filetti: serraggio si ☐ no ☐; pressione si ☐ no ☐

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa marca HALLIBURTON tipo SUPER SEAL a m 404
Collare marca _____ tipo _____ a m _____
DV marca _____ tipo _____ a m _____

Installazione	Centralizzatori		Raschiatori	
	marca <u>WEATHERFORD</u> tipo <u>ST III</u> n° <u>13 + 3 LAMINE</u>	marca _____ tipo _____ n° _____	marca _____ tipo _____ n° _____	marca _____ tipo _____ n° _____
<u>C1</u>	da m <u>404</u> a m <u>281</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
<u>C2</u>	da m <u>281</u> a m <u>183</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
<u>LAMINE</u>	da m <u>183</u> a m <u>24</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____

Stop collars marca WEATHERFORD tipo _____ n° 13

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

Fluidi	Tipo	Densità kg/l	Visc. API	Lecture Fann g.p.m.					V. app.	V.P.	Y.V.	Gels 10"/10'	K'	n'	pH	NaCl g/l
Fango	<u>ARC</u>	<u>1,21</u>	<u>46</u>	600	300	200	100	6	3						<u>9</u>	<u>1,75</u>
Cuscino																
Malta	<u>GEL CEMENTO</u>	<u>1,55</u>														
	<u>NORMAL</u>															
<u>MALTA</u>	<u>"G"</u>	<u>1,9</u>														

Compilatori

Settore

POZZO PENNINA 3 DIR

Terra ☐; Mare ☒; Foro $\varnothing$ 12 1/4 "Colonna $\varnothing$ 9 5/8 "

Cementazione da m 1136 a m 102; Colonna ☒ 1° Stadio ☐; 2° Stadio ☐; Liner ☐; Tie back ☐

DATI GENERALI

PTR ÷ livello mare 2905 m; PTR ÷ quota housing m; PTR ÷ fondo mare 102 m; PTR ÷ quota hanger m;

PTR ÷ flangia base 17.50 m

Profondità: misurata 1138 m; verticale 1114 m; KOP a m

Inclinazione max 22.5 ° a 792 m; caliper da log no ☐ si ☒ tipo SHDT

Diametro medio del foro $\varnothing$; scarpa colonna precedente $\varnothing$ 13 3/8 a m 407

BHT da log dopo ore dall'ultima circolazione °C

Gradienti in atm/10 m { Sottoscarpa colonna precedente: dei pori di fratturazione
Fondo pozzo : dei pori di fratturazione

PROFILO COLONNA

Colonna	Peso lbs/ft	Grado	Filetto tipo	Coppia serr. lbs-ft	Tubi n°	da m	a m
<u>9 5/8</u>	<u>43.5</u>	<u>555</u>	<u>BTR</u>	<u>8000</u>	<u>90</u>	<u>1136</u>	<u>P.T.R</u>

Controllo non distruttivo tipo; trattamento anticorrosivo tipo; grasso tipo IGLEA

Controllo tenuta filetti: serraggio si ☐ no ☐; pressione si ☐ no ☐

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa marca BAKER tipo FLOAT VALVE a m 1136
Collare marca BAKER tipo " a m 1140
DV marca tipo a m

Installazione	Centralizzatori		Raschiatori	
	marca <u>WEATHERFORD</u>	marca	marca <u>WEATHERFORD</u>	marca
	tipo <u>SP II</u>	tipo	tipo	tipo
	n° <u>17</u>	n°	n° <u>18</u>	n°
<u>RC PPM</u>	da m <u>1136</u> a m <u>1097</u>	da m a m	da m <u>1136</u> a m <u>1097</u>	da m a m
<u>C1</u>	da m <u>1097</u> a m <u>407</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>C6</u>	da m <u>407</u> a m <u>51</u>	da m a m	da m a m	da m a m
	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m
	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m
	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m

Stop collars marca WEATHERFORD tipo n° 76

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

Fluidi	Tipo	Densità kg/l	Visc. API	600	300	Lecture Fann g.p.m.				6	3	V. opp.	V.P.	Y.V.	Gels 10"/10'	K'	n'	pH	NaCl g/l
Fango	<u>LS</u>	<u>1.28</u>	<u>43</u>									<u>19.5</u>	<u>13</u>	<u>6.5</u>	<u>2.1/10</u>			<u>10</u>	<u>8.17</u>
Cuscino	<u>H₂O</u>																		
Malta 1	<u>GELLEM</u>	<u>1.5</u>																	
Malta 2	<u>NORMALE</u>	<u>1.9</u>																	

SUCCESSIONE OPERATIVA:

Tubaggio iniziato alle ore **08⁰⁰** del **27-3-87** terminato alle ore **15⁰⁰** del **27-3-87** velocità discesa **276** sec/tubo

Prova circolazione valvola si ☒ no ☐

Circolazione intermedie: min **15⁰⁰** m; min **16⁰⁰** a m; min **18⁰⁰** a m; min **53** atm

Circolazione di fondo: inizio ore **15⁰⁰** fine ore **16⁰⁰**; portata **1850** l/min; pressione **53** atm

Reciprocazione colonna: si ☐, no ☒ inizio ore fine ore

Inner string si ☐, no ☐ Tappi ☒ ☒ Marca **HALLIBURTON** tipo **STANDARD**

Cuscino separatore: volume **3** m³; altezza **100** m; tempo contatto min

Confezione malta { diretta ☒, con ricircolazione ☐ tipo
1° malta durata **25** min; 2° malta durata **15** min

spiazzamento malta con **43** m³ di **FANGO** durata totale **50** min; pressione finale **50** atm.

Andamento pressioni	Tempo min	Volume m ³	Portata l/min	Pressione atm	Note
	25	2000	38		INIZIO SPIAZZAMENTO
	5	950	10		FUORI USCITA DELLA MALTA
	32	950	36		ANDAMENTO NORMALE DELLE PRESSIONI
	37	950	50		" " " "
	40	400	42		" " " "
	43	400	50		PRESSIONE FINALE

Contatto tappi: si ☒, no ☐; prova tenuta colonna **100** atm per **10** min.

Spiazzamento eseguito con pompa impianto ☒, pompa Compagnia di cementazione ☐

Malta a giorno m³, densità Kg/l, pH

Tenuta valvola: si ☒ no ☐; pressurizzazione intercapedine **7** atm; durata ore

Tempo discesa bomba DV min; pressione: apertura atm; chiusura atm

Assorbimenti in: tubaggio m³; circolaz. m³; pompamento m³; spiazzamento m³, all'apertura DV m³
MATERIALI IMPIEGATI

Tipo cemento **GEDCEM "G"**

Tipo miscela **CEMENTO "G" + 3% BENTONITE** a secco ☐ preidratata ☒

Acqua confezione: dolce ☒ mare ☐ satura sale ☐

	Volume m ³	Densità kg/l	Cemento t	% Correttivi
Premalta				
1° malta	20	1.5	14.2	BENTONITE 3%
2° malta	20	1.9	26.4	

Compagnia cementazione **DOWELL** n° ticket operaz. Operatori **CARAPILLA**

Unità di cementazione: n° **1** tipo n° **1** utilizzate

Registrazioni: volume ☐ portata ☐ densità ☐ pressione ☐

Impianto di perforazione tipo **OILWELL 3000** Contrattista **SAIPEM**
OSSERVAZIONI: **A GIORNO 3 M³ DI FANGO CONTAMINATO**
OPERAZIONE TECNICAMENTE RIUSCITA

Operazione	Personale AGIP presente	giorno	dal ore	giorno	al ore
Tubaggio	BACCELLI - FONTANIVE - LA MACCHIA				
Cementazione	BACCELLI - FONTANIVE - LA MACCHIA				

Data

27/3/87

Compilatori

Umberto Rocchi

Terra ☐; Mare ☒; Foro ☐ 8 1/2 "Colonna ☐ 7

[illegible]

SUCCESSIONE OPERATIVA:

Tubaggio iniziato alle ore 05⁰⁰ del 08/04/87 terminato alle ore 19³⁰ del 08/04 velocità discesa 40 sec/tuboProva circolazione valvola si ☒ no ☐

Circolazione intermedia: min 80 a 100 m; min a m; min a m; min a m

Circolazione di fondo: inizio ore 19³⁰ fine ore 21⁰⁰; portata 2200 l/min; pressione 120 atmReciprocazione colonna: si ☒ no ☐ inizio ore 19³⁰ fine ore 22³⁰Inner string si ☐ no ☐ Tappi ☒ ☒ Marca HALLIBURTON tipo STANDARDCuscino separatore: volume 3000 m³; altezza 230 m; tempo contatto minConfezione malta { diretta ☒ con ricircolazione ☐ tipo
1° malta durata min; 2° malta durata minspiazzamento malta con 45 m³ di FAP 60 durata totale 25 min; pressione finale 120 atm

Andamento pressioni	Tempo min	Volume m ³	Portata l/min	Pressione atm	Note
	4	1500	80		andamento normale pressioni
	7	2500	92		aggiunta malta
	29	2300	140		andamento normale pressioni
	33	2150	144		equilibrio malta
	45	500	120		pressione finale
			130		contatto tappi

Contatto tappi: si ☒ no ☐ prova tenuta colonna 150 atm per 10 minSpiazzamento eseguito con pompa impianto ☒ pompa Compagnia di cementazione ☐Malta a giorno m³, densità Kg/l, pHTenuta valvola: si ☐ no ☐ pressurizzazione intercapedine atm; durata ore

Tempo discesa bomba DV min; pressione: apertura atm; chiusura atm

Assorbimenti in: tubaggio m³; circolaz. m³; pompamento m³; spiazzamento m³; apertura DV m³

MATERIALI IMPIEGATI

Tipo cemento 4

Tipo miscela a secco ☐ preidratata ☐Acqua confezione: dolce ☒ mare ☐ saturata sale ☐

	Volume m ³	Densità kg/l	Cemento t	% Correttivi
Premalta				
1° malta	20	1,9	26,5	0,8% D 80 + 0,8% D-603
2° malta				

Compagnia cementazione BOWELL n° 1271 ticket operaz. Operatori CAPA PELLA

Unità di cementazione: n° 1 tipo n° utilizzate

Registrazioni: volume ☐ portata ☐ densità ☐ pressione ☐

Impianto di perforazione tipo Oil Well 3000 Contrattista SAIPM

OSSERVAZIONI:

Operazione tecnicamente riuscita

Operazione	Personale AGIP presente	giorno	dal ore	giorno	al ore
Tubaggio	Monti - Pettinari - Sesena - Leone			8	
Cementazione	h				

08/04/87

Data

Pettinari

Compilatori