

FENNINA 5 DIR
=====

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

RELAZIONE FINALE
=====

Ortona, FEBBRAIO 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.F. 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

1.5 SITUAZIONE ATTUALE

Il pozzo e' stato completato con completamento doppio selettivo:

String lunga per la messa in produzione dei livelli: 2390.5-2393.5, 2246.6-2250.5, 2191.5-2193.5, composta da TBGS 2"3/8 P105 con scarpa a m 2267 e 3 packers OTIS RH fissati a m 2260-2220-2174.

String corta per la messa in produzione dei livelli 2161.0-2164.0, 2157.5-2160.0, 2085.0-2087.0, 1874.0-1878.5 composta da TBGS 2" 3/8 P105 con scarpa a m 2126 e 3 packers OTIS RH fissati a m 2133-1904-1857.

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 410 a m 2453 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

DIS-SLS-GR-SF	da m	404.0	a m	1295.0
SHDT	da m	404.0	a m	1290.0
ISF-SLS-GR-SF	da m	1290.0	a m	2453.0
SHDT-GR	da m	1289.0	a m	2454.0
CNL-LDL-GR	da m	1289.0	a m	2454.0
CBL-GR-VDL	da m	850.0	a m	2412.0

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 1822	=	2.5%
a m 1870	=	2 %
a m 1875	=	2.8%
a m 1950	=	2 %
a m 2013	=	1.8%
a m 2067	=	9 %
a m 2075	=	2.2%
a m 2086	=	3 %
a m 2141	=	1.9%
a m 2155	=	3 %
a m 2188	=	4 %
a m 2200	=	3 %
a m 2205	=	4 %
a m 2240	=	6 %
a m 2283	=	10 %
a m 2314	=	20 %
a m 2320	=	22 %
a m 2380	=	3 %
a m 2388	=	10 %
a m 2394	=	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 1822.0-1824.0	(q. 1639.5-1641.3 GWC)	Pen 14
m 1874.5-1879.5	(q. 1688.4-1693.0 ---)	Pen 13
m 1953.0-1957.0	(q. 1761.8-1765.6 GWC)	Pen 12
m 2015.0-2017.0	(q. 1820.4-1822.4 ---)	Pen 10
m 2068.0-2073.5	(q. 1870.8-1875.6 ---)	Pen 9
m 2078.0-2079.0	(q. 1880.3-1881.3 ---)	Pen 9B
m 2085.5-2091.0	(q. 1887.0-1892.7 GWC)	Pen 8
m 2157.5-2160.0	(q. 1956.0-1958.5 ---)	Pen 7
m 2161.5-2168.5	(q. 1959.5-1966.5 GWC)	Pen 7
m 2192.0-2194.0	(q. 1988.9-1990.8 ---)	Pen 6
m 2205.0-2209.0	(q. 2001.2-2005.0 GWC)	Pen 5
m 2246.0-2260.0	(q. 2040.3-2053.7 GWC)	Pen 4
m 2284.0-2299.5	(q. 2076.6-2091.4 GWC)	Pen 3
m 2317.0-2325.5	(q. 2108.1-2116.3 GWC)	Pen 2
m 2379.5-2383.5	(q. 2167.9-2171.8 ---)	Pen 1B
m 2390.0-2401.0	(q. 2178.0-2188.5 ---)	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: Con duse 5/16"

Livello Pen 1 (m 2390.5-2393.5)

FTHP = 139.6 Kg/cm² STHP = 201.4 Kg/cm²

Qgas = 83.300 Nmc/g

String corta: Con duse 1/4

Livello Pen 7 (m 2157.5-2160.0 e 2161.0-2164.0)

FTHP = 162.4 Kg/cm² STHP = 185.1 Kg/cm²

Qgas = 76.100 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 livelli porosi sono mineralizzati ad acqua salata con locali presenze di tracce di gas.

Il secondo intervallo corrispondente alle sabbie di 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 1820, e a gas ed acqua salata al di sotto di tale quota.

L'intervallo successivo (da m 1847 a m 1954) ripropone le argille del Santerno (argille grigie plastiche) al cui interno rinveniamo anche un livello a sabbia fine-molto fine, mineralizzato a gas. Al di sotto di questo e fino a fondo pozzo ritroviamo la formazione Carassai con una alternanza di argille grigie da plastiche a moderatamente compatte e di sabbie fini con porosità media del 20% mineralizzati a gas e ad acqua salata.

2.7 CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

Durante la perforazione e durante le fasi di completamento e spurgo non sono stati prelevati campioni dei fluidi di strato, per cui non si possono fornire dati sui fluidi di formazione.

Si possono comunque accettare come valide le caratteristiche dei fluidi già definiti dopo la perforazione del pozzo PENNINA 1.

2.8 PRESSIONI

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

Il valore ricavato e' pari a 1.16 Kg/cm²/10 m.
(Fig. 1).

2.9 TEMPERATURE

Il gradiente risultante dalle temperature estrapolate dai logs elettrici e' pari a 1.8 C°/100 m.

PARTE III

=====

DATI GEOLOGICI

3.1 SCOPO DEL SONDAGGIO

Scopo del sondaggio PENNINA 5 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 di 15 livelli sabbiosi mineralizzati a gas alternati a livelli argillosi.

Questi livelli divisi in due gruppi in funzione della profondita', mostrano in alcuni casi un contatto gas-acqua, mentre nei rimanenti 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 interessate dal punto di vista economico.

In particolare il pozzo PENNINA 5 Dir doveva mettere in produzione i livelli Pen 2 - 4 - 9.

3.1 LITOSTRATIGRAFIA

I terreni attraversati possono essere cosi' suddivisi:

F.M.	-	410	Non campionato
		(360)	
410	-	1336.5	Pleistocene / Argille del Santerno:
(410)		(1235.7)	Argilla grigia chiara, plastica sil- toso-sabbiosa con intercalazioni di sabbia e livelletti di cineriti.
1336.5	-	1847.0	Pliocene Superiore/Carassai: Banchi
(1235.7)		(1691.8)	di sabbia da media a fine con inter- calazioni di argilla grigio-chiara.
1847.0	-	1953.0	Pliocene Sup./Argille del Santerno:
(1691.8)		(1790.9)	Argilla grigio-chiara, plastica. Presenza di un banco di sabbia quar- zosa da fine a molto fine.
1953.0	-	2401.0	Pliocene Superiore - Pliocene Medio
(1790.9)		(2188.5)	F.ne Carassai: Banchi di sabbia da fine a molto fine con intercalazio- ni e setti di argilla grigio-chiara.
2401.0	-	2453.0	Pliocene Medio-Argille del Santerno:
(2188.5)		(2267.6)	Argilla grigio-chiara plastica.

3.3 INTERPRETAZIONE HDT

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

Infatti i livelli piu' alti sono stati incontrati in lieve immersione a N (anziche' a Sud come da programma), mentre i livelli del secondo gruppo (dal Pen 12 al Pen 1) sono stati incontrati in lieve immersione a W - SW mentre avrebbero dovuto essere attraversati in posizione di culmine.

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 2, 4, 9, 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 1, 4, 6, 7, 8, e 13, attraversati in posizione piu' favorevole.

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 Piropo.

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

3.5 RISULTATI MINERARI E CONCLUSIONI

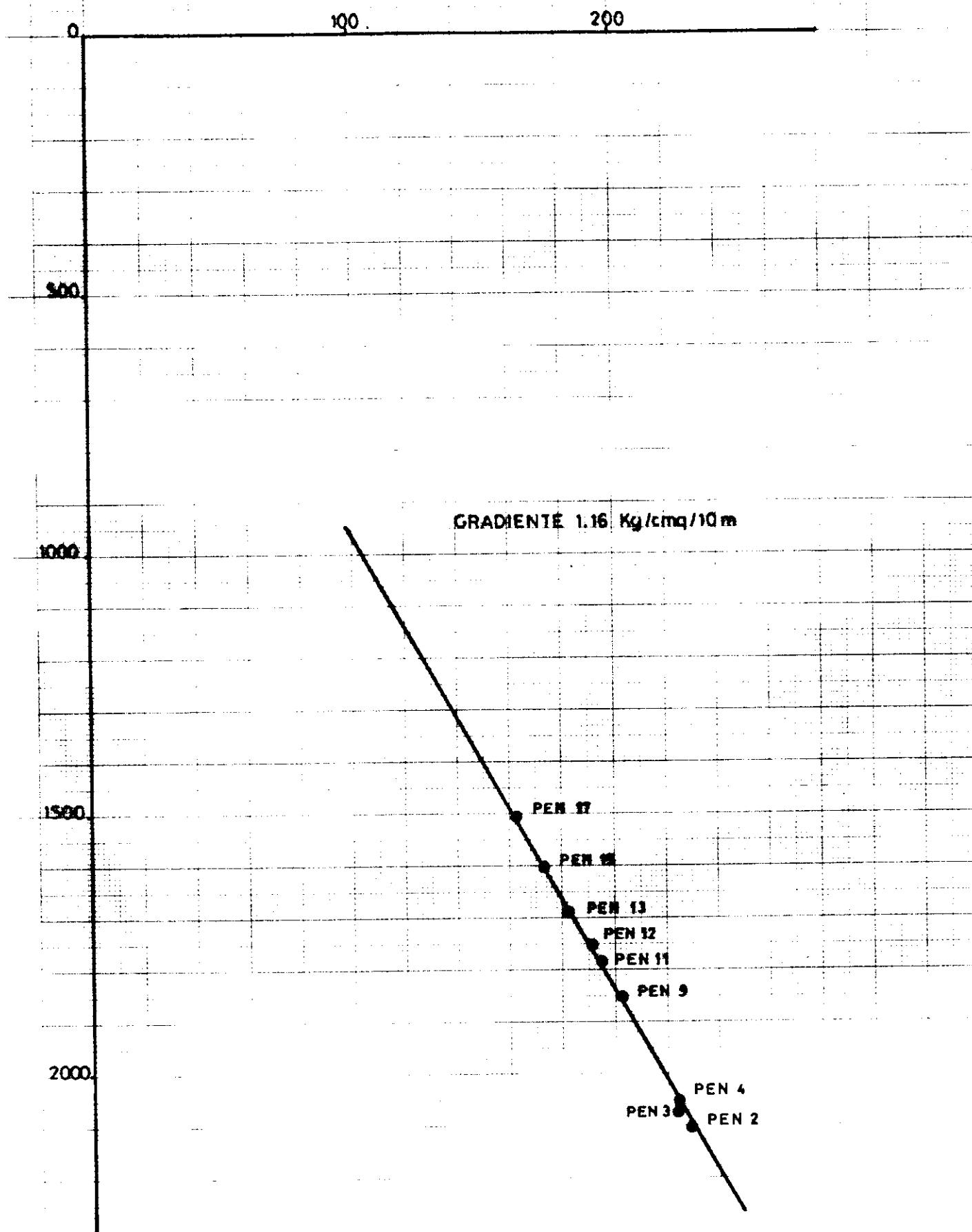
Dall'analisi dei logs elettrici, sonici e radioattivi e dalla comparazione con il pozzo PENNINA 1, il pozzo PENNINA 5 dir e' risultato mineralizzato nei livelli 14, 13, 12, 10, 9, 8, 7, 6, 5, 4, 3, 2, 1 b, 1, conformemente all'interpretazione generale del campo.

Il pozzo e' stato completato e predisposto per la messa in produzione dei livelli Pen 1, 4, 6, 7, 8, 13. Iniziando a produrre dai livelli 1 e 7.

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

GIACIMENTO DI PENNINA

GRADIENTE DI PRESSIONE DA RET



PORTE IV

DATI DI PERFORAZIONE

4.1 DATI GENERALI

Il pozzo e' stato perforato con impianto DILWELL 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^ 00' 52".740 N
LONG 14^ 09' 27".476 E

4.1.1 TEMPI DI ATTIVITA'

Inizio (Lavaggio C.P.)	ore 00.30	del 27*01*87
Fine	ore 11.00	del 27*01*87
Inizio (Ribattitura CP.)	ore 06.30	del 02*02*87
Fine	ore 07.00	del 03*02*87
Inizio fase 17"1/2	ore 09.00	del 10*02*87
Fine	ore 07.00	del 13*02*87
Inizio fase 12"1/4	ore 22.00	del 09*04*87
Fine	ore 14.30	del 16*04*87
Inizio fase 8"1/2	ore 03.00	del 17*04*87
fine	ore 22.00	del 01*05*87
Inizio fase Completamento	ore 20.00	del 02*07*87
Fine	ore 15.00	del 10*07*87

TOTALE GIORNI IMPIANTO = 33 GG.+14.30 ORE

4.1.2 RIPARTIZIONE TEMPI

A) PERFORAZIONE	421.50	52.26
C) TUBAGGIO	82.00	10.17
F) LOGS ELETTRICI	39.00	4.84
G) PROVE DI STRATO E COMPL.	151.50	18.78
H) DEVIAZIONE	11.50	1.43
I) APPARECCH.DI SICUREZZA	60.00	7.44
M) SPOSTAMENTO IMPIANTO	12.50	1.55
N) VARIE	24.50	3.04
O) RIPARAZIONE E MANUT.	4.00	0.50

806.50

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 FORO 17"1/2 A MT. 408 (Vert. mt. 407)

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.
Con bit 17"1/2 perforato in verticale fino a mt. 256. (K.O.P.)
Da mt. 256 iniziato deviazione ed avanzato fino a mt. 408.
A mt. 401 il pozzo aveva 11°3/4 in direzione S 44 W.
Batteria: Bit+NB+O. Sub+MONEL+2DC+Stab+9DC+15HW
Fango: FW-GE 1190*45

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso casing 13"3/8 - J55-61#BTA, con scarpa atta a ricevere lo stinger a mt. 405.

Equipaggiamento colonna: C-1 da mt. 405 a mt. 280
C-2 da mt. 280 a mt. 170
C-4 da mt. 170 a mt. 30

Con stinger cementato colonna con 53 mc. di malta a d=1500 gr/lt. confezionata con 376 q.li di Cemento "G"+3%Bentonite seguita da 33 mc. di malta a d=1900 gr/lt. confezionata con 435 q.li di Cemento "G".

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 FORO 12"1/4 A MT. 1295 (Vert. 1204 mt.)

Ripreso perforazione con bit 12"1/4 ed avanzato incrementando l'angolo fino a mt. 850 dove si aveva 29° in direzione S 42 W.

Perforato mantenendo piu' o meno costante l'angolo fino a mt.1295 dove si avevano $24^{\wedge}1/2$ in direzione S 41 W.
Batteria: In funzione della deviazione
Fango:FW- LS 1280 X 41

LOGS ELETTRICI

Registrato: DIL-SLS-GR da mt.1295 a mt.405
SHOT " " 1292 " " 405

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso casing 9"5/8-J55-43.5# BTA con scarpa a mt.1290.
Equipaggiamento colonna: 2CPPM da mt.1290 a mt.1252
C1 da mt.1252 a mt. 414
C5 " " 414 " " 24

Cementato colonna con 23 mc. di Gel-cemento a d=1500gr/lt.
confezionato con 164 q.li di Cemento "G"+3% Bentonite
seguito da 23 mc. di malta a d=1900 gr/lt. confezionata
con 305 q.li di Cemento "G".
Contatto tappi a 100 atm.

TESTA POZZO E COLLAUDI

Attesa presa cemento : 7.30 ore
Incuneato colonna con 90 ton.
Montato 2^Elemento inflangiatrice 13"5/8 *3000-11"*5000 e
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 20 e100 Atm.
Condotte di superficie a 210 Atm.

4.2.4 FORO 8"1/2 A MT. 2453 (Vert.mt.2267)

Ripreso perforazione con bit 8"1/2 ed avanzato controllando
deviazione con MWD fino a mt. 1683.Turboperforato da mt.1683
a mt.1744 per correggere la direzione.
Perforato da mt.1744 a mt.2451 con presenza di Gas da mt.2250
a mt.2400.
A mt.2439 l'angolo era di $16.5^{\wedge}$ in direzione S 26.7^W.
Batteria: In funzione della deviazione.
Fango: FW-LS 1280*43

LOGS ELETTRICI

Registrato: DIL-SLS-GR da mt.2451 a mt.1289
 LDL-CNL-GR " " 2451 " " 1289
 SHOT " " 2451 " " 1299
 Disceso bit e perforato da mt.2451 a mt.2453.(Fondo Pozzo)

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso CSG 7" N80-29# BTA con scarpa a mt. 2450.
 Circolazione intermedia a mt.1870.

Equipaggiamento colonna: 2CPPM	da mt.2450	a mt.2399
	" " 2386	" " 2374
	" " 2350	" " 2337
	" " 2312	" " 2299
	" " 2286	" " 2263
	" " 2239	" " 2225
	" " 2189	" " 2163
	" " 2151	" " 2138
2CPP	" " 2399	" " 2386
	" " 2337	" " 2312
	" " 2299	" " 2286
	" " 2263	" " 2239
	" " 2163	" " 2151
C1	" " 2374	" " 2350
	" " 2225	" " 2189
	" " 2138	" " 1285
C4	" " 1285	" " 1032

Cementato colonna con 320 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 = 10 ore.
 Incuneato colonna con 60 ton.
 Infrangiato corpo superiore 11"*7"1/16*5000 .
 Disceso 33 TBG.2"7/8 per completamento provvisorio.
 Montato cappellotto 7"1/16 * 2"1/2*5000+Saracinesca.
 Successivamente smontato cappellotto ed 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.2410.
 Spiazzato fango con Brine a d=1250 gr/lt.
 Registrato: CBL-VDL-QCL-GR da mt. 2412 a mt.850.
 Top cemento a mt.1290.
 Eseguito R.F.T. a mt. 1878. Press. Stat.=182.6atm.(Grad.=1.06)
 Con fucile 5"-12 colpi/ft. aperto i seguenti intervalli:

da mt.	1874.00	a	mt	1878.50
" "	2085.00	" "	" "	2087.00
" "	2191.50	" "	" "	2193.50

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

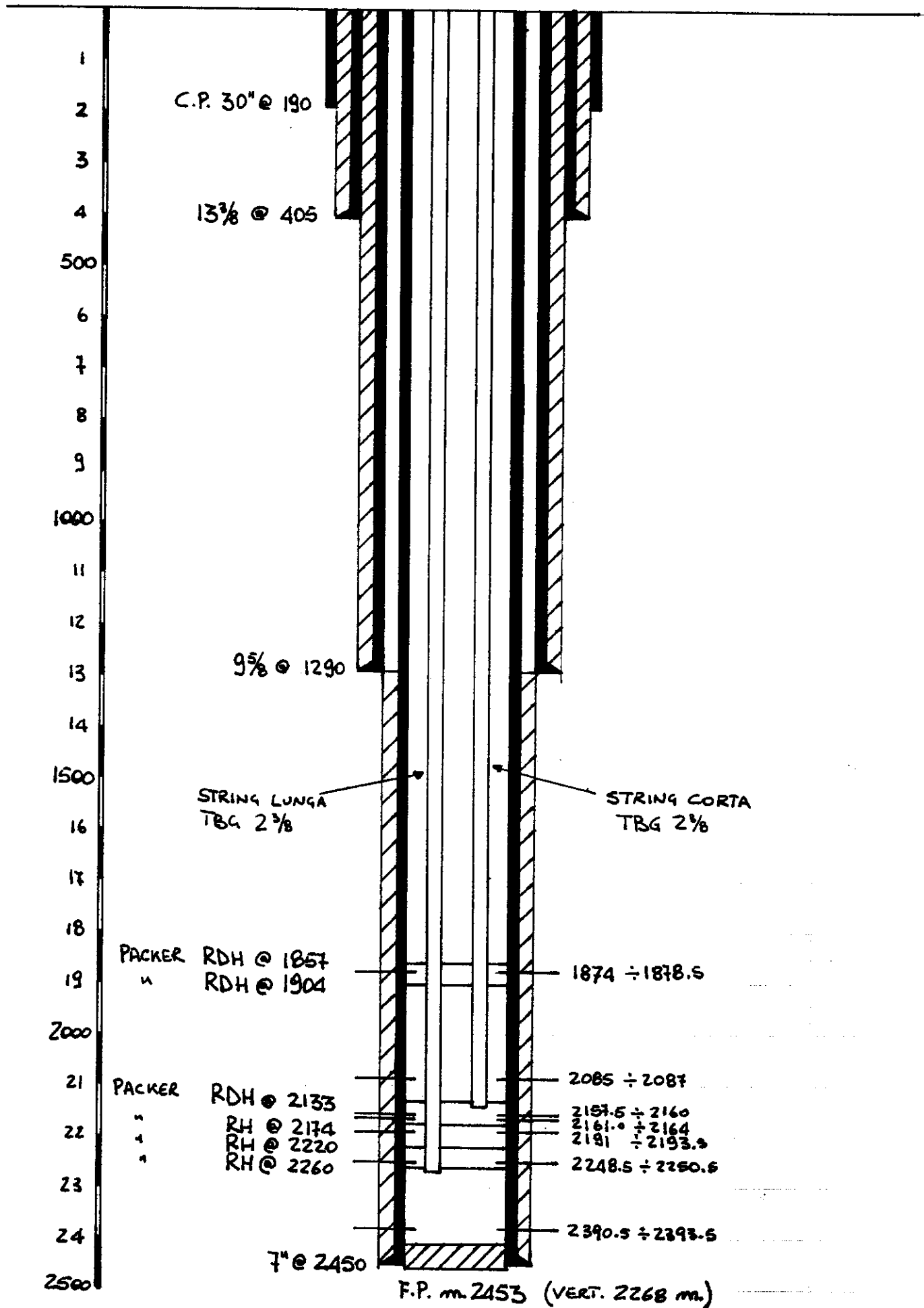
da mt.	2157.50	a	mt.	2160.00
" "	2161.00	" "	" "	2164.00
" "	2246.50	" "	" "	2250.50
" "	2390.50	" "	" "	2393.50

Disceso bit + Scraper fino a mt.2410.
 Circolato e aggiunto 0.1% DODIGEN al brine.
 Disceso TBG 2"3/8 P105 per doppio completamento
 controllando torsione con "JAM" e tenuta idraulica con "HOLD".
 Smontato BOP e montato croce.
 Spiazzato string corta con 4.3 mc.di Acqua Dolce.
 Spiazzato string lunga con 4.6 mc. " " "
 Fissato Packers RH a mt. 2174 , 2220 , 2260.
 Fissato Packers RDH a mt. 1857 , 1904 , 2133.
 Spiazzato string corta e lunga con metano attraverso valvola
 di circolazione.
 Spurgato string corta e lunga.
 Fissato mandrino OTIS"X" 2"+valvola equalizzatrice "B"+
 valvola di sicurezza a mt.504 su string lunga e a mt.474
 su string corta.
 Montato B.P.U.

Skiddato impianto su Pennina 2 Dir.

POZZO : PENNINA 5 Dir.

SITUAZIONE ATTUALE



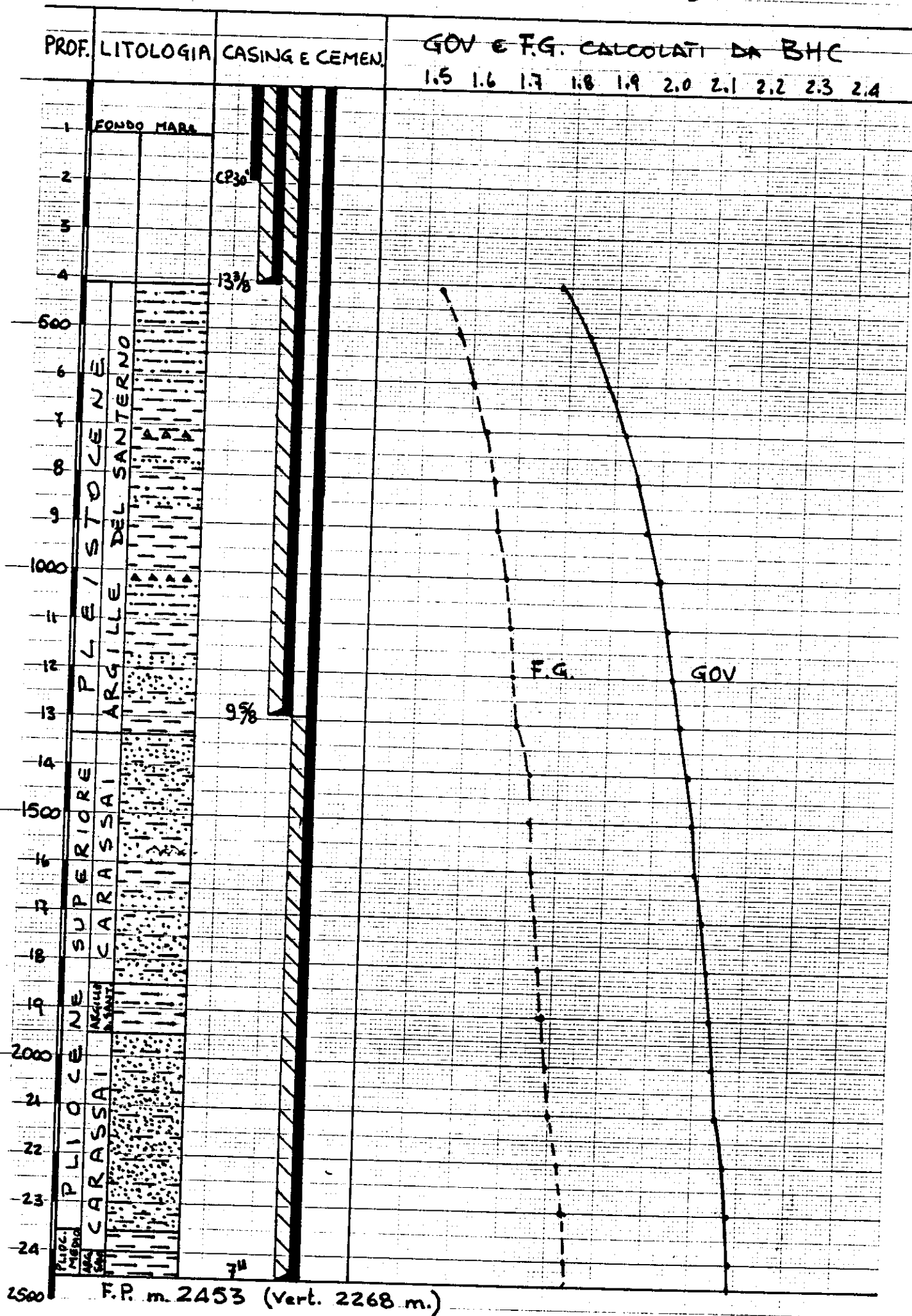
POZZO : PENNINA 5 Dir

PROF.	LITOLOGIA	CASING E CEMENT.	FANGO DI PERF.	DIFFICOLTA' DI PERF.
1	FONDO MARE			
2		CP30'		
3				
4		13 $\frac{3}{8}$	FW-GE 1180	
500				
6	PLEISTOCENE ARGILLE DEL SANTERNO			
7				
8				
9				
1000				
11				
12			FW-LS 1270	
13		9 $\frac{7}{8}$		
14	PLEISTOCENE SUPERIORE CARASSAI			
1500				
16				
17				
18				
19				
2000				
21	PLEISTOCENE CARASSAI			
22				
23				
24			FW-LS 1280	
2500		7 $\frac{1}{2}$		

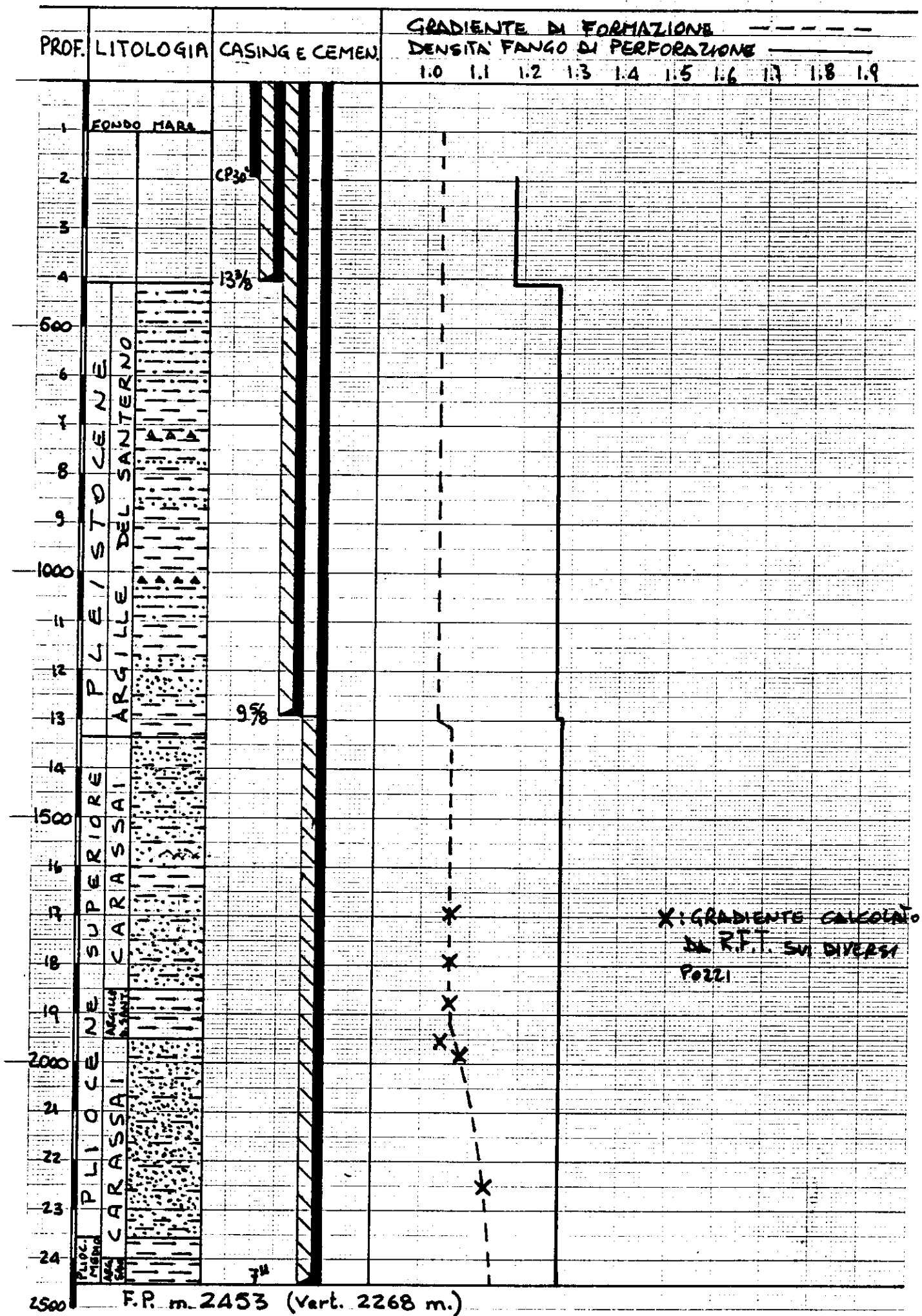
PRESENZA DI GAS

F.P. m. 2453 (vert. 2268 m.)

POZZO: PENNINA 5 Dir



POZZO: PENNINA 5 Dir



4.3 ANALISI TEMPI

WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEM

TOTAL		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)											
A	B	C	D	E	F	TOTAL	DEFINITION	DAYS	%				
A	250.50	121.50	32.00	7.00	0.00	10.50	421.50	drilling oper	17.56	52.26			
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00			
C	0.00	42.00	8.00	21.00	0.00	11.00	82.00	casing oper	3.42	10.17			
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	39.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	39.00	logging oper	1.63	4.84			
G	25.50	106.50	9.50	0.00	3.00	7.00	151.50	testing oper	6.31	18.78			
H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.50	11.50	deviation	0.48	1.43			
I	0.00	49.00	0.00	9.50	1.50	0.00	60.00	BOP	2.50	7.44			
L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	well abandon	0.00	0.00			
M	8.00	1.00	3.50	0.00	0.00	0.00	12.50	rig moving	0.52	1.55			
N	0.00	0.00	24.50	0.00	0.00	0.00	24.50	other	1.02	3.04			
O	0.00	0.00	0.00	0.00	4.00	0.00	4.00	maintenance repair rig	0.17	0.50			
P	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	waiting	0.00	0.00			
HOURS TOTAL =							806.50	DAYS TOTAL =		33.61			

WELL PENNINA 50 RIG DILWELL3000 SAIPEM

PHASECP 30		TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
	A	B	C	D	E	F					
A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.50	10.50	drilling oper	0.44	30.00	
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	BDP	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	24.50	0.00	0.00	0.00	24.50	other	1.02	70.00	
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 =							35.00	DAYS TOTAL =		1.46	

WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEM

PHASE17.5			TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)														
	A		B		C		D		E		F		TOTAL	DEFINITION		DAYS	%
A	23.50		7.00		8.00		0.00		0.00		0.00		38.50	drilling oper		1.60	45.29
B	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	coring oper		0.00	0.00
C	0.00		9.00		2.00		3.50		0.00		0.00		14.50	casing oper		0.60	17.06
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		3.50		3.50	deviation		0.15	4.12
I	0.00		23.00		0.00		2.50		0.00		0.00		25.50	BOP		1.06	30.00
L	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	well abandon		0.00	0.00
M	1.00		1.00		1.00		0.00		0.00		0.00		3.00	rig moving		0.13	3.53
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		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 =													85.00	DAYS TOTAL =			3.54

WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEM

PHASE12.25		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL *	DEFINITION	DAYS *	% *
*	A *	B *	C *	D *	E *	F *					
A *	54.50 *	30.00 *	10.00 *	1.00 *	0.00 *	0.00 *		95.50*	drilling oper	3.98 *	60.25*
B *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *		0.00*	coring oper	0.00 *	0.00*
C *	0.00 *	12.00 *	3.00 *	7.50 *	0.00 *	4.50 *		27.00*	casing oper	1.13 *	17.03*
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 *	8.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *		8.00*	logging oper	0.33 *	5.05*
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	0.33 *	5.05*
I *	0.00 *	9.00 *	0.00 *	4.00 *	0.00 *	0.00 *		13.00*	BOP	0.54 *	8.20*
L *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *		0.00*	well abandon	0.00 *	0.00*
M *	5.00 *	0.00 *	1.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *		6.00*	rig moving	0.25 *	3.79*
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 =								158.50		DAYS TOTAL =	6.60

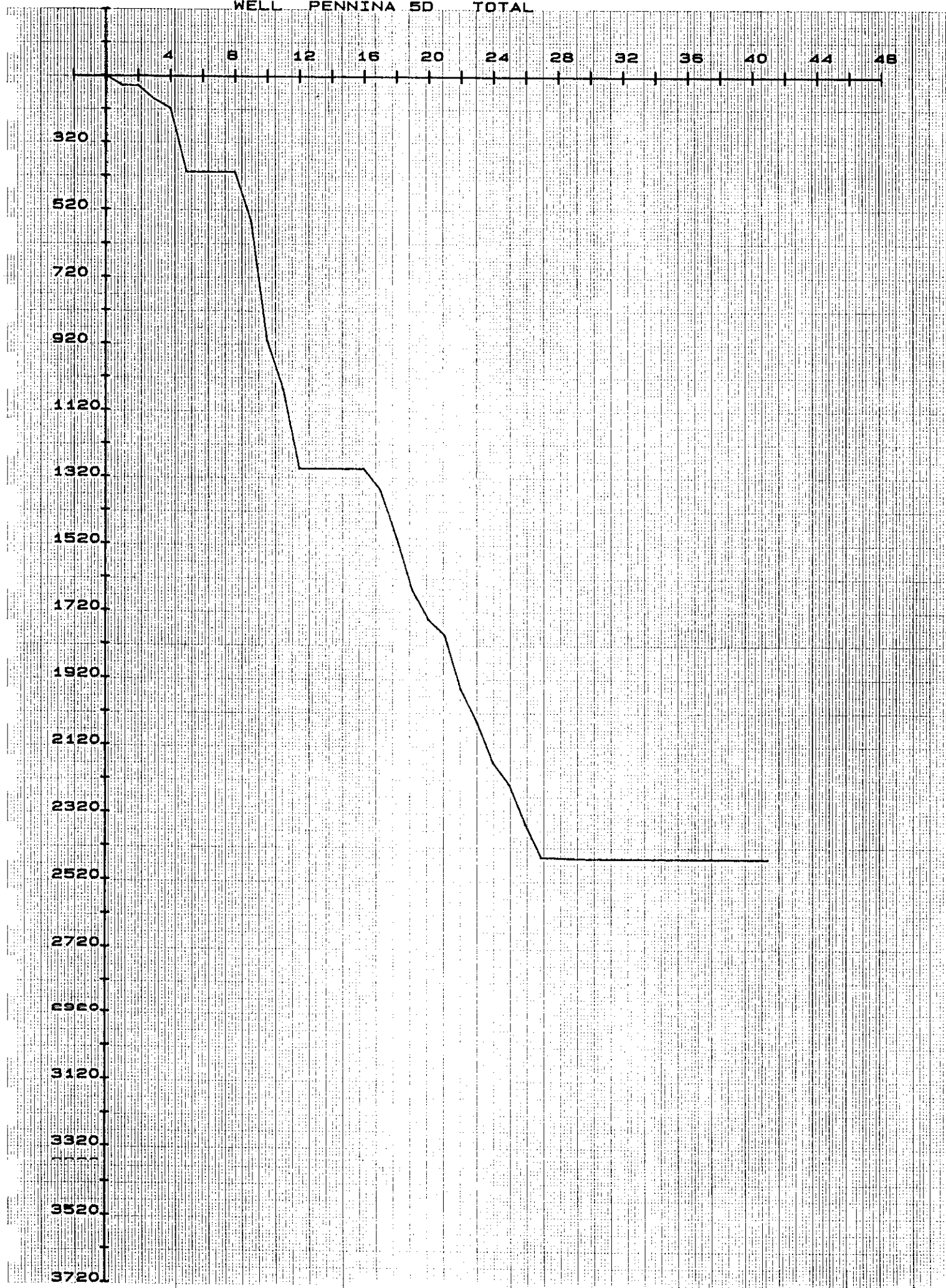
WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEM

PHASE 8.5		TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
	A	B	C	D	E	F					
A	172.50	84.50	14.00	6.00	0.00	0.00	277.00	drilling oper	11.54	77.16	
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00	
C	0.00	21.00	3.00	10.00	0.00	6.50	40.50	casing oper	1.69	11.28	
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	15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	logging oper	0.63	4.18	
G	0.00	5.50	0.00	0.00	0.00	0.00	5.50	testing oper	0.23	1.53	
H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	deviation	0.00	0.00	
I	0.00	12.50	0.00	3.00	0.00	0.00	15.50	BOP	0.65	4.32	
L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	well abandon	0.00	0.00	
M	1.00	0.00	1.50	0.00	0.00	0.00	2.50	rig moving	0.10	0.70	
N	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	other	0.00	0.00	
P	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00	0.00	3.00	maintenance repair rig	0.13	0.84	
Q	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	waiting	0.00	0.00	
HOURS TOTAL =							359.00	DAYS TOTAL =		14.97	

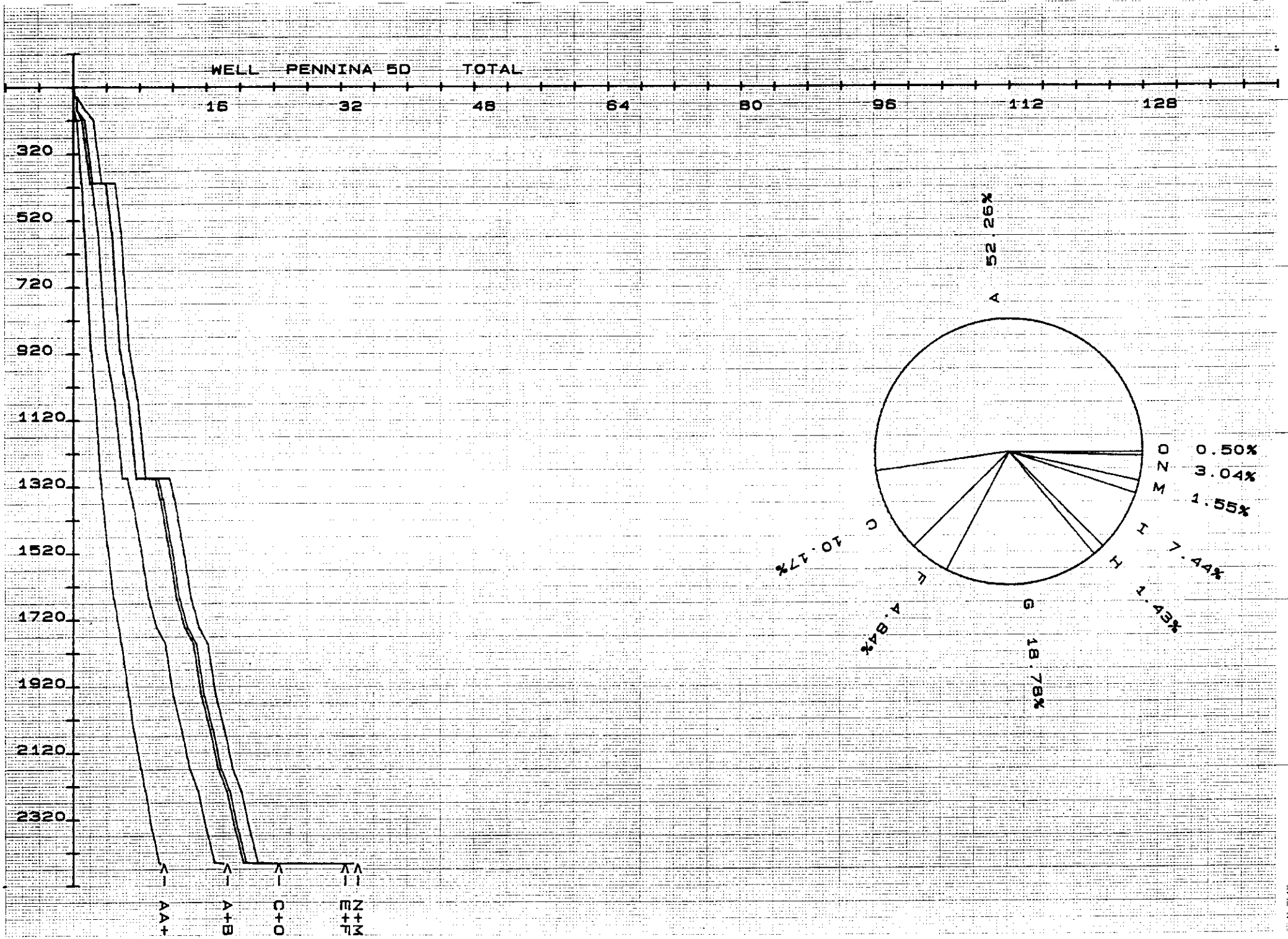
WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEM

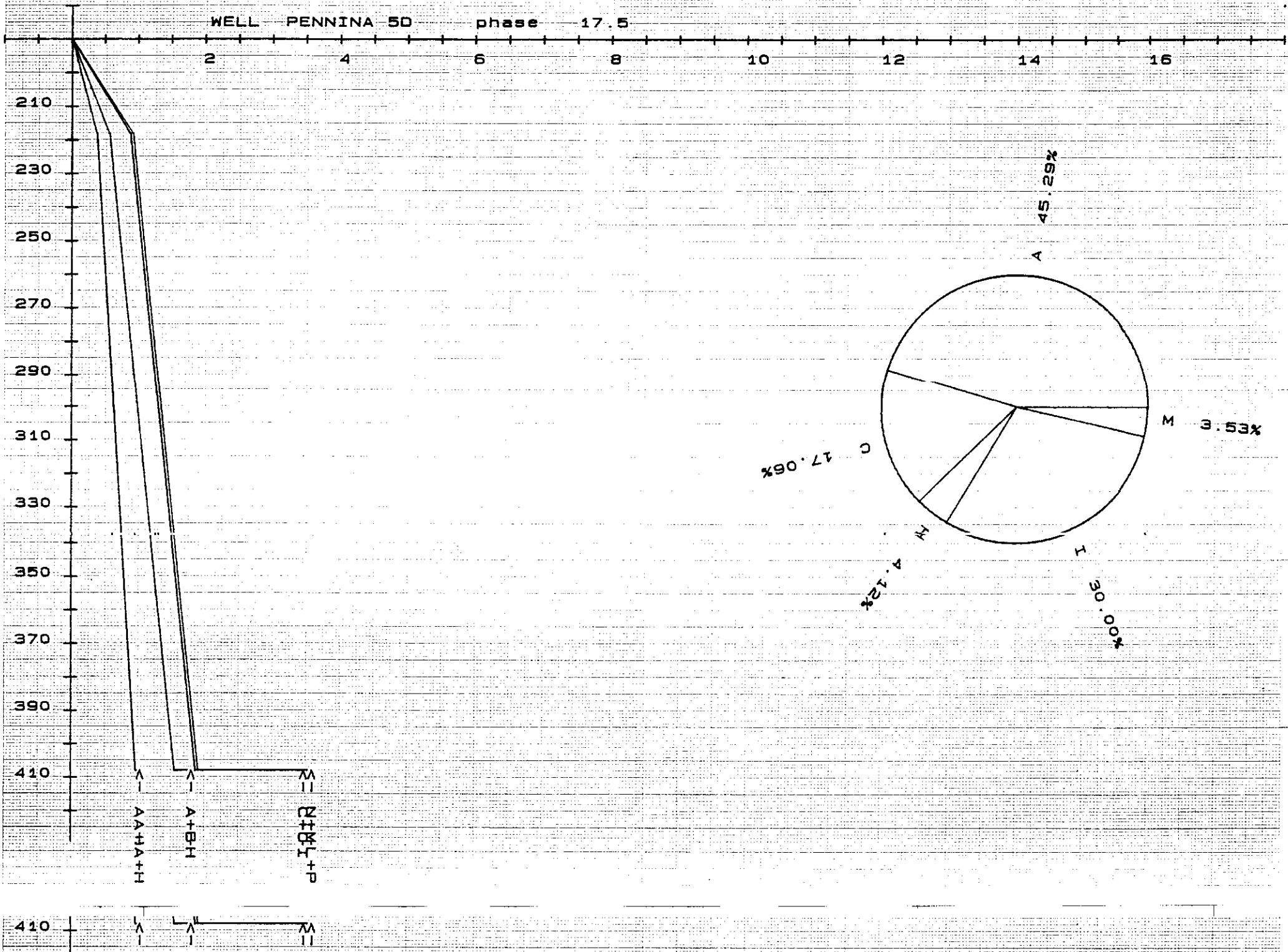
PHASECOMPLE		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
	A	B	C	D	E	F					
A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	drilling oper	0.00	0.00
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00
C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	casing oper	0.00	0.00
D	0.00	0.00	0.00	0.00	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	0.00	fishing oper	0.00	0.00
F	16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.00	logging oper	0.67	9.47
G	25.50	101.00	9.50	0.00	3.00	7.00	0.00	146.00	testing oper	6.08	86.39
H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	deviation	0.00	0.00
I	0.00	4.50	0.00	0.00	1.50	0.00	0.00	6.00	BOP	0.25	3.55
L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	well abandon	0.00	0.00
M	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	rig moving	0.04	0.59
N	0.00	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	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	0.00	waiting	0.00	0.00
HOURS TOTAL =							169.00	DAYS TOTAL =		7.04	

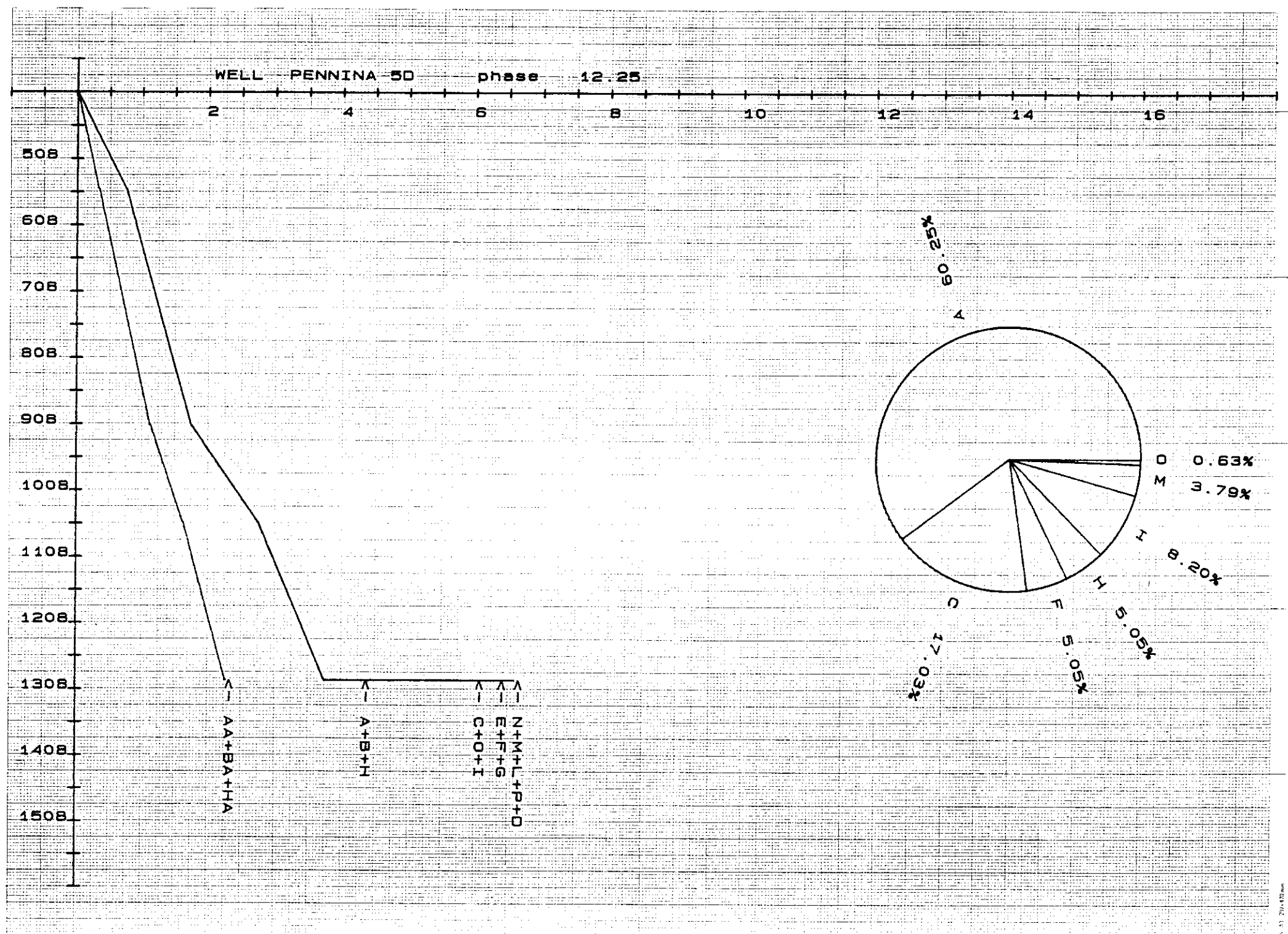
WELL PENNINA 5D TOTAL

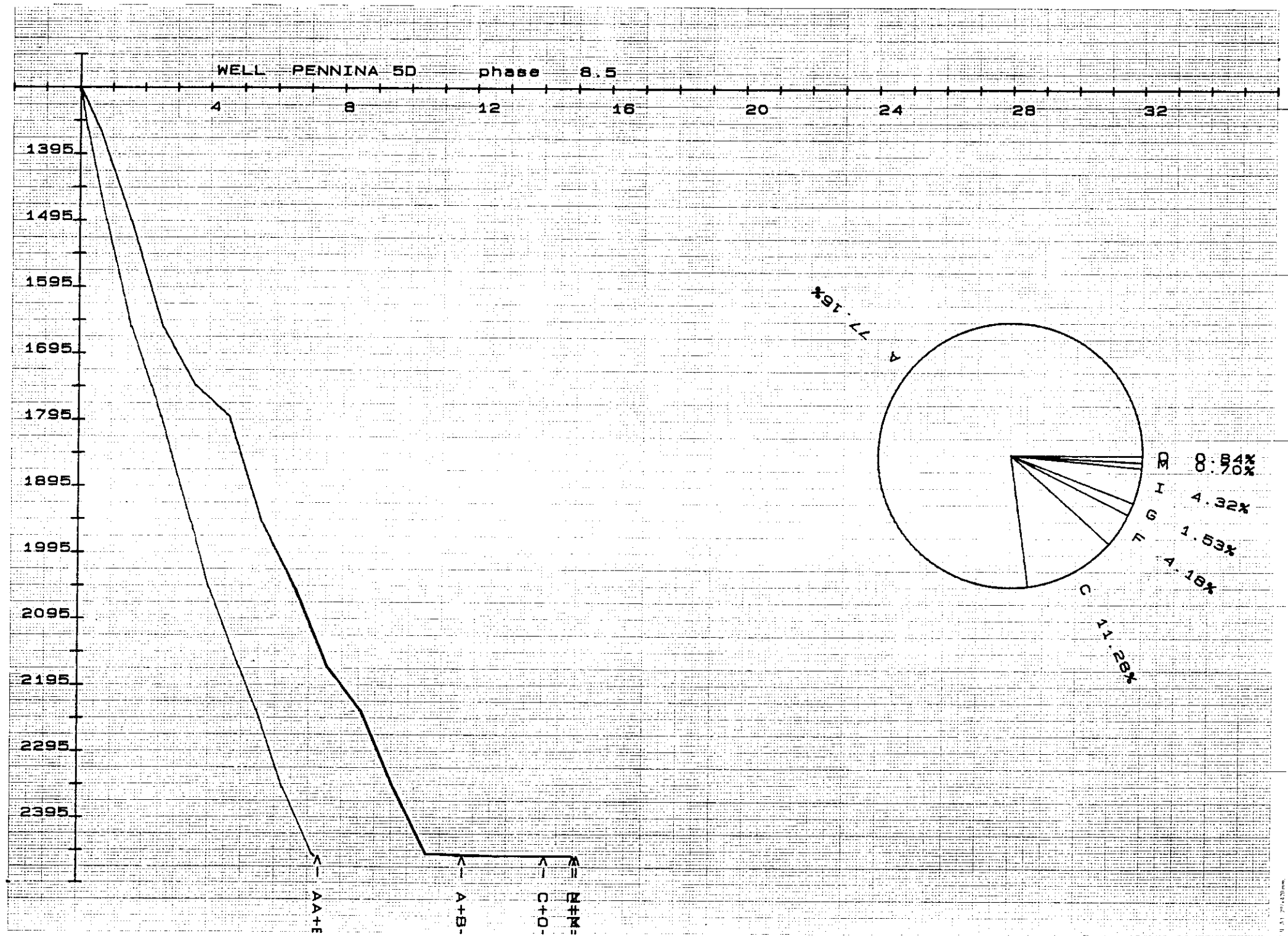


8" 20x150mm









4.4 TABELLA SCALPELLI E DEVIAZIONE



POZZO Pennina 5 Dir CONCESSIONE AC 15 VA NAZIONE Italia CONTRATTISTA SAIPEM

Misura metriche ☐

IMPIANTO - MARCA E MODELLO OIL WELL 3000 RAPPRESENTANTE CONTRATTISTA Previdi - Remolini RAPPRESENTANTE COMMITTENTE Baccetti - Monti FOGLIO N. 1

Misura americana ☐

DATA INIZIO PERFORAZIONE	DATA FINE POZZO	ASTE DI PERFORAZIONE OD	lb/ft	TOOL JOINTS : TIPO	φ	φ
-----------------------------	--------------------	----------------------------	-------	-----------------------	---	---

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

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

NOTE :

14 DEC 1988 @ 13:10

Company name: AGIP
Well: PENNINA 5
Proposed dorection: S 36.75 W
Magnetic declination: 0.00

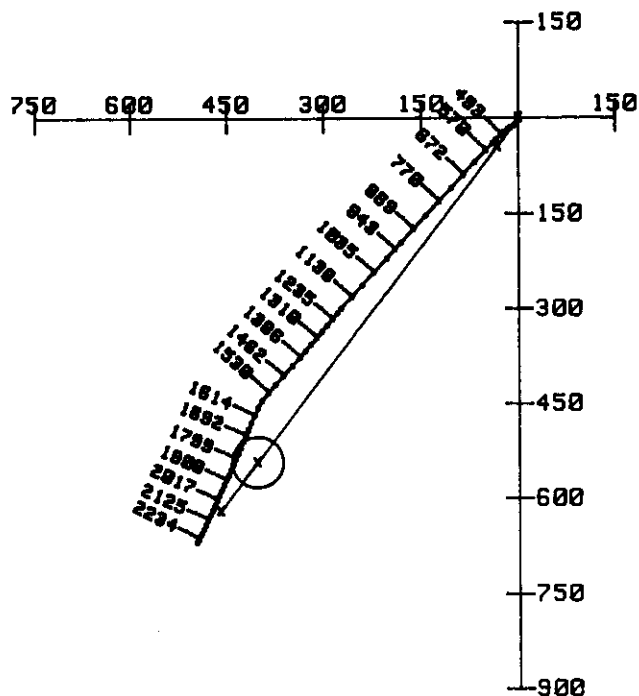
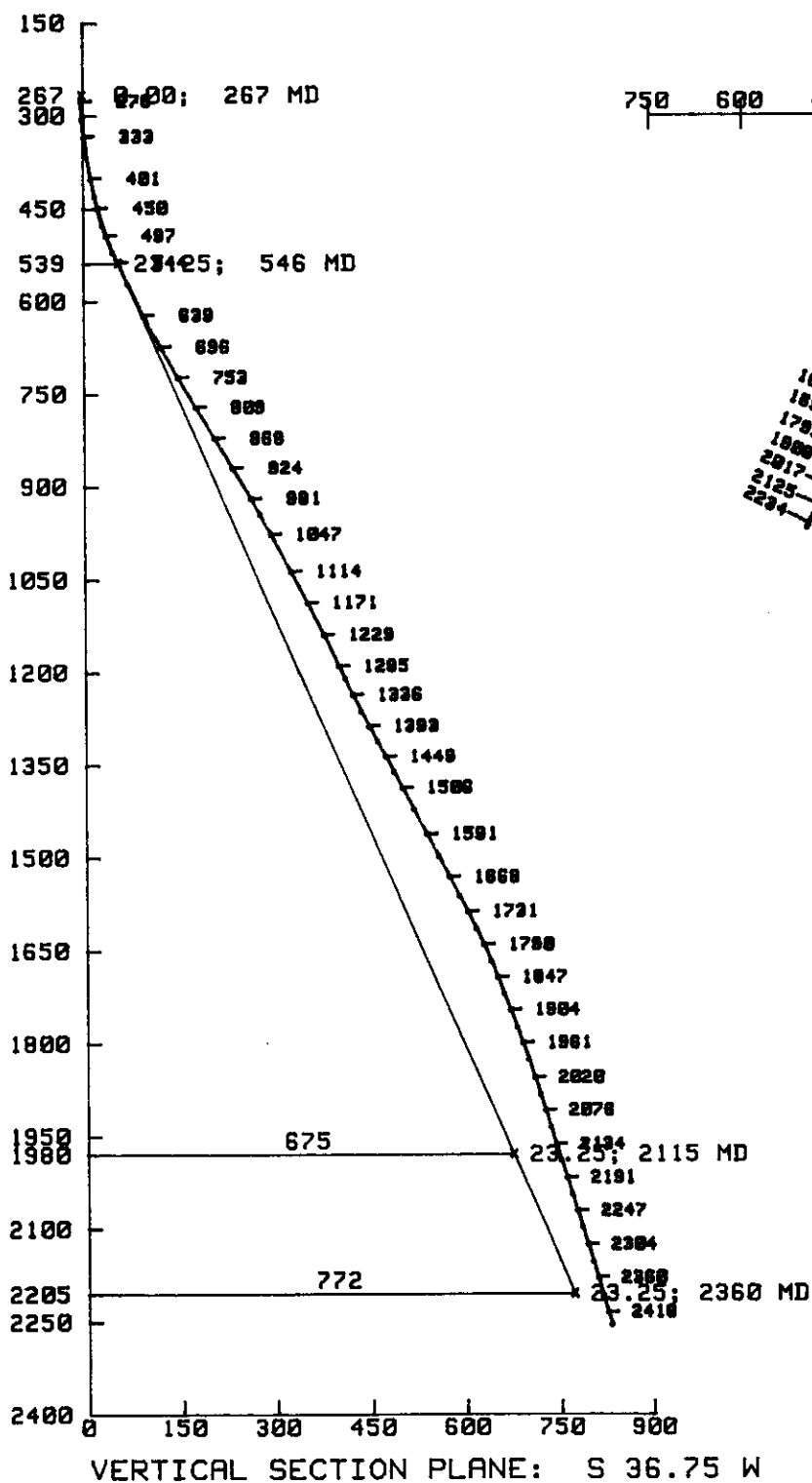


DATA DRILL

Division of Smith International, Inc.

VERTICAL PLANE
SCALE: 150 METERS/DIVISION

HORIZONTAL PLANE
SCALE: 150 METERS/DIVISION



Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

COMPAGNIA: ASIP
POZZO: PENNINA 5
TIPO SURVEY: MULTI SHOT

File Name: MSPENN5

***** 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 36.75 W

TYPE OF SURVEY	MEASURED DEPTH (M)	INCL ANGLE (DEG)	D R I F T DIRECTION (DEG)	COURSE LENGTH (M)	TOTAL VERTICAL DEPTH	T O T A L RECTANGULAR COORDINATES (M)		VERTICAL SECTION (M)	DOGLE SEVERITY (DEG/30 M)
GMS	0.00	0.00	N 0.00 E	0.00	0.00	0.00 N	0.00 E	0.00	0.00
GMS	249.00	.50	N 15.00 E	249.00	249.00	1.05 N	.28 E	-1.01	.06
GMS	276.00	1.00	S 75.00 E	27.00	275.99	1.21 N	.56 E	-1.30	1.24
GMS	285.00	1.25	S 12.00 W	9.00	284.99	1.07 N	.64 E	-1.24	5.20
GMS	304.00	4.00	S 24.00 W	19.00	303.97	.25 N	.37 E	-1.42	4.40
GMS	333.00	7.00	S 31.00 W	29.00	332.97	2.32 S	.91 W	2.32	3.17
GMS	352.00	8.00	S 38.00 W	19.00	351.67	4.26 S	2.31 W	4.81	2.14
GMS	401.00	11.25	S 44.00 W	49.00	399.99	10.44 S	7.69 W	12.96	2.08
GMS	430.00	12.50	S 64.00 W	29.00	428.35	13.93 S	12.49 W	18.63	4.42
GMS	450.00	14.25	S 56.00 W	20.00	447.91	16.24 S	16.49 W	22.88	3.81
GMS	478.00	18.00	S 53.00 W	28.00	474.70	20.76 S	22.82 W	30.29	4.11
GMS	497.00	20.75	S 44.00 W	19.00	492.63	24.93 S	27.54 W	36.43	6.40
GMS	526.00	23.50	S 43.00 W	29.00	519.49	32.85 S	35.05 W	47.29	2.87
GMS	544.00	24.75	S 43.00 W	18.00	535.92	38.23 S	40.07 W	54.61	2.08
GMS	582.00	25.00	S 43.00 W	38.00	570.39	49.92 S	50.97 W	70.50	.20
GMS	639.00	26.50	S 42.00 W	57.00	621.73	68.18 S	67.70 W	95.13	.82
GMS	696.00	28.75	S 43.00 W	57.00	672.23	87.66 S	85.56 W	121.43	1.21
GMS	753.00	29.75	S 42.00 W	57.00	721.96	108.19 S	104.37 W	149.14	.59
GMS	809.00	30.50	S 42.00 W	56.00	770.40	129.08 S	123.18 W	177.13	.40
GMS	868.00	31.00	S 42.00 W	59.00	821.10	151.50 S	143.36 W	207.17	.25
GMS	924.00	31.00	S 42.00 W	56.00	869.10	172.93 S	162.66 W	235.89	0.00

Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

COMPAGNIA: AGIP
POZZO: PENNINA 5

TIPO SURVEY: MULTI SHOT

TYPE OF SURVEY	MEASURED DEPTH (M)	INCL ANGLE (DEG)	D R I F T DIRECTION (DEG)	COURSE LENGTH (M)	TOTAL VERTICAL DEPTH	T O T A L RECTANGULAR COORDINATES (M)		VERTICAL SECTION (M)	DOGLEG SEVERITY (DEG/30 M)
GMS	981.00	30.00	S 41.00 W	57.00	918.21	194.60 S	181.83 W	264.72	.59
GMS	1010.00	29.00	S 42.00 W	29.00	943.45	205.29 S	191.29 W	278.95	1.15
GMS	1047.00	28.00	S 41.00 W	37.00	975.97	218.52 S	202.99 W	296.54	.90
GMS	1114.00	27.50	S 42.00 W	67.00	1035.26	241.88 S	223.66 W	327.63	.31
GMS	1171.00	26.50	S 41.00 W	57.00	1086.05	261.26 S	240.81 W	353.42	.58
GMS	1229.00	25.50	S 42.00 W	58.00	1138.18	280.30 S	257.66 W	378.76	.56
GMS	1285.00	24.50	S 41.00 W	56.00	1188.93	298.03 S	273.34 W	402.34	.58
GMS	1307.00	24.50	S 38.70 W	22.00	1208.95	305.03 S	279.18 W	411.45	1.30
GMS	1336.00	25.60	S 39.00 W	29.00	1235.22	314.59 S	286.89 W	423.72	1.15
GMS	1365.00	26.70	S 39.70 W	29.00	1261.25	324.48 S	294.99 W	436.49	1.18
GMS	1393.00	27.90	S 39.70 W	28.00	1286.14	334.36 S	303.19 W	449.31	1.29
GMS	1420.00	28.10	S 40.40 W	27.00	1309.97	344.06 S	311.35 W	461.97	.43
GMS	1449.00	27.80	S 41.10 W	29.00	1335.59	354.36 S	320.22 W	475.53	.46
GMS	1477.00	27.70	S 40.40 W	28.00	1360.37	364.24 S	328.73 W	488.53	.37
GMS	1506.00	27.70	S 41.10 W	29.00	1386.05	374.45 S	337.53 W	501.98	.34
GMS	1545.00	27.30	S 41.50 W	39.00	1420.64	387.98 S	349.42 W	519.93	.34
GMS	1591.00	27.20	S 41.10 W	46.00	1461.54	403.80 S	363.32 W	540.93	.14
GMS	1630.00	27.00	S 41.10 W	39.00	1496.23	417.19 S	375.00 W	558.64	.15
GMS	1668.00	27.00	S 41.80 W	38.00	1530.11	430.42 S	386.42 W	575.84	.25
GMS	1702.00	27.20	S 33.70 W	34.00	1560.33	442.33 S	395.89 W	591.31	3.26
GMS	1731.00	26.20	S 24.60 W	29.00	1586.29	453.72 S	402.23 W	604.21	4.35
GMS	1762.00	26.40	S 23.90 W	31.00	1614.08	466.25 S	407.87 W	617.62	.36
GMS	1790.00	24.50	S 23.60 W	28.00	1639.36	477.26 S	412.72 W	629.34	2.04
GMS	1819.00	22.70	S 22.90 W	29.00	1665.93	487.92 S	417.30 W	640.63	1.88
GMS	1847.00	21.40	S 22.90 W	28.00	1691.89	497.61 S	421.39 W	650.64	1.39
GMS	1875.00	20.80	S 22.90 W	28.00	1718.01	506.89 S	425.31 W	660.63	.64
GMS	1904.00	20.70	S 23.20 W	29.00	1745.13	516.35 S	429.34 W	670.61	.15
GMS	1933.00	20.70	S 23.60 W	29.00	1772.25	525.76 S	433.41 W	680.58	.15
GMS	1961.00	20.00	S 23.60 W	28.00	1798.51	534.68 S	437.31 W	690.06	.75
GMS	1989.00	18.80	S 23.90 W	28.00	1824.92	543.19 S	441.05 W	699.13	1.29
GMS	2020.00	17.90	S 23.90 W	31.00	1854.34	552.11 S	445.01 W	708.64	.87
GMS	2049.00	18.00	S 23.90 W	29.00	1881.93	560.28 S	448.63 W	717.35	.10
GMS	2076.00	17.80	S 23.90 W	27.00	1907.62	567.87 S	451.99 W	725.44	.22

Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

COMPAGNIA: AGIP
POZZO: PENNINA 5

TIPO SURVEY: MULTI SHOT

TYPE OF SURVEY	MEASURED DEPTH (M)	INCL ANGLE (DEG)	D R I F T DIRECTION (DEG)	COURSE LENGTH (M)	TOTAL VERTICAL DEPTH	T O T A L RECTANGULAR COORDINATES (M)		VERTICAL SECTION (M)	DOGLEG SEVERITY (DEG/30 M)
GMS	2105.00	17.80	S 24.60 W	29.00	1935.23	575.95 S	455.63 W	734.10	.22
GMS	2134.00	17.80	S 23.90 W	29.00	1962.85	584.04 S	459.27 W	742.75	.22
GMS	2161.00	17.80	S 24.30 W	27.00	1988.55	591.57 S	462.64 W	750.81	.14
GMS	2191.00	17.70	S 25.00 W	30.00	2017.12	599.88 S	466.46 W	759.75	.24
GMS	2219.00	17.70	S 24.30 W	28.00	2043.80	607.62 S	470.01 W	768.07	.23
GMS	2247.00	17.60	S 24.60 W	28.00	2070.48	615.35 S	473.52 W	776.37	.14
GMS	2275.00	17.30	S 24.60 W	28.00	2097.19	622.98 S	477.01 W	784.58	.32
GMS	2304.00	17.10	S 24.60 W	29.00	2124.90	630.78 S	480.58 W	792.96	.21
GMS	2332.00	17.10	S 25.30 W	28.00	2151.66	638.25 S	484.06 W	801.02	.22
GMS	2360.00	16.90	S 25.70 W	28.00	2178.43	645.63 S	487.58 W	809.05	.25
GMS	2389.00	16.70	S 25.70 W	29.00	2206.20	653.19 S	491.22 W	817.28	.21
GMS	2418.00	16.60	S 26.70 W	29.00	2233.98	660.64 S	494.89 W	825.44	.31
GMS	2439.00	16.50	S 26.70 W	21.00	2254.11	665.99 S	497.57 W	831.33	.14

BOTTOM HOLE CLOSURE: 831.33 Meters at S 36.76 Degrees W



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

END OF WELL REPORT

CLIENT: AGIP SpA

RIG: OILWELL 3000 PLATFORM NUMBER 5820

FIELD: PENNINA

LOCATION: MARE ADRIATICO

WELL NO: PENNINA 5 DIR

HOLE SECTIONS: 8½"

OPERATING DEPTHS: 1295m to 2451m

DATES START: 17TH APRIL, 1987

END: 28TH APRIL, 1987.

TELECO JOB NO: TIY 061/00

PREPARED BY: G. SODEN

CHECKED BY: G. SODEN



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

I N D E X

RIG REPORT

MEASUREMENT SPECIFICATIONS

OPERATIONS SUMMARY

RUN DETAIL SUMMARY

SURVEY CALCULATIONS

SURVEY PLOTS

PERFORMANCE REPORT

MAINTENANCE REPORT

ENGINEER DEPLOYMENT SUMMARY

TOOL DEPLOYMENT SUMMARY

BHA RECORD LISTING

MUD RECORD

FORMATION EVALUATION SERVICE REPORT

MWD LOG REPORT



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

RIG REPORT

DRILLING CONTRACTOR:	<u>SAIPEM</u>
RIG NAME:	<u>PENNINA PLATFORM</u>
RIG TYPE:	<u>EMSCO 3000 NUMBER 5820</u>
MUD PUMP TYPE:	<u>TRIPLEX</u>
MUD PUMP MAKE:	<u>OILWELL A 17 00 PT</u>
MUD COMPANY:	<u>MAGCOBAR</u>
SPUD DATE:	<u>27TH JANUARY, 1987</u>
DIRECTIONAL DRILLING COMPANY:	<u>SMITH INTERNATIONAL ITALIA</u>
SURVEY COMPANY:	<u>SMITH ITERNATIONAL ITALIA</u>
ELECTRIC LOGGING COMPANY:	<u>SCHLUMBERGER</u>



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MEASUREMENT SPECIFICATIONS

MEASUREMENT UNITS:

DEPTH UNITS:	METRES
DEPTH REFERENCE TO:	DRILL FLOOR
REF. POINT TO GROUND LEVEL:	20.2m
REF. POINT TO SEA LEVEL	93.2m
REF. POINT TO DRILL FLOOR:	0m
REF. POINT TO KELLY BUSHING:	-
FLOW RATE:	LITRES PER MINUTE
MUD WEIGHT:	SPECIFIC GRAVITY
PLASTIC VISCOSITY:	CENTIPOISE
YIELD POINT:	GRAMMES PER SQUARE CENTIMETRE
GEL STRENGTHS:	GRAMMES PER SQUARE CENTIMETRE
FILTRATE:	MILLILITRES
CHLORIDES:	GRAMMES PER LITRE Na Cl
MUD RESISTIVITY:	OHM - METRES
TEMPERATURE:	-
WEIGHT ON BIT:	TONNES
JET SIZE/TFA:	SQUARE CENTIMETRES



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

OPERATIONS SUMMARY

RUN NUMBER:	1	2	3	4	5
HOLE SIZE:	8½"	8½"	8½"	8½"	8½"
ASSEMBLY TYPE:	ROTARY BUILD	ROTARY HOLD	MOTOR/BENT SUB	ROTARY HOLD	ROTARY DROP
DEPTH START	1295	1401	1683	1744	1773
DEPTH END:	1401	1683	1744	1773	2008
TIME/DATE IN HOLE:	19.00 17.04.87	15.00 18.04.87	14.30 20.04.87	09.30 21.04.87	24.00 21.04.87
TIME/DATE OUT HOLE:	15.00 18.04.87	14.30 20.04.87	09.30 21.04.87	24.00 21.04.87	20.30 23.04.87
TOOL NUMBER:	1596-2	1596-2	1596-2	1596-2	1596-2
TOOL TYPE:	RD-MTF	RD-MTF	RD-MTF	RD-MTF	RD-MTF
DATA RATE:	0.8 BPS	0.8 BPS	0.8 BPS	0.8 BPS	0.8 BPS
NO. TELECO SURVEYS:	4	8	2	4	10
SERVICE TYPE:	RES DIR	RES DIR	DIR	RES DIR	RES DIR
TIME/DATE FAILURE:	-	-	-	-	-
CONFIRMED TELECO FAILURE:	-	-	-	-	-
TIME/DATE LOST IN HOLE:	-	-	-	-	-



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

OPERATIONS SUMMARY

RUN NUMBER:	6	7			
HOLE SIZE:	8½"	8½"			
ASSEMBLY TYPE:	ROTARY HOLD	ROTARY HOLD			
DEPTH START	2008	2230			
DEPTH END:	2230	2451			
TIME/DATE IN HOLE:	20.30 23.04.87	02.30 26.04.87			
TIME/DATE OUT HOLE:	02.30 26.04.87	19.00 28.04.87			
TOOL NUMBER:	1596-2	1596-2			
TOOL TYPE:	RD-MTF	RD-MTF			
DATA RATE:	0.8 BPS	0.8 BPS			
NO. TELECO SURVEYS:	8	8			
SERVICE TYPE:	RES DIR	RES DIR			
TIME/DATE FAILURE:	-	-			
CONFIRMED TELECO FAILURE:	-	-			
TIME/DATE LOST IN HOLE:	-	-			



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

RUN DETAIL SUMMARY

RUN NUMBER:	1	2	3	4	5
MUD MOTOR TYPE:	-	-	DELTA 500 + 4	-	-
BENT SUB:	-	-	2°	-	-
MUD MOTOR: DRLG HRS:	-	-	10.9	-	-
ROTARY DRLG HRS:	8.5	28.4	-	4.9	23.5
CIRC. HRS:	10.5	38.8	11.2	7.7	34.3
AVERAGE FLOW RATE:	1300	1600	1500	1630	1570
AVERAGE WOB:	5	5	4	7	7
AVERAGE RPM:	110	110	400	100	100
PREDOMINANT FORMATION	CLAYSTONE	CLAYSTONE /SAND	SAND/ CLAYSTONE	SAND/ CLAYSTONE	SAND/ CLAYSTONE
MUD TYPE:	LS	LS	LS	LS	LS
AVERAGE MUD WEIGHT	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
MAX SAND CONTENT	0.5	TRACE	0.5	0.5	0.5
JARRING:	NO	NO	NO	NO	NO
DEPTH DRILLED:	106	282	61	29	235



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

RUN DETAIL SUMMARY

RUN NUMBER:	6	7			
MUD MOTOR TYPE:	-	-			
BENT SUB:	-	-			
MUD MOTOR: DRLG HRS:	-	-			
ROTARY DRLG HRS:	32.8	38.0			
CIRC. HRS:	38.0	46.5			
AVERAGE FLOW RATE:	1620	1600			
AVERAGE WOB:	7	10			
AVERAGE RPM:	120	120			
PREDOMINANT FORMATION	CLAYSTONE/ SAND	CLAYSTONE			
MUD TYPE:	LS	LS			
AVERAGE MUD WEIGHT	1.28	1.28			
MAX SAND CONTENT	TRACE	0.5			
JARRING:	NO	NO			
DEPTH DRILLED:	222	221			

Teleco Oilfield Services Inc.

28 Apr 1987

DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA

Well: SLOT 5

Field: PENNINA

Job No: TIY 061

Survey Calculation Method: Minimum Curvature
Vert Sect Calculation Method: Overall

Proposal Azimuth:	216.45
Total Azimuth Correction:	0.00
Proposal Origin North:	0.00
Proposal Origin East:	0.00



DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA
Well: SLOT 5

Page: 1

M. Depth Meters	Inc Deg	Azt Deg	NORTH Meters	EAST Meters	TVD Meters	DLS Deg/30m	VS Meters
TIE-ON COORDINATES							
0.00	0.00	216.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
249.00	.50	15.00	1.05	.28	249.00	.06	-1.01
276.00	1.00	105.00	1.10	.54	276.00	1.26	-1.21
285.00	1.25	192.00	.99	.59	284.99	5.28	-1.15
304.00	4.00	204.00	.18	.28	303.97	4.47	-.31
333.00	7.00	211.00	-2.26	-1.04	332.84	3.23	2.44
352.00	8.00	218.00	-4.30	-2.45	351.67	2.17	4.91
401.00	11.25	224.00	-10.42	-7.87	399.98	2.11	13.06
430.00	12.50	244.00	-13.84	-12.66	428.37	4.49	18.65
450.00	14.25	236.00	-16.16	-16.65	447.83	3.88	22.89
478.00	18.00	233.00	-20.69	-22.96	474.72	4.18	30.29
497.00	20.45	224.00	-24.85	-27.61	492.66	6.16	36.39
526.00	23.50	223.00	-32.72	-35.08	519.55	3.23	47.16
544.00	24.75	223.00	-38.10	-40.09	535.98	2.12	54.47
582.00	25.00	223.00	-49.79	-51.00	570.46	.20	70.35
639.00	26.50	222.00	-68.05	-67.72	621.80	.84	94.98
696.00	28.75	223.00	-87.53	-85.58	672.29	1.23	121.25
753.00	29.75	222.00	-108.07	-104.39	722.03	.60	148.95
809.00	30.50	222.00	-128.96	-123.20	770.46	.41	176.92
868.00	31.00	222.00	-151.37	-143.38	821.17	.26	206.95
924.00	31.00	222.00	-172.81	-162.68	869.17	0.00	235.66
981.00	30.00	221.00	-194.47	-181.85	918.28	.60	264.47
1010.00	29.00	222.00	-205.17	-191.32	943.52	1.17	278.70
1047.00	28.00	221.00	-218.39	-203.02	976.04	.91	296.28
1114.00	27.50	222.00	-241.75	-223.68	1035.33	.31	327.36
1171.00	26.50	221.00	-261.13	-240.83	1086.12	.59	353.13
1229.00	25.50	222.00	-280.17	-257.68	1138.25	.57	378.46
1285.00	24.50	221.00	-297.90	-273.36	1189.00	.59	402.03
1307.21	24.52	218.67	-304.97	-279.26	1209.21	1.33	411.23
1335.69	25.58	219.02	-314.36	-286.83	1235.01	1.14	423.28
1364.50	26.72	219.73	-324.18	-294.88	1260.87	1.25	435.95
1393.46	27.95	219.73	-334.40	-303.38	1286.60	1.30	449.23
1420.14	28.12	220.43	-344.00	-311.45	1310.14	.43	461.74
1448.70	27.77	221.13	-354.13	-320.20	1335.37	.51	475.09
1477.44	27.69	220.43	-364.26	-328.93	1360.82	.36	488.43
1505.90	27.69	221.13	-374.27	-337.57	1386.02	.35	501.61
1544.75	27.33	221.48	-387.75	-349.41	1420.48	.30	519.49
1590.71	27.25	221.13	-403.58	-363.32	1461.32	.12	540.49



DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA
Well: SLOT 5

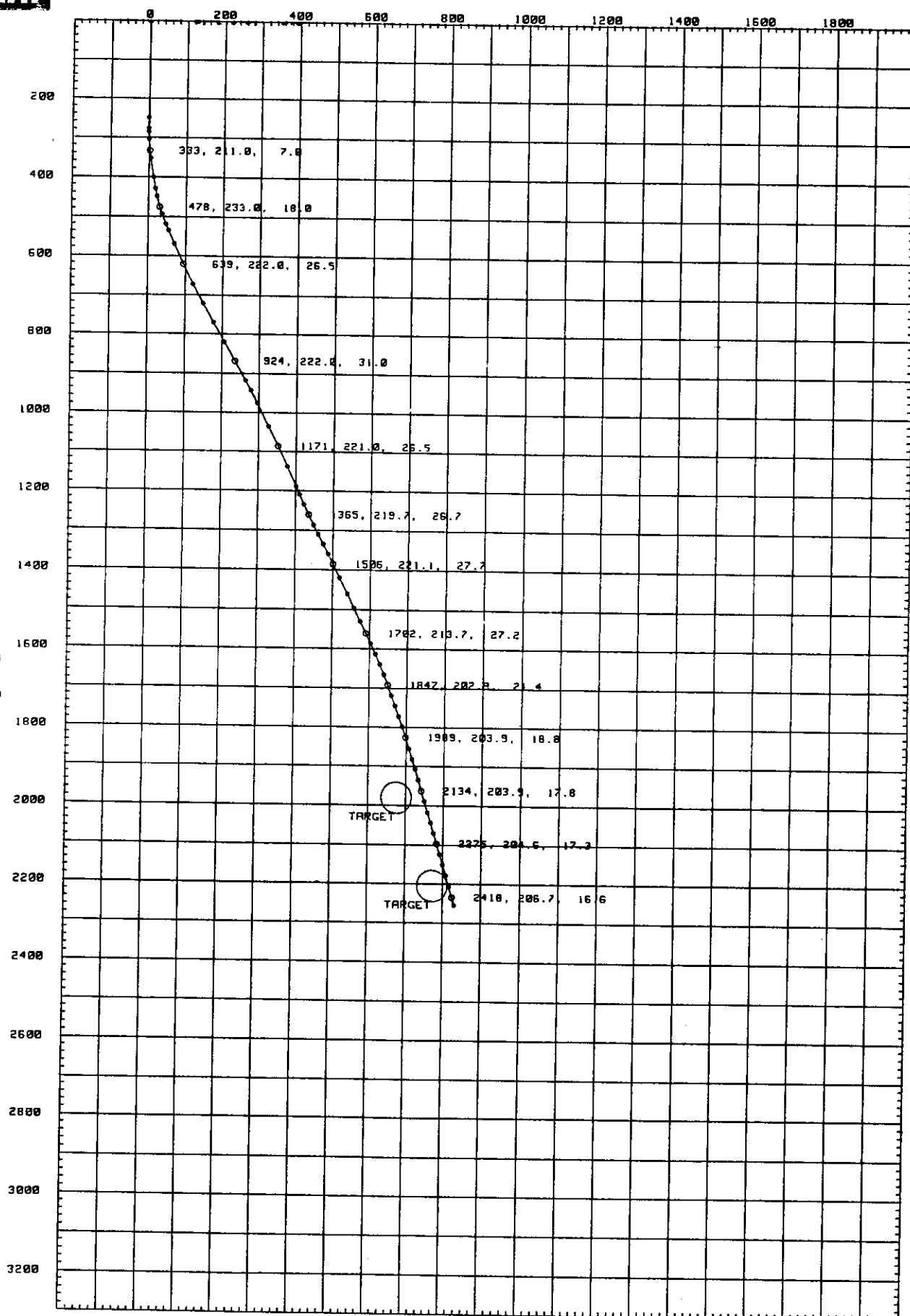
Page: 2

M. Depth Meters	Inc Deg	Azt Deg	NORTH Meters	EAST Meters	TVD Meters	DLS Deg/30m	VS Meters
1630.26	26.98	221.13	-417.16	-375.18	1496.52	.20	558.45
1667.57	26.98	221.84	-429.84	-386.40	1529.77	.26	575.32
1701.86	27.25	213.75	-442.16	-395.95	1560.31	3.28	590.91
1731.07	26.19	204.60	-453.59	-402.35	1586.41	4.43	603.90
1761.57	26.37	203.91	-465.90	-407.90	1613.76	.35	617.10
1790.24	24.52	203.55	-477.18	-412.85	1639.64	1.97	629.11
1818.62	22.68	202.85	-487.62	-417.33	1665.65	2.01	640.17
1847.15	21.36	202.85	-497.47	-421.48	1692.09	1.41	650.57
1875.42	20.83	202.85	-506.85	-425.44	1718.47	.57	660.46
1903.72	20.74	203.20	-516.09	-429.36	1744.93	.16	670.23
1932.59	20.74	203.55	-525.48	-433.42	1771.93	.13	680.19
1961.15	19.95	203.55	-534.58	-437.39	1798.71	.84	689.87
1989.47	18.81	203.91	-543.18	-441.17	1825.42	1.24	699.03
2020.49	17.93	203.91	-552.12	-445.13	1854.86	.86	708.57
2048.68	18.02	203.91	-560.07	-448.66	1881.68	.10	717.07
2075.78	17.84	203.91	-567.70	-452.04	1907.46	.20	725.21
2104.77	17.84	204.61	-575.80	-455.69	1935.06	.23	733.89
2133.60	17.75	203.91	-583.83	-459.31	1962.51	.25	742.50
2161.48	17.75	204.26	-591.59	-462.78	1989.05	.12	750.81
2190.90	17.67	204.56	-599.73	-466.50	2017.08	.24	759.57
2218.94	17.67	204.26	-607.47	-470.05	2043.80	.23	767.90
2246.72	17.58	204.61	-615.12	-473.53	2070.28	.15	776.12
2274.93	17.31	204.61	-622.81	-477.05	2097.19	.28	784.40
2303.99	17.14	204.61	-630.64	-480.63	2124.95	.18	792.82
2332.28	17.14	205.31	-638.19	-484.15	2151.98	.22	800.99
2360.40	16.87	205.66	-645.62	-487.69	2178.87	.31	809.07
2389.07	16.70	205.66	-653.08	-491.28	2206.32	.19	817.20
2418.16	16.61	206.72	-660.56	-494.95	2234.18	.33	825.40
2439.47	16.52	206.72	-665.99	-497.69	2254.61	.13	831.39



Horizontal Distance (meters)

True
Vertical
Depth
(meters)



VERTICAL SECTION

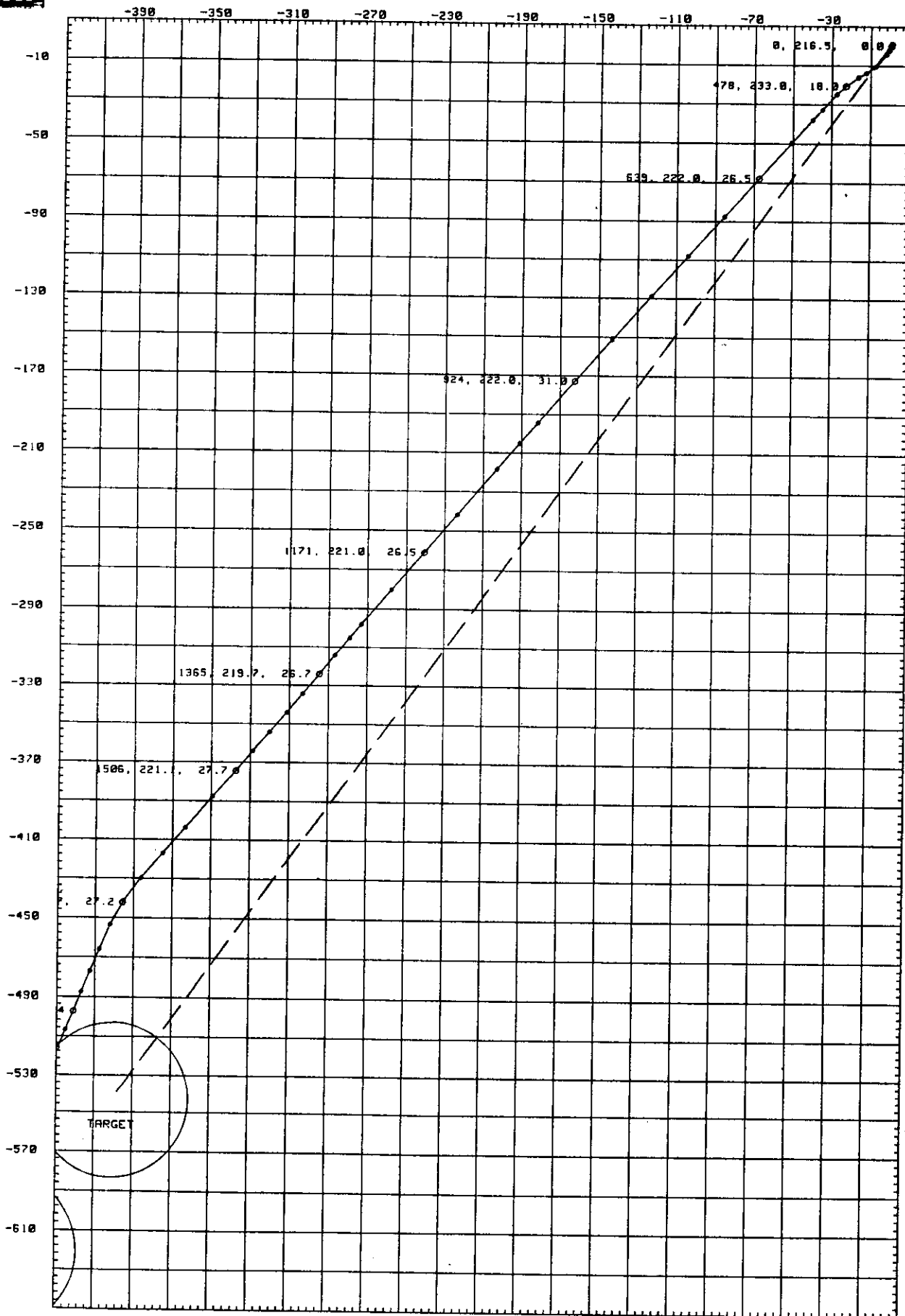
Date: 1 Jul 1987
Company: AGIP SpA
Well: PENNINA 5

Labeled Surveys: M, Depth, Azimuth, Inclination
V.S. Calc. Method: Overall
Scale: 1cm = 100(meters)



East (meters)

North
(meters)



PLAN VIEW

Company: AGIP SpA
Well: PENNINA 5

Labeled Surveys: M.Depth Azimuth Inclination
Scale: 1cm = 20(meters)
Date: 1 Jul 1987



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

PERFORMANCE REPORT

Teleco Resistivity - Directional MWD service was used for the 8½" hole section only.

One tool (No: 1596-1) completed the hole section with no problems and a high resolution resistivity log was produced without any missing data. Resistivity values were corrected for borehole conditions, including borehole size, collar size and mud resistivity. Due to low mud chlorides, resistivity corrections were minimal.

An error in the magnetic single-shot values for the 12¼" hole section on which Teleco MWD was not used was noticed because differences in the GWC (Gas-water contact) depths occurred between wells 5 and 6 as seen on the Teleco MWD logs. The variation in depths between the two wells was investigated and this error was found.

With such thin reservoir levels requiring very accurate perforation, a more accurate surveying instrument such as the solid-state MWD sensor package which would ensure accurate directional surveys and calculation of true vertical depth) would reduce the chance of errors in reservoir depth positioning.



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

MAINTENANCE REPORT

EQUIPMENT DESCRIPTION: TR2300-17 Surface Decoding and Processing Equipment.

OPERATIONAL PROBLEM: None

FAULT FOUND: -

COMMENTS: This equipment operated to Teleco specification

--oOo--

EQUIPMENT DESCRIPTION: 6¾" Resistivity Directional Downhole Tool (1596-1)

OPERATIONAL PROBLEM: None

FAULT FOUND: -

COMMENTS: This equipment operated for 187.0 circulation hours with no problems

--oOo--

EQUIPMENT DESCRIPTION: 6¾" Resistivity Directional Downhole Tool (1589-1)

OPERATIONAL PROBLEM: None

FAULT FOUND: -

COMMENTS: Tool kept as back-up only

--oOo--



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

ENGINEER DEPLOYMENT SUMMARY

<u>ENGINEER</u>	<u>DEPARTMENT TIME/DATE</u>	<u>RETURN TIME/DATE</u>
G. SODEN	08.30 17.04.87	29.04.87
S. BURCHELL-DAVIES	07.00 23.04.87	29.04.87



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

TOOL DEPLOYMENT SUMMARY

<u>TOOL NO:</u>	<u>O.D.</u>	<u>SERVICE TYPE</u>	<u>TOTAL CIRC. HOURS</u>
1592-2	6 $\frac{3}{4}$ "	RES-DIR	187.0
1589-1	6 $\frac{3}{4}$ "	RES-DIR	0.0



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

BHA RECORD LISTING

TELECO RUN NUMBER	1	2	3	4	5
BIT TYPE	HUGHES J1	HUGHES J1	SMITH FDS	SMITH FDS	SMITH FDS
HOLE SIZE	8½"	8½"	8½"	8½"	8½"
JETS/TFA	2.95	2.95	15.43	2.95	2.95
DEPTH START	1295	1401	1683	1744	1773
DEPTH END	1401	1683	1744	1773	2008
MIN/MAX/WOB	3/7	4/9	0/5	5/12	4/9
MIN/MAX/RPM	100/120	100/120	400/450	70/100	100/120
ROTARY DRILLING HRS	8.5	28.4	10.9	4.9	23.5
MONEL ABOVE DIR SENSOR	7.90	7.90	17.1	7.90	7.90
MONEL BELOW DIR SENSOR	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27
PREDOMINANT FORMATION	CLAYSTONE /SAND	SAND/ CLAYSTONE	SAND/ CLAYSTONE	SAND/ CLAYSTONE	CLAYSTONE /SAND



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

BHA RECORD LISTING

TELECO RUN NUMBER	6	7			
BIT TYPE	SMITH FDS	SMITH FDS			
HOLE SIZE	8½"	8½"			
JETS/TFA	2.95	2.95			
DEPTH START	2008	2230			
DEPTH END	2230	2451			
MIN/MAX/WOB	7/10	7/12			
MIN/MAX/RPM	100/120	120			
ROTARY DRILLING HRS	32.8	38.0			
MONEL ABOVE DIR SENSOR	7.90	7.90			
MONEL BELOW DIR SENSOR	4.27	4.27			
PREDOMINANT FORMATION	CLAYSTONE /SAND	CLAYSTONE			



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MUD PROPERTIES LISTING

DATE:	18.04.87	19.04.87	20.04.87	21.04.87	22.04.87
TIME:	06.00	06.00	06.00	06.00	06.00
DEPTH:	1358	1500	1656	1744	1780
MW:	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
PV:	14	13	15	12	14
YP:	5	7.5	12	6.5	6
GELS:	3/14	1/10	2.5/11	1/8	2/8
FILTRATE:	5	4.4	4.8	4.6	4.5
CHLORIDES:	5.84	6.4	7.5	7.5	7.8
pH:	11	10	10	10	10.5
SOLIDS:	13	13	14	13	13
SAND:	TRACE	TRACE	0.25	0.5	TRACE
OIL:	0	0	0	0	0
WATER:	87	87	86	87	87
TYPE					



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MUD PROPERTIES LISTING

DATE:	23.04.87	24.04.87	25.04.87	26.04.87	27.04.87
TIME:	06.00	06.00	06.00	06.00	06.00
DEPTH:	1950	2047	2168	2233	2350
MW:	1.28	1.28	1.27	1.27	1.28
PV:	14	16	16	13	15
YP:	6	11	11	7.5	7
GELS:	2/10	3/12	2/9	2/10	2/10
FILTRATE:	4.2	4.4	4.2	4.2	4.4
CHLORIDES:	7.8	8.2	8.17	8.17	8.17
pH:	10	10	10	10	10
SOLIDS:	14	14	16	15	15
SAND:	-	TRACE	0.5	TRACE	0.5
OIL:	0	0	0	0	0
WATER:	86	86	84	85	85
TYPE					



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MUD PROPERTIES LISTING

DATE:	28.04.87				
TIME:	06.00				
DEPTH:	2449				
MW:	1.27				
PV:	15				
YP:	10				
GELS:	2/10				
FILTRATE:	4.4				
CHLORIDES:	7.5				
pH:	10				
SOLIDS:	16				
SAND:	TRACE				
OIL:	0				
WATER:	84				
TYPE					



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

FORMATION EVALUATION SERVICE REPORT

The Teleco Formation Evaluation MWD Service was utilised on this occasion for the following purposes:

LITHOLOGY IDENTIFICATION

REAL TIME CORRELATION

RESERVOIR DETECTION

RESERVOIR THICKNESS DETERMINATION

RESERVOIR PAY ZONE THICKNESS DETERMINATION



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MWD LOG REPORT

MWD Formation Evaluation Services began below the 9 $\frac{1}{2}$ " casing shoe and continued to well total depth.

A 16" short normal MWD resistivity device was used and resistivity readings were corrected for downhole mud resistivity (R_m), collar and borehole sizes. The Freshwater Mud System used resulted in minimal resistivity corrections.

Run Number 1 (1295m - 1401m)

ROP's (Rate of Penetration) throughout the hole section were very responsive to lithology and consequently very variable. During this run ROP varied from 2.0 - 7.0 min/m. Despite the higher ROP's a good resistivity log was obtained.

From casing point to 1334m (1240m TVD) resistivities showed a decreasing trend from 3.8 to 2.9 ohm-m. This section was the Argille Del Santerno Formation - a series of Claystones.

Below 1334m the resistivity response became much more variable reflecting the mixed Claystone-Sand lithology. A clear shale line trend decreasing from 3.2 ohm-m at 1355m to 3.0 ohm-m at 1410m and a minimum resistivity trend in the water-saturated sands decreasing from 2.0 ohm-m at 1345m to 1.9 ohm-m at 1390m were evident. This was the top of the Upper Phocene Carrasai Formation. Three major sand bodies were encountered during this run, all water-saturated.

Run Number 2 (1401m - 1683m)

The resistivity response during this run was similar to the previous run, with a minimum of 1.25 ohm-m in thick water-saturated sands and a maximum of 3.0 ohm-m in thick Claystone sequences. Four major sand bodies, all water-saturated, were encountered.

Run Number 4 (1744m - 1773m)

A resistivity log for the section drilled during run number 3 was recorded by reaming at the start of run number 4. The resistivity curve indicated claystone and water-saturated sands of the same formation as above.

Run Number 5 (1773m - 2008m)

From 1773 to 1840 the resistivity response was fairly variable, from 1.7 ohm-m in water-saturated sands to 3.1 ohm-m in Claystone sections.

The upper gas zones, Pennina levels 15 and 14, as seen in other wells, were water-saturated in this well. The first gas zone, Pennina 13, was encountered at 1873m (1721m TVD) but gave a resistivity peak of only 3.7 ohm-m. This occurred in the middle of a long section of monotonous Claystone of around 2.7 - 2.8 ohm-m from 1840m to 1949m.

At 1949m (1792m TVD) the resistivity response became more varied again. From 1949m - 1955m Pennina 12 was encountered with a peak resistivity of 5.2 ohm-m indicating a gas saturated zone.

From 1968m - 1973m Pennina level 11 was encountered - resistivity decreased to 1.8 ohm-m indicative of a water-saturated sand.



MWD LOG REPORT CONTINUED

Run Number 6 (2008m - 2230m)

For this run the resistivity response was as before - from 1.8 ohm-m in water-saturated sands to 3.1 ohm-m in Claystone sections. Higher values were seen in Pennina levels 9, 8, 7, 6 and 5 (Up to 12 ohm-m). Level 10 was seen to be barren with a resistivity minimum 1.8 ohm-m.

Run Number 7 (2230m - 2451m)

Gas zones 4, 3 and 2 gave resistivity peaks of up to 11 ohm-m. The base of the Upper Pliocene Carrasai Formation was encountered at approximately 2350m (2173m TVD) where a subtle change in the resistivity trend could be seen, the values dropping from 4.0 ohm-m to 3.5 ohm-m. Below this marker the Middle Pliocene Argille Del Santerno Formation was encountered - resistivity response was steady around 3.8 ohm-m indicating a thick Claystone sequence. Small resistivity peaks up to 4.2 ohm-m indicated thin gas-bearing sands within the Claystone sequence. From 2386m to 2389m Pennina gas level 1 was encountered with a maximum resistivity of 10 ohm-m.

4.5 FANGO DI PERFORAZIONE



WELL SUMMARY

DATE: Maggio 1987

RAPPORTO FINALE
PENNINA 5 DIR.

COMPANY AGIP S.p.A.

ADDRESS S. Donato Milanese

WELL PENNINA 5 DIR.

LOCATION OFFSHORE ADRIATICO

PREPARED BY
A. Costa
W. D'Emilio

11 FEBBRAIO 1987

Spostamento impianto da Pennina 7 dir. a Pennina 5 dir. Lavaggio C.P. fino a 180 mt. Estrazione bit Ø 26". Discesa con bit 17"½. Perforazione. Diluizione del sistema attivo per controllo peso. Trattamento con bentonite per controllo viscosità. Desilter sempre in moto.

12

Perforazione e jetting fino a 408 mt. Circolazione 30'. Controllo foro in corso. Diluizione del sistema attivo per controllo peso. Trattamento con bentonite per controllo viscosità. Desilter sempre in moto. Usato Spersene in attesa arrivo acqua. Scartati 40 mc di fango.

13

Controllo foro in scarpa. Al fondo circolazione. Estrazione bit. Discesa csg 13"3/8 con scarpa a 305 mt. Cementato con 50 mc di malta a 1550 g/l + 32 mc di malta a 1900 g/l. Spiazzato con 1.5 mc di fango. Estrazione stinger. W.O.C. Smontaggio testa pozzo.

10 APRILE 1987

Spostamento impianto da Pennina 3 dir. a Pennina 5 dir. Montaggio testa pozzo. Centrifugato fango di superficie.

11

Montaggio testa pozzo. Prove BOP. Fresaggio cemento. Jetting e perforazione fino a 554 mt. Circolazione. Manovra per nuovo BHA. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene + CMC LV. Desilter sempre in moto.

12

Perforazione fino a 763 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa. Al fondo perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con CMC LV e Spersene. Desilter sempre in moto.



DAILY OPERATIONS LOG

13 APRILE 1987

Perforazione fino a 1020 mt. Circolazione 1 ora. Manovra per cambio BHA. Perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene + CMC LV. Desilter sempre in moto.

14

Perforazione fino a 1200 mt. Circolazione. Controllo foro. Al fondo perforazione fino a 1295 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa in corso. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene e CMC LV.

15

Discesa al fondo. Circolazione 1 ora. Estrazione bit. Pozzo a disposizione Schlumberger. Discesa al fondo con bit. Circolazione 1 ora. Estrazione bit. Preparativi per tubing 9"5/8.

16

Discesa csg 9"5/8. Scarpa a 1291 mt. Collare a 1265 mt. Cementato con 24 mc di malta a 1500 g/l + 21 mc di malta a 1900 g/l. Spiazzato con 49 mc di fango. Scartati 12 mc di fango contaminato. WOC. Smontaggio testa pozzo.

17

Incuneato csg 9"5/8. Preparativi per skiddaggio su Pennina 3 dir. Lavori Schlumberger. Skiddaggio su Pennina 5 dir. Montaggio BOP in corso.

18

Ultimato montaggio BOP. Test vari. RIH formando nuova batteria. Fresato cemento da 1261 a 1287 mt. Perforato da 1295 a 1238 mt. in argilla plastica.

19

Perforato da 1358 a 1500 mt. in argilla e sabbia. Perforazione con survey int. Cambio batteria. RIH. Perforazione con lo stesso bit.

20

Perforato da 1500 a 1656 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH in scarpa per controllo foro. RIH. Perforazione con survey intermedi.



DAILY OPERATIONS LOG

21 APRILE 1987

Perforato da 1656 a 1744 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH. Cambio batteria + bit. RIH con turbina. Perforazione.

22

Ultimata estrazione bit n. 5 + turbina. RIH bit n. 6 + nuova batteria. Ripasso foro da 1683 a 1744 mt. Perforato da 1744 a 1773 mt. Circolazione. POOH. Cambio batteria. RIH con stesso bit. Perforato da 1773 a 1790 mt. in argilla e sabbia.

23

Perforato da 1790 a 1950 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH in corso per controllo foro.

24

Perforato da 1950 a 2047 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH. Cambio bit + batteria. RIH. Perforazione con survey intermedi.

25

Perforato da 2047 a 2168 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. short trip. RIH. Perforazione.

26

Perforato da 2168 a 2233 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH cambio bit. RIH Perforazione.

27

Perforato da 2233 a 2350 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. Short trip. Perforazione.

28

Perforato da 2350 a 2449 mt. in argilla e sabbia. Manovra short trip. Perforazione.

29

Perforato da 2449 a 2451 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH in scarpa. RIH. Circolazione. POOH. Operazioni Schlumberger.



DAILY OPERATIONS LOG

30 APRILE 1987

Ultimate operazioni Schlumberger. RIH. Perforato da 2451 a 2453 mt. in sabbia e argilla. Circolazione. POOH. Lavori BOP. Preparativi e tubaggio in corso csg 7".

1 MAGGIO 1987

Discesa csg 7" fino a 1420 mt. Scarpa a 2449 mt. Collare a 2411 mt. Cementato con 24 mc di malta. Spiazzato con 49 mc di fango. Contatto tappi. W.O.C.

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

RUN NO.	SIZE	MAKE	TYPE	SERIAL NO.	JETS - 32nds Reg. R or RO			DEPTH OUT MT.	HOURS	MT PER HOUR	CUM. HOURS	WT. 1000 LBS.	R.P.M.	PUMP PRESS	PUMP NO. 1		PUMP NO. 2		MUD PROPERTIES								Ver. Dev.	Dull. Cond. 1/2 %				Date																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
					1	2	3								Liner	SPM	Liner	SPM	Wt.	W.L.F.	V.P.	V.P.	T	B	G	RC																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
1	26	NP	3 AJ		-	-	-	LAUAGG	0	TURD	GUNDA	FINO	A	180	MT																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								

* DENOTE BY (N)—NO (L)—LIGHT (M)—MEDIUM OR (H)—HEAVY BOUNDING OF CAGE

SUBJECT TO PROVISIONS ON REVERSE FIRST

4.6 RAPPORTI DI TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Cementazione da m. 405 a m. 6.000; Colonna 2; 1° Stadio ☐; 2° Stadio ☐; Liner ☐; Tie back ☐

DATI GENERALI
PTR ÷ livello mare 29 m; PTR ÷ quota housing m; PTR ÷ fondo mare 102 m; PTR ÷ quota hanger m;
PTR ÷ flangia base m

Profondità: misurata 408 m; verticale 407 m; KOP a 856 m

Inclinazione max $11\frac{3}{4}$ ° a 401 m; caliper da log ☐ no ☐ si ☐ tipo 182

Diametro medio del foro $\varnothing$; scarpa colonna precedente $\varnothing$ 30" a m 190

BHT da log dopo ore dall'ultima circolazione °C

Gradienti in atm/10 m { Sottoscarpa colonna precedente: dei pori NORMALE di fratturazione _____
Fondo pozzo : dei pori NORMALE di fratturazione 1.53

[illegible]

Controllo non distruttivo tipo ; trattamento anticorrosivo tipo ; grasso tipo 16CCA

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

Scarpa	marca	HALLI BURTON	tipo	SUPER SEAL	a m	405
Collare	marca	—	tipo	—	a m	—
DV	marca	—	tipo	—	a m	—

	Centralizzatori		Raschiatori	
Installazione	marca <u>VENETIC FORD</u> tipo <u>STB</u> n° <u>14</u>	marca tipo n°	marca tipo n°	marca tipo n°
<u>C1</u>	da m <u>405</u> a m <u>280</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>C2</u>	da m <u>280</u> a m <u>120</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>C4</u>	da m <u>120</u> a m <u>30</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 _____ nº 11

[illegible]

Compilatori

13-2-87

Settore

POZZO PENNINA S D Terra ☐; Mare ☒; Foro $\varnothing$ 12" $\frac{1}{4}$ "Colonna $\varnothing$ 9 $\frac{5}{8}$ "

Cementazione da m. 1200 a m. F.M.; Colonna ☒; 1° Stadio ☐; 2° Stadio ☐; Liner ☐; Tie back ☐

DATI GENERALI

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

PTR ÷ flangia base m

Profondità: misurata 1295 m; verticale 1204 m; KOP a m

Inclinazione max ° a m; caliper da log no ☐ si ☒ tipo SHAI

Diametro medio del foro $\varnothing$ 12 $\frac{3}{4}$; scarpa colonna precedente $\varnothing$ 13 $\frac{3}{8}$ a m 405

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
Ø 5/8	43.5	155	BTA	9.000	102	1.290	PTR

Controllo non distruttivo tipo ; trattamento anticorrosivo tipo ; grasso tipo 16-LGA

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

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa	marca	HALLIBURTON	tipo	BALL - VALVE	a	m	1290
Collare	marca	HALLIBURTON	tipo	BALL - VALVE	a	m	1266
DV	marca		tipo		a	m	

Installazione	Centralizzatori			Raschiatori		
	marca <u>WEATHERFORD</u>	tipo _____	n° _____	marca _____	tipo _____	n° _____
<u>2CPPM</u>	da m <u>1290</u> a m <u>1253</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
<u>C1</u>	da m <u>1253</u> a m <u>402</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
<u>CS</u>	da m <u>364</u> a m <u>354</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
<u>n</u>	da m <u>304</u> a m <u>289</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
<u>n</u>	da m <u>238</u> a m <u>226</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
<u>q</u>	<u>176</u> <u>163</u>					
<u>n</u>	<u>114</u> <u>101</u>					
<u>C1</u>	<u>58</u> <u>38</u>					

Stop collars marca WEATHERFORD tipo n° 83

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

[illegible]

SUCCESSIONE OPERATIVA:

Tubaggio iniziato alle ore 8⁰⁰ del 15/4/87 terminato alle ore 16³⁰ del 15/4/87 velocità discesa sec/tuboProva circolazione valvola si ☐ no ☐

Circolazione intermedie: min a m; min a m; min a m; min a m

Circolazione di fondo: inizio ore 16³⁰ fine ore 17³⁰; portata 2'200 l/min; pressione 57 atmReciprocazione colonna: si ☐, no ☒ inizio ore fine oreInner string si ☐, no ☐ Tappi ☒ ☒ Marca HALLIBURTON tipo STANDARDCuscino separatore: volume 3 m³; altezza 100 m; tempo contatto minConfezione malta { diretta ☒ con ricircolazione ☐ tipo GEL CEM. + NORM.
1° malta durata 20 min; 2° malta durata 15 minspiazzamento malta con 45 m³ di FANGO durata totale 55 min; pressione finale 110 atm.

	Tempo min	Volume m ³	Portata l/min	Pressione atm	Note
Andamento pressioni	1	4	1800	35	RAGGIUNGIMENTO MALTA
	14	18	1000	14	AND. NORM. PRESS.
	22	24	1000	20	BILANC. MALTA
	36	34	800	47	AND. NORM. PRESS.
	46	45	600	62	" " "
	53	48	500	70	" " "
	55	49	160	110	CONTATTO TAPPI

Contatto tappi: si ☒ no ☐; prova tenuta colonna 110 atm per 5 min.Spiazzamento eseguito con pompa impianto ☒, pompa Compagnia di cementazione ☐Malta a giorno 5 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, all'apertura DV m³

MATERIALI IMPIEGATI

Tipo cemento GECOM "G"

Tipo miscela GEL CEMENTO + MALTA NORM. a secco ☐ preidratata ☐Acqua confezione: dolce ☐ mare ☒ satura sale ☐

	Volume m ³	Densità kg/l	Cemento t	t	% Correttivi
Pre-malta CUSC. H ₂ O	3				
1° malta	23	1,5	16,4		BENTONITE 3%
2° malta	23	1,9	30,5		

Compagnia cementazione DOWELL n° ticket operaz. Operatori CARABELLA LUCIANO

Unità di cementazione: n° tipo n° utilizzate

Registrazioni: volume ☐ portata ☐ densità ☐ pressione ☐

Impianto di perforazione tipo OILWELL 3'000 Contrattista SAIPGM

OSSERVAZIONI:

Operazione	Personale AGIP presente	giorno dal	ore	giorno al	ore
Tubaggio	BACCILLI - PETINARI - COSTA - LEONE - SASSONA				
Cementazione	BACCILLI - PETINARI - COSTA - LEONE - SASSONA				

Data

16-4-87

Compilatori

/ /

POZZO **PENNINA S DIR.**

Terra ☐; Mare ☒; Foro $\varnothing$ **8 1/2** "Colonna $\varnothing$ **7** "

Cementazione da m **2450** a m **850**; Colonna ☒; 1° Stadio ☐; 2° Stadio ☐; Liner ☐; Tie back ☐

DATI GENERALI

PTR ÷ livello mare **29** m; PTR ÷ quota housing m; PTR ÷ fondo mare **102** m; PTR ÷ quota hanger m;

PTR ÷ flangia base **17,2** m

Profondità: misurata **2453** m; verticale **2267** m; KOP a **256** m

Inclinazione max **31** ° a **924** m; caliper da log no ☐ si ☒ tipo **SHDT**

Diametro medio del foro $\varnothing$; scarpa colonna precedente $\varnothing$ **9 5/8** " a m **1290**

BHT da log dopo ore dall'ultima circolazione **ESTRAPPOLATA 61°C**

Gradienti in atm/10 m { Sottoscarpa colonna precedente: dei pori **1,03** di fratturazione **1,7**
Fondo pozzo : dei pori **1,08** di fratturazione **1,83**

PROFILO COLONNA

Colonna $\varnothing$	Peso lbs/ft	Grado	Filetto tipo	Coppia serr. lbs-ft	Tubi n°	da m	a m
7"	23	N80	ANT.	4.400	113	PTR	1422
7"	29	N80	BTR	8.000	81	1422	2450

Controllo non distruttivo tipo; trattamento anticorrosivo tipo; grasso tipo **SA/2**

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

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa marca **HALLIBURTON** tipo **FLOAT VALVE** a m **2450**
Collare marca **HALLIBURTON** tipo **FLOAT VALVE** a m **2412**
DV marca tipo a m

		Centralizzatori				Raschiatori			
Installazione		marca WEATHERFORD	tipo SP1	n° 119		marca WEATHERFORD	tipo CT1A	n° 106	
1	2								
2CPPM	2CPPM	da m 2450	a m 2399	12		da m 2286	a m 2265	12	
2CPP	2CPP	da m 2399	a m 2386			da m 2263	a m 2239		
2CPPM	2CPPM	da m 2386	a m 2374			da m 2239	a m 2225		
C1	C1	da m 2374	a m 2350			da m 2225	a m 2189		
2CPPM	2CPPM	da m 2350	a m 2337			da m 2189	a m 2163		
2CPP	2CPP	2337	2342			2163	2157		
2CPPM	2CPPM	2342	2299			2157	2138		
2CPP	E3	2299	2286			2138	1285		
2CPP	E4					1285	1032		

Stop collars marca **WEATHERFORD** tipo **JSH** n° **272**

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

Fluidi	Tipo	Densità kg/l	Visc. API	600	300	Letture Fann g.p.m. 200 100	6	3	V. app.	V.P.	Y.V.	Gels 10"/10'	K'	n'	pH	NaCl g/l
Fango	LS	1,21	45													
Cuscino	SPACER 3000	1,6														
Malta	MORTALE	1,9														

SUCCESSIONE OPERATIVA:

Tubaggio iniziato alle ore 22⁰⁰ del 29/4 terminato alle ore 19³⁰ del 30/4 velocità discesa 45' sec/tuboProva circolazione valvola si ☒ no ☐

Circolazione intermedia: min 30 a 1870 m; min a m; min a m; min a m

Circolazione di fondo: inizio ore 19³⁰ fine ore 20³⁰; portata 1600 l/min; pressione 100 atmReciprocazione colonna: si ☒, no ☐ inizio ore 19³⁰ fine ore 22⁰⁰Inner string si ☐, no ☐ Tappi ☒ ☒ Marca HALLIBURTON tipo STANDARDCuscino separatore: volume 3 m³; altezza 213 m; tempo contatto minConfezione malta { diretta ☒, con ricircolazione ☐ tipo

1° malta durata min; 2° malta durata min

spiazzamento malta con 48,5 m³ di FANGO durata totale 30 min; pressione finale 110 atm

Andamento pressioni	Tempo min	Volume m ³	Portata l/min	Pressione atm	Note
	12	2470	130		RAGGIUNTO MALTA
	25	2200	130		INIZIO FUORIUSCITA MALTA DALLA SCARPA
	34	2000	142		MALTA IN EQUILIBRIO
	48,5	500	110		PRESSIONE FINALE C.T. 150 ATM.

Contatto tappi: si ☒, no ☐; prova tenuta colonna 150 atm per 10 min.Spiazzamento 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; all'apertura DV m³

MATERIALI IMPIEGATI

Tipo cemento CLASSE "6"

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

	Volume m ³	Densità kg/l	Cemento t	t	% Correttivi
Premalta					
1° malta	24	1,9	32		0,8% D80 + 0,8% D603
2° malta					

Compagnia cementazione DOWELL n° ticket operaz. Operatori CARAPELLO

Unità di cementazione: n° 1 tipo n° utilizzate

Registrazioni: volume ☐ portata ☐ densità ☐ pressione ☐

Impianto di perforazione tipo OILWELL 3000 Contrattista SAIPEM

OSSERVAZIONI: OPERAZIONE REGOLARE

Operazione	Personale AGIP presente	dal giorno	ore	al giorno	ore
Tubaggio	MONTI - PETTINARI - LAMACCHIA				
Cementazione					

Data

2/5/87

Compilatori

Lamacchia / Marico

pozzo: P-€ NNIN-A .5 dir

Joint venture: AGIP- SGLM-SPI —

_____ relazione finale _____

_____Ortona, dicembre 1988 _____

Compilato: L.MATTIOLI

Visto: N.ANTENUCCI

INDICE

PARTE IV

DATI GENERALI

- 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 FORD DA 17"1/2
 - 4.2.3 FORD DA 12"1/4
 - 4.2.4 FORD DA 8"1/2
- 4.3 ANALISI TEMPI
- 4.4 TABELLE SCALPELLI
- 4.5 FANGO DI PERFORAZIONE
- 4.6 RAPPORTI DI TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

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^ 00' 52".740 N
LONG 14^ 09' 27".476 E

4.1.1 TEMPI DI ATTIVITA'

Inizio (Lavaggio C.P.)	ore 00.30	del 27*01*87
Fine	ore 11.00	del 27*01*87
Inizio (Ribattitura CP.)	ore 06.30	del 02*02*87
Fine	ore 07.00	del 03*02*87
Inizio fase 17"1/2	ore 09.00	del 10*02*87
Fine	ore 07.00	del 13*02*87
Inizio fase 12"1/4	ore 22.00	del 09*04*87
Fine	ore 14.30	del 16*04*87
Inizio fase 8"1/2	ore 03.00	del 17*04*87
fine	ore 22.00	del 01*05*87
Inizio fase Completamento	ore 20.00	del 02*07*87
Fine	ore 15.00	del 10*07*87

TOTALE GIORNI IMPIANTO = 33 GG.+14.30 ORE

4.1.2 RIPARTIZIONE TEMPI

A) PERFORAZIONE	421.50	52.26
C) TUBAGGIO	82.00	10.17
F) LOGS ELETTRICI	39.00	4.84
G) PROVE DI STRATO E COMPL.	151.50	18.78
H) DEVIAZIONE	11.50	1.43
I) APPARECCH.DI SICUREZZA	60.00	7.44
M) SPOSTAMENTO IMPIANTO	12.50	1.55
N) VARIE	24.50	3.04
O) RIPARAZIONE E MANUT.	4.00	0.50

806.50

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 FORO 17"1/2 A MT. 408 (Vert. mt. 407)

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.
Con bit 17"1/2 perforato in verticale fino a mt. 256. (K.O.P.)
Da mt. 256 iniziato deviazione ed avanzato fino a mt. 408.
A mt. 401 il pozzo aveva 11°3/4 in direzione S 44 W.
Batteria: Bit+NB+D. Sub+MONEL+2DC+Stab+9DC+15HW
Fango: FM-GE 1190*45

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso casing 13"3/8 -J55-61#BTA, con scarpa atta a ricevere lo stinger a mt. 405.
Equipaggiamento colonna: C-1 da mt. 405 a mt. 280
C-2 da mt. 280 a mt. 170
C-4 da mt. 170 a mt. 30
Con stinger cementato colonna con 53 mc. di malta a d=1500 gr/lt. confezionata con 376 q.li di Cemento "G"+3%Bentonite seguita da 33 mc. di malta a d=1900 gr/lt. confezionata con 435 q.li di Cemento "G".

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 FORO 12"1/4 A MT. 1295 (Vert. 1204 mt.)

Ripreso perforazione con bit 12"1/4 ed avanzato incrementando l'angolo fino a mt. 850 dove si aveva 29° in direzione S 42 W.

Perforato mantenendo piu' o meno costante l'angolo fino a mt.1295 dove si avevano $24^{\circ}1/2$ in direzione S 41 W.
Batteria: In funzione della deviazione
Fango:FW- LS 1280 X 41

LOGS ELETTRICI

Registrato: DIL-SLS-GR da mt.1295 a mt.405
SHOT " " 1292 " " 405

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso casing 9"5/8-J55-43.5# BTA con scarpa a mt.1290.
Equipaggiamento colonna: 2CPPM da mt.1290 a mt.1252
C1 da mt.1252 a mt. 414
C5 " " 414 " " 24

Cementato colonna con 23 mc. di Gel-cemento a d=1500gr/lt.
confezionato con 164 q.li di Cemento "G"+3% Bentonite
seguito da 23 mc. di malta a d=1900 gr/lt. confezionata
con 305 q.li di Cemento "G".
Contatto tappi a 100 atm.

TESTA POZZO E COLLAUDI

Attesa presa cemento : 7.30 ore
Incuneato colonna con 90 ton.
Montato 2°Elemento inflangiatura 13"5/8 *3000-11"*5000 e
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 20 e100 Atm.
Condotte di superficie a 210 Atm.

4.2.4 FORO 8"1/2 A MT. 2453 (Vert.mt.2267)

Ripreso perforazione con bit 8"1/2 ed avanzato controllando
deviazione con MWD fino a mt. 1683.Turboperforato da mt.1683
a mt.1744 per correggere la direzione.
Perforato da mt.1744 a mt.2451 con presenza di Gas da mt.2250
a mt.2400.
A mt.2439 l'angolo era di 16.5° in direzione S 26.7°W.
Batteria: In funzione della deviazione.
Fango: FW-LS 1280*43

LOGS ELETTRICI

Registrato: DIL-SLS-GR da mt.2451 a mt.1289
 LDL-CNL-GR " " 2451 " " 1289
 SHDT " " 2451 " " 1299
 Disceso bit e perforato da mt.2451 a mt.2453.(Fondo Pozzo)

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso CSG 7" N80-29# BTA con scarpa a mt. 2450.
 Circolazione intermedia a mt.1870.

Equipaggiamento colonna: 2CPPM	da mt.2450	a mt.2399
	" " 2386	" " 2374
	" " 2350	" " 2337
	" " 2312	" " 2299
	" " 2286	" " 2263
	" " 2239	" " 2225
	" " 2189	" " 2163
	" " 2151	" " 2138
2CPP	" " 2399	" " 2386
	" " 2337	" " 2312
	" " 2299	" " 2286
	" " 2263	" " 2239
	" " 2163	" " 2151
C1	" " 2374	" " 2350
	" " 2225	" " 2189
	" " 2138	" " 1285
C4	" " 1285	" " 1032

Cementato colonna con 320 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 = 10 ore.
 Incuneato colonna con 60 ton.
 Inflangiato corpo superiore 11"*7"1/16*5000 .
 Disceso 33 TBG.2"7/8 per completamente provvisorio.
 Montato cappellotto 7"1/16 * 2"1/2*5000+Saracinesca.
 Successivamente smontato cappellotto ed 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.2410.

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

Registrato: CBL-VDL-CCL-GR da mt. 2412 a mt.850.

Top cemento a mt.1290.

Eseguito R.F.T. a mt. 1878. Press. Stat.=182.6atm.(Grad.=1.06)

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

da mt.	1874.00	a	mt	1878.50
" "	2085.00	" "	" "	2087.00
" "	2191.50	" "	" "	2193.50

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

da mt.	2157.50	a	mt.	2160.00
" "	2161.00	" "	" "	2164.00
" "	2246.50	" "	" "	2250.50
" "	2390.50	" "	" "	2393.50

Disceso bit + Scraper fino a mt.2410.

Circolato e aggiunto 0.1% DODIGEN al brine.

Disceso TBG 2"3/8 P105 per doppio completamento

controllando torsione con "JAM" e tenuta idraulica con "HOLD".

Smontato BOP e montato croce.

Spiazzato string corta con 4.3 mc.di Acqua Dolce.

Spiazzato string lunga con 4.6 mc. " " "

Fissato Packers RH a mt. 2174 , 2220 , 2260.

Fissato Packers RDH a mt. 1857 , 1904 , 2133.

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

Spurgato string corta e lunga.

Fissato mandrino OTIS"X" 2"+valvola equalizzatrice "B"+

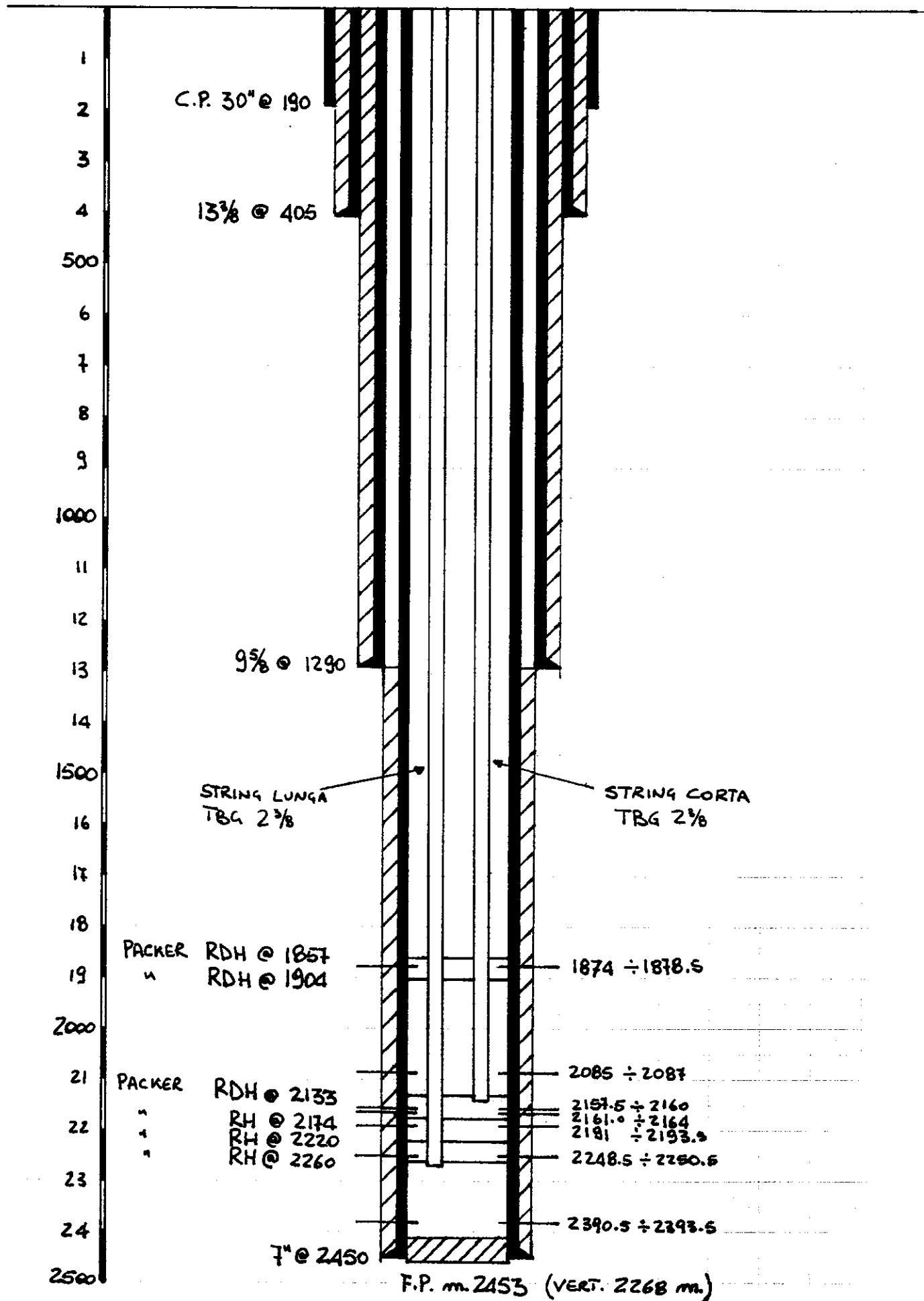
valvola di sicurezza a mt.504 su string lunga e a mt.474 su string corta.

Montato B.P.U.

Skiddato impianto su Pennina 2 Dir.

POZZO : PENNINA 5 Dir.

SITUAZIONE ATTUALE

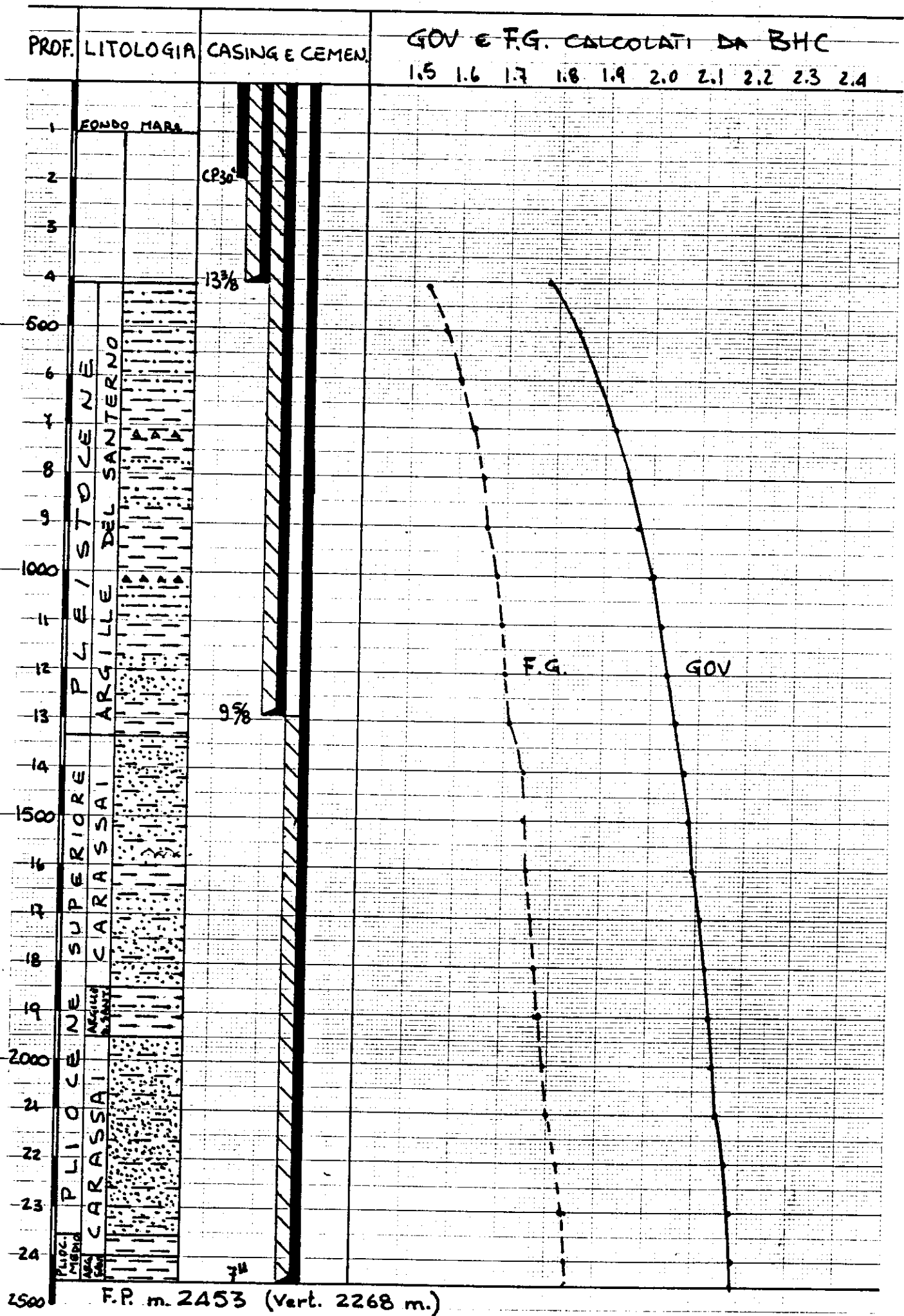


POZZO : PENNINA 5 Dir

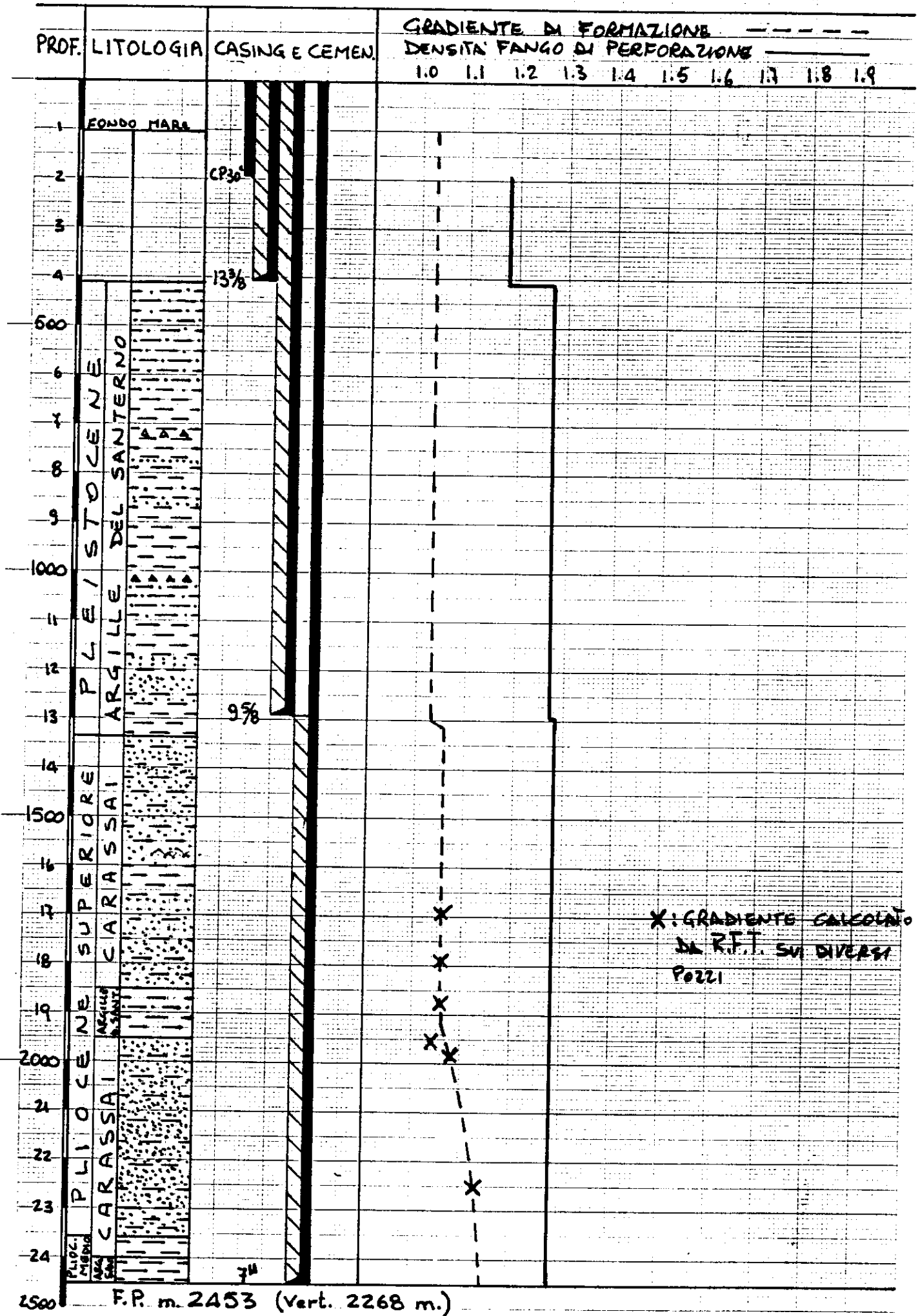
PROF.	LITOLOGIA	CASING E CEMEN.	FANGO DI PERF.	DIFFICOLTA' DI PERF.
1	FONDO MARE			
2		CP30'		
3				
4		13 3/8	FW-GE 1180	
500				
6	PLEISTOCENE ARGILLE DEL SANTERNO			
7				
8				
9				
1000				
11				
12			FW-LS 1270	
13		9 5/8		
14	NE SUPERIORE CARASSAI			
1500				
16				
17				
18				
19	ARGILLE SANTERNO			
2000				
21	PLIOCENE CARASSAI			
22				
23				
24	PLIOC. MIDIA AREA SANTERNO	7 1/4	FW-LS 1280	
2500	F.P. m. 2453 (Vert. 2268 m.)			

PRESENZA DI GAS

POZZO: PENNINA 5 Dir



POZZO: PENNINA 5 Dir



4.3 ANALISI TEMPI

WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEM

	TOTAL		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)											
	A	B	C	D	E	F	TOTAL	DEFINITION		DAYS	%			
A	250.50	121.50	32.00	7.00	0.00	10.50	421.50	drilling oper	*	17.56	52.26	*		
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	*	0.00	0.00	*		
C	0.00	42.00	8.00	21.00	0.00	11.00	82.00	casing oper	*	3.42	10.17	*		
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	39.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	39.00	logging oper	*	1.63	4.84	*		
G	25.50	106.50	9.50	0.00	3.00	7.00	151.50	testing oper	*	6.31	18.78	*		
H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.50	11.50	deviation	*	0.48	1.43	*		
I	0.00	49.00	0.00	9.50	1.50	0.00	60.00	BOP	*	2.50	7.44	*		
L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	well abandon	*	0.00	0.00	*		
M	8.00	1.00	3.50	0.00	0.00	0.00	12.50	rig moving	*	0.52	1.55	*		
N	0.00	0.00	24.50	0.00	0.00	0.00	24.50	other	*	1.02	3.04	*		
O	0.00	0.00	0.00	0.00	4.00	0.00	4.00	maintenance repair rig	*	0.17	0.50	*		
P	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	waiting	*	0.00	0.00	*		
	HOURS TOTAL =						806.50			DAYS TOTAL =		33.61		

WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEM

PHASECP 30			TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL *	DEFINITION	DAYS *	% *
*	A *	B *	C *	D *	E *	F *						
A *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	10.50 *	10.50*	drilling oper	0.44 *	30.00*		
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 *	24.50 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	24.50*	other	1.02 *	70.00*		
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 =							35.00	DAYS TOTAL =		1.46		

WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEM

PHASE17.5		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL *	DEFINITION	DAYS *	% *
A *	B *	C *	D *	E *	F *						
A *	23.50 *	7.00 *	8.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	38.50 *	drilling oper	*	1.60 *	45.29 *
B *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	coring oper	*	0.00 *	0.00 *
C *	0.00 *	9.00 *	2.00 *	3.50 *	0.00 *	0.00 *	14.50 *	casing oper	*	0.60 *	17.06 *
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 *	3.50 *	3.50 *	deviation	*	0.15 *	4.12 *
I *	0.00 *	23.00 *	0.00 *	2.50 *	0.00 *	0.00 *	25.50 *	BOP	*	1.06 *	30.00 *
L *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	well abandon	*	0.00 *	0.00 *
M *	1.00 *	1.00 *	1.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	3.00 *	rig moving	*	0.13 *	3.53 *
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 *	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 =							85.00	DAYS TOTAL = 3.54			

WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEM

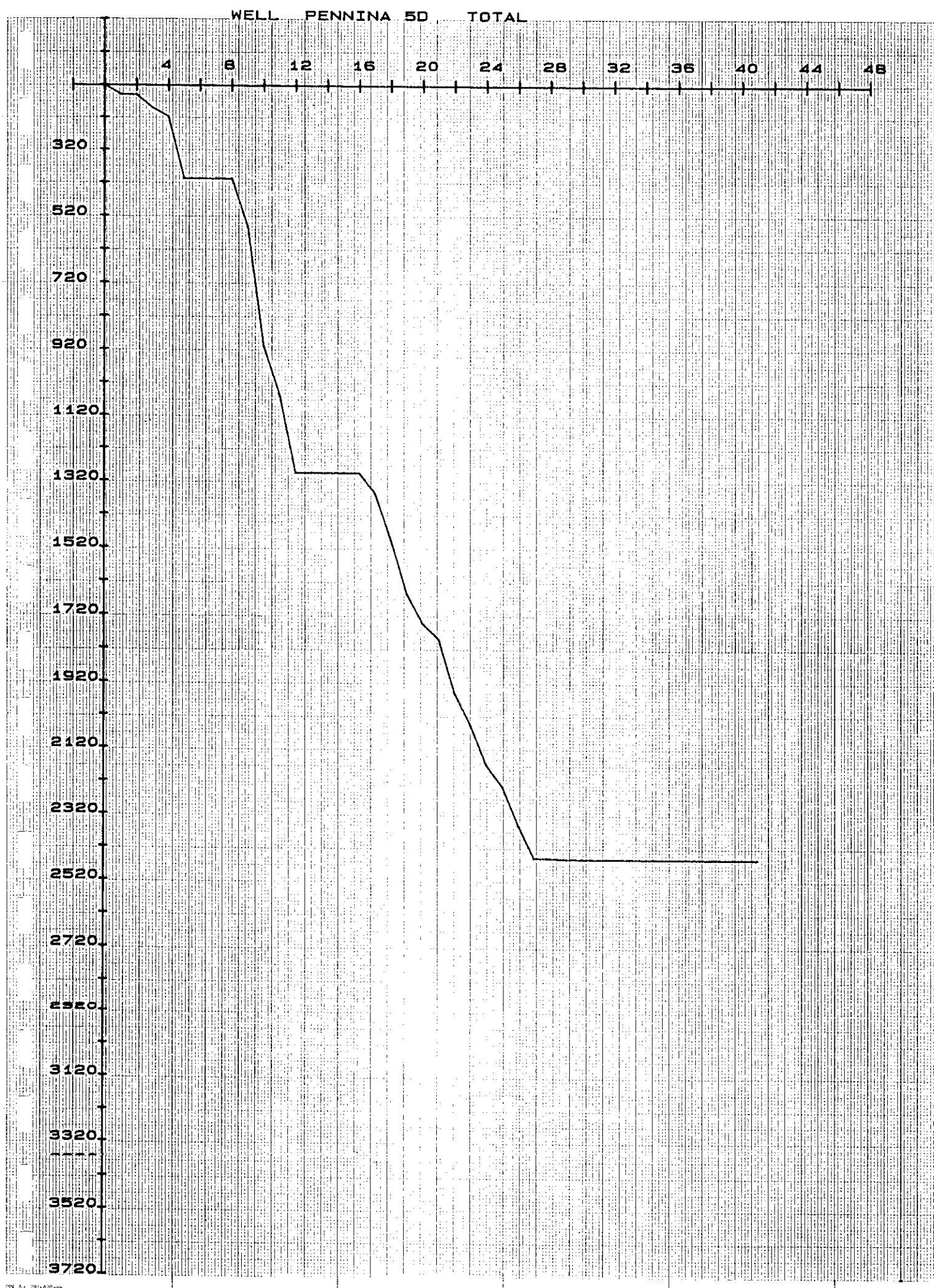
PHASE12.25			TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)																									
*	A	*	B	*	C	*	D	*	E	*	F	*	TOTAL	*	DEFINITION	*	DAYS	*	%	*								
A	*	54.50	*	30.00	*	10.00	*	1.00	*	0.00	*	0.00	*	95.50	*	drilling oper	*	3.98	*	60.25	*							
B	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	coring oper	*	0.00	*	0.00	*							
C	*	0.00	*	12.00	*	3.00	*	7.50	*	0.00	*	4.50	*	27.00	*	casing oper	*	1.13	*	17.03	*							
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	*	8.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	8.00	*	logging oper	*	0.33	*	5.05	*							
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	*	8.00	*	8.00	*	deviation	*	0.33	*	5.05	*							
I	*	0.00	*	9.00	*	0.00	*	4.00	*	0.00	*	0.00	*	13.00	*	BOP	*	0.54	*	8.20	*							
L	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	well abandon	*	0.00	*	0.00	*							
M	*	5.00	*	0.00	*	1.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	6.00	*	rig moving	*	0.25	*	3.79	*							
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 =														158.50	DAYS TOTAL =													
															6.60													

WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEM

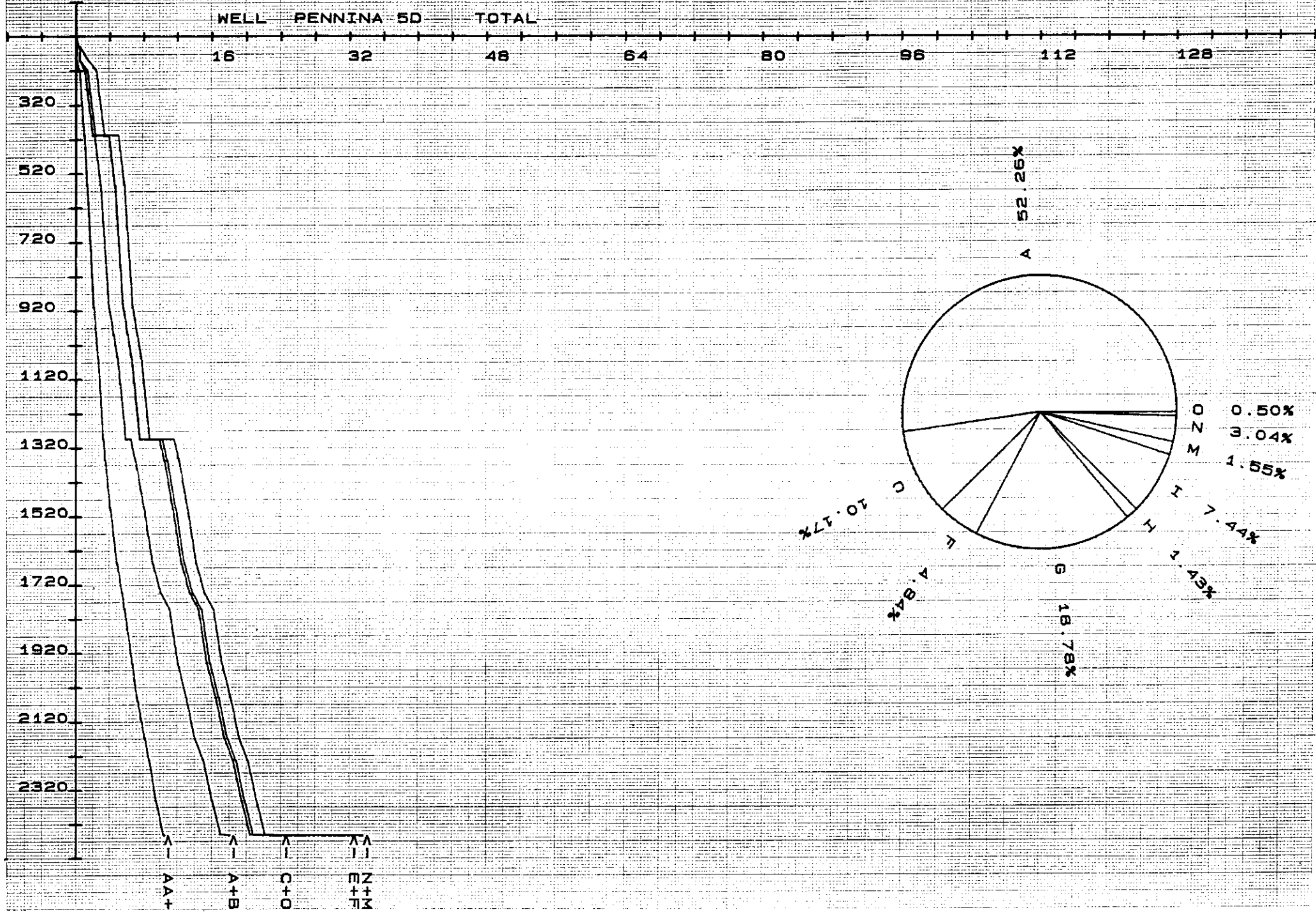
PHASE8.5		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
A	B	C	D	E	F						
A	172.50	84.50	14.00	6.00	0.00	0.00	277.00	drilling oper	11.54	77.16	
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00	
C	0.00	21.00	3.00	10.00	0.00	6.50	40.50	casing oper	1.69	11.28	
D	0.00	0.00	0.00	0.00	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	15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	logging oper	0.63	4.18	
G	0.00	5.50	0.00	0.00	0.00	0.00	5.50	testing oper	0.23	1.53	
H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	deviation	0.00	0.00	
I	0.00	12.50	0.00	3.00	0.00	0.00	15.50	BOP	0.65	4.32	
L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	well abandon	0.00	0.00	
M	1.00	0.00	1.50	0.00	0.00	0.00	2.50	rig moving	0.10	0.70	
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	3.00	0.00	3.00	maintenance repair rig	0.13	0.84	
P	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	waiting	0.00	0.00	
HOURS TOTAL =							359.00	DAYS TOTAL =		14.97	

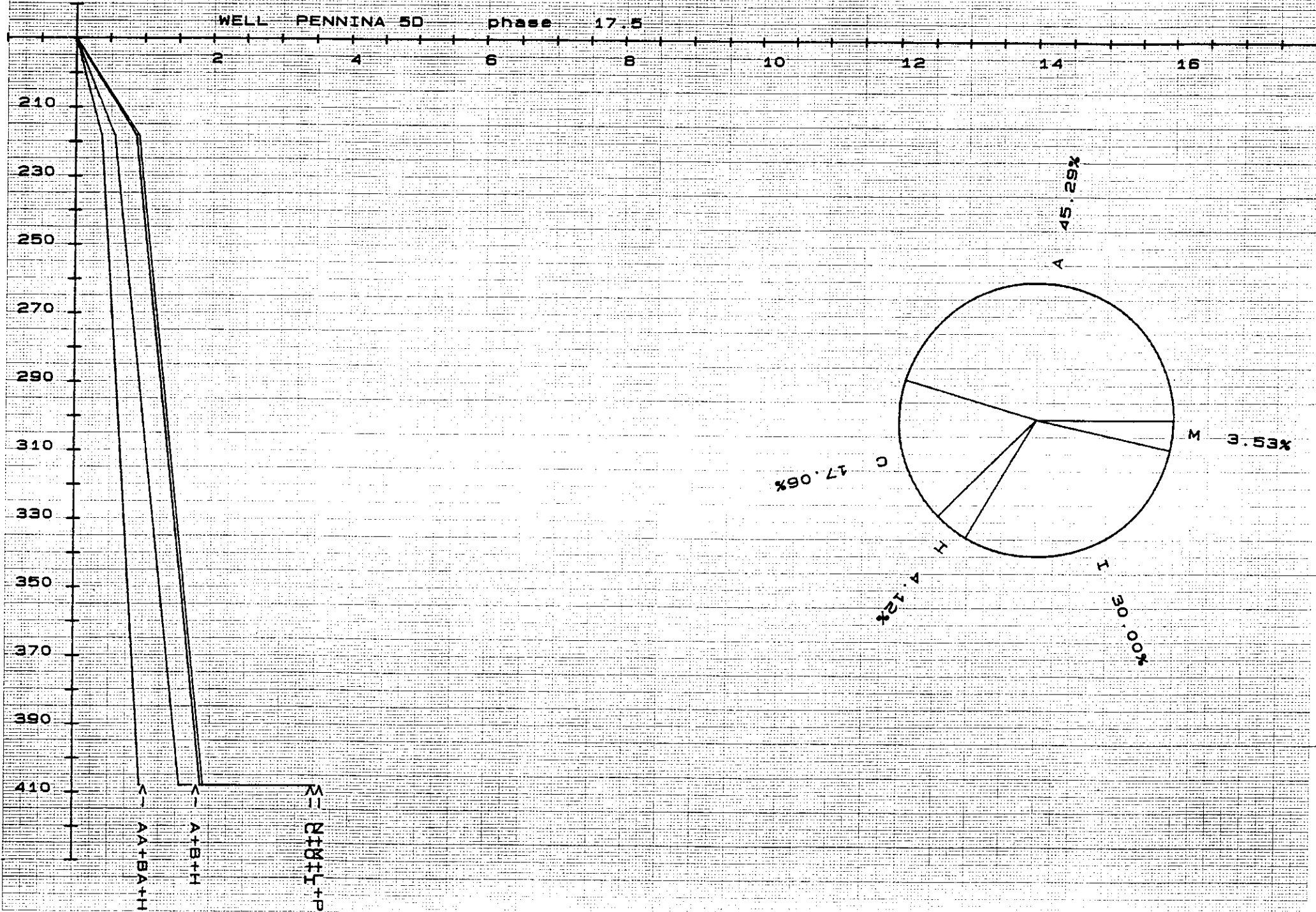
WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEM

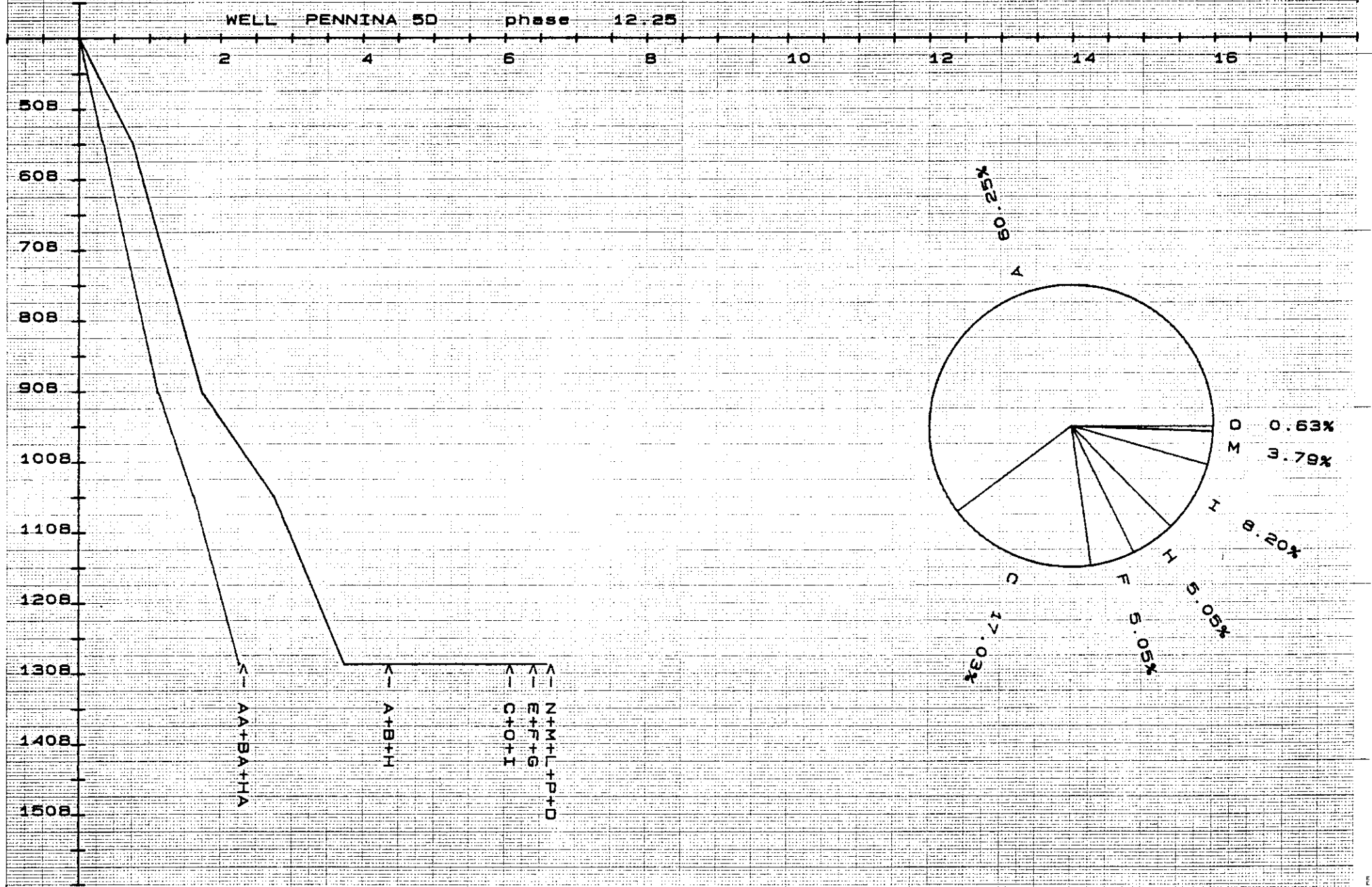
PHASE	COMPLE	TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
	A	B	C	D	E	F					
A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	drilling oper	0.00	0.00
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00
C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	casing oper	0.00	0.00
D	0.00	0.00	0.00	0.00	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	0.00	fishing oper	0.00	0.00
F	16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.00	logging oper	0.67	9.47
G	25.50	101.00	9.50	0.00	3.00	7.00	148.00	148.00	testing oper	6.08	86.39
H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	deviation	0.00	0.00
I	0.00	4.50	0.00	0.00	1.50	0.00	6.00	6.00	BOP	0.25	3.55
L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	well abandon	0.00	0.00
M	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	rig moving	0.04	0.59
N	0.00	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	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	0.00	waiting	0.00	0.00
							HOURS TOTAL =	169.00			
									DAYS TOTAL =	7.04	

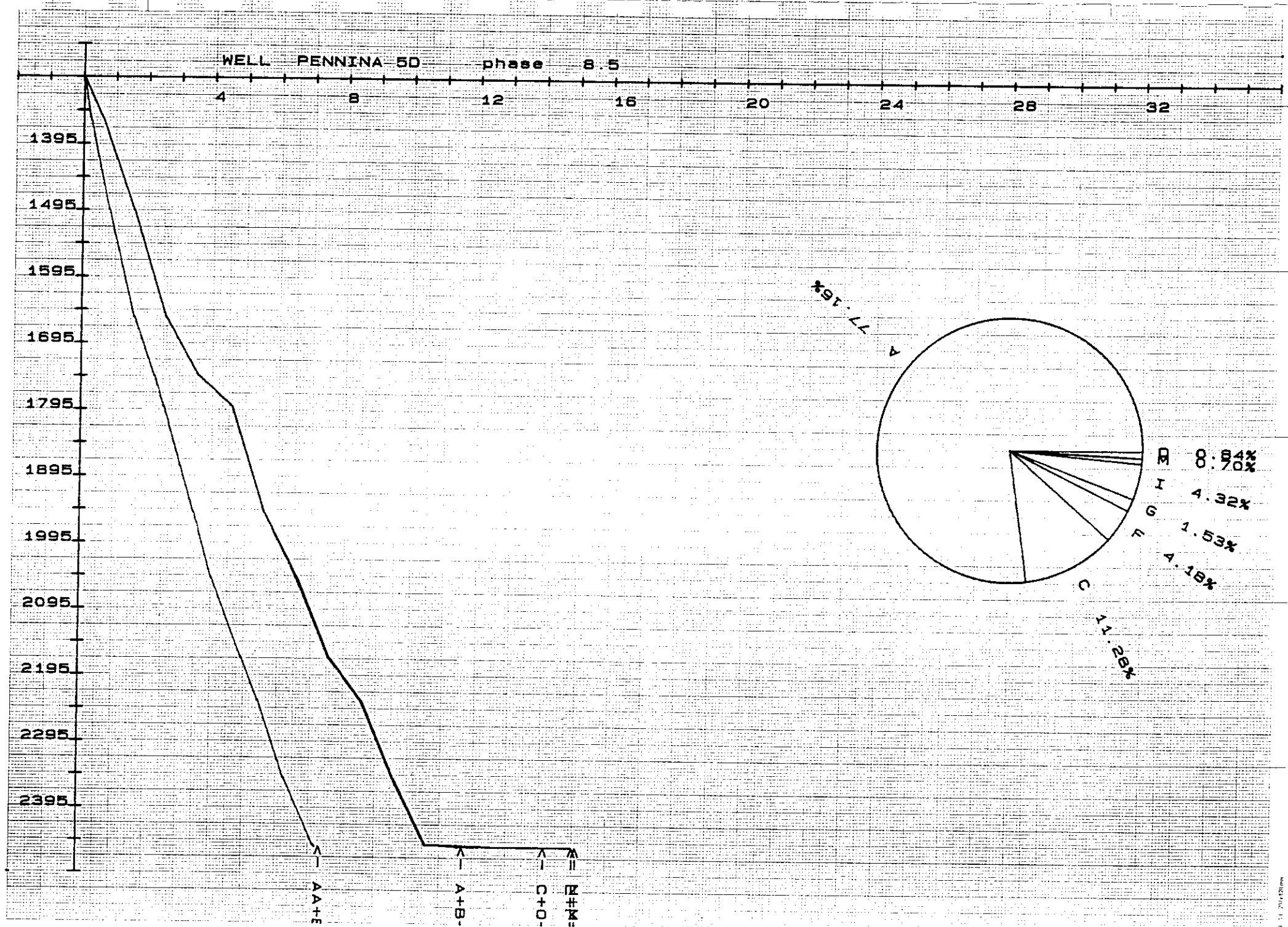


CM 10 28/10/2010









4.4 TABELLA SCALPELLI E DEVIAZIONE



POZZO Pennina 5 Dir CONCESSIONE BC 15 VA NAZIONE Italia CONTRATTISTA SAIPEM

Misure metriche ☐

IMPIANTO - MARCA E MODELLO OILWELL 3000 RAPPRESENTANTE CONTRATTISTA Previdi-Remolin RAPPRESENTANTE COMMITTENTE Baccetti - Monti FOGLIO N. 1

Misure americane ☐

DATA INIZIO PERFORAZIONE	DATA FINE POZZO	ASTE DI PERFORAZIONE OD	lb/ft	TOOL JOINTS : TIPO	ϕ_e	ϕ_i

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

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

[illegible]

NOTE:

14 DEC 1988 @ 13:10

Company name: AGIP
Well: PENNINA 5
Proposed dorection: S 36.75 W
Magnetic declination: 0.00



DATADRIL

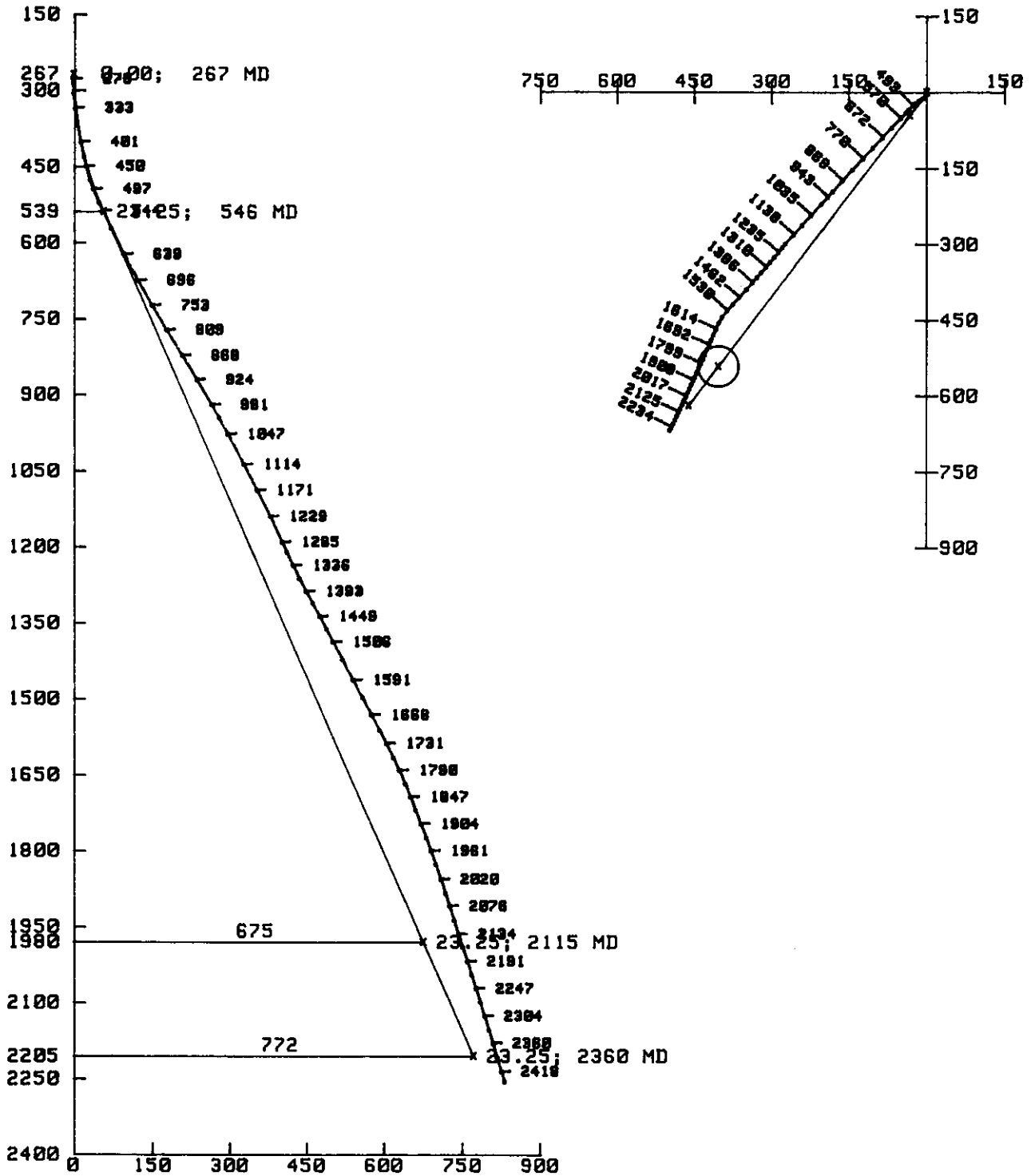
Division of Smith International, Inc.

VERTICAL PLANE

SCALE: 150 METERS/DIVISION

HORIZONTAL PLANE

SCALE: 150 METERS/DIVISION



Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

COMPAGNIA: AGIP
POZZO: PENNINA 5
TIPO SURVEY: MULTI SHOT

File Name: MSPENN5

***** 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 36.75 W

TYPE OF SURVEY	MEASURED DEPTH (M)	INCL ANGLE (DEG)	D R I F T DIRECTION (DEG)	COURSE LENGTH (M)	TOTAL VERTICAL DEPTH	T O T A L RECTANGULAR COORDINATES (M)		VERTICAL SECTION (M)	DOUBLE SEVERITY (DEG/30 M)
GMS	0.00	0.00	N 0.00 E	0.00	0.00	0.00 N	0.00 E	0.00	0.00
GMS	249.00	.50	N 15.00 E	249.00	249.00	1.05 N	.28 E	-1.01	.06
GMS	276.00	1.00	S 75.00 E	27.00	275.99	1.21 N	.56 E	-1.30	1.24
GMS	285.00	1.25	S 12.00 W	9.00	284.99	1.07 N	.64 E	-1.24	5.20
GMS	304.00	4.00	S 24.00 W	19.00	303.97	.25 N	.37 E	-1.42	4.40
GMS	333.00	7.00	S 31.00 W	29.00	332.83	2.22 S	.91 W	2.32	3.17
GMS	352.00	8.00	S 38.00 W	19.00	351.67	4.26 S	2.31 W	4.80	2.14
GMS	401.00	11.25	S 44.00 W	49.00	399.98	10.44 S	7.69 W	12.96	2.08
GMS	430.00	12.50	S 64.00 W	29.00	428.35	13.95 S	12.49 W	18.63	4.42
GMS	450.00	14.25	S 56.00 W	20.00	447.81	16.24 S	16.49 W	22.88	3.81
GMS	478.00	18.00	S 53.00 W	28.00	474.70	20.76 S	22.82 W	30.29	4.11
GMS	497.00	20.75	S 44.00 W	19.00	492.63	24.93 S	27.54 W	36.45	6.40
GMS	526.00	23.50	S 43.00 W	29.00	519.49	32.85 S	35.05 W	47.29	2.87
GMS	544.00	24.75	S 43.00 W	18.00	535.92	38.23 S	40.07 W	54.61	2.08
GMS	582.00	25.00	S 43.00 W	38.00	570.39	49.92 S	50.97 W	70.50	.20
GMS	639.00	26.50	S 42.00 W	57.00	621.73	68.18 S	67.70 W	95.13	.82
GMS	696.00	28.75	S 43.00 W	57.00	672.23	87.66 S	85.56 W	121.43	1.21
GMS	753.00	29.75	S 42.00 W	57.00	721.96	108.19 S	104.37 W	149.14	.59
GMS	809.00	30.50	S 42.00 W	56.00	770.40	129.08 S	123.18 W	177.13	.40
GMS	868.00	31.00	S 42.00 W	59.00	821.10	151.50 S	143.36 W	207.17	.25
GMS	924.00	31.00	S 42.00 W	56.00	869.10	172.93 S	162.66 W	235.89	0.00

Sii DATADRIL

Division of Smith International, Inc.

COMPAGNIA: AGIP
POZZO: PENNINA 5

TIPO SURVEY: MULTI SHOT

TYPE OF RVEY	MEASURED DEPTH (M)	INCL ANGLE (DEG)	D R I F T DIRECTION (DEG)	COURSE LENGTH (M)	TOTAL VERTICAL DEPTH	T O T A L RECTANGULAR COORDINATES (M)		VERTICAL SECTION (M)	DOUBLE SEVERITY (DEG/30 M)
GMS	981.00	30.00	S 41.00 W	57.00	918.21	194.60 S	181.83 W	264.72	.59
GMS	1010.00	29.00	S 42.00 W	29.00	943.45	205.29 S	191.29 W	278.95	1.15
GMS	1047.00	28.00	S 41.00 W	37.00	975.97	218.52 S	202.99 W	296.54	.90
GMS	1114.00	27.50	S 42.00 W	67.00	1035.26	241.88 S	223.66 W	327.63	.31
GMS	1171.00	26.50	S 41.00 W	57.00	1086.05	261.26 S	240.81 W	353.42	.58
GMS	1229.00	25.50	S 42.00 W	58.00	1138.18	280.30 S	257.66 W	378.76	.56
GMS	1285.00	24.50	S 41.00 W	56.00	1188.93	298.03 S	273.34 W	402.34	.58
GMS	1307.00	24.50	S 38.70 W	22.00	1208.95	305.03 S	279.18 W	411.45	1.30
GMS	1336.00	25.60	S 39.00 W	29.00	1235.22	314.59 S	286.89 W	423.72	1.15
GMS	1365.00	26.70	S 39.70 W	29.00	1261.25	324.48 S	294.99 W	436.49	1.18
GMS	1393.00	27.90	S 39.70 W	28.00	1286.14	334.36 S	303.19 W	449.31	1.29
GMS	1420.00	28.10	S 40.40 W	27.00	1309.97	344.06 S	311.35 W	461.97	.43
GMS	1449.00	27.80	S 41.10 W	29.00	1335.59	354.36 S	320.22 W	475.53	.46
GMS	1477.00	27.70	S 40.40 W	28.00	1360.37	364.24 S	328.73 W	488.53	.37
GMS	1506.00	27.70	S 41.10 W	29.00	1386.05	374.45 S	337.53 W	501.98	.34
GMS	1545.00	27.30	S 41.50 W	39.00	1420.64	387.98 S	349.42 W	519.93	.34
GMS	1591.00	27.20	S 41.10 W	46.00	1461.34	403.80 S	363.32 W	540.93	.14
GMS	1630.00	27.00	S 41.10 W	56.00	1496.25	417.19 S	375.00 W	558.84	.15
GMS	1668.00	27.00	S 41.80 W	38.00	1530.11	430.12 S	386.42 W	575.84	.25
GMS	1702.00	27.20	S 33.70 W	34.00	1560.38	442.75 S	395.89 W	591.31	3.26
GMS	1731.00	26.20	S 24.60 W	29.00	1586.29	453.72 S	402.23 W	604.21	4.35
GMS	1762.00	26.40	S 23.90 W	31.00	1614.08	466.25 S	407.87 W	617.62	.36
GMS	1790.00	24.50	S 23.60 W	28.00	1639.36	477.26 S	412.72 W	629.34	2.04
GMS	1819.00	22.70	S 22.90 W	29.00	1665.93	487.92 S	417.30 W	640.63	1.88
GMS	1847.00	21.40	S 22.90 W	28.00	1691.89	497.61 S	421.39 W	650.84	1.39
GMS	1875.00	20.80	S 22.90 W	28.00	1718.01	506.89 S	425.31 W	660.63	.64
GMS	1904.00	20.70	S 23.20 W	29.00	1745.13	516.35 S	429.34 W	670.61	.15
GMS	1933.00	20.70	S 23.60 W	29.00	1772.25	525.76 S	433.41 W	680.58	.15
GMS	1961.00	20.00	S 23.60 W	28.00	1798.51	534.68 S	437.31 W	690.06	.75
GMS	1989.00	18.80	S 23.90 W	28.00	1824.92	543.19 S	441.05 W	699.13	1.29
GMS	2020.00	17.90	S 23.90 W	31.00	1854.34	552.11 S	445.01 W	708.64	.87
GMS	2049.00	18.00	S 23.90 W	29.00	1881.93	560.28 S	448.63 W	717.35	.10
GMS	2076.00	17.80	S 23.90 W	27.00	1907.62	567.87 S	451.99 W	725.44	.22

Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

COMPAGNIA: AGIP
POZZO: PENNINA 5

TIPO SURVEY: MULTI SHOT

TYPE OF SURVEY	MEASURED DEPTH (M)	INCL ANGLE (DEG)	D R I F T DIRECTION (DEG)	COURSE LENGTH (M)	TOTAL VERTICAL DEPTH	T O T A L RECTANGULAR COORDINATES (M)		VERTICAL SECTION (M)	DOGLEG SEVERITY (DEG/30 M)
GMS	2105.00	17.80	S 24.60 W	29.00	1935.23	575.95 S	455.63 W	734.10	.22
GMS	2134.00	17.80	S 23.90 W	29.00	1962.85	584.04 S	459.27 W	742.75	.22
GMS	2161.00	17.80	S 24.30 W	27.00	1988.55	591.57 S	462.64 W	750.81	.14
GMS	2191.00	17.70	S 25.00 W	30.00	2017.12	599.88 S	466.46 W	759.75	.24
GMS	2219.00	17.70	S 24.30 W	28.00	2043.80	607.62 S	470.01 W	768.07	.23
GMS	2247.00	17.60	S 24.60 W	28.00	2070.48	615.35 S	473.52 W	776.37	.14
GMS	2275.00	17.30	S 24.60 W	28.00	2097.19	622.98 S	477.01 W	784.58	.32
GMS	2304.00	17.10	S 24.60 W	29.00	2124.90	630.78 S	480.58 W	792.96	.21
GMS	2332.00	17.10	S 25.30 W	28.00	2151.66	638.25 S	484.06 W	801.02	.22
GMS	2360.00	16.90	S 25.70 W	28.00	2178.43	645.63 S	487.58 W	809.05	.25
GMS	2389.00	16.70	S 25.70 W	29.00	2206.20	653.19 S	491.22 W	817.28	.21
GMS	2418.00	16.60	S 26.70 W	29.00	2233.98	660.64 S	494.89 W	825.44	.31
GMS	2439.00	16.50	S 26.70 W	21.00	2254.11	665.99 S	497.57 W	831.33	.14

BOTTOM HOLE CLOSURE: 831.33 Meters at S 36.76 Degrees W



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

END OF WELL REPORT

CLIENT: AGIP SpA

RIG: OILWELL 3000 PLATFORM NUMBER 5820

FIELD: PENNINA

LOCATION: MARE ADRIATICO

WELL NO: PENNINA 5 DIR

HOLE SECTIONS: 8½"

OPERATING DEPTHS: 1295m to 2451m

DATES START: 17TH APRIL, 1987

END: 28TH APRIL, 1987.

TELECO JOB NO: TIY 061/00

PREPARED BY: G. SODEN

CHECKED BY: G. SODEN



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

I N D E X

RIG REPORT

MEASUREMENT SPECIFICATIONS

OPERATIONS SUMMARY

RUN DETAIL SUMMARY

SURVEY CALCULATIONS

SURVEY PLOTS

PERFORMANCE REPORT

MAINTENANCE REPORT

ENGINEER DEPLOYMENT SUMMARY

TOOL DEPLOYMENT SUMMARY

BHA RECORD LISTING

MUD RECORD

FORMATION EVALUATION SERVICE REPORT

MWD LOG REPORT



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

RIG REPORT

DRILLING CONTRACTOR:	<u>SAIPEM</u>
RIG NAME:	<u>PENNINA PLATFORM</u>
RIG TYPE:	<u>EMSCO 3000 NUMBER 5820</u>
MUD PUMP TYPE:	<u>TRIPLEX</u>
MUD PUMP MAKE:	<u>OILWELL A 17 00 PT</u>
MUD COMPANY:	<u>MAGCOBAR</u>
SPUD DATE:	<u>27TH JANUARY, 1987</u>
DIRECTIONAL DRILLING COMPANY:	<u>SMITH INTERNATIONAL ITALIA</u>
SURVEY COMPANY:	<u>SMITH ITERNATIONAL ITALIA</u>
ELECTRIC LOGGING COMPANY:	<u>SCHLUMBERGER</u>



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MEASUREMENT SPECIFICATIONS

MEASUREMENT UNITS:

DEPTH UNITS:	METRES
DEPTH REFERENCE TO:	DRILL FLOOR
REF. POINT TO GROUND LEVEL:	20.2m
REF. POINT TO SEA LEVEL	93.2m
REF. POINT TO DRILL FLOOR:	0m
REF. POINT TO KELLY BUSHING:	-
FLOW RATE:	LITRES PER MINUTE
MUD WEIGHT:	SPECIFIC GRAVITY
PLASTIC VISCOSITY:	CENTIPOISE
YIELD POINT:	GRAMMES PER SQUARE CENTIMETRE
GEL STRENGTHS:	GRAMMES PER SQUARE CENTIMETRE
FILTRATE:	MILLILITRES
CHLORIDES:	GRAMMES PER LITRE Na Cl
MUD RESISTIVITY:	OHM - METRES
TEMPERATURE:	-
WEIGHT ON BIT:	TONNES
JET SIZE/TFA:	SQUARE CENTIMETRES



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

OPERATIONS SUMMARY

RUN NUMBER:	1	2	3	4	5
HOLE SIZE:	8½"	8½"	8½"	8½"	8½"
ASSEMBLY TYPE:	ROTARY BUILD	ROTARY HOLD	MOTOR/BENT SUB	ROTARY HOLD	ROTARY DROP
DEPTH START	1295	1401	1683	1744	1773
DEPTH END:	1401	1683	1744	1773	2008
TIME/DATE IN HOLE:	19.00 17.04.87	15.00 18.04.87	14.30 20.04.87	09.30 21.04.87	24.00 21.04.87
TIME/DATE OUT HOLE:	15.00 18.04.87	14.30 20.04.87	09.30 21.04.87	24.00 21.04.87	20.30 23.04.87
TOOL NUMBER:	1596-2	1596-2	1596-2	1596-2	1596-2
TOOL TYPE:	RD-MTF	RD-MTF	RD-MTF	RD-MTF	RD-MTF
DATA RATE:	0.8 BPS	0.8 BPS	0.8 BPS	0.8 BPS	0.8 BPS
NO. TELECO SURVEYS:	4	8	2	4	10
SERVICE TYPE:	RES DIR	RES DIR	DIR	RES DIR	RES DIR
TIME/DATE FAILURE:	-	-	-	-	-
CONFIRMED TELECO FAILURE:	-	-	-	-	-
TIME/DATE LOST IN HOLE:	-	-	-	-	-



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

OPERATIONS SUMMARY

RUN NUMBER:	6	7			
HOLE SIZE:	8½"	8½"			
ASSEMBLY TYPE:	ROTARY HOLD	ROTARY HOLD			
DEPTH START	2008	2230			
DEPTH END:	2230	2451			
TIME/DATE IN HOLE:	20.30 23.04.87	02.30 26.04.87			
TIME/DATE OUT HOLE:	02.30 26.04.87	19.00 28.04.87			
TOOL NUMBER:	1596-2	1596-2			
TOOL TYPE:	RD-MTF	RD-MTF			
DATA RATE:	0.8 BPS	0.8 BPS			
NO. TELECO SURVEYS:	8	8			
SERVICE TYPE:	RES DIR	RES DIR			
TIME/DATE FAILURE:	-	-			
CONFIRMED TELECO FAILURE:	-	-			
TIME/DATE LOST IN HOLE:	-	-			



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

RUN DETAIL SUMMARY

RUN NUMBER:	1	2	3	4	5
MUD MOTOR TYPE:	-	-	DELTA 500 + 4	-	-
BENT SUB:	-	-	2°	-	-
MUD MOTOR: DRLG HRS:	-	-	10.9	-	-
ROTARY DRLG HRS:	8.5	28.4	-	4.9	23.5
CIRC. HRS:	10.5	38.8	11.2	7.7	34.3
AVERAGE FLOW RATE:	1300	1600	1500	1630	1570
AVERAGE WOB:	5	5	4	7	7
AVERAGE RPM:	110	110	400	100	100
PREDOMINANT FORMATION	CLAYSTONE	CLAYSTONE /SAND	SAND/ CLAYSTONE	SAND/ CLAYSTONE	SAND/ CLAYSTONE
MUD TYPE:	LS	LS	LS	LS	LS
AVERAGE MUD WEIGHT	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
MAX SAND CONTENT	0.5	TRACE	0.5	0.5	0.5
JARRING:	NO	NO	NO	NO	NO
DEPTH DRILLED:	106	282	61	29	235



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

RUN DETAIL SUMMARY

RUN NUMBER:	6	7			
MUD MOTOR TYPE:	-	-			
BENT SUB:	-	-			
MUD MOTOR: DRLG HRS:	-	-			
ROTARY DRLG HRS:	32.8	38.0			
CIRC. HRS:	38.0	46.5			
AVERAGE FLOW RATE:	1620	1600			
AVERAGE WOB:	7	10			
AVERAGE RPM:	120	120			
PREDOMINANT FORMATION	CLAYSTONE/ SAND	CLAYSTONE			
MUD TYPE:	LS	LS			
AVERAGE MUD WEIGHT	1.28	1.28			
MAX SAND CONTENT	TRACE	0.5			
JARRING:	NO	NO			
DEPTH DRILLED:	222	221			

Teleco Oilfield Services Inc.

28 Apr 1987

DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA

Well: SLOT 5

Field: PENNINA

Job No: TIY 061

Survey Calculation Method: Minimum Curvature
Vert Sect Calculation Method: Overall

Proposal Azimuth:	216.45
Total Azimuth Correction:	0.00
Proposal Origin North:	0.00
Proposal Origin East:	0.00



DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA
Well: SLOT 5

Page: 1

M. Depth Meters	Inc Deg	Azt Deg	NORTH Meters	EAST Meters	TVD Meters	DLS Deg/30m	VS Meters
TIE-ON COORDINATES							
0.00	0.00	216.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
249.00	.50	15.00	1.05	.28	249.00	.06	-1.01
276.00	1.00	105.00	1.10	.54	276.00	1.26	-1.21
285.00	1.25	192.00	.99	.59	284.99	5.28	-1.15
304.00	4.00	204.00	.18	.28	303.97	4.47	-.31
333.00	7.00	211.00	-2.26	-1.04	332.84	3.23	2.44
352.00	8.00	218.00	-4.30	-2.45	351.67	2.17	4.91
401.00	11.25	224.00	-10.42	-7.87	399.98	2.11	13.06
430.00	12.50	244.00	-13.84	-12.66	428.37	4.49	18.65
450.00	14.25	236.00	-16.16	-16.65	447.83	3.88	22.89
478.00	18.00	233.00	-20.69	-22.96	474.72	4.18	30.29
497.00	20.45	224.00	-24.85	-27.61	492.66	6.16	36.39
526.00	23.50	223.00	-32.72	-35.08	519.55	3.23	47.16
544.00	24.75	223.00	-38.10	-40.09	535.98	2.12	54.47
582.00	25.00	223.00	-49.79	-51.00	570.46	.20	70.35
639.00	26.50	222.00	-68.05	-67.72	621.80	.84	94.98
696.00	28.75	223.00	-87.53	-85.58	672.29	1.23	121.25
753.00	29.75	222.00	-108.07	-104.39	722.03	.60	148.95
809.00	30.50	222.00	-128.96	-123.20	770.46	.41	176.92
868.00	31.00	222.00	-151.37	-143.38	821.17	.26	206.95
924.00	31.00	222.00	-172.81	-162.68	869.17	0.00	235.66
981.00	30.00	221.00	-194.47	-181.85	918.28	.60	264.47
1010.00	29.00	222.00	-205.17	-191.32	943.52	1.17	278.70
1047.00	28.00	221.00	-218.39	-203.02	976.04	.91	296.28
1114.00	27.50	222.00	-241.75	-223.68	1035.33	.31	327.36
1171.00	26.50	221.00	-261.13	-240.83	1086.12	.59	353.13
1229.00	25.50	222.00	-280.17	-257.68	1138.25	.57	378.46
1285.00	24.50	221.00	-297.90	-273.36	1189.00	.59	402.03
1307.21	24.52	218.67	-304.97	-279.26	1209.21	1.33	411.23
1335.69	25.58	219.02	-314.36	-286.83	1235.01	1.14	423.28
1364.50	26.72	219.73	-324.18	-294.88	1260.87	1.25	435.95
1393.46	27.95	219.73	-334.40	-303.38	1286.60	1.30	449.23
1420.14	28.12	220.43	-344.00	-311.45	1310.14	.43	461.74
1448.70	27.77	221.13	-354.13	-320.20	1335.37	.51	475.09
1477.44	27.69	220.43	-364.26	-328.93	1360.82	.36	488.43
1505.90	27.69	221.13	-374.27	-337.57	1386.02	.35	501.61
1544.75	27.33	221.48	-387.75	-349.41	1420.48	.30	519.49
1590.71	27.25	221.13	-403.58	-363.32	1461.32	.12	540.49



DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA

Well: SLOT 5

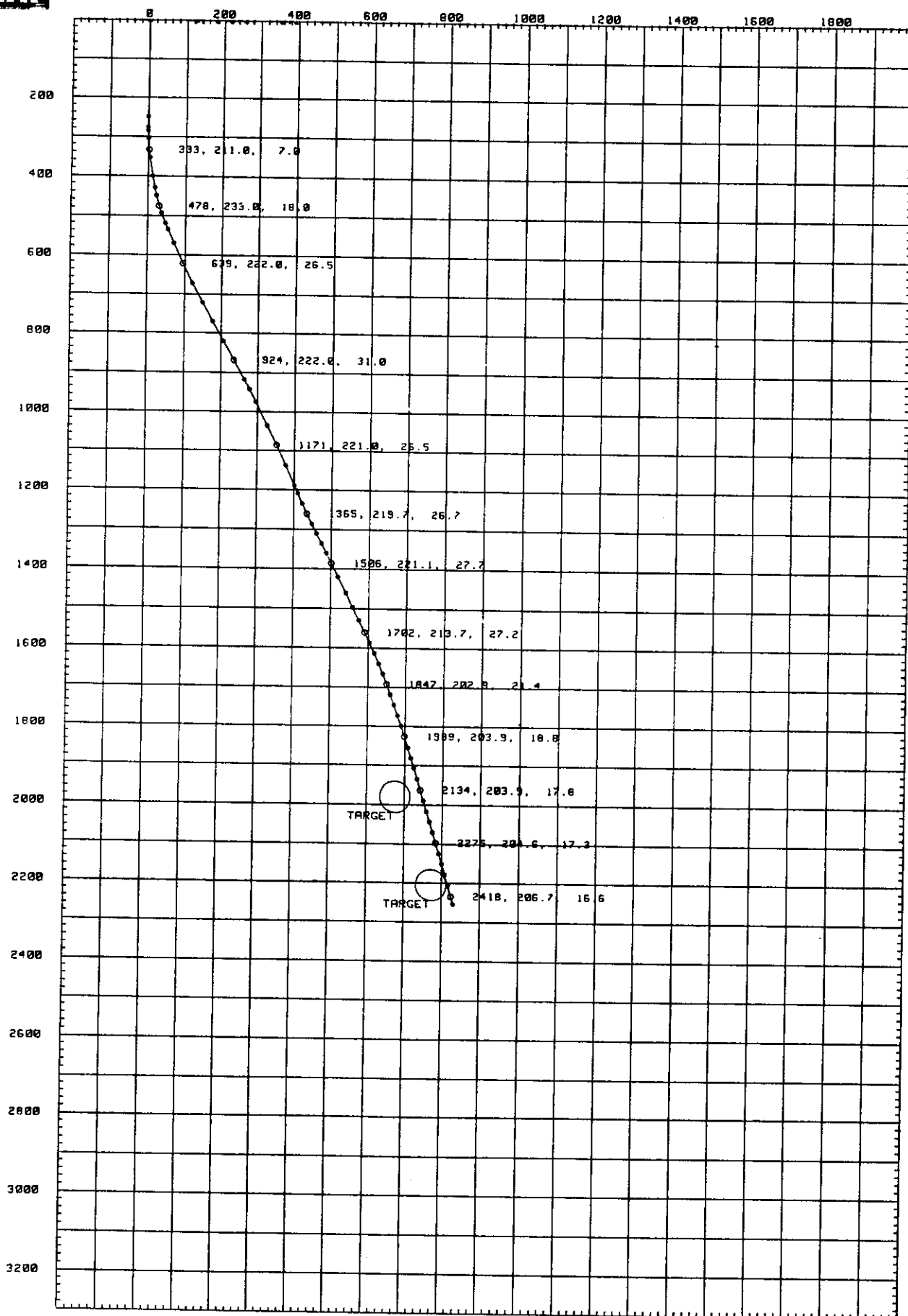
Page: 2

M. Depth Meters	Inc Deg	Azt Deg	NORTH Meters	EAST Meters	TVD Meters	DLS Deg/30m	VS Meters
1630.26	26.98	221.13	-417.16	-375.18	1496.52	.20	558.45
1667.57	26.98	221.84	-429.84	-386.40	1529.77	.26	575.32
1701.86	27.25	213.75	-442.16	-395.95	1560.31	3.28	590.91
1731.07	26.19	204.60	-453.59	-402.35	1586.41	4.43	603.90
1761.57	26.37	203.91	-465.90	-407.90	1613.76	.35	617.10
1790.24	24.52	203.55	-477.18	-412.85	1639.64	1.97	629.11
1818.62	22.68	202.85	-487.62	-417.33	1665.65	2.01	640.17
1847.15	21.36	202.85	-497.47	-421.48	1692.09	1.41	650.57
1875.42	20.83	202.85	-506.85	-425.44	1718.47	.57	660.46
1903.72	20.74	203.20	-516.09	-429.36	1744.93	.16	670.23
1932.59	20.74	203.55	-525.48	-433.42	1771.93	.13	680.19
1961.15	19.95	203.55	-534.58	-437.39	1798.71	.84	689.87
1989.47	18.81	203.91	-543.18	-441.17	1825.42	1.24	699.03
2020.49	17.93	203.91	-552.12	-445.13	1854.86	.86	708.57
2048.68	18.02	203.91	-560.07	-448.66	1881.68	.10	717.07
2075.78	17.84	203.91	-567.70	-452.04	1907.46	.20	725.21
2104.77	17.84	204.61	-575.80	-455.69	1935.06	.23	733.89
2133.60	17.75	203.91	-583.83	-459.31	1962.51	.25	742.50
2161.48	17.75	204.26	-591.59	-462.78	1989.05	.12	750.81
2190.90	17.67	204.96	-599.73	-466.50	2017.08	.24	759.57
2218.94	17.67	204.26	-607.47	-470.05	2043.80	.23	767.90
2246.72	17.58	204.61	-615.12	-473.53	2070.28	.15	776.12
2274.93	17.31	204.61	-622.81	-477.05	2097.19	.28	784.40
2303.99	17.14	204.61	-630.64	-480.63	2124.95	.18	792.82
2332.28	17.14	205.31	-638.19	-484.15	2151.98	.22	800.99
2360.40	16.87	205.66	-645.62	-487.69	2178.87	.31	809.07
2389.07	16.70	205.66	-653.08	-491.28	2206.32	.19	817.20
2418.16	16.61	206.72	-660.56	-494.95	2234.18	.33	825.40
2439.47	16.52	206.72	-665.99	-497.69	2254.61	.13	831.39



Horizontal Distance (meters)

True
Vertical
Depth
(meters)



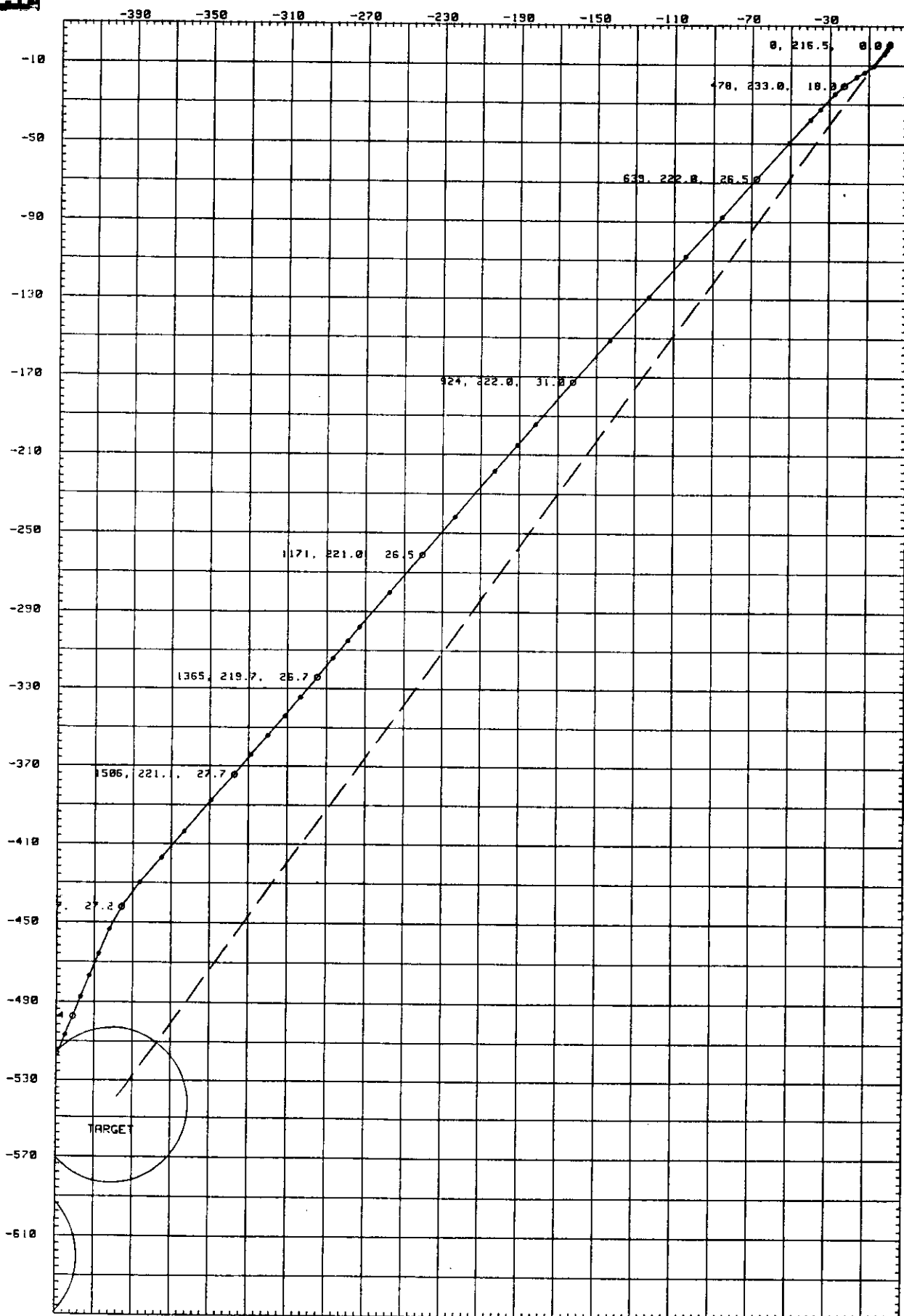
VERTICAL SECTION

Date: 1 Jul 1987
Company: AGIP SpA
Well: PENNINA 5

Labeled Surveys: M.Depth Azimuth Inclination
V.S. Calc. Method: Overall
Scale: 1cm= 100(meters)

East (meters)

North
(meters)



PLAN VIEW

Company: AGIP SpA
Well: PENNINA 5

Labeled Surveys: M.Depth Azimuth Inclination
Scale: 1cm = 20(meters)
Date: 1 Jul 1987



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

PERFORMANCE REPORT

Teleco Resistivity - Directional MWD service was used for the 8½" hole section only.

One tool (No: 1596-1) completed the hole section with no problems and a high resolution resistivity log was produced without any missing data. Resistivity values were corrected for borehole conditions, including borehole size, collar size and mud resistivity. Due to low mud chlorides, resistivity corrections were minimal.

An error in the magnetic single-shot values for the 12¼" hole section on which Teleco MWD was not used was noticed because differences in the GWC (Gas-water contact) depths occurred between wells 5 and 6 as seen on the Teleco MWD logs. The variation in depths between the two wells was investigated and this error was found.

With such thin reservoir levels requiring very accurate perforation, a more accurate surveying instrument such as the solid-state MWD sensor package which would ensure accurate directional surveys and calculation of true vertical depth) would reduce the chance of errors in reservoir depth positioning.



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

MAINTENANCE REPORT

EQUIPMENT DESCRIPTION: TR2300-17 Surface Decoding and Processing Equipment.

OPERATIONAL PROBLEM: None

FAULT FOUND: -

COMMENTS: This equipment operated to Teleco specification

--oOo--

EQUIPMENT DESCRIPTION: 6¾" Resistivity Directional Downhole Tool (1596-1)

OPERATIONAL PROBLEM: None

FAULT FOUND: -

COMMENTS: This equipment operated for 187.0 circulation hours with no problems

--oOo--

EQUIPMENT DESCRIPTION: 6¾" Resistivity Directional Downhole Tool (1589-1)

OPERATIONAL PROBLEM: None

FAULT FOUND: -

COMMENTS: Tool kept as back-up only

--oOo--



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

ENGINEER DEPLOYMENT SUMMARY

<u>ENGINEER</u>	<u>DEPARTMENT TIME/DATE</u>	<u>RETURN TIME/DATE</u>
G. SODEN	08.30 17.04.87	29.04.87
S. BURCHELL-DAVIES	07.00 23.04.87	29.04.87



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

TOOL DEPLOYMENT SUMMARY

<u>TOOL NO:</u>	<u>O.D.</u>	<u>SERVICE TYPE</u>	<u>TOTAL CIRC. HOURS</u>
1592-2	6 $\frac{3}{4}$ "	RES-DIR	187.0
1589-1	6 $\frac{3}{4}$ "	RES-DIR	0.0



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

BHA RECORD LISTING

TELECO RUN NUMBER	1	2	3	4	5
BIT TYPE	HUGHES J1	HUGHES J1	SMITH FDS	SMITH FDS	SMITH FDS
HOLE SIZE	8½"	8½"	8½"	8½"	8½"
JETS/TFA	2.95	2.95	15.43	2.95	2.95
DEPTH START	1295	1401	1683	1744	1773
DEPTH END	1401	1683	1744	1773	2008
MIN/MAX/WOB	3/7	4/9	0/5	5/12	4/9
MIN/MAX/RPM	100/120	100/120	400/450	70/100	100/120
ROTARY DRILLING HRS	8.5	28.4	10.9	4.9	23.5
MONEL ABOVE DIR SENSOR	7.90	7.90	17.1	7.90	7.90
MONEL BELOW DIR SENSOR	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27
PREDOMINANT FORMATION	CLAYSTONE /SAND	SAND/ CLAYSTONE	SAND/ CLAYSTONE	SAND/ CLAYSTONE	CLAYSTONE /SAND



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

BHA RECORD LISTING

TELECO RUN NUMBER	6	7			
BIT TYPE	SMITH FDS	SMITH FDS			
HOLE SIZE	8½"	8½"			
JETS/TFA	2.95	2.95			
DEPTH START	2008	2230			
DEPTH END	2230	2451			
MIN/MAX/WOB	7/10	7/12			
MIN/MAX/RPM	100/120	120			
ROTARY DRILLING HRS	32.8	38.0			
MONEL ABOVE DIR SENSOR	7.90	7.90			
MONEL BELOW DIR SENSOR	4.27	4.27			
PREDOMINANT FORMATION	CLAYSTONE /SAND	CLAYSTONE			



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MUD PROPERTIES LISTING

DATE:	18.04.87	19.04.87	20.04.87	21.04.87	22.04.87
TIME:	06.00	06.00	06.00	06.00	06.00
DEPTH:	1358	1500	1656	1744	1780
MW:	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
PV:	14	13	15	12	14
YP:	5	7.5	12	6.5	6
GELS:	3/14	1/10	2.5/11	1/8	2/8
FILTRATE:	5	4.4	4.8	4.6	4.5
CHLORIDES:	5.84	6.4	7.5	7.5	7.8
pH:	11	10	10	10	10.5
SOLIDS:	13	13	14	13	13
SAND:	TRACE	TRACE	0.25	0.5	TRACE
OIL:	0	0	0	0	0
WATER:	87	87	86	87	87
TYPE					



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MUD PROPERTIES LISTING

DATE:	23.04.87	24.04.87	25.04.87	26.04.87	27.04.87
TIME:	06.00	06.00	06.00	06.00	06.00
DEPTH:	1950	2047	2168	2233	2350
MW:	1.28	1.28	1.27	1.27	1.28
PV:	14	16	16	13	15
YP:	6	11	11	7.5	7
GELS:	2/10	3/12	2/9	2/10	2/10
FILTRATE:	4.2	4.4	4.2	4.2	4.4
CHLORIDES:	7.8	8.2	8.17	8.17	8.17
pH:	10	10	10	10	10
SOLIDS:	14	14	16	15	15
SAND:	-	TRACE	0.5	TRACE	0.5
OIL:	0	0	0	0	0
WATER:	86	86	84	85	85
TYPE					



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MUD PROPERTIES LISTING

DATE:	28.04.87				
TIME:	06.00				
DEPTH:	2449				
MW:	1.27				
PV:	15				
YP:	10				
GELS:	2/10				
FILTRATE:	4.4				
CHLORIDES:	7.5				
pH:	10				
SOLIDS:	16				
SAND:	TRACE				
OIL:	0				
WATER:	84				
TYPE					



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

FORMATION EVALUATION SERVICE REPORT

The Teleco Formation Evaluation MWD Service was utilised on this occasion for the following purposes:

LITHOLOGY IDENTIFICATION

REAL TIME CORRELATION

RESERVOIR DETECTION

RESERVOIR THICKNESS DETERMINATION

RESERVOIR PAY ZONE THICKNESS DETERMINATION



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MWD LOG REPORT

MWD Formation Evaluation Services began below the 9 5/8" casing shoe and continued to well total depth.

A 16" short normal MWD resistivity device was used and resistivity readings were corrected for downhole mud resistivity (Rm), collar and borehole sizes. The Freshwater Mud System used resulted in minimal resistivity corrections.

Run Number 1 (1295m - 1401m)

ROP's (Rate of Penetration) throughout the hole section were very responsive to lithology and consequently very variable. During this run ROP varied from 2.0 - 7.0 min/m. Despite the higher ROP's a good resistivity log was obtained.

From casing point to 1334m (1240m TVD) resistivities showed a decreasing trend from 3.8 to 2.9 ohm-m. This section was the Argille Del Santerno Formation - a series of Claystones.

Below 1334m the resistivity response became much more variable reflecting the mixed Claystone-Sand lithology. A clear shale line trend decreasing from 3.2 ohm-m at 1355m to 3.0 ohm-m at 1410m and a minimum resistivity trend in the water-saturated sands decreasing from 2.0 ohm-m at 1345m to 1.9 ohm-m at 1390m were evident. This was the top of the Upper Phocene Carrasai Formation. Three major sand bodies were encountered during this run, all water-saturated.

Run Number 2 (1401m - 1683m)

The resistivity response during this run was similar to the previous run, with a minimum of 1.25 ohm-m in thick water-saturated sands and a maximum of 3.0 ohm-m in thick Claystone sequences. Four major sand bodies, all water-saturated, were encountered.

Run Number 4 (1744m - 1773m)

A resistivity log for the section drilled during run number 3 was recorded by reaming at the start of run number 4. The resistivity curve indicated claystone and water-saturated sands of the same formation as above.

Run Number 5 (1773m - 2008m)

From 1773 to 1840 the resistivity response was fairly variable, from 1.7 ohm-m in water-saturated sands to 3.1 ohm-m in Claystone sections.

The upper gas zones, Pennina levels 15 and 14, as seen in other wells, were water-saturated in this well. The first gas zone, Pennina 13, was encountered at 1873m (1721m TVD) but gave a resistivity peak of only 3.7 ohm-m. This occurred in the middle of a long section of monotonous Claystone of around 2.7 - 2.8 ohm-m from 1840m to 1949m.

At 1949m (1792m TVD) the resistivity response became more varied again. From 1949m - 1955m Pennina 12 was encountered with a peak resistivity of 5.2 ohm-m indicating a gas saturated zone.

From 1968m - 1973m Pennina level 11 was encountered - resistivity decreased to 1.8 ohm-m indicative of a water-saturated sand.



MWD LOG REPORT CONTINUED

Run Number 6 (2008m - 2230m)

For this run the resistivity response was as before - from 1.8 ohm-m in water-saturated sands to 3.1 ohm-m in Claystone sections. Higher values were seen in Pennina levels 9, 8, 7, 6 and 5 (Up to 12 ohm-m). Level 10 was seen to be barren with a resistivity minimum 1.8 ohm-m.

Run Number 7 (2230m - 2451m)

Gas zones 4, 3 and 2 gave resistivity peaks of up to 11 ohm-m. The base of the Upper Pliocene Carrasai Formation was encountered at approximately 2350m (2173m TVD) where a subtle change in the resistivity trend could be seen, the values dropping from 4.0 ohm-m to 3.5 ohm-m. Below this marker the Middle Pliocene Argille Del Santerno Formation was encountered - resistivity response was steady around 3.8 ohm-m indicating a thick Claystone sequence. Small resistivity peaks up to 4.2 ohm-m indicated thin gas-bearing sands within the Claystone sequence. From 2386m to 2389m Pennina gas level 1 was encountered with a maximum resistivity of 10 ohm-m.

4.5 FANGO DI PERFORAZIONE



WELL SUMMARY

DATE: Maggio 1987

RAPPORTO FINALE
PENNINA 5 DIR.

COMPANY AGIP S.p.A.

ADDRESS S. Donato Milanese

WELL PENNINA 5 DIR.

LOCATION OFFSHORE ADRIATICO

PREPARED BY
A. Costa
W. D'Emilio

11 FEBBRAIO 1987

Spostamento impianto da Pennina 7 dir. a Pennina 5 dir. Lavaggio C.P. fino a 180 mt. Estrazione bit Ø 26". Discesa con bit 17". Perforazione. Diluizione del sistema attivo per controllo peso. Trattamento con bentonite per controllo viscosità. Desilter sempre in moto.

12

Perforazione e jetting fino a 408 mt. Circolazione 30'. Controllo foro in corso. Diluizione del sistema attivo per controllo peso. Trattamento con bentonite per controllo viscosità. Desilter sempre in moto. Usato Spersene in attesa arrivo acqua. Scartati 40 mc di fango.

13

Controllo foro in scarpa. Al fondo circolazione. Estrazione bit. Discesa csg 13"3/8 con scarpa a 305 mt. Cementato con 50 mc di malta a 1550 g/l + 32 mc di malta a 1900 g/l. Spiazzato con 1.5 mc di fango. Estrazione stinger. W.O.C. Smontaggio testa pozzo.

10 APRILE 1987

Spostamento impianto da Pennina 3 dir. a Pennina 5 dir. Montaggio testa pozzo. Centrifugato fango di superficie.

11

Montaggio testa pozzo. Prove BOP. Fresaggio cemento. Jetting e perforazione fino a 554 mt. Circolazione. Manovra per nuovo BHA. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene + CMC LV. Desilter sempre in moto.

12

Perforazione fino a 763 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa. Al fondo perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con CMC LV e Spersene. Desilter sempre in moto.

DAILY OPERATIONS LOG

- 13 APRILE 1987 Perforazione fino a 1020 mt. Circolazione 1 ora. Manovra per cambio BHA. Perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene + CMC LV. Desilter sempre in moto.
- 14 Perforazione fino a 1200 mt. Circolazione. Controllo foro. Al fondo perforazione fino a 1295 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa in corso. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene e CMC LV.
- 15 Discesa al fondo. Circolazione 1 ora. Estrazione bit. Pozzo a disposizione Schlumberger. Discesa al fondo con bit. Circolazione 1 ora. Estrazione bit. Preparativi per tubaggio 9"5/8.
- 16 Discesa csg 9"5/8. Scarpa a 1291 mt. Collare a 1265 mt. Cementato con 24 mc di malta a 1500 g/l + 21 mc di malta a 1900 g/l. Spiazzato con 49 mc di fango. Scartati 12 mc di fango contaminato. WOC. Smontaggio testa pozzo.
- 17 Incuneato csg 9"5/8. Preparativi per skiddaggio su Pennina 3 dir. Lavori Schlumberger. Skiddaggio su Pennina 5 dir. Montaggio BOP in corso.
- 18 Ultimato montaggio BOP. Test vari. RIH formando nuova batteria. Fresato cemento da 1261 a 1287 mt. Perforato da 1295 a 1238 mt. in argilla plastica.
- 19 Perforato da 1358 a 1500 mt. in argilla e sabbia. Perforazione con survey int. Cambio batteria. RIH. Perforazione con lo stesso bit.
- 20 Perforato da 1500 a 1656 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH in scarpa per controllo foro. RIH. Perforazione con survey intermedi.



DAILY OPERATIONS LOG

21 APRILE 1987

Perforato da 1656 a 1744 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH. Cambio batteria + bit. RIH con turbina. Perforazione.

22

Ultimata estrazione bit n. 5 + turbina. RIH bit n. 6 + nuova batteria. Ripasso foro da 1683 a 1744 mt. Perforato da 1744 a 1773 mt. Circolazione. POOH. Cambio batteria. RIH con stesso bit. Perforato da 1773 a 1790 mt. in argilla e sabbia.

23

Perforato da 1790 a 1950 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH in corso per controllo foro.

24

Perforato da 1950 a 2047 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH. Cambio bit + batteria. RIH. Perforazione con survey intermedi.

25

Perforato da 2047 a 2168 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. short trip. RIH. Perforazione.

26

Perforato da 2168 a 2233 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH cambio bit. RIH Perforazione.

27

Perforato da 2233 a 2350 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. Short trip. Perforazione.

28

Perforato da 2350 a 2449 mt. in argilla e sabbia. Manovra short trip. Perforazione.

29

Perforato da 2449 a 2451 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH in scarpa. RIH. Circolazione. POOH. Operazioni Schlumberger.



DAILY OPERATIONS LOG

30 APRILE 1987

Ultimate operazioni Schlumberger. RIH. Perforato da 2451 a 2453 mt. in sabbia e argilla. Circolazione. POOH. Lavori BOP. Preparativi e tubaggio in corso csg 7".

1 MAGGIO 1987

Discesa csg 7" fino a 1420 mt. Scarpa a 2449 mt. Collare a 2411 mt. Cementato con 24 mc di malta. Spiazzato con 49 mc di fango. Contatto tappi. W.O.C.

DAILY MUD PROPERTIES

1987	MT	GR/CT	VISCOSITY		CORR. 115 °F		GELS		pH	FLUID LOSS		CL ☐		ALKALINITY			CA ppm	RETORT			ACTIVITY		# Bbl CEC	TOTAL MUD COST
			SEC.	CPS.	PV	YP	0	10		BECK ☐ STRIP ☐	100 PSI API	500 PSI 300 °F HT-HP	CACL ☐	NACL ☒	PF	PM		MF	% OIL	% SOL	% WATER	As		
11-2	218	1160	52						9.5			1.75	0.4			0.12		10	90					
12-2	408	1180	50						9.0			1.75	0.3			0.12		12	88					
13-2	408	1190	45						9.0			1.75	0.3			0.12		12	88					
10-4	408	1270	40		13	6.5	1	6	9.5	6.5		5.84	0.3	1.1	1.2	TR		13	87					
11-4	504	1260	42		11	6	1	12	10	6		4.67	0.8	1.4	1.3	TR		14	86			0.5		
12-6	895	1270	40		13	6	1	8	10	4.4		5.84	0.8	1	1.2	TR		15	85			0.5		
13-6	1062	1260	40		12	7	1	8	10	4.2		5.84	0.8	1.2	1.5	TR		15	85			0.25		
14-6	1295	1295	41		12	6.5	1	4.5	10	4.2		5.84	0.8	1.2	1.4	TR		15	85			0.25		
15-6	1295	1280	42		13	7	1	8	10	4.4		5.84	0.8	1.1	1.3	TR		15	85			0.25		
16-6	1295	1280	43		13	7.5	1	9	9.5	4.6		5.84	0.6	1	1.1	TR		15	85			0.25		
17-6	1295	1280	43		13	7.5	1	9	9.5	4.6		5.84	0.6	1	1.1	TR		15	85			0.25		
18-6	1358	1280	40		14	5	3	14	11	5		5.84	0.8	1.2	1.2	-		13	87			-		
19-6	1500	1280	43		13	7.5	1	10	10	4.4		6.4	0.7	1	1	-		13	87			-		
20-6	1656	1280	45		15	12	0.3	11	10	4.8		7.5	0.5	1	0.9	-		14	86			0.25		
21-6	1744	1280	40		12	6.5	1	8	10	4.6		7.5	0.5	1	0.8	-		13	87			0.5		
22-6	1790	1280	40		14	6	2	8	10.5	4.5		7.8	0.7	1.2	1	-		13	87			TR		
23-6	1950	1280	45		14	6	2	10	10	4.2		7.8	0.7	1.2	1	-		14	86			-		
24-6	2047	1280	44		16	11	3	12	10	4.4		8.17	0.7	1.2	1.2	-		14	86			TR		
25-6	2168	1280	44		16	11	2	9	10	4.2		8.17	0.6	1	0.8	-		16	84			0.5		
26-6	2233	1270	42		13	7.5	2	10	10	4.2		8.17	0.7	1.2	1	-		15	85			TR		
27-6	2350	1280	43		15	7	2	10	10	4.4		8.17	0.7	1.2	1	-		15	85			0.5		
28-6	2449	1270	44		15	7	2	10	10	4.4		7.5	0.6	1.1	0.9	-		14	86			TR		
29-6	2451	1270	44		15	7	2	10	10	4.4		7.5	0.6	1.1	0.9	-		16	84			TR		
30-6	2453	1280	44		15	7	2	10	9.5	4.5		7.5	0.5	1	0.8	-		16	84			TR		
01-5	2453	1280	45		15	10	2	10	9.5	4.5		7.5	0.5	1	0.8	-		16	84			TR		

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

RUN NO.	SIZE	MAKE	TYPE	SERIAL NO.	JETS - 32nds Reg. R or RO			DEPTH OUT MT.	MT. _____	HOURS	MT PER HOUR	CUM. HOURS	WT. 1000 LBS.	R.P.M.	PUMP PRESS	PUMP NO. 1		PUMP NO. 2		MUD PROPERTIES								Ver. Dev.	Dull. Cond. 1/4 1/2				Date		
					1	2	3									Liner	SPM	Liner	SPM	Wt.	W.L.	F.V.	P.Y.	P.	T	B	G		RG						
1	26	NP	3 AJ		-	-	-	LAUAGGIO							180	MT																			
2	14 1/2	REED	SHJ		18	18	-	408	228	28	8.14	28	15	100	150	6 1/2	60	6	80	150	NC 50	-	-	M	1	1									
3	12 1/4	REED	HP HJ		16	16	-	1295	887	79	11.22	107	15	100	100	6 1/2	55	6 1/2	55	150	4.2	40	12	7	25	6	6								
4	8 1/2	HUGH.	JI		14	14	14	1683	388	42.30	9.1	121.30	5 1/4	120	120	6 1/2	84	6 1/2	-	150	4.2	44	15	8	-	5	4								
5	8 1/2	SMITH	FDS		-	-	-	1744	61	11	5.5	132.30								150	4.4	42	13	7	-	8	6								
6	8 1/2	SMITH	FDS		14	14	14	2008	264	36	7.3	168.30	7	110	140	6 1/2	84	6 1/2	-	150	4.4	45	15	10	-	6	4								
7	8 1/2	SMITH	FDS		14	14	14	2230	222	40.30	5.4	209	7	120	140	6 1/2	84	6 1/2	-	150	4.2	44	13	8	-	6	5								
8	8 1/2	SMITH	FDS		14	14	14	2451	221	41.30	-	250.30	10	120	140	6 1/2	84	6 1/2	-	150	4.4	44	15	10	14	5	5								

NOTE BY (M) - NO (L) - LIGHT (M) - MEDIUM OR (H) - HEAVY BOUNDING OF FACE

SUBJECT TO PROVISIONS ON REVERSE



MATERIAL CONSUMPTION BREAKDOWN BY INTERVAL

PRODUCT

UNITS

COST

Intervallo: 180 - 408 mt.
Foro libero Ø 17" 1/2

Bentonite	q.li	40	12.950	518.000
Soda Caustica	"	2	58.000	116.000
Spersene	"	0,5	170.100	85.050
				<u>719.050</u>

Costo/metro : 3.153 lire

Intervallo: 408 - 1295 mt.
Foro libero Ø 12" 1/4

Barite	q.li	105	18.300	1.921.500
Spersene	"	19	170.100	3.231.900
CMC LV	"	9,25	229.500	2.122.875
Soda Caustica	"	10	58.000	580.000
Soda Ash	"	2,5	34.000	85.000
				<u>7.941.275</u>

Costo/metro: 8.952 lire



MATERIAL CONSUMPTION BREAKDOWN BY INTERVAL

PRODUCT

UNITS

COST

1295 - 2453 mt.

Intervallo:

Foro libero Ø 8" 1/2

Barite	q.li	330	18.300	6.039.000
Bentonite	"	15	12.950	194.250
Spersene	"	4,5	170.100	765.450
CMC LV	"	23,5	229.500	5.393.250
Soda Caustica	"	12,5	58.000	725.000
Soda Ash	"	3	34.000	102.000
RD-111	"	23,75	170.100	4.039.875

17.258.825

Costo/metro: 14.903 lire



TOTAL MATERIAL CONSUMPTION

PRODUCT

UNITS

COST

Barite	q.li	1,35	18.300	7.960.500
Bentonite	"	55	12.950	712.250
Spersene	"	24	170.100	4.082.400
CMC LV	"	32,75	229.500	7.516.125
Soda Caustica	"	24,5	58.000	1.421.000
Soda Ash	"	5,5	34.000	187.000
RD-111	"	23,75	170.100	4.039.875
				25.919.150

Costo/metro: 10.566 lire

4.6 RAPPORTI DI TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Terra ☐; Mare ☒; Foro ☐ 172 "Colonna ☐ 133A"

[illegible]

Tie back

Compilatori

13-2-87

Settore

POZZO PENNINA 5 D

Terra ☐; Mare ☒; Foro $\emptyset$ $12\frac{1}{4}$ "Colonna $\emptyset$ $9\frac{5}{8}$ "

Cementazione da m 12.00 a m F.M.; Colonna ☒; 1° Stadio ☐; 2° Stadio ☐; Liner ☐; Tie back ☐

DATI GENERALI

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

PTR ÷ flangia base m

Profondità: misurata 1205 m; verticale 1204 m; KOP a m

Inclinazione max ° a m; caliper da log no ☐ si ☒ tipo SHAF

Diametro medio del foro $\varnothing$ 12 $\frac{3}{4}$; scarpa colonna precedente $\varnothing$ 13 $\frac{3}{8}$ a m 405

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
Ø 5/8	43,5	155	BT4	0,000	102	1290	PT4

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

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

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa	marca	MALLIBURTON	tipo	BALL - VALVE	a	m	1296
Collare	marca	MALLIBURTON	tipo	BALL - VALVE	a	m	1266
DV	marca		tipo		a	m	

Installazione	Centralizzatori		Raschiatori	
	marca WATNURFOOD tipo n° 177	marca WATNURFOOD tipo n° 12	marca WATNURFOOD tipo n° 12	marca WATNURFOOD tipo n° 12
2CPPM	da m 1020 a m 1253	da m a m	da m a m	da m a m
C1	da m 1253 a m 402	da m a m	da m a m	da m a m
CS	da m 364 a m 354	da m a m	da m a m	da m a m
n	da m 304 a m 280	da m a m	da m a m	da m a m
n	da m 238 a m 226	da m a m	da m a m	da m a m
n	176 163			
n	114 101			
C1	38 38			

Stop collars marca WEATHERFORD tipo nº 83

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

[illegible]

SUCCESSIONE OPERATIVA:

Tubaggio iniziato alle ore 8⁰⁰ del 15/4/87 terminato alle ore 16³⁰ del 15/4/87 velocità discesa sec/tuboProva circolazione valvola si ☐ no ☐

Circolazione intermedia: min a m; min a m; min a m; min a m

Circolazione di fondo: inizio ore 16³⁰ fine ore 17³⁰; portata 2'200 l/min; pressione 57 atmReciprocazione colonna: si ☐, no ☒ inizio ore fine oreInner string si ☐, no ☐ Tappi ☒ ☒ Marca HALLIBURTON tipo STANDARDCuscino separatore: volume 3 m³; altezza 100 m; tempo contatto minConfezione malta { diretta ☒ con ricircolazione ☐ tipo GGL CEM. + NORM.
1° malta durata 20 min; 2° malta durata 15 minspiazzamento malta con 40 m³ di FANGO durata totale 55 min; pressione finale 110 atm.

	Tempo min	Volume m ³	Portata l/min	Pressione atm	Note
Andamento pressioni	1	4	1800	35	RAGGIUNGIMENTO MALTA
	14	18	1000	14	AND. NORM. PRESS.
	22	24	1000	20	BILANC. MALTA
	36	34	800	47	AND. NORM. PRESS.
	46	45	600	62	" " "
	53	48	300	70	" " "
	55	49	160	110	CONTATTO TAPPI

Contatto tappi: si ☒ no ☐; prova tenuta colonna 110 atm per 5 min.Spiazzamento eseguito con pompa impianto ☒, pompa Compagnia di cementazione ☐Malta a giorno 5 m³, densità Kg/l, pH ;Tenuta 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, all'apertura DV m³

MATERIALI IMPIEGATI

Tipo cemento G80CEM "G"

Tipo miscela GGL CEMENTO + MALTA NORM. a secco ☐ preidratata ☐Acqua confezione: dolce ☐ mare ☒ saturazione sale ☐

	Volume m ³	Densità kg/l	Cemento t	t	% Correttivi
Pre malta CUSC. 20	3				
1° malta	23	1,5	16,4		BENTONITE 3%
2° malta	23	1,9	30,5		

Compagnia cementazione DOWELL n° ticket operaz. Operatori CARAPPELLA LUCIANO

Unità di cementazione: n° tipo n° utilizzate

Registrazioni: volume ☐ portata ☐ densità ☐ pressione ☐

Impianto di perforazione tipo OIL WELL 3.000 Contrattista SAIPGM

OSSERVAZIONI:

Operazione	Personale AGIP presente	giorno dal	ore	giorno al	ore
Tubaggio	BACCILLI - PENNARI - COSTA - LEONE - SASSANA				
Cementazione	BACCILLI - PENNARI - COSTA - LEONE - SASSANA				

Data

16-4-87

Compilatori

POZZO PENNINA 5 DIR.

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

Cementazione da m 2450 a m 850; Colonna ☒; 1° Stadio ☐; 2° Stadio ☐; Liner ☐; Tie back ☐

DATI GENERALI

PTR ÷ livello mare 29 m; PTR ÷ quota housing m; PTR ÷ fondo mare 102 m; PTR ÷ quota hanger m;

PTR ÷ flangia base 17.2 m

Profondità: misurata 2453 m; verticale 2267 m; KOP a 256 m

Inclinazione max 31 ° a 924 m; caliper da log no ☐ si ☒ tipo SHDT

Diametro medio del foro Ø ; scarpa colonna precedente Ø 9 5/8" a m 1290

BHT da log dopo ore dall'ultima circolazione **ESTRATTA 61°C**

Gradienti in atm/10 m	{	Sottoscarpa colonna precedente: dei pori	1,03	di fratturazione	1,7
		Fondo pozzo	: dei pori	1,08	di fratturazione

PROFILO COLONNA

Colonna Ø	Peso lbs/ft	Grado	Filetto tipo	Coppia serr. lbs-ft	Tubi n°	da m	a m
7"	23	N80	ANTI.	4.400	113	ptr	1422
7"	29	N80	3TR.	8.000	81	1422	2450

Controllo non distruttivo tipo ; trattamento anticorrosivo tipo ; grasso tipo SA / 2

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

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa marca HALLIBURTON tipo FLOAT VALVE a m 2450

Collare	marca	HALLIBURTON	tipo	FLOAT VALVE	a m.	2412
---------	-------	-------------	------	-------------	------	------

DV marca tipo a m

Centralizzatori						Raschiatori							
Installazione		marca WEATHERFORD				marca		marca WEATHERFORD					
		tipo SP1				tipo		tipo CT1A					
		n° 119				n°		n° 106					
1	2	da m	2450	a m	2399 ¹²	da m	2186	a m	2265 ¹²	da m		a m	
2CPP	2CPP	da m	2399	a m	2386	da m	2263	a m	2239	da m		a m	
2CPP	2CPP	da m	2386	a m	2374	da m	2239	a m	2225	da m		a m	
C1	C1	da m	2374	a m	2350	da m	2225	a m	2189	da m		a m	
2CPP	2CPP	da m	2350	a m	2337	da m	2189	a m	2163	da m		a m	
2CPP	2CPP		2337		2312		2163		2157				
2CPP	2CPP		2312		2299		2151		2138				
2CPP	C1		2299		2286		2138		2125				
	C1						1285		1032				

Stop collars marca WEATHERFOOD tipo ISH n° 272

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

[illegible]

ACCESSIONE OPERATIVA:

Tubaggio iniziato alle ore 22⁰⁰ del 29/4 terminato alle ore 19³⁰ del 30/4 velocità discesa 45' sec/tuboProva circolazione valvola si ☒ no ☐

Circolazione intermedia: min 30 a 1870 m; min a m; min a m; min a m

Circolazione di fondo: inizio ore 19³⁰ fine ore 20³⁰; portata 1600 l/min; pressione 100 atmReciprocazione colonna: si ☒, no ☐ inizio ore 19³⁰ fine ore 22⁰⁰nner string si ☐, no ☐ Tappi ☒ ☒ Marca HALLIBURTON tipo STANDARDCuscino separatore: volume 3 m³; altezza 213 m; tempo contatto minConfezione malta { diretta ☒, con ricircolazione ☐ tipo
1° malta durata min; 2° malta durata minpiazzamento malta con 48,5 m³ di FANGO durata totale 30 min; pressione finale 110 atm.

	Tempo min	Volume m ³	Portata l/min	Pressione atm	Note
Andamento pressioni	12	2470	130		RAGGIUNTO MALTA
	25	2200	130		INIZIO FUORIUSCITA MALTA DALLA SCARPA
	34	2000	142		MALTA IN EQUILIBRIO
	48,5	500	110		PRESSIONE FINALE C.T. 150 ATM.

Contatto tappi: si ☒, no ☐; prova tenuta colonna 150 atm per 10 min.piazzamento 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; spazzamento m³; all'apertura DV m³

MATERIALI IMPIEGATI

Tipo cemento CLASSE 6"

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

	Volume m ³	Densità kg/l	Cemento t	t	% Correttivi
Premalta					
1° malta	24	1,9	32		0,8% D80 + 0,8% D603
2° malta					

Compagnia cementazione DOWELL n° ticket operaz. Operatori CARAPELCA

Unità di cementazione: n° 1 tipo n° utilizzate

Registrazioni: volume ☐ portata ☐ densità ☐ pressione ☐

Impianto di perforazione tipo OILWELL 3000 Contrattista SAIPEM

OSSERVAZIONI: OPERAZIONE REGOLARE

Operazione	Personale AGIP presente	giorno dal	ore	giorno al	ore
Tubaggio	MONTI - PETTINARI - LAMACCHIA				
Cementazione					

Data

2/5/87

Compilatori

Lamacchia / Marico

FENNINA 5 DIR
=====

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

RELAZIONE FINALE
=====

Ortona, FEBBRAIO 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.F. 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

PARTE I

=====

DATI GENERALI

1.1 ANAGRAFICA POZZO

Pozzo : PENNINA 5 DIR
 Concessione : B.C15.AV
 Titolarita' : AGIP (71%)-SELM (19%)-SPI (15%)
 Zona : Adriatico
 Coord. di partenza : Lat. : 43° 01' 14",4 N
 Long. : 14° 09' 49",5 E
 Coord. di fondo pozzo: Lat. : 43° 00' 52",7 N
 Long. : 14° 09' 27",4 E
 Quota Tavola Rotary: : m 29.1 s.l.m.
 Fondale : - m 73
 Distanza dalla costa : 23 Km
 Profondita' finale : m 2453.0 (v.2267.6)

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

In particolare il pozzo doveva raggiungere i livelli Pen 2, 4 e 9, in posizione prossima al culmine strutturale, per la loro messa in produzione con completamento doppio.

1.4 RISULTATO

Dall'analisi dei logs elettrici, sonici e radioattivi il pozzo e' risultato mineralizzato a gas nei livelli Pen 14,12,10, 9, 9B, 8, 7, 6, 5, 4, 3, 2,1B, 1. Sulla base dei risultati ottenuti dagli altri pozzi e sulla base delle nuove interpretazioni della struttura si e' deciso di mettere in produzione con questo pozzo i livelli Pen 1 e 7, e di predisporre per la messa in produzione dei livelli Pen 4, 6, 8 e 13.

1.5 SITUAZIONE ATTUALE

Il pozzo e' stato completato con completamento doppio selettivo:

String lunga per la messa in produzione dei livelli: 2390.5-2393.5, 2246.6-2250.5, 2191.5-2193.5, composta da TBGS 2" 3/8 P105 con scarpa a m 2267 e 3 packers OTIS RH fissati a m 2260-2220-2174.

String corta per la messa in produzione dei livelli 2161.0-2164.0, 2157.5-2160.0, 2085.0-2087.0, 1874.0-1878.5 composta da TBGS 2" 3/8 P105 con scarpa a m 2126 e 3 packers OTIS RH fissati a m 2133-1904-1857.

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 410 a m 2453 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

DIS-SLS-GR-SP	da m	404.0	a m	1295.0
SHDT	da m	404.0	a m	1290.0
ISF-SLS-GR-SP	da m	1290.0	a m	2453.0
SHDT-GR	da m	1289.0	a m	2454.0
CNL-LDL-GR	da m	1289.0	a m	2454.0
CBL-GR-VOL	da m	850.0	a m	2412.0

PARTE II
 =====
 DATI MINERARI

2.1 MANIFESTAZIONI

GAS

Durante la perforazione al detector continuo Dres-
 ser sono stati registrati i seguenti valori superio-
 ri all'1%.

a m 1822	=	2.5%
a m 1870	=	2 %
a m 1875	=	2.8%
a m 1950	=	2 %
a m 2013	=	1.8%
a m 2067	=	9 %
a m 2075	=	2.2%
a m 2086	=	3 %
a m 2141	=	1.9%
a m 2155	=	3 %
a m 2188	=	4 %
a m 2200	=	3 %
a m 2205	=	4 %
a m 2240	=	8 %
a m 2283	=	10 %
a m 2314	=	20 %
a m 2320	=	22 %
a m 2380	=	3 %
a m 2388	=	10 %
a m 2394	=	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 1822.0-1824.0	(q. 1639.5-1641.3 GWC)	Pen 14
m 1874.5-1879.5	(q. 1688.4-1693.0 ---)	Pen 13
m 1953.0-1957.0	(q. 1761.8-1765.6 GWC)	Pen 12
m 2015.0-2017.0	(q. 1820.4-1822.4 ---)	Pen 10
m 2068.0-2073.5	(q. 1870.8-1875.6 ---)	Pen 9
m 2078.0-2079.0	(q. 1880.3-1881.3 ---)	Pen 9B
m 2085.5-2091.0	(q. 1887.0-1892.7 GWC)	Pen 8
m 2157.5-2160.0	(q. 1956.0-1958.5 ---)	Pen 7
m 2161.5-2168.5	(q. 1959.5-1966.5 GWC)	Pen 7
m 2192.0-2194.0	(q. 1988.9-1990.8 ---)	Pen 6
m 2205.0-2209.0	(q. 2001.2-2005.0 GWC)	Pen 5
m 2246.0-2260.0	(q. 2040.3-2053.7 GWC)	Pen 4
m 2284.0-2299.5	(q. 2076.6-2091.4 GWC)	Pen 3
m 2317.0-2325.5	(q. 2108.1-2116.3 GWC)	Pen 2
m 2379.5-2383.5	(q. 2167.9-2171.8 ---)	Pen 1B
m 2390.0-2401.0	(q. 2178.0-2188.5 ---)	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: Con duse 5/16"
 Livello Pen 1 (m 2390.5-2393.5)
 FTHP = 139.6 Kg/cm^q STHP = 201.4 Kg/cm^q
 Qgas = 83.300 Nmc/g

String corta: Con duse 1/4
 Livello Pen 7 (m 2157.5-2160.0 e 2161.0-2164.0)
 FTHP = 162.4 Kg/cm^q STHP = 185.1 Kg/cm^q
 Qgas = 76.100 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 livelli porosi sono mineralizzati ad acqua salata con locali presenze di tracce di gas.

Il secondo intervallo corrispondente alle sabbie di 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 1820, e a gas ed acqua salata al di sotto di tale quota.

L'intervallo successivo (da m 1847 a m 1954) ripropone le argille del Santerno (argille grigie plastiche) al cui interno rinveniamo anche un livello a sabbia fine-molto fine, mineralizzato a gas. Al di sotto di questo e fino a fondo pozzo ritroviamo la formazione Carassai con una alternanza di argille grigie da plastiche a moderatamente compatte e di sabbie fini con porosità media del 20% mineralizzati a gas e ad acqua salata.

2.7 CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

Durante la perforazione e durante le fasi di completamento e spurgo non sono stati prelevati campioni dei fluidi di strato, per cui non si possono fornire dati sui fluidi di formazione.

Si possono comunque accettare come valide le caratteristiche dei fluidi già definiti dopo la perforazione del pozzo 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 dir - 5 dir 6 dir - 7 dir.

Il valore ricavato è pari a 1.16 Kg/cm²/10 m. (Fig. 1).

2.9 TEMPERATURE

Il gradiente risultante dalle temperature estrapolate dai logs elettrici è pari a 1.8 C°/100 m.

PARTE III

=====

DATI GEOLOGICI

3.1 SCOPO DEL SONDAGGIO

Scopo del sondaggio PENNINA 5 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 di 15 livelli sabbiosi mineralizzati a gas alternati a livelli argillosi.

Questi livelli divisi in due gruppi in funzione della profondita', mostrano in alcuni casi un contatto gas-acqua, mentre nei rimanenti 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 interessate dal punto di vista economico.

In particolare il pozzo PENNINA 5 Dir doveva mettere in produzione i livelli Pen 2 - 4 - 9.

3.1 LITOSTRATIGRAFIA

I terreni attraversati possono essere cosi' suddivisi:

F.M.	-	410	Non campionato
		(360)	
410	-	1336.5	Pleistocene / Argille del Santerno:
(410)	(1235.7)		Argilla grigia chiara, plastica sil- toso-sabbiosa con intercalazioni di sabbia e livelletti di cineriti.
1336.5	-	1847.0	Pliocene Superiore/Carassai: Banchi
(1235.7)	(1691.8)		di sabbia da media a fine con inter- calazioni di argilla grigio-chiara.
1847.0	-	1953.0	Pliocene Sup./Argille del Santerno:
(1691.8)	(1790.9)		Argilla grigio-chiara, plastica. Presenza di un banco di sabbia quar- zosa da fine a molto fine.
1953.0	-	2401.0	Pliocene Superiore - Pliocene Medio
(1790.9)	(2188.5)		F.ne Carassai: Banchi di sabbia da fine a molto fine con intercalazio- ni e setti di argilla grigio-chiara.
2401.0	-	2453.0	Pliocene Medio-Argille del Santerno:
(2188.5)	(2267.6)		Argilla grigio-chiara plastica.

3.3 INTERPRETAZIONE HDT

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

Infatti i livelli piu' alti sono stati incontrati in lieve immersione a N (anziche' a Sud come da programma), mentre i livelli del secondo gruppo (dal Pen 12 al Pen 1) sono stati incontrati in lieve immersione a W - SW mentre avrebbero dovuto essere attraversati in posizione di culmine.

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 2, 4, 9, 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 1, 4, 6, 7, 8, e 13, attraversati in posizione piu' favorevole.

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 Piroppo.

La struttura e' delimitata ad Est da una faglia inversa immergente ad W collegata ai sovracitati 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 5 dir e' risultato mineralizzato nei livelli 14, 13, 12, 10, 9, 8, 7, 6, 5, 4, 3, 2, 1 b, 1, conformemente all'interpretazione generale del campo.

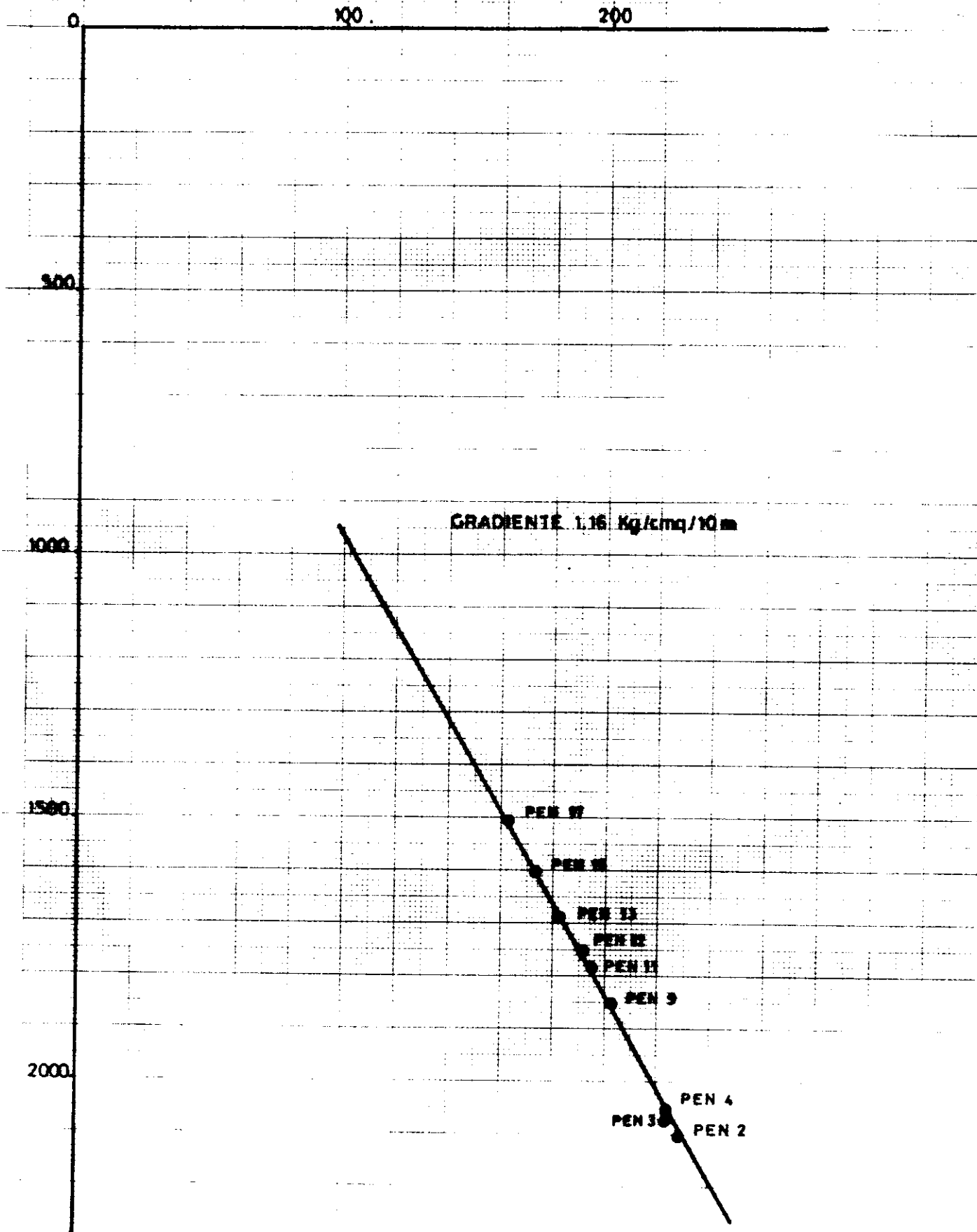
Il pozzo e' stato completato e predisposto per la messa in produzione dei livelli Pen 1, 4, 6, 7, 8, 13. Iniziando a produrre dai livelli 1 e 7.

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

GIACIMENTO DI PENNINA

fig. 1

GRADIENTE DI PRESSIONE DA RFI



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^ 00' 52".740 N
LONG 14^ 09' 27".476 E

4.1.1 TEMPI DI ATTIVITA'

Inizio (Lavaggio C.P.)	ore 00.30	del 27*01*87
Fine	ore 11.00	del 27*01*87
Inizio (Ribattitura CP.)	ore 06.30	del 02*02*87
Fine	ore 07.00	del 03*02*87
Inizio fase 17"1/2	ore 09.00	del 10*02*87
Fine	ore 07.00	del 13*02*87
Inizio fase 12"1/4	ore 22.00	del 09*04*87
Fine	ore 14.30	del 16*04*87
Inizio fase 8"1/2	ore 03.00	del 17*04*87
fine	ore 22.00	del 01*05*87
Inizio fase Completamento	ore 20.00	del 02*07*87
Fine	ore 15.00	del 10*07*87

TOTALE GIORNI IMPIANTO = 33 GG.+14.30 ORE

4.1.2 RIPARTIZIONE TEMPI

A) PERFORAZIONE	421.50	52.26
C) TUBAGGIO	82.00	10.17
F) LOGS ELETTRICI	39.00	4.84
G) PROVE DI STRATO E COMPL.	151.50	18.78
H) DEVIAZIONE	11.50	1.43
I) APPARECCH.DI SICUREZZA	60.00	7.44
M) SPOSTAMENTO IMPIANTO	12.50	1.55
N) VARIE	24.50	3.04
O) RIPARAZIONE E MANUT.	4.00	0.50
	806.50	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 FORO 17"1/2 A MT. 408 (Vert. mt. 407)

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.
Con bit 17"1/2 perforato in verticale fino a mt. 256. (K.D.P.)
Da mt. 256 iniziato deviazione ed avanzato fino a mt. 408.
A mt. 401 il pozzo aveva 11°3/4 in direzione S 44 W.
Batteria: Bit+NB+O. Sub+MONEL+2DC+Stab+9DC+15HW
Fango: FW-GE 1190*45

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso casing 13"3/8 - J55-61#BTA, con scarpa atta a ricevere lo stinger a mt. 405.

Equipaggiamento colonna: C-1 da mt. 405 a mt. 280
C-2 da mt. 280 a mt. 170
C-4 da mt. 170 a mt. 30

Con stinger cementato colonna con 53 mc. di malta a d=1500 gr/lt. confezionata con 376 q.li di Cemento "G"+3%Bentonite seguita da 33 mc. di malta a d=1900 gr/lt. confezionata con 435 q.li di Cemento "G".

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 FORO 12"1/4 A MT. 1295 (Vert. 1204 mt.)

Ripreso perforazione con bit 12"1/4 ed avanzato incrementando l'angolo fino a mt. 850 dove si aveva 29° in direzione S 42 W.

Perforato mantenendo piu' o meno costante l'angolo fino a mt.1295 dove si avevano $24^{\wedge}1/2$ in direzione S 41 W.
Batteria: In funzione della deviazione
Fango:FW- LS 1280 X 41

LOGS ELETTRICI

Registrato: DIL-SLS-GR da mt.1295 a mt.405
SHDT " " 1292 " " 405

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso casing 9"5/8-J55-43.5# BTA con scarpa a mt.1290.
Equipaggiamento colonna: 2CPPM da mt.1290 a mt.1252
C1 da mt.1252 a mt. 414
C5 " " 414 " " 24

Cementato colonna con 23 mc. di Gel-cemento a $d=1500\text{gr/lt.}$
confezionato con 164 q.li di Cemento "G"+3% Bentonite
seguito da 23 mc. di malta a $d=1900\text{ gr/lt.}$ confezionata
con 305 q.li di Cemento "G".
Contatto tappi a 100 atm.

TESTA POZZO E COLLAUDI

Attesa presa cemento : 7.30 ore
Incuneato colonna con 90 ton.
Montato 2°Elemento inflangitura 13"5/8 *3000-11"*5000 e
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 20 e 100 Atm.
Condotte di superficie a 210 Atm.

4.2.4 FORD 8"1/2 A MT. 2453 (Vert.mt.2267)

Ripreso perforazione con bit 8"1/2 ed avanzato controllando
deviazione con MWD fino a mt. 1683.Turboperforato da mt.1683
a mt.1744 per correggere la direzione.
Perforato da mt.1744 a mt.2451 con presenza di Gas da mt.2250
a mt.2400.
A mt.2439 l'angolo era di $16.5^{\wedge}$ in direzione S 26.7^W.
Batteria: In funzione della deviazione.
Fango: FW-LS 1280*43

LOGS ELETTRICI

Registrato: DIL-SLS-GR da mt.2451 a mt.1289
 LDL-CNL-GR " " 2451 " " 1289
 SHDT " " 2451 " " 1299
 Disceso bit e perforato da mt.2451 a mt.2453. (Fondo Pozzo)

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso CSG 7" N80-29# BTA con scarpa a mt. 2450.
 Circolazione intermedia a mt.1870.

Equipaggiamento colonna: 2CPPM	da mt.2450	a mt.2399
	" " 2386	" " 2374
	" " 2350	" " 2337
	" " 2312	" " 2299
	" " 2286	" " 2263
	" " 2239	" " 2225
	" " 2189	" " 2163
	" " 2151	" " 2138
2CPP	" " 2399	" " 2386
	" " 2337	" " 2312
	" " 2299	" " 2286
	" " 2263	" " 2239
	" " 2163	" " 2151
C1	" " 2374	" " 2350
	" " 2225	" " 2189
	" " 2138	" " 1285
C4	" " 1285	" " 1032

Cementato colonna con 320 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 = 10 ore.
 Incuneato colonna con 60 ton.
 Infrangiato corpo superiore 11"*7"1/16*5000 .
 Disceso 33 TBG.2"7/8 per completamente provvisorio.
 Montato cappellotto 7"1/16 * 2"1/2*5000+Saracinesca.
 Successivamente smontato cappellotto ed 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.2410.
 Spiazzato fango con Brine a d=1250 gr/lt.
 Registrato: CBL-VDL-CCL-GR da mt. 2412 a mt.850.
 Top cemento a mt.1290.
 Eseguito R.F.T. a mt. 1878. Press. Stat.=182.6atm.(Grad.=1.06)
 Con fucile 5"-12 colpi/ft. aperto i seguenti intervalli:

da mt.	1874.00	a	mt	1878.50
" "	2085.00	" "	" "	2087.00
" "	2191.50	" "	" "	2193.50

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

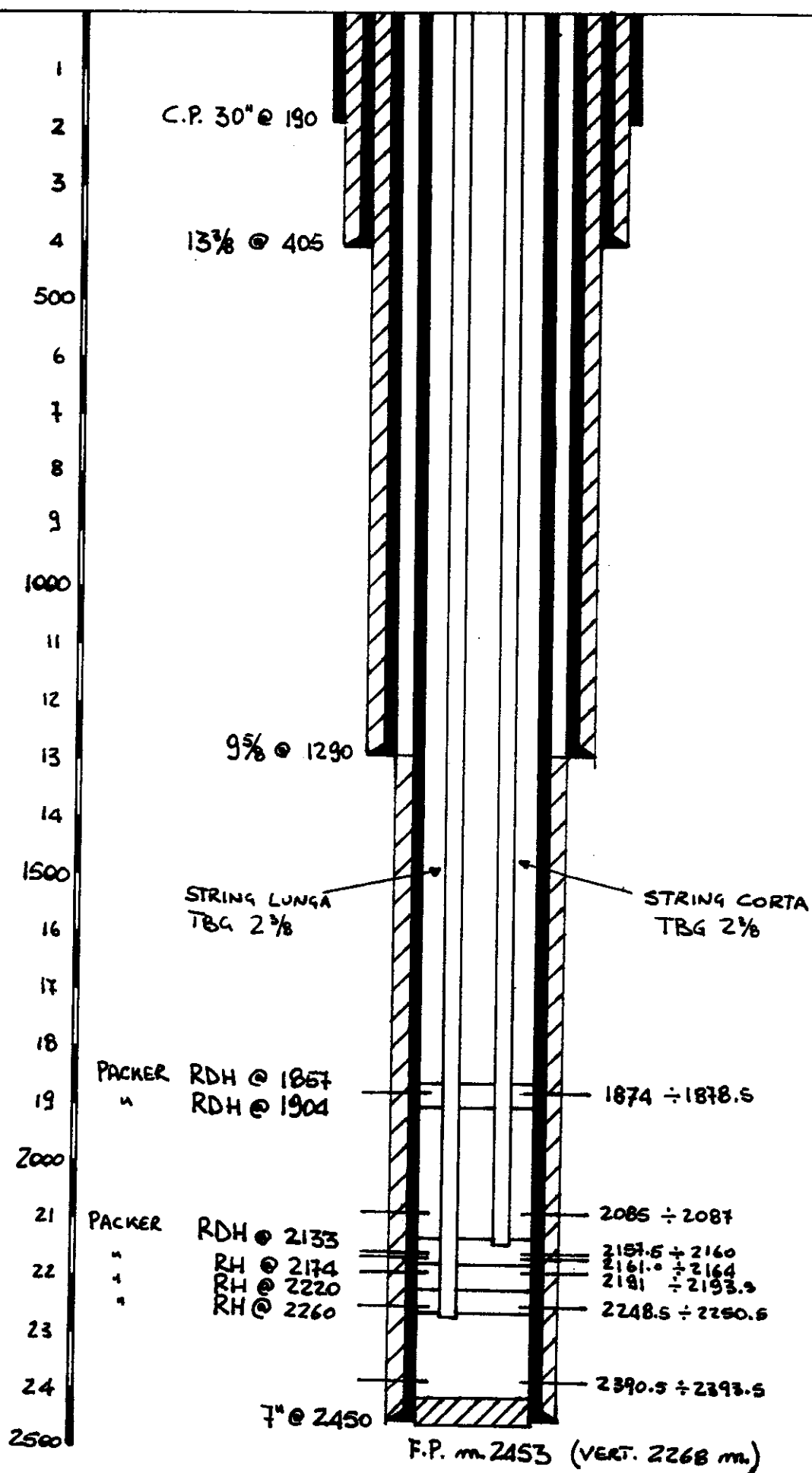
da mt.	2157.50	a	mt.	2160.00
" "	2161.00	" "	" "	2164.00
" "	2246.50	" "	" "	2250.50
" "	2390.50	" "	" "	2393.50

Disceso bit + Scraper fino a mt.2410.
 Circolato e aggiunto 0.1% DODIGEN al brine.
 Disceso TBG 2"3/8 P105 per doppio completamento
 controllando torsione con "JAM" e tenuta idraulica con "HOLD".
 Smontato BOP e montato croce.
 Spiazzato string corta con 4.3 mc.di Acqua Dolce.
 Spiazzato string lunga con 4.6 mc. " " "
 Fissato Packers RH a mt. 2174 , 2220 , 2260.
 Fissato Packers RDH a mt. 1857 , 1904 , 2133.
 Spiazzato string corta e lunga con metano attraverso valvola
 di circolazione.
 Spurgato string corta e lunga.
 Fissato mandrino OTIS"X" 2"+valvola equalizzatrice "B"+
 valvola di sicurezza a mt.504 su string lunga e a mt.474
 su string corta.
 Montato B.P.U.

Skiddato impianto su Pennina 2 Dir.

POZZO: PENNINA 5 Dir.

SITUAZIONE ATTUALE



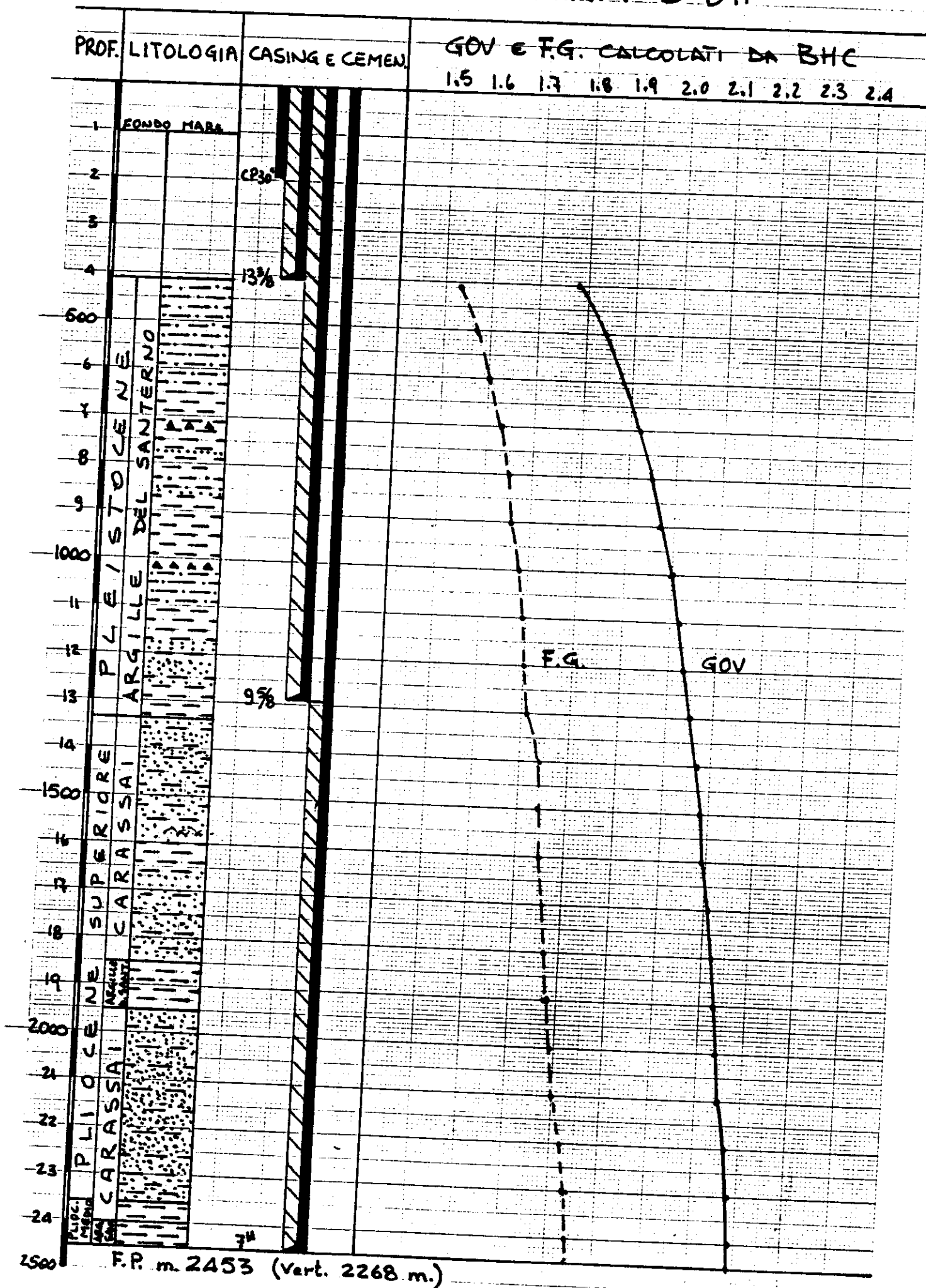
POZZO : PENNINA 5 Dir

PROF.	LITOLOGIA	CASING E CEMEN.	FANGO DI PERF.	DIFFICOLTA' DI PERF.
1	FONDO MARE			
2		CP30"		
3				
4		13 3/8"	FW-GE 1180	
500				
6	P L E I S T O C E N E			
7	ARGILLE DEL SANTERNO			
8				
9				
1000				
11				
12			FW-LS 1270	
13		9 5/8"		
14				
1500				
16	P L I O C E N E S U P E R I O R E			
17	CARASSAI			
18				
19				
2000				
21	CARASSAI			
22				
23				
24			FW-LS 1280	
2500		7"		

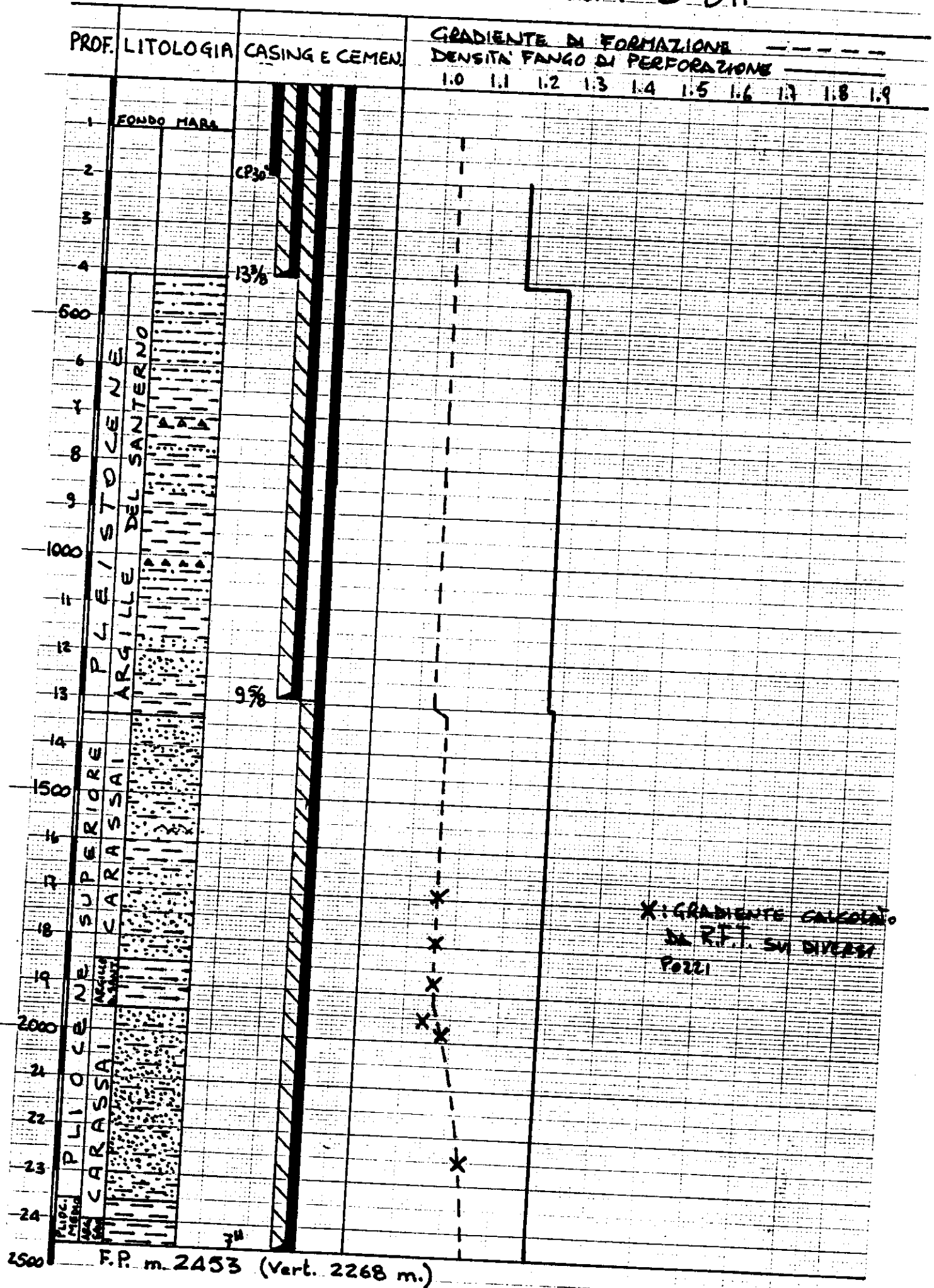
F.P. m. 2453 (Vert. 2268 m.)

PRESENZA DI GAS

Pozzo: PENNINA 5 Dir



POZZO: PENNINA 5 Dir



4.3 ANALISI TEMPI

WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEM

	TOTAL TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)											
	A	B	C	D	E	F	TOTAL	DEFINITION	DAYS	%		
A *	250.50 *	121.50 *	32.00 *	7.00 *	0.00 *	10.50 *	421.50 *	drilling oper	17.56 *	52.26 *		
B *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	coring oper	0.00 *	0.00 *		
C *	0.00 *	42.00 *	8.00 *	21.00 *	0.00 *	11.00 *	82.00 *	casing oper	3.42 *	10.17 *		
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 *	39.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	39.00 *	logging oper	1.63 *	4.84 *		
G *	25.50 *	106.50 *	9.50 *	0.00 *	3.00 *	7.00 *	151.50 *	testing oper	6.31 *	18.78 *		
H *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	11.50 *	11.50 *	deviation	0.48 *	1.43 *		
I *	0.00 *	49.00 *	0.00 *	9.50 *	1.50 *	0.00 *	60.00 *	BOP	2.50 *	7.44 *		
L *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	well abandon	0.00 *	0.00 *		
M *	8.00 *	1.00 *	3.50 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	12.50 *	rig moving	0.52 *	1.55 *		
N *	0.00 *	0.00 *	24.50 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	24.50 *	other	1.02 *	3.04 *		
O *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	4.00 *	0.00 *	4.00 *	maintenance repair rig	0.17 *	0.50 *		
P *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	waiting	0.00 *	0.00 *		
							HOURS TOTAL = 806.50		DAYS TOTAL = 33.61			

WELL PENNINA 50 RIG OILWELL3000 SAIPEM

PHASE		TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
A	B	C	D	E	F						
A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.50	10.50	drilling oper	0.44	30.00	
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	24.50	0.00	0.00	0.00	24.50	other	1.02	70.00	
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 =							35.00	DAYS TOTAL =		1.46	

WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEM

PHASE17.5		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL *	DEFINITION	DAYS	%
	A *	B *	C *	D *	E *	F *					
A *	23.50 *	7.00 *	8.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	38.50*	drilling oper	1.60 *	45.29*	
B *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00*	coring oper	0.00 *	0.00*	
C *	0.00 *	9.00 *	2.00 *	3.50 *	0.00 *	0.00 *	14.50*	casing oper	0.60 *	17.06*	
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 *	6.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	3.50 *	3.50*	deviation	0.15 *	4.12*	
I *	0.00 *	23.00 *	0.00 *	2.50 *	0.00 *	0.00 *	25.50*	BOP	1.06 *	30.00*	
L *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00*	well abandon	0.00 *	0.00*	
M *	1.00 *	1.00 *	1.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	3.00*	rig moving	0.13 *	3.53*	
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 *	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 =							85.00		DAYS TOTAL =	3.54	

WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEN

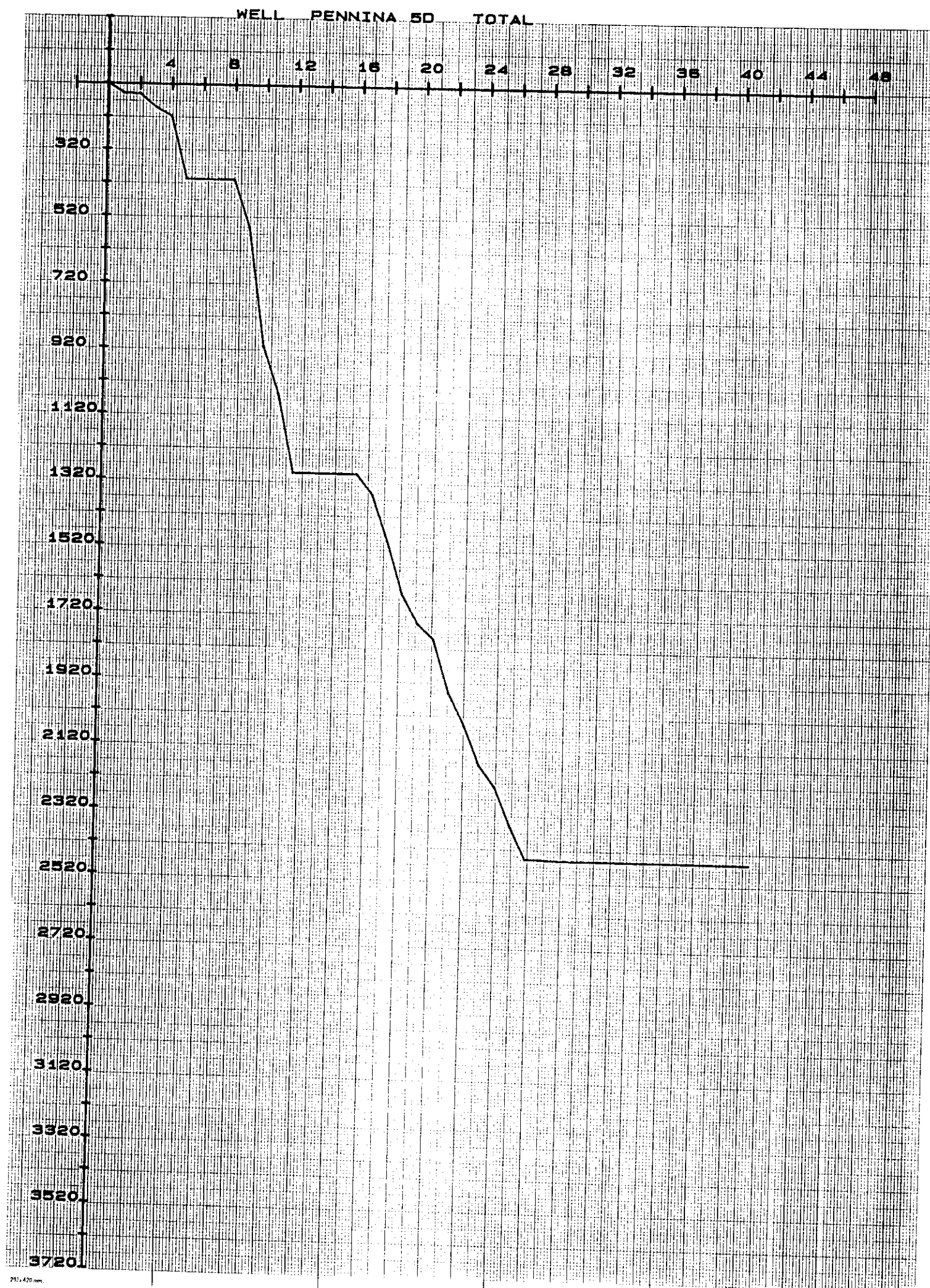
PHASE12.25		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
	A	B	C	D	E	F					
A	54.50	30.00	10.00	1.00	0.00	0.00	95.50	drilling oper	3.98	60.25	
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00	
C	0.00	12.00	3.00	7.50	0.00	4.50	27.00	casing oper	1.13	17.03	
D	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	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	8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00	logging oper	0.33	5.05	
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	8.00	8.00	deviation	0.33	5.05	
I	0.00	9.00	0.00	4.00	0.00	0.00	13.00	BOP	0.54	8.20	
L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	well abandon	0.00	0.00	
M	5.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	6.00	rig moving	0.25	3.79	
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 =							158.50	DAYS TOTAL =		6.60	

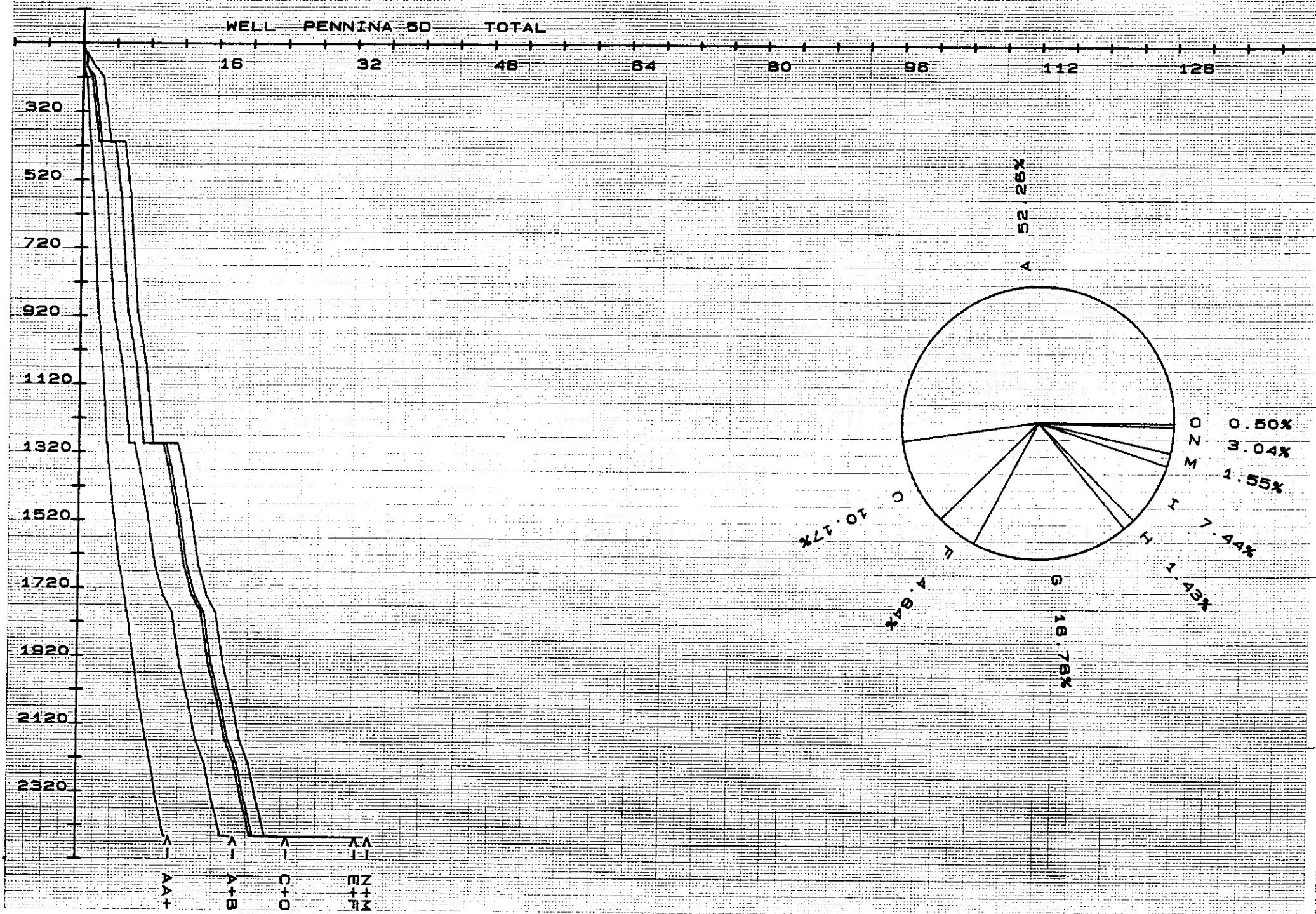
WELL PENNINA 5D RIG OILWELL3000 SAIPEM

PHASE8.5			TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)								
	A	B	C	D	E	F	TOTAL	DEFINITION	DAYS	%	
A	172.50	84.50	14.00	6.00	0.00	0.00	277.00	drilling oper	11.54	77.16	
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00	
C	0.00	21.00	3.00	10.00	0.00	6.50	40.50	casing oper	1.69	11.28	
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	15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	logging oper	0.63	4.18	
G	0.00	5.50	0.00	0.00	0.00	0.00	5.50	testing oper	0.23	1.53	
H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	deviation	0.00	0.00	
I	0.00	12.50	0.00	3.00	0.00	0.00	15.50	BOP	0.65	4.32	
L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	well abandon	0.00	0.00	
M	1.00	0.00	1.50	0.00	0.00	0.00	2.50	rig moving	0.10	0.70	
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	3.00	0.00	3.00	maintenance repair rig	0.13	0.84	
P	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	waiting	0.00	0.00	
HOURS TOTAL =							359.00	DAYS TOTAL = 14.97			

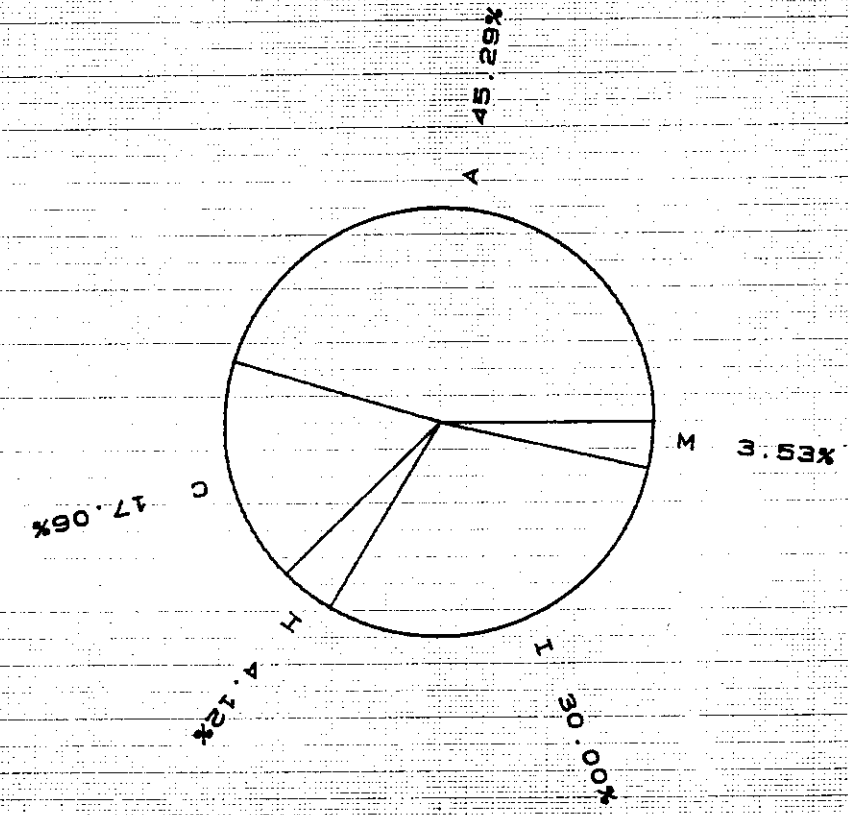
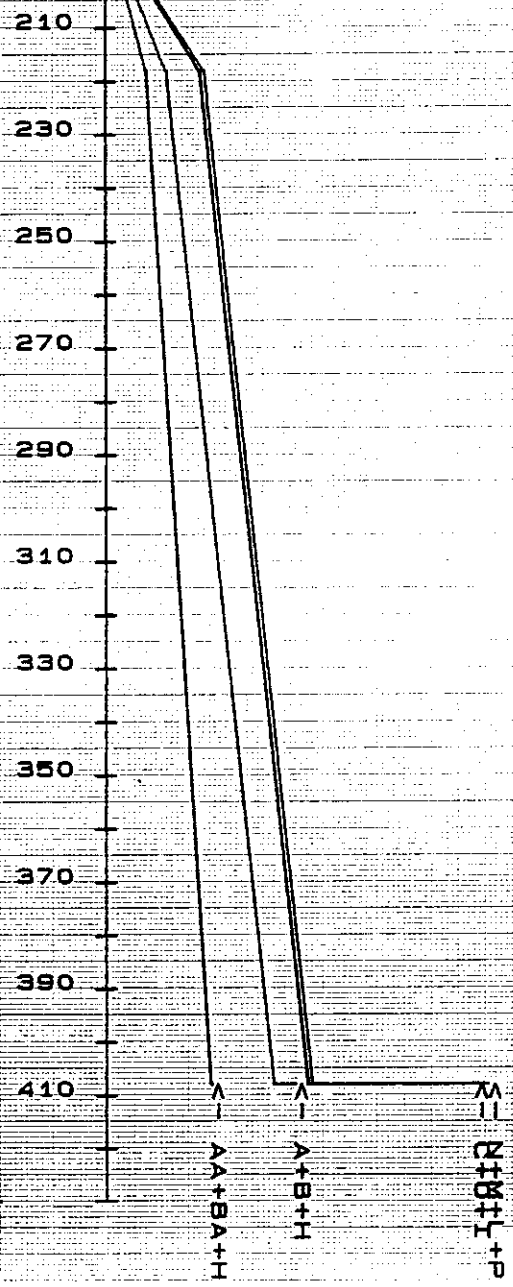
WELL PENNINA 50 RIG OILWELL3000 SAIPEM

PHASECOMPLE		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
A	*	B	*	C	*	D	*				
A	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	drilling oper	0.00	0.00*
B	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	coring oper	0.00	0.00*
C	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	casing oper	0.00	0.00*
D	*	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	fishing oper	0.00	0.00*
F	*	16.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	logging oper	0.67	9.47*
G	*	25.50	*	101.00	*	9.50	*	16.00	testing oper	6.08	86.39*
H	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	deviation	0.00	0.00*
I	*	0.00	*	4.50	*	0.00	*	0.00	BOP	0.25	3.55*
L	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	well abandon	0.00	0.00*
M	*	1.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	rig moving	0.04	0.59*
N	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	other	0.00	0.00*
O	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	maintenance repair rig	0.00	0.00*
P	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	waiting	0.00	0.00*
HOURS TOTAL =								169.00	DAYS TOTAL =		
									7.04		





WELL PENNINA 50 phase 17.5



WELL PENNINA 50

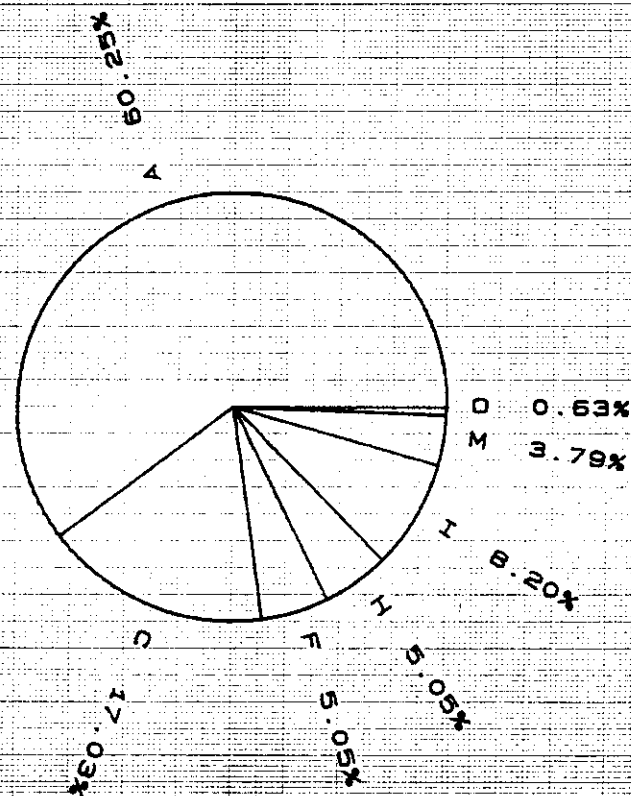
phase 12.25

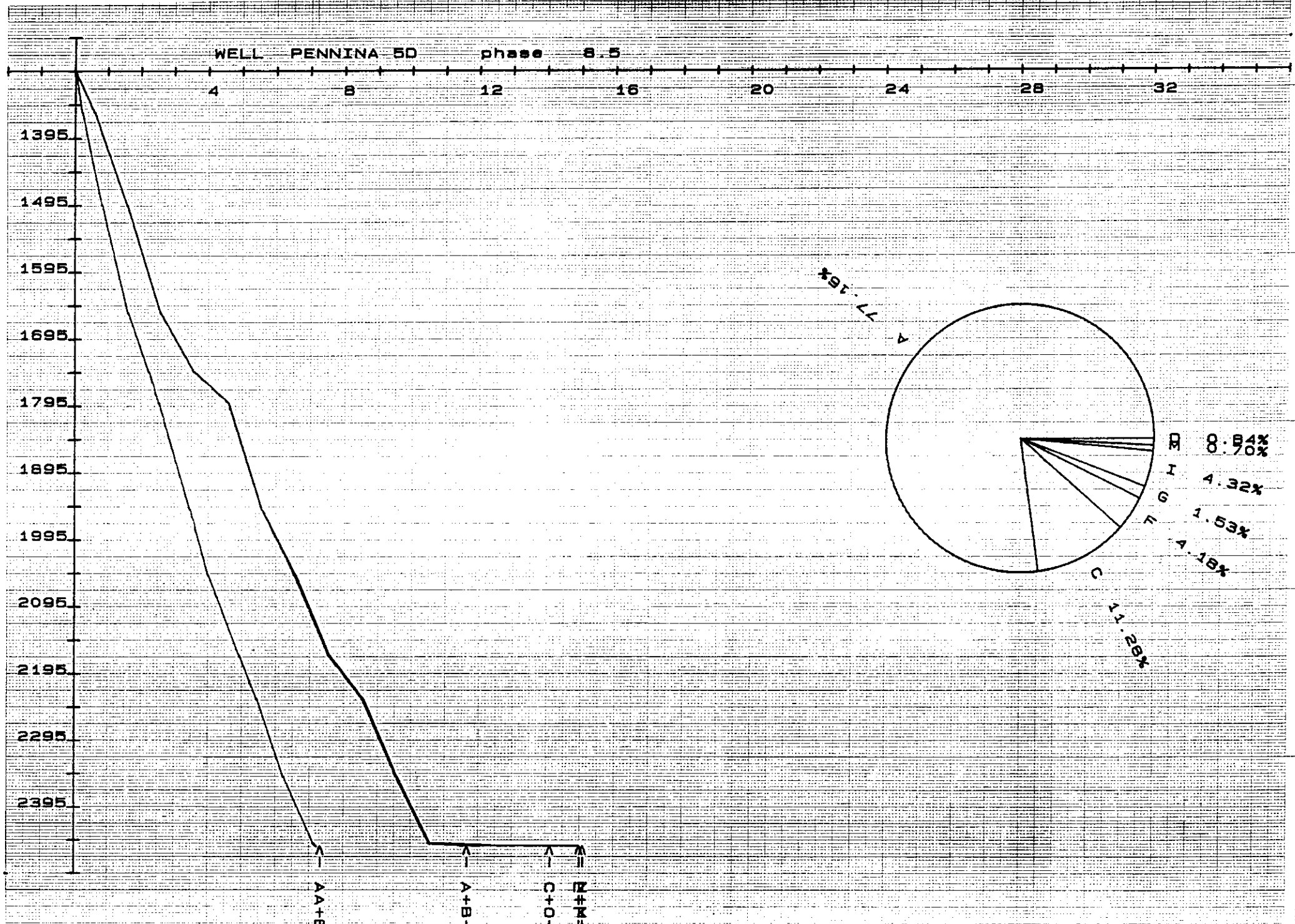
508
608
708
808
908
1008
1108
1208
1308
1408
1508

AA+BA+HA

A+B+H

N+M+L+P+D
E+F+S
C+O+I





4.4 TABELLA SCALPELLI E DEVIAZIONE

TABELLA SCALPELLI E DATI IDRAULICI

POZZO Pennina 5 Dir CONCESSIONE BC 15 VA NAZIONE Italia CONTRATTISTA SAIPEM

Misure metriche ☐ IMPIANTO - MARCA E MODELLO OILWELL 3000 RAPPRESENTANTE CONTRATTISTA Previdi - Remolini RAPPRESENTANTE COMMITTENTE Baccapi - Monti FOGLIO N. 1

Misure americane ☐ DATA INIZIO DATA FINE ASTE DI TOOL
PERFORAZIONE POZZO PERFORAZIONE OD lb/ft JOINTS : TIPO ϕe ϕi

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

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

[illegible]

NOTE :

14 DEC 1988 @ 13:10

Company name: AGIP
Well: PENNINA 5
Proposed dorection: S 36.75 W
Magnetic declination: 0.00



DATA DRILL

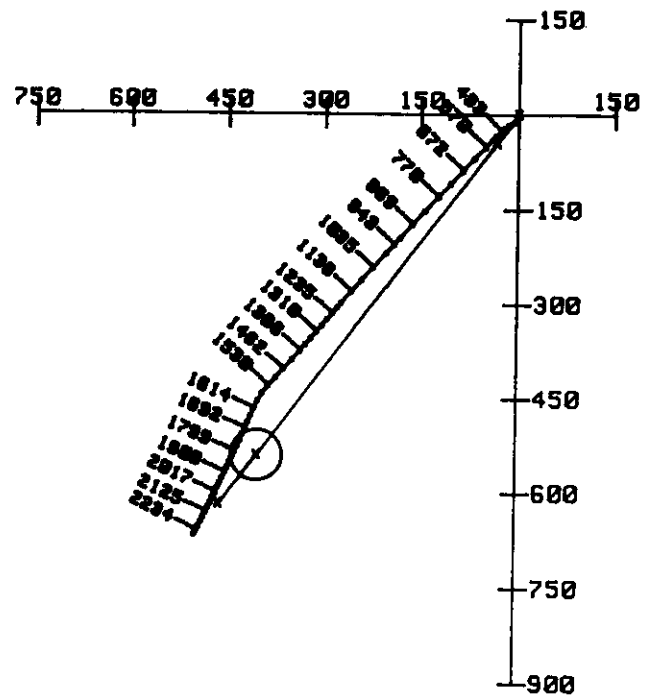
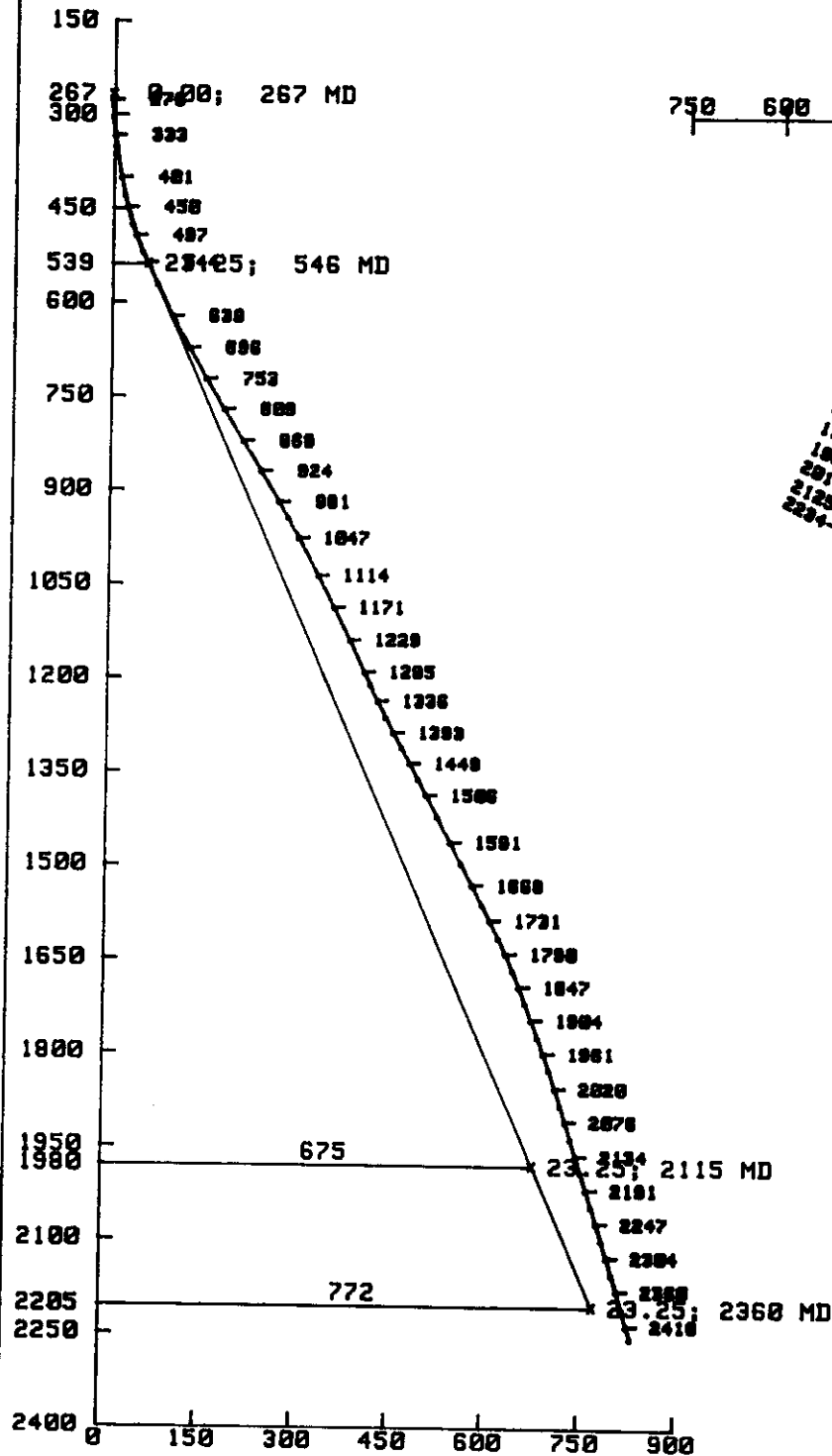
Division of Smith International, Inc.

VERTICAL PLANE

SCALE: 150 METERS/DIVISION

HORIZONTAL PLANE

SCALE: 150 METERS/DIVISION



VERTICAL SECTION PLANE: S 36.75 W

Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

PAGE No. 1

COMPAGNIA: AGIP
POZZO: PENNINA 5
TIPO SURVEY: MULTI SHOT

File Name: MSPENN5

***** 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 36.75 W

TYPE OF SURVEY	MEASURED DEPTH (M)	INCL ANGLE (DEG)	D R I F T DIRECTION (DEG)	COURSE LENGTH (M)	TOTAL VERTICAL DEPTH	T O T A L RECTANGULAR COORDINATES (M)		VERTICAL SECTION (M)	DOUBLE SEVERITY (DEG/30 M)
GMS	0.00	0.00	N 0.00 E	0.00	0.00	0.00 N	0.00 E	0.00	0.00
GMS	249.00	.50	N 15.00 E	249.00	249.00	1.05 N	.28 E	-1.01	.06
GMS	276.00	1.00	S 75.00 E	27.00	275.99	1.21 N	.56 E	-1.30	1.24
GMS	285.00	1.25	S 12.00 W	9.00	284.99	1.07 N	.64 E	-1.24	5.20
GMS	304.00	4.00	S 24.00 W	19.00	303.97	.25 N	.87 E	-1.42	4.40
GMS	333.00	7.00	S 31.00 W	27.00	332.97	2.22 S	.91 W	2.32	3.17
GMS	352.00	8.00	S 38.00 W	15.00	351.67	4.26 S	2.31 W	4.80	2.14
GMS	401.00	11.05	S 44.00 W	49.00	399.95	10.44 S	7.69 W	12.96	2.08
GMS	430.00	12.50	S 64.00 W	29.00	428.75	13.93 S	12.49 W	18.63	4.42
GMS	450.00	14.25	S 56.00 W	20.00	447.81	16.24 S	16.49 W	22.88	3.81
GMS	478.00	18.00	S 57.00 W	28.00	474.70	20.76 S	22.82 W	30.29	4.11
GMS	497.00	20.75	S 44.00 W	19.00	492.63	24.93 S	27.54 W	36.45	6.40
GMS	526.00	23.50	S 43.00 W	29.00	519.49	32.85 S	35.05 W	47.29	2.87
GMS	544.00	24.75	S 43.00 W	18.00	535.92	38.23 S	40.07 W	54.61	2.08
GMS	582.00	25.00	S 43.00 W	38.00	570.39	49.92 S	50.97 W	70.50	.20
GMS	639.00	26.50	S 42.00 W	57.00	621.73	68.18 S	67.70 W	95.13	.82
GMS	696.00	28.75	S 43.00 W	57.00	672.23	87.66 S	85.56 W	121.43	1.21
GMS	753.00	29.75	S 42.00 W	57.00	721.96	108.19 S	104.37 W	149.14	.59
MS	809.00	30.50	S 42.00 W	56.00	770.40	129.08 S	123.18 W	177.13	.40
MS	868.00	31.00	S 42.00 W	59.00	821.10	151.50 S	143.36 W	207.17	.25
MS	924.00	31.00	S 42.00 W	56.00	869.10	172.93 S	162.66 W	235.89	0.00

Si i DATADRIL Division of Smith International, Inc.

COMPAGNIA: ASIP
POZZO: PENNINA 5

TIPO SURVEY: MULTI SHOT

TYPE OF SURVEY	MEASURED DEPTH (M)	INCL ANGLE (DEG)	D R I F T DIRECTION (DEG)	COURSE LENGTH (M)	TOTAL VERTICAL DEPTH	T O T A L RECTANGULAR COORDINATES (M)		VERTICAL SECTION (M)	DOUBLE SEVERITY (DEG/30 M)
GMS	981.00	30.00	S 41.00 W	57.00	918.21	194.60 S	181.83 W	264.72	.59
GMS	1010.00	29.00	S 42.00 W	29.00	943.45	205.29 S	191.29 W	278.95	1.15
GMS	1047.00	28.00	S 41.00 W	37.00	975.97	218.52 S	202.99 W	296.54	.90
GMS	1114.00	27.50	S 42.00 W	67.00	1035.26	241.88 S	223.66 W	327.63	.31
GMS	1171.00	26.50	S 41.00 W	57.00	1086.05	261.26 S	240.81 W	353.42	.58
GMS	1229.00	25.50	S 42.00 W	58.00	1138.18	280.30 S	257.66 W	378.76	.56
GMS	1285.00	24.50	S 41.00 W	56.00	1188.93	298.03 S	273.34 W	402.34	.58
GMS	1307.00	24.50	S 38.70 W	22.00	1208.95	305.03 S	279.18 W	411.45	1.30
GMS	1336.00	25.60	S 39.00 W	29.00	1235.22	314.59 S	286.89 W	423.72	1.15
GMS	1365.00	26.70	S 39.70 W	29.00	1261.25	324.48 S	294.99 W	436.49	1.18
GMS	1393.00	27.90	S 39.70 W	28.00	1286.14	334.36 S	303.19 W	449.31	1.29
GMS	1420.00	28.10	S 40.40 W	27.00	1309.97	344.06 S	311.35 W	461.97	.43
GMS	1449.00	27.80	S 41.10 W	29.00	1335.59	354.36 S	320.22 W	475.53	.46
GMS	1477.00	27.70	S 40.40 W	28.00	1360.37	364.24 S	328.73 W	488.53	.37
GMS	1506.00	27.70	S 41.10 W	29.00	1386.05	374.45 S	337.53 W	501.95	.34
GMS	1545.00	27.30	S 41.50 W	39.00	1420.64	387.98 S	349.42 W	519.93	.34
GMS	1591.00	27.20	S 41.10 W	46.00	1461.54	403.80 S	363.32 W	540.97	.14
GMS	1630.00	27.00	S 41.10 W	39.00	1496.25	417.19 S	375.00 W	558.64	.15
GMS	1668.00	27.00	S 41.50 W	38.00	1530.11	430.12 S	386.42 W	575.84	.25
GMS	1702.00	27.20	S 33.70 W	34.00	1560.38	442.35 S	395.89 W	591.31	3.26
GMS	1731.00	26.20	S 24.60 W	29.00	1586.29	453.72 S	402.23 W	604.21	4.35
GMS	1762.00	26.40	S 23.90 W	31.00	1614.08	466.25 S	407.87 W	617.62	.36
GMS	1790.00	24.50	S 23.60 W	28.00	1639.36	477.26 S	412.72 W	629.34	2.04
GMS	1819.00	22.70	S 22.90 W	29.00	1665.93	487.92 S	417.30 W	640.63	1.88
GMS	1847.00	21.40	S 22.90 W	28.00	1691.89	497.61 S	421.39 W	650.84	1.39
GMS	1875.00	20.80	S 22.90 W	28.00	1718.01	506.89 S	425.31 W	660.63	.64
GMS	1904.00	20.70	S 23.20 W	29.00	1745.13	516.35 S	429.34 W	670.61	.15
GMS	1933.00	20.70	S 23.60 W	29.00	1772.25	525.76 S	433.41 W	680.58	.15
GMS	1961.00	20.00	S 23.60 W	28.00	1798.51	534.68 S	437.31 W	690.06	.75
GMS	1989.00	18.80	S 23.90 W	28.00	1824.92	543.19 S	441.05 W	699.13	1.29
GMS	2020.00	17.90	S 23.90 W	31.00	1854.34	552.11 S	445.01 W	708.64	.87
GMS	2049.00	18.00	S 23.90 W	29.00	1881.93	560.28 S	448.63 W	717.35	.10
GMS	2076.00	17.80	S 23.90 W	27.00	1907.62	567.87 S	451.99 W	725.44	.22

Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

COMPAGNIA: AGIP
POZZO: PENNINA 5

TIPO SURVEY: MULTI SHOT

TYPE OF SURVEY	MEASURED DEPTH (M)	INCL ANGLE (DEG)	D R I F T DIRECTION (DEG)	COURSE LENGTH (M)	TOTAL VERTICAL DEPTH	T O T A L RECTANGULAR COORDINATES (M)		VERTICAL SECTION (M)	DOUBLE SEVERITY (DEG/30 M)
GMS	2105.00	17.80	S 24.60 W	29.00	1935.23	575.95 S	455.63 W	734.10	.22
GMS	2134.00	17.80	S 23.90 W	29.00	1962.85	584.04 S	459.27 W	742.75	.22
GMS	2161.00	17.80	S 24.30 W	27.00	1988.55	591.57 S	462.64 W	750.81	.14
GMS	2191.00	17.70	S 25.00 W	30.00	2017.12	599.88 S	466.46 W	759.75	.24
GMS	2219.00	17.70	S 24.30 W	28.00	2043.80	607.62 S	470.01 W	768.07	.23
GMS	2247.00	17.60	S 24.60 W	28.00	2070.48	615.35 S	473.52 W	776.37	.14
GMS	2275.00	17.30	S 24.60 W	28.00	2097.19	622.98 S	477.01 W	784.58	.32
GMS	2304.00	17.10	S 24.60 W	29.00	2124.90	630.78 S	480.58 W	792.96	.21
GMS	2332.00	17.10	S 25.30 W	28.00	2151.66	638.25 S	484.06 W	801.02	.22
GMS	2360.00	16.90	S 25.70 W	28.00	2178.43	645.63 S	487.58 W	809.05	.25
GMS	2389.00	16.70	S 25.70 W	29.00	2206.20	653.19 S	491.22 W	817.28	.21
GMS	2418.00	16.60	S 26.70 W	29.00	2233.98	660.64 S	494.89 W	825.44	.31
GMS	2439.00	16.50	S 26.70 W	21.00	2254.11	665.99 S	497.57 W	831.33	.14

BOTTOM HOLE CLOSURE: 831.33 Meters at S 36.76 Degrees W



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

END OF WELL REPORT

CLIENT:

AGIP SpA

RIG:

OILWELL 3000 PLATFORM NUMBER 5820

FIELD:

PENNINA

LOCATION:

MARE ADRIATICO

WELL NO:

PENNINA 5 DIR

HOLE SECTIONS:

8 1/2"

OPERATING DEPTHS:

1295m to 2451m

DATES START:

17TH APRIL, 1987

END:

28TH APRIL, 1987.

TELECO JOB NO:

TIY 061/00

PREPARED BY:

G. SODEN

CHECKED BY:

G. SODEN

I N D E X

RIG REPORT
MEASUREMENT SPECIFICATIONS
OPERATIONS SUMMARY
RUN DETAIL SUMMARY
SURVEY CALCULATIONS
SURVEY PLOTS
PERFORMANCE REPORT
MAINTENANCE REPORT
ENGINEER DEPLOYMENT SUMMARY
TOOL DEPLOYMENT SUMMARY
BHA RECORD LISTING
MUD RECORD
FORMATION EVALUATION SERVICE REPORT
MWD LOG REPORT



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

RIG REPORT

DRILLING CONTRACTOR:	SAIPEM
RIG NAME:	PENNINA PLATFORM
RIG TYPE:	EMSCO 3000 NUMBER 5820
MUD PUMP TYPE:	TRIPLEX
MUD PUMP MAKE:	OILWELL A 17 00 PT
MUD COMPANY:	MAGCOBAR
SPUD DATE:	27TH JANUARY, 1987
DIRECTIONAL DRILLING COMPANY:	SMITH INTERNATIONAL ITALIA
SURVEY COMPANY:	SMITH INTERNATIONAL ITALIA
ELECTRIC LOGGING COMPANY:	SCHLUMBERGER



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MEASUREMENT SPECIFICATIONS

MEASUREMENT UNITS:

DEPTH UNITS:	METRES
DEPTH REFERENCE TO:	DRILL FLOOR
REF. POINT TO GROUND LEVEL:	20.2m
REF. POINT TO SEA LEVEL	93.2m
REF. POINT TO DRILL FLOOR:	0m
REF. POINT TO KELLY BUSHING:	-
FLOW RATE:	LITRES PER MINUTE
MUD WEIGHT:	SPECIFIC GRAVITY
PLASTIC VISCOSITY:	CENTIPOISE
YIELD POINT:	GRAMMES PER SQUARE CENTIMETRE
GEL STRENGTHS:	GRAMMES PER SQUARE CENTIMETRE
FILTRATE:	MILLILITRES
CHLORIDES:	GRAMMES PER LITRE Na Cl
MUD RESISTIVITY:	OHM - METRES
TEMPERATURE:	-
WEIGHT ON BIT:	TONNES
JET SIZE/TFA:	SQUARE CENTIMETRES



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

OPERATIONS SUMMARY

RUN NUMBER:	1	2	3	4	5
HOLE SIZE:	8½"	8½"	8½"	8½"	8½"
ASSEMBLY TYPE:	ROTARY BUILD	ROTARY HOLD	MOTOR/BENT SUB	ROTARY HOLD	ROTARY DROP
DEPTH START	1295	1401	1683	1744	1773
DEPTH END:	1401	1683	1744	1773	2008
TIME/DATE IN HOLE:	19.00 17.04.87	15.00 18.04.87	14.30 20.04.87	09.30 21.04.87	24.00 21.04.87
TIME/DATE OUT HOLE:	15.00 18.04.87	14.30 20.04.87	09.30 21.04.87	24.00 21.04.87	20.30 23.04.87
TOOL NUMBER:	1596-2	1596-2	1596-2	1596-2	1596-2
TOOL TYPE:	RD-MTF	RD-MTF	RD-MTF	RD-MTF	RD-MTF
DATA RATE:	0.8 BPS	0.8 BPS	0.8 BPS	0.8 BPS	0.8 BPS
NO. TELECO SURVEYS:	4	8	2	4	10
SERVICE TYPE:	RES DIR	RES DIR	DIR	RES DIR	RES DIR
TIME/DATE FAILURE:	-	-	-	-	-
CONFIRMED TELECO FAILURE:	-	-	-	-	-
TIME/DATE LOST IN HOLE:	-	-	-	-	-



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

OPERATIONS SUMMARY

RUN NUMBER:	6	7			
HOLE SIZE:	8½"	8½"			
ASSEMBLY TYPE:	ROTARY HOLD	ROTARY HOLD			
DEPTH START	2008	2230			
DEPTH END:	2230	2451			
TIME/DATE IN HOLE:	20.30 23.04.87	02.30 26.04.87			
TIME/DATE OUT HOLE:	02.30 26.04.87	19.00 28.04.87			
TOOL NUMBER:	1596-2	1596-2			
TOOL TYPE:	RD-MTF	RD-MTF			
DATA RATE:	0.8 BPS	0.8 BPS			
NO. TELECO SURVEYS:	8	8			
SERVICE TYPE:	RES DIR	RES DIR			
TIME/DATE FAILURE:	-	-			
CONFIRMED TELECO FAILURE:	-	-			
TIME/DATE LOST IN HOLE:	-	-			



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

RUN DETAIL SUMMARY

RUN NUMBER:	1	2	3	4	5
MUD MOTOR TYPE:	-	-	DELTA 500 + 4	-	-
BENT SUB:	-	-	2°	-	-
MUD MOTOR: DRLG HRS:	-	-	10.9	-	-
ROTARY DRLG HRS:	8.5	28.4	-	4.9	23.5
CIRC. HRS:	10.5	38.8	11.2	7.7	34.3
AVERAGE FLOW RATE:	1300	1600	1500	1630	1570
AVERAGE WOB:	5	5	4	7	7
AVERAGE RPM:	110	110	400	100	100
PREDOMINANT FORMATION	CLAYSTONE	CLAYSTONE /SAND	SAND/ CLAYSTONE	SAND/ CLAYSTONE	SAND/ CLAYSTONE
MUD TYPE:	LS	LS	LS	LS	LS
AVERAGE MUD WEIGHT	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
MAX SAND CONTENT	0.5	TRACE	0.5	0.5	0.5
JARRING:	NO	NO	NO	NO	NO
DEPTH DRILLED:	106	282	61	29	235



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

RUN DETAIL SUMMARY

RUN NUMBER:	6	7			
MUD MOTOR TYPE:	-	-			
BENT SUB:	-	-			
MUD MOTOR: DRLG HRS:	-	-			
ROTARY DRLG HRS:	32.8	38.0			
CIRC. HRS:	38.0	46.5			
AVERAGE FLOW RATE:	1620	1600			
AVERAGE WOB:	7	10			
AVERAGE RPM:	120	120			
PREDOMINANT FORMATION	CLAYSTONE/ SAND	CLAYSTONE			
MUD TYPE:	LS	LS			
AVERAGE MUD WEIGHT	1.28	1.28			
MAX SAND CONTENT	TRACE	0.5			
JARRING:	NO	NO			
DEPTH DRILLED:	222	221			

Teleco Oilfield Services Inc.

28 Apr 1987

DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA

Well: SLOT 5

Field: PENNINA

Job No: TIY 061

Survey Calculation Method: Minimum Curvature
Vert Sect Calculation Method: Overall

Proposal Azimuth:	216.45
Total Azimuth Correction:	0.00
Proposal Origin North:	0.00
Proposal Origin East:	0.00



DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA

Well: SLOT 5

Page: 1

M. Depth Meters	Inc Deg	Azt Deg	NORTH Meters	EAST Meters	TVD Meters	DLS Deg/30m	VS Meters
TIE-ON COORDINATES							
0.00	0.00	216.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
249.00	.50	15.00	1.05	.28	249.00	.06	-1.01
276.00	1.00	105.00	1.10	.54	276.00	1.26	-1.21
285.00	1.25	192.00	.99	.59	284.99	5.28	-1.15
304.00	4.00	204.00	.18	.28	303.97	4.47	-.31
333.00	7.00	211.00	-2.26	-1.04	332.84	3.23	2.44
352.00	8.00	218.00	-4.30	-2.45	351.67	2.17	4.91
401.00	11.25	224.00	-10.42	-7.87	399.98	2.11	13.06
430.00	12.50	244.00	-13.84	-12.66	428.37	4.49	18.65
450.00	14.25	236.00	-16.16	-16.65	447.83	3.88	22.89
478.00	18.00	233.00	-20.69	-22.96	474.72	4.18	30.29
497.00	20.45	224.00	-24.85	-27.61	492.66	6.16	36.39
526.00	23.50	223.00	-32.72	-35.08	519.55	3.23	47.16
544.00	24.75	223.00	-38.10	-40.09	535.98	2.12	54.47
582.00	25.00	223.00	-49.79	-51.00	570.46	.20	70.35
639.00	26.50	222.00	-68.05	-67.72	621.80	.84	94.98
696.00	28.75	223.00	-87.53	-85.58	672.29	1.23	121.25
753.00	29.75	222.00	-108.07	-104.39	722.03	.60	148.95
809.00	30.50	222.00	-128.96	-123.20	770.46	.41	176.92
868.00	31.00	222.00	-151.37	-143.38	821.17	.26	206.95
924.00	31.00	222.00	-172.81	-162.68	869.17	0.00	235.66
981.00	30.00	221.00	-194.47	-181.85	918.28	.60	264.47
1010.00	29.00	222.00	-205.17	-191.32	943.52	1.17	278.70
1047.00	28.00	221.00	-218.39	-203.02	976.04	.91	296.28
1114.00	27.50	222.00	-241.75	-223.68	1035.33	.31	327.36
1171.00	26.50	221.00	-261.13	-240.83	1086.12	.59	353.13
1229.00	25.50	222.00	-280.17	-257.68	1138.25	.57	378.46
1285.00	24.50	221.00	-297.90	-273.36	1189.00	.59	402.03
1307.21	24.52	218.67	-304.97	-279.26	1209.21	1.33	411.23
1335.69	25.58	219.02	-314.36	-286.83	1235.01	1.14	423.28
1364.50	26.72	219.73	-324.18	-294.88	1260.87	1.25	435.95
1393.46	27.95	219.73	-334.40	-303.38	1286.60	1.30	449.23
1420.14	28.12	220.43	-344.00	-311.45	1310.14	.43	461.74
1448.70	27.77	221.13	-354.13	-320.20	1335.37	.51	475.09
1477.44	27.69	220.43	-364.26	-328.93	1360.82	.36	488.43
1505.90	27.69	221.13	-374.27	-337.57	1386.02	.35	501.61
1544.75	27.33	221.48	-387.75	-349.41	1420.48	.30	519.49
1590.71	27.25	221.13	-403.58	-363.32	1461.32	.12	540.49

DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA

Well: SLOT 5

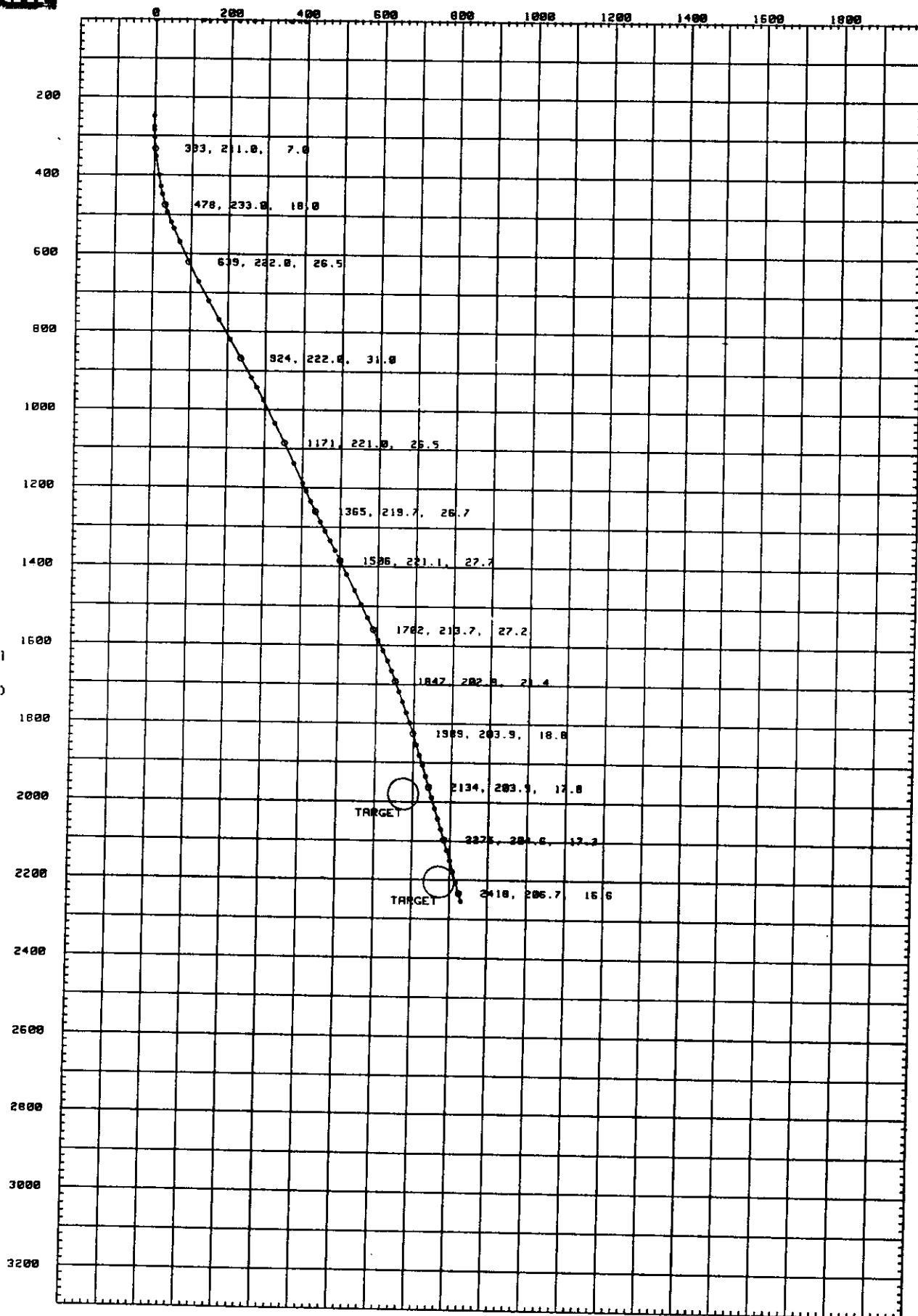
Page: 2

M. Depth Meters	Inc Deg	Azt Deg	NORTH Meters	EAST Meters	TVD Meters	DLS Deg/30m	VS Meters
1630.26	26.98	221.13	-417.16	-375.18	1496.52	.20	558.45
1667.57	26.98	221.84	-429.84	-386.40	1529.77	.26	575.32
1701.86	27.25	213.75	-442.16	-395.95	1560.31	3.28	590.91
1731.07	26.19	204.60	-453.59	-402.35	1586.41	4.43	603.90
1761.57	26.37	203.91	-465.90	-407.90	1613.76	.35	617.10
1790.24	24.52	203.55	-477.18	-412.85	1639.64	1.97	629.11
1818.62	22.68	202.85	-487.62	-417.33	1665.65	2.01	640.17
1847.15	21.36	202.85	-497.47	-421.48	1692.09	1.41	650.57
1875.42	20.83	202.85	-506.85	-425.44	1718.47	.57	660.46
1903.72	20.74	203.20	-516.09	-429.36	1744.93	.16	670.23
1932.59	20.74	203.55	-525.48	-433.42	1771.93	.13	680.19
1961.15	19.95	203.55	-534.58	-437.39	1798.71	.84	689.87
1989.47	18.81	203.91	-543.18	-441.17	1825.42	1.24	699.03
2020.49	17.93	203.91	-552.12	-445.13	1854.86	.86	708.57
2048.68	18.02	203.91	-560.07	-448.66	1881.68	.10	717.07
2075.78	17.84	203.91	-567.70	-452.04	1907.46	.20	725.21
2104.77	17.84	204.61	-575.80	-455.69	1935.06	.23	733.89
2133.60	17.75	203.91	-583.83	-459.31	1962.51	.25	742.50
2161.48	17.75	204.26	-591.59	-462.78	1989.05	.12	750.81
2190.90	17.67	204.96	-599.73	-466.50	2017.08	.24	759.57
2218.94	17.67	204.26	-607.47	-470.05	2043.80	.23	767.90
2246.72	17.58	204.61	-615.12	-473.53	2070.28	.15	776.12
2274.93	17.31	204.61	-622.81	-477.05	2097.19	.28	784.40
2303.99	17.14	204.61	-630.64	-480.63	2124.95	.18	792.82
2332.28	17.14	205.31	-638.19	-484.15	2151.98	.22	800.99
2360.40	16.87	205.66	-645.62	-487.69	2178.87	.31	809.07
2389.07	16.70	205.66	-653.08	-491.28	2206.32	.19	817.20
2418.16	16.61	206.72	-660.56	-494.95	2234.18	.33	825.40
2439.47	16.52	206.72	-665.99	-497.69	2254.61	.13	831.39



Horizontal Distance (meters)

True
Vertical
Depth
(meters)

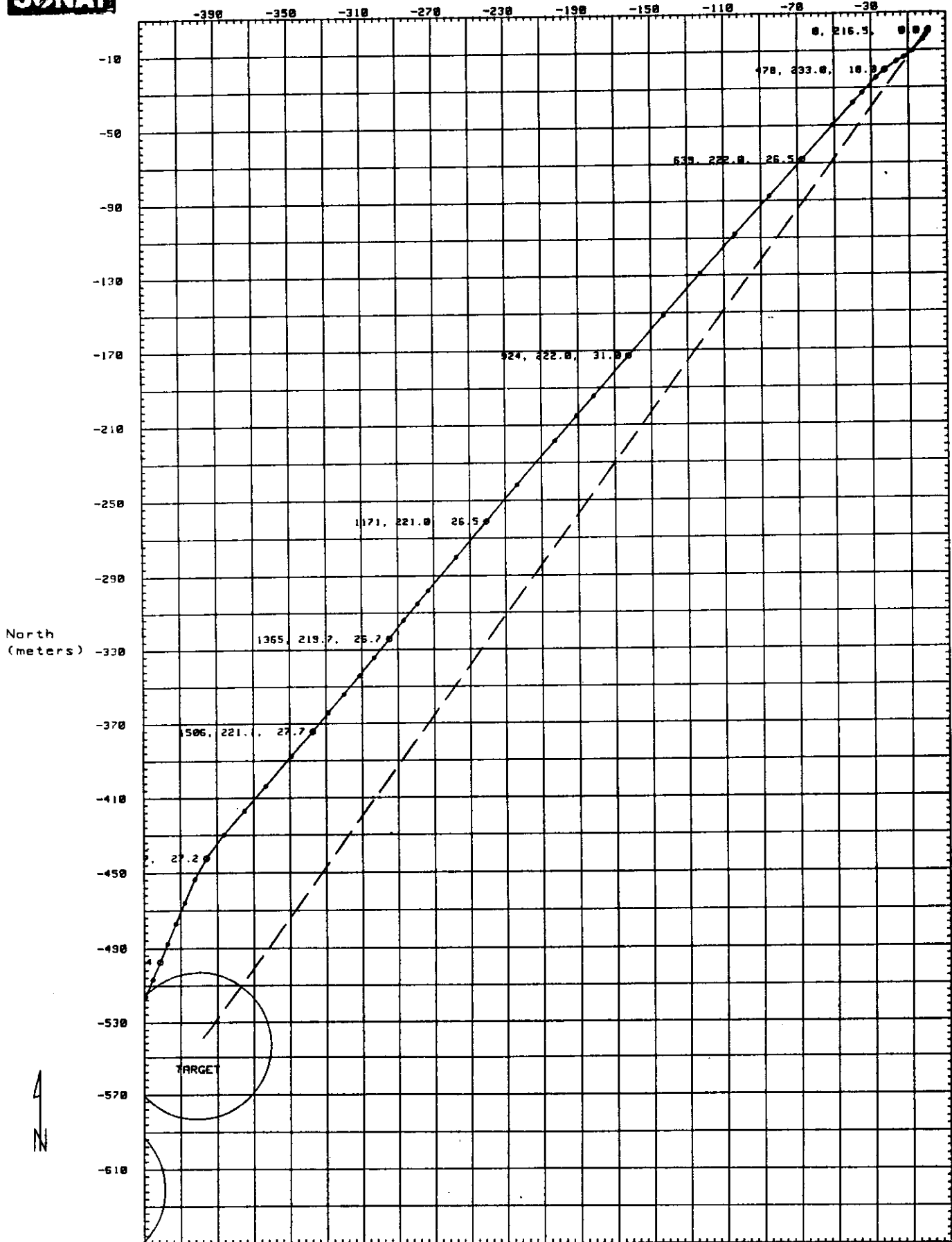


VERTICAL SECTION

Date: 1 Jul 1987
Company: AGIP SpA
Well: PENNINA 5

Labeled Surveys: M.Depth Azimuth Inclination
V.S. Calc. Method: Overall
Scale: 1cm=100(meters)

East (meters)



PLAN VIEW

Company: AGIP SpA
Well: PENNINA 5

Labeled Surveys: M.Depth Azimuth Inclination
Scale: 1cm = 20(meters)
Date: 1 Jul 1987



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

PERFORMANCE REPORT

Teleco Resistivity - Directional MWD service was used for the 8½" hole section only.

One tool (No: 1596-1) completed the hole section with no problems and a high resolution resistivity log was produced without any missing data. Resistivity values were corrected for borehole conditions, including borehole size, collar size and mud resistivity. Due to low mud chlorides, resistivity corrections were minimal.

An error in the magnetic single-shot values for the 12¼" hole section on which Teleco MWD was not used was noticed because differences in the GWC (Gas-water contact) depths occurred between wells 5 and 6 as seen on the Teleco MWD logs. The variation in depths between the two wells was investigated and this error was found.

With such thin reservoir levels requiring very accurate perforation, a more accurate surveying instrument such as the solid-state MWD sensor package which would ensure accurate directional surveys and calculation of true vertical depth) would reduce the chance of errors in reservoir depth positioning.



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

MAINTENANCE REPORT

EQUIPMENT DESCRIPTION: TR2300-17 Surface Decoding and Processing Equipment.

OPERATIONAL PROBLEM: None

FAULT FOUND: -

COMMENTS: This equipment operated to Teleco specification

--oOo--

EQUIPMENT DESCRIPTION: 6¾" Resistivity Directional Downhole Tool (1596-1)

OPERATIONAL PROBLEM: None

FAULT FOUND: -

COMMENTS: This equipment operated for 187.0 circulation hours with no problems

--oOo--

EQUIPMENT DESCRIPTION: 6¾" Resistivity Directional Downhole Tool (1589-1)

OPERATIONAL PROBLEM: None

FAULT FOUND: -

COMMENTS: Tool kept as back-up only

--oOo--



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

ENGINEER DEPLOYMENT SUMMARY

<u>ENGINEER</u>	<u>DEPARTMENT TIME/DATE</u>	<u>RETURN TIME/DATE</u>
G. SODEN	08.30 17.04.87	29.04.87
S. BURCHELL-DAVIES	07.00 23.04.87	29.04.87



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

TOOL DEPLOYMENT SUMMARY

<u>TOOL NO:</u>	<u>O.D.</u>	<u>SERVICE TYPE</u>	<u>TOTAL CIRC. HOURS</u>
1592-2	6 $\frac{3}{4}$ "	RES-DIR	187.0
1589-1	6 $\frac{3}{4}$ "	RES-DIR	0.0



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

BHA RECORD LISTING

TELECO RUN NUMBER	1	2	3	4	5
BIT TYPE	HUGHES J1	HUGHES J1	SMITH FDS	SMITH FDS	SMITH FDS
HOLE SIZE	8½"	8½"	8½"	8½"	8½"
JETS/TFA	2.95	2.95	15.43	2.95	2.95
DEPTH START	1295	1401	1683	1744	1773
DEPTH END	1401	1683	1744	1773	2008
MIN/MAX/WOB	3/7	4/9	0/5	5/12	4/9
MIN/MAX/RPM	100/120	100/120	400/450	70/100	100/120
ROTARY DRILLING HRS	8.5	28.4	10.9	4.9	23.5
MONEL ABOVE DIR SENSOR	7.90	7.90	17.1	7.90	7.90
MONEL BELOW DIR SENSOR	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27
PREDOMINANT FORMATION	CLAYSTONE /SAND	SAND/ CLAYSTONE	SAND/ CLAYSTONE	SAND/ CLAYSTONE	CLAYSTONE /SAND



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

BHA RECORD LISTING

TELECO RUN NUMBER	6	7			
BIT TYPE	SMITH FDS	SMITH FDS			
HOLE SIZE	8½"	8½"			
JETS/TFA	2.95	2.95			
DEPTH START	2008	2230			
DEPTH END	2230	2451			
MIN/MAX/WOB	7/10	7/12			
MIN/MAX/RPM	100/120	120			
ROTARY DRILLING HRS	32.8	38.0			
MONEL ABOVE DIR SENSOR	7.90	7.90			
MONEL BELOW DIR SENSOR	4.27	4.27			
PREDOMINANT FORMATION	CLAYSTONE /SAND	CLAYSTONE			



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MUD PROPERTIES LISTING

DATE:	18.04.87	19.04.87	20.04.87	21.04.87	22.04.87
TIME:	06.00	06.00	06.00	06.00	06.00
DEPTH:	1358	1500	1656	1744	1780
MW:	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
PV:	14	13	15	12	14
YP:	5	7.5	12	6.5	6
GELS:	3/14	1/10	2.5/11	1/8	2/8
FILTRATE:	5	4.4	4.8	4.6	4.5
CHLORIDES:	5.84	6.4	7.5	7.5	7.8
pH:	11	10	10	10	10.5
SOLIDS:	13	13	14	13	13
SAND:	TRACE	TRACE	0.25	0.5	TRACE
OIL:	0	0	0	0	0
WATER:	87	87	86	87	87
TYPE					



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MUD PROPERTIES LISTING

DATE:	23.04.87	24.04.87	25.04.87	26.04.87	27.04.87
TIME:	06.00	06.00	06.00	06.00	06.00
DEPTH:	1950	2047	2168	2233	2350
MW:	1.28	1.28	1.27	1.27	1.28
PV:	14	16	16	13	15
YP:	6	11	11	7.5	7
GELS:	2/10	3/12	2/9	2/10	2/10
FILTRATE:	4.2	4.4	4.2	4.2	4.4
CHLORIDES:	7.8	8.2	8.17	8.17	8.17
pH:	10	10	10	10	10
SOLIDS:	14	14	16	15	15
SAND:	-	TRACE	0.5	TRACE	0.5
OIL:	0	0	0	0	0
WATER:	86	86	84	85	85
TYPE					



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MUD PROPERTIES LISTING

DATE:	28.04.87				
TIME:	06.00				
DEPTH:	2449				
MW:	1.27				
PV:	15				
YP:	10				
GELS:	2/10				
FILTRATE:	4.4				
CHLORIDES:	7.5				
pH:	10				
SOLIDS:	16				
SAND:	TRACE				
OIL:	0				
WATER:	84				
TYPE					



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

FORMATION EVALUATION SERVICE REPORT

The Teleco Formation Evaluation MWD Service was utilised on this occasion for the following purposes:

LITHOLOGY IDENTIFICATION

REAL TIME CORRELATION

RESERVOIR DETECTION

RESERVOIR THICKNESS DETERMINATION

RESERVOIR PAY ZONE THICKNESS DETERMINATION



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MWD LOG REPORT

MWD Formation Evaluation Services began below the 9 $\frac{1}{2}$ " casing shoe and continued to well total depth.

A 16" short normal MWD resistivity device was used and resistivity readings were corrected for downhole mud resistivity (Rm), collar and borehole sizes. The Freshwater Mud System used resulted in minimal resistivity corrections.

Run Number 1 (1295m - 1401m)

ROP's (Rate of Penetration) throughout the hole section were very responsive to lithology and consequently very variable. During this run ROP varied from 2.0 - 7.0 min/m. Despite the higher ROP's a good resistivity log was obtained.

From casing point to 1334m (1240m TVD) resistivities showed a decreasing trend from 3.8 to 2.9 ohm-m. This section was the Argille Del Santerno Formation - a series of Claystones.

Below 1334m the resistivity response became much more variable reflecting the mixed Claystone-Sand lithology. A clear shale line trend decreasing from 3.2 ohm-m at 1355m to 3.0 ohm-m at 1410m and a minimum resistivity trend in the water-saturated sands decreasing from 2.0 ohm-m at 1345m to 1.9 ohm-m at 1390m were evident. This was the top of the Upper Phocene Carrasai Formation. Three major sand bodies were encountered during this run, all water-saturated.

Run Number 2 (1401m - 1683m)

The resistivity response during this run was similar to the previous run, with a minimum of 1.25 ohm-m in thick water-saturated sands and a maximum of 3.0 ohm-m in thick Claystone sequences. Four major sand bodies, all water-saturated, were encountered.

Run Number 4 (1744m - 1773m)

A resistivity log for the section drilled during run number 3 was recorded by reaming at the start of run number 4. The resistivity curve indicated claystone and water-saturated sands of the same formation as above.

Run Number 5 (1773m - 2008m)

From 1773 to 1840 the resistivity response was fairly variable, from 1.7 ohm-m in water-saturated sands to 3.1 ohm-m in Claystone sections.

The upper gas zones, Pennina levels 15 and 14, as seen in other wells, were water-saturated in this well. The first gas zone, Pennina 13, was encountered at 1873m (1721m TVD) but gave a resistivity peak of only 3.7 ohm-m. This occurred in the middle of a long section of monotonous Claystone of around 2.7 - 2.8 ohm- from 1840m to 1949m.

At 1949m (1792m TVD) the resistivity response became more varied again. From 1949m - 1955m Pennina 12 was encountered with a peak resistivity of 5.2 ohm-m indicating a gas saturated zone.

From 1968m - 1973m Pennina level 11 was encountered - resistivity decreased to 1.8 ohm-m indicative of a water-saturated sand.



MWD LOG REPORT CONTINUED

Run Number 6 (2008m - 2230m)

For this run the resistivity response was as before - from 1.8 ohm-m in water-saturated sands to 3.1 ohm-m in Claystone sections. Higher values were seen in Pennina levels 9, 8, 7, 6 and 5 (Up to 12 ohm-m). Level 10 was seen to be barren with a resistivity minimum 1.8 ohm-m.

Run Number 7 (2230m - 2451m)

Gas zones 4, 3 and 2 gave resistivity peaks of up to 11 ohm-m. The base of the Upper Pliocene Carrasai Formation was encountered at approximately 2350m (2173m TVD) where a subtle change in the resistivity trend could be seen, the values dropping from 4.0 ohm-m to 3.5 ohm-m. Below this marker the Middle Pliocene Argille Del Santerno Formation was encountered - resistivity response was steady around 3.8 ohm-m indicating a thick Claystone sequence. Small resistivity peaks up to 4.2 ohm-m indicated thin gas-bearing sands within the Claystone sequence. From 2386m to 2389m Pennina gas level 1 was encountered with a maximum resistivity of 10 ohm-m.

4.5 FANGO DI PERFORAZIONE



WELL SUMMARY

DATE: Maggio 1987

RAPPORTO FINALE
PENNINA 5 DIR.

COMPANY AGIP S.p.A.

ADDRESS S. Donato Milanese

WELL PENNINA 5 DIR.

LOCATION OFFSHORE ADRIATICO

PREPARED BY

A. Costa
W. D'Emilio

11 FEBBRAIO 1987

Spostamento impianto da Pennina 7 dir. a Pennina 5 dir. Lavaggio C.P. fino a 180 mt. Estrazione bit Ø 26". Discesa con bit 17"½. Perforazione. Diluizione del sistema attivo per controllo peso. Trattamento con bentonite per controllo viscosità. Desilter sempre in moto.

12

Perforazione e jetting fino a 408 mt. Circolazione 30'. Controllo foro in corso. Diluizione del sistema attivo per controllo peso. Trattamento con bentonite per controllo viscosità. Desilter sempre in moto. Usato Spersene in attesa arrivo acqua. Scartati 40 mc di fango.

13

Controllo foro in scarpa. Al fondo circolazione. Estrazione bit. Discesa csg 13"3/8 con scarpa a 305 mt. Cementato con 50 mc di malta a 1550 g/l + 32 mc di malta a 1900 g/l. Spiazzato con 1.5 mc di fango. Estrazione stinger. W.O.C. Smontaggio testa pozzo.

10 APRILE 1987

Spostamento impianto da Pennina 3 dir. a Pennina 5 dir. Montaggio testa pozzo. Centrifugato fango di superficie.

11

Montaggio testa pozzo. Prove BOP. Fresaggio cemento. Jetting e perforazione fino a 554 mt. Circolazione. Manovra per nuovo BHA. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene + CMC LV. Desilter sempre in moto.

12

Perforazione fino a 763 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa. Al fondo perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con CMC LV e Spersene. Desilter sempre in moto.

13 APRILE 1987

Perforazione fino a 1020 mt. Circolazione 1 ora. Manovra per cambio BHA. Perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene + CMC LV. Desilter sempre in moto.

14

Perforazione fino a 1200 mt. Circolazione. Controllo foro. Al fondo perforazione fino a 1295 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa in corso. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene e CMC LV.

15

Discesa al fondo. Circolazione 1 ora. Estrazione bit. Pozzo a disposizione Schlumberger. Discesa al fondo con bit. Circolazione 1 ora. Estrazione bit. Preparativi per tubaggio 9"5/8.

16

Discesa csg 9"5/8. Scarpa a 1291 mt. Collare a 1265 mt. Cementato con 24 mc di malta a 1500 g/l + 21 mc di malta a 1900 g/l. Spiazzato con 49 mc di fango. Scartati 12 mc di fango contaminato. WOC. Smontaggio testa pozzo.

17

Incuneato csg 9"5/8. Preparativi per skiddaggio su Pennina 3 dir. Lavori Schlumberger. Skiddaggio su Pennina 5 dir. Montaggio BOP in corso.

18

Ultimato montaggio BOP. Test vari. RIH formando nuova batteria. Fresato cemento da 1261 a 1287 mt. Perforato da 1295 a 1238 mt. in argilla plastica.

19

Perforato da 1358 a 1500 mt. in argilla e sabbia. Perforazione con survey int. Cambio batteria. RIH. Perforazione con lo stesso bit.

20

Perforato da 1500 a 1656 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH in scarpa per controllo foro. RIH. Perforazione con survey intermedi.

DAILY OPERATIONS LOG

- 21 APRILE 1987 Perforato da 1656 a 1744 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH. Cambio batteria + bit. RIH con turbina. Perforazione.
- 22 Ultimata estrazione bit n. 5 + turbina. RIH bit n. 6 + nuova batteria. Ripasso foro da 1683 a 1744 mt. Perforato da 1744 a 1773 mt. Circolazione. POOH. Cambio batteria. RIH con stesso bit. Perforato da 1773 a 1790 mt. in argilla e sabbia.
- 23 Perforato da 1790 a 1950 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH in corso per controllo foro.
- 24 Perforato da 1950 a 2047 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH. Cambio bit + batteria. RIH. Perforazione con survey intermedi.
- 25 Perforato da 2047 a 2168 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. short trip. RIH. Perforazione.
- 26 Perforato da 2168 a 2233 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH cambio bit. RIH Perforazione.
- 27 Perforato da 2233 a 2350 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. Short trip. Perforazione.
- 28 Perforato da 2350 a 2449 mt. in argilla e sabbia. Manovra short trip. Perforazione.
- 29 Perforato da 2449 a 2451 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH in scarpa. RIH. Circolazione. POOH. Operazioni Schlumberger.



DAILY OPERATIONS LOG

30 APRILE 1987

Ultimate operazioni Schlumberger. RIH. Perforato da 2451 a 2453 mt. in sabbia e argilla. Circolazione. POOH. Lavori BOP. Preparativi e tubaggio in corso csg 7".

1 MAGGIO 1987

Discesa csg 7" fino a 1420 mt. Scarpa a 2449 mt. Collare a 2411 mt. Cementato con 24 mc di malta. Spiazzato con 49 mc di fango. Contatto tappi. W.O.C.

RUN NO.	SIZE	MAKE	TYPE	SERIAL NO.	JETS - 32nds Reg. R or RO			DEPTH OUT HT.	HOURS	HT PER HOUR	CUM. HOURS	WT. 1000 LBS.	R.P.M.	PUMP PRESS	PUMP NO. 1		PUMP NO. 2		MUD PROPERTIES								V. or Dev.	Dull. Cond. 1/4 1/4				Date	
					1	2	3								Liner	SPM	Liner	SPM	Wt.	W.L.F.	V.	R.V.	Y.P.	T	B	G		RC					
1	26	NP	SAT		-	-	-	LAUAGGIO	0	TURD	GUIDA	FINO	A	180	HT																		
2	14 1/2	REED	SHJ		18	18	-	408	228	28	8.14	28	15	100	150	6 1/2	60	6	80	150	NC	50	-	-	M	1	1	I					
3	12 1/4	REED	HPHJ		16	16	-	1285	887	79	11.22	107	15	100	100	6 1/2	55	6 1/2	55	120	6.2	40	12	7	25	6	6	I					
4	8 1/2	HUGH.	J1		14	14	14	1683	388	42.30	9.1	121.30	5 1/4	120	120	6 1/2	84	6 1/2	-	180	6.2	44	15	8	-	5	4	I					
5	8 1/2	SMITH	FDS		-	-	-	1464	61	11	5.5	132.30	TURNOPE	FORMATION	ONE	6 1/2	84	6 1/2	-	180	6.4	42	13	7	-	8	6	I					
6	8 1/2	SMITH	FDS		14	14	14	2008	264	36	7.3	168.30	7	110	140	6 1/2	84	6 1/2	-	180	6.4	45	15	10	-	6	4	I					
7	8 1/2	SMITH	FDS		14	14	14	2230	222	40.30	5.4	209	7	120	140	6 1/2	84	6 1/2	-	180	6.2	44	13	8	-	6	5	I					
8	8 1/2	SMITH	FDS		14	14	14	2451	221	41.30	-	250.30	10	120	140	6 1/2	84	6 1/2	-	180	6.4	44	15	10	14	5	5	I					

4.6 RAPPORTI DI TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Settore SCCE

POZZO PENNAVA 5 D

Terra ☐; Mare ☒; Foro $\varnothing$ 172 "Colonna $\varnothing$ 133A"

Cementazione da m 405 a m 610; Colonna ☒; 1° Stadio ☐; 2° Stadio ☐; Liner ☐; Tie back ☐

DATI GENERALI

PTR ÷ livello mare 29 m; PTR ÷ quota housing m; PTR ÷ fondo mare 102 m; PTR ÷ quota hanger m;

PTR ÷ flangia base m

Profondità: misurata 408 m; verticale 407 m; KOP a 256 m

Inclinazione max 1 1/4 ° a 401 m; caliper da log no ☐ si ☐ tipo

Diametro medio del foro $\varnothing$; scarpa colonna precedente $\varnothing$ 30" a m 190

BHT da log dopo ore dall'ultima circolazione °C

Gradienti in atm/10 m { Sottoscarpa colonna precedente: dei pori NORALC di fratturazione
Fondo pozzo : dei pori NORALC di fratturazione 1.53

PROFILO COLONNA

Colonna	Peso lbs/ft	Grado	Filetto tipo	Coppia serr. lbs-ft	Tubi n°	da m	a m
<u>133A</u>	<u>61</u>	<u>J55</u>	<u>BTA</u>	<u>10000</u>	<u>33</u>	<u>405</u>	<u>P.T.E.</u>

Controllo non distruttivo tipo ; trattamento anticorrosivo tipo ; grasso tipo 166A

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

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa marca HALI BURON tipo SUPER SEAL a m 405
Collare marca — tipo a m
DV marca — tipo a m

Installazione	Centralizzatori		Raschiatori	
	marca <u>WEATHERFORD</u>	tipo <u>ST 11</u>	marca	tipo
	n° <u>14</u>	n°	n°	n°
<u>C1</u>	da m <u>405</u> a m <u>280</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>C2</u>	da m <u>280</u> a m <u>120</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>C6</u>	da m <u>120</u> a m <u>30</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° 14

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

Fluidi	Tipo	Densità kg/l	Visc. API	600	300	Lecture Fann g.p.m. 200	100	6	3	V. app.	V.P.	Y.V.	Gels 10"/10'	K'	n'	pH	NaCl g/l
Fango	<u>AR</u>	<u>1130</u>	<u>45</u>														
Cuscino																	
Malta																	

Comparative

13-2-87

Settore.

POZZO PENNINA S D Terra ☐; Mare ☒; Foro $\varnothing$ 12" $\frac{1}{4}$ "Colonna $\varnothing$ 35" $\frac{1}{8}$ "

Cementazione da m 1290 a m F.M.; Colonna ☒; 1° Stadio ☐; 2° Stadio ☐; Liner ☐; Tie back ☐

DATI GENERALI

PTR ÷ livello mare 29 m; PTR ÷ quota housing m; PTR ÷ fondo mare 102 m; PTR ÷ quota hanger m;

PTR ÷ flangia base m

Profondità: misurata 1295 m; verticale 1204 m; KOP a m

Inclinazione max ° a m; caliper da log no ☐ si ☒ tipo SHDI

Diametro medio del foro $\varnothing$ 12 $\frac{3}{4}$; scarpa colonna precedente $\varnothing$ 13 $\frac{3}{8}$ " a m 405

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
Ø 2 5/8	43.5	155	BTA	0.000	102	1290	PTB

Controllo non distruttivo tipo ; trattamento anticorrosivo tipo ; grasso tipo IG-LEA

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

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa	marca	HALLIBURTON	tipo	BALL- VALVE	a	m	1290
Collare	marca	HALLIBURTON	tipo	BALL- VALVE	a	m	1266
DV	marca		tipo		a	m	

	Centralizzatori		Raschiatori	
Installazione	marca <u>WEATHERFOLD</u> tipo n° <u>MM</u>	marca tipo n°	marca <u>WEATHERFOLD</u> tipo n° <u>12</u>	marca tipo n°
<u>20PPM</u>	da m <u>1290</u> a m <u>1253</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>C1</u>	da m <u>1253</u> a m <u>402</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>CS</u>	da m <u>364</u> a m <u>351</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>n</u>	da m <u>301</u> a m <u>289</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>n</u>	da m <u>238</u> a m <u>226</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>1</u>	<u>176</u> <u>163</u>			
<u>n</u>	<u>114</u> <u>101</u>			
<u>C1</u>	<u>58</u> <u>38</u>			

Stop collars marca WEATHERFORD tipo n° 83

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

[illegible]

SUCCESSIONE OPERATIVA:

Tubaggio iniziato alle ore 8⁰⁰ del 15/4/87 terminato alle ore 16³⁰ del 15/4/87 velocità discesa sec/tuboProva circolazione valvola si ☐ no ☐

Circolazione intermedia: min m; min a m; min a m

Circolazione di fondo: inizio ore 16³⁰ fine ore 17³⁰; portata 2'200 l/min; pressione 57 atmReciprocazione colonna: si ☐, no ☒ inizio ore fine oreInner string si ☐, no ☐ Tappi ☒ ☒ Marca HALLIBURTON tipo STANDARDCuscino separatore: volume 3 m³; altezza 100 m; tempo contatto minConfezione malta { diretta ☒ con ricircolazione ☐ tipo GEL CEM. + NORM.

1° malta durata 20 min; 2° malta durata 15 min

spiazzamento malta con 40 m³ di FANGO durata totale 55 min; pressione finale 110 atm.

	Tempo min	Volume m ³	Portata l/min	Pressione atm	Note
Andamento pressioni	1	4	1800	35	RAGGIUNGIMENTO MALTA
	14	18	1000	14	AND. NORM. PRESS.
	22	24	1000	20	BILANC. MALTA
	36	34	800	47	AND. NORM. PRESS.
	46	45	600	62	" " "
	53	48	500	70	" " "
	55	49	160	110	CONTATTO TAPPI

Contatto tappi: si ☒ no ☐; prova tenuta colonna 110 atm per 5 min.Spiazzamento eseguito con pompa impianto ☒, pompa Compagnia di cementazione ☐Malta a giorno 5 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, all'apertura DV m³

MATERIALI IMPIEGATI

Tipo cemento GEL CEM "G"

Tipo miscela GEL CEMENTO + MALTA NORM. a secco ☐ preidratata ☐Acqua confezione: dolce ☐ mare ☒ saturata sale ☐

	Volume m ³	Densità kg/l	Cemento t	t	% Correttivi
Preparato CUSC. M 20	3				
1° malta	23	1,5	16,4		BENTONITE 390
2° malta	23	1,9	30,5		

Compagnia cementazione DOWELL n° ticket operaz. Operatori CARAPPELLA LUCIANO

Unità di cementazione: n° tipo n° utilizzate

Registrazioni: volume ☐ portata ☐ densità ☐ pressione ☐

Impianto di perforazione tipo OILWELL 3'000 Contrattista SAIPCM

OSSERVAZIONI:

Operazione	Personale AGIP presente	dal		al	
		giorno	ore	giorno	ore
Tubaggio	BACCILLI - POTTINARI - COSTA - LEONE - SASSANA				
Cementazione	BACCILLI - POTTINARI - COSTA - LEONE - SASSANA				

Data

16-4-87

Compilatori

Data 16/4/87

POZZO **PENNINA S DIR.** Terra ☐; Mare ☒; Foro $\varnothing$ **8 1/2** "Colonna $\varnothing$ **7** "

Cementazione da m **2450** a m **850**; Colonna ☒; 1° Stadio ☐; 2° Stadio ☐; Liner ☐; Tie back ☐

DATI GENERALI

PTR ÷ livello mare **29** m; PTR ÷ quota housing m; PTR ÷ fondo mare **102** m; PTR ÷ quota hanger m;

PTR ÷ flangia base **17,2** m

Profondità: misurata **2453** m; verticale **2267** m; KOP a **256** m

Inclinazione max **31** ° a **924** m; caliper da log no ☐ si ☒ tipo **SHDT**

Diametro medio del foro $\varnothing$; scarpa colonna precedente $\varnothing$ **9 5/8** " a m **1290**

BHT da log dopo ore dall'ultima circolazione **ESTRATTA 61°C**

Gradienti in atm/10 m { Sottoscarpa colonna precedente: dei pori **1,03** di fratturazione **1,7**
Fondo pozzo : dei pori **1,08** di fratturazione **1,83**

PROFILO COLONNA

Colonna $\varnothing$	Peso lbs/ft	Grado	Filetto tipo	Coppia serr. lbs-ft	Tubi n°	da m	a m
7"	23	N80	ANT.	4.400	113	PTR	1422
7"	29	N80	BTR	8.000	81	1422	2450

Controllo non distruttivo tipo; trattamento anticorrosivo tipo; grasso tipo **SA/2**

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

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa marca **HALLIBURTON** tipo **FLOAT VALVE** a m **2450**
Collare marca **HALLIBURTON** tipo **FLOAT VALVE** a m **2412**
DV marca tipo a m

		Centralizzatori		Raschiatori	
Installazione		marca WEATHERFORD tipo SP1 n° 119	marca tipo n°	marca WEATHERFORD tipo CT1A n° 106	marca tipo n°
1	2	da m 2450 a m 2399	da m 2186 a m 2263	da m a m	da m a m
2CPPH	2CPPH	da m 2399 a m 2386	da m 2263 a m 2239	da m a m	da m a m
2CPP	2CPP	da m 2386 a m 2374	da m 2239 a m 2225	da m a m	da m a m
2CPPH	2CPPH	da m 2374 a m 2350	da m 2225 a m 2189	da m a m	da m a m
2CPPH	2CPPH	da m 2350 a m 2337	da m 2189 a m 2163	da m a m	da m a m
2CPP	2CPP	2337 2342	2163 2157		
2CPPH	2CPPH	2342 2299	2157 2138		
2CPP	2CPP	2299 2286	2138 2082		

Stop collars marca **WEATHERFORD** tipo **JSH** n° **272**

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

Fluidi	Tipo	Densità kg/l	Visc. API	600	300	Lecture Fann g.p.m.				V. app.	V.P.	V.V.	Gels 10"/10'	K'	n'	pH	NaCl g/l
Fango	LS	1,21	45														
Cuscino	SPACER 3000	1,6															
Malta	NORMALE	1,9															

SUCCESSIONE OPERATIVA:

Tubaggio iniziato alle ore 22⁰⁰ del 29/4 terminato alle ore 19³⁰ del 30/4 velocità discesa 45' sec/tuboProva circolazione valvola si ☒ no ☐

Circolazione intermedia: min 30 a 1870 m; min a m; min a m; min a m

Circolazione di fondo: inizio ore 19³⁰ fine ore 20³⁰; portata 1600 l/min; pressione 100 atmReciprocazione colonna: si ☒, no ☐ inizio ore 19³⁰ fine ore 22⁰⁰Inner string si ☐, no ☐ Tappi ☒ ☒ Marca HALLIBURTON tipo STANDARDCuscino separatore: volume 3 m³; altezza 213 m; tempo contatto minConfezione malta { diretta ☒, con ricircolazione ☐ tipo

1° malta durata min; 2° malta durata min

spiazzamento malta con 48,5 m³ di FANGO durata totale 30 min; pressione finale 110 atm.

Andamento pressioni	Tempo min	Volume m ³	Portata l/min	Pressione atm	Note
	12	2470	130		RAGGIUNTO MALTA
	25	2200	130		INIZIO FUGA MALTA DALLA SCARPA
	34	2000	142		MALTA IN EQUILIBRIO
	48,5	500	110		PRESSIONE FINALE
					C.T. 150 ATM.

Contatto tappi: si ☒, no ☐; prova tenuta colonna 150 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 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 CLASSE 6"

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

	Volume m ³	Densità kg/l	Cemento t	t	% Correttivi
Premalta					
1° malta	24	1,9	32		0,8% D80 + 0,8% D603
2° malta					

Compagnia cementazione DOWELL n° ticket operaz. Operatori CARAPELLA

Unità di cementazione: n° 1 tipo n° utilizzate

Registrazioni: volume ☐ portata ☐ densità ☐ pressione ☐

Impianto di perforazione tipo OILWELL 3000 Contrattista SAIPEM

OSSERVAZIONI: OPERAZIONE REGOLARE

Operazione	Personale AGIP presente	giorno dal	ore	giorno al	ore
Tubaggio	MONTI - PETTINARI - LAMACCHIA				
Cementazione					

Data

2/5/87

Compilatori

Lamacchia Mario