

PENNINA 7 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.P. 30"
 - 4.2.2 FORO DA 17"1/2
 - 4.2.3 FORO DA 12"1/4
 - 4.2.4 FORO DA 8"1/2
- 4.3 ANALISI TEMPI
- 4.4 TABELLE SCALPELLI
- 4.5 FANGO DI PERFORAZIONE
- 4.6 RAPPORTI DI TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

ALLEGATI

=====

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

PARTE I

=====

DATI GENERALI

1.1 ANAGRAFICA POZZO

Pozzo	:	PENNINA 7 DIR
Concessione	:	B.C15.AV
Titolarita'	:	AGIP (71%)-SELM (19%)-SPI (10%)
Zona	:	Adriatico
Coord. di partenza	:	Lat. : 43° 01' 14",4 N
		Long. : 14° 09' 49",5 E
Coord. di fondo pozzo	:	Lat. : 43° 00' 54",7 N
		Long. : 14° 09' 38",0 E
Quota Tavola Rotary	:	m 29.1 s.l.m.
Fondale	:	- m 73
Distanza dalla costa	:	23 Km
Profondita' finale	:	m 2434.0 (v.2266.8)

1.2 TEMPI DI PERFORAZIONE

Impianto di perf.	:	OILWELL 3000 (SAIPEM)
Inizio	:	08/02/1987
Fine	:	05/06/1987
Rilascio impianto	:	28/07/1987

1.3 OBIETTIVO

Il pozzo PENNINA 7 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.

Il pozzo doveva raggiungere i livelli Pen 1, 4, 8, in posizione prossima al culmine per la loro messa in produzione con il completamento doppio.

1.4 RISULTATO

Dall'analisi dei logs elettrici, sonici e radioattivi il pozzo e' risultato mineralizzato a gas nei livelli Pen 15, 14, 13, 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 12, Pen 9, Pen 8, Pen 6, Pen 4, Pen 1, iniziando a produrre dai livelli Pen 1 e Pen 8.

1.5 SITUAZIONE ATTUALE

Il pozzo e' stato completato con completamento doppio selettivo:

String lunga per la messa in produzione dei livelli: 2364.0-2372.0/2228-2231/2223.5-2235.5/2237.5-2239.5 2174.5-2178.5 composta da TBG 2"3/8 P105 con scarpa m 2254 e packers OTIS RH fissati a m. 2247.0-2211.0 2146.0.

String corta per la messa in produzione dei livelli 2073.0/2078.0/2056.0-2061.5/1948.0-1951.0 composta da TBGS 2" 3/8 P105 con scarpa a m 2077 e 3 packers OTIS RH fissati a m 2067-1897-1930.

La testa pozzo e' chiusa mediante croce di produzione Breda 7"1/16 x 2" 1/16 x 2" 1/16 x 6000.

1.6 CAMPIONATURA

Cuttings

da m 410 a m 2434 ogni 10 m

1.7 CAROTE DI FONDO

Nessuna

1.8 CAROTE DI PARETE

Nessuna.

1.9 OPERAZIONI DI WELL LOGGING

Registrazioni effettuate dalla SCHLUMBERGER

DIL-BHC-GR-SF	da m	396.0	a m	1342.0
SHOT-GR	da m	396.0	a m	1344.0
DIL-SLS-GR-SF	da m	1343.0	a m	2435.0
SHOT-GR	da m	1343.0	a m	2434.0
CNL-LDL-GR	da m	1343.0	a m	2434.0
CBL-VDL-GR	da m	850.0	a m	2390.0
RFT	a m	1949.0		

PARTE II

=====

DATI MINERARI

2.1 MANIFESTAZIONI

GAS

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

a m 1785	=	3.0 %
a m 1826	=	3.5 %
a m 1848	=	1.0 %
a m 1877	=	1.8 %
a m 1950	=	20.0 %
a m 1975	=	6.0 %
a m 2006	=	10.0 %
a m 2010	=	10.0 %
a m 2055	=	4.0 %
a m 2060	=	7.0 %
a m 2072	=	5.0 %
a m 2080	=	7.0 %
a m 2143	=	20.0 %
a m 2154	=	15.0 %
a m 2175	=	18.0 %
a m 2188	=	20.0 %
a m 2227-2243	=	8-10 %
a m 2265-2280	=	10-15 %
a m 2290	=	20.0 %
a m 2363	=	15.0 %

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 li-

m 1794.0 - 1798.0	(q. 1598.5-1602.0)	GWC	Pen 15
m 1825.0 - 1828.0	(q. 1629.4-1602.4)	GWC	Pen 14
m 1874.0 - 1878.5	(q. 1687.3-1682.8)		Pen 13
m 1948.0 - 1957.0	(q. 1752.3-1760.8)	GWC	Pen 12
m 1973.5 - 1978.5	(q. 1777.7-1783.2)	GWC	Pen 11
m 2005.0 - 2011.0	(q. 1809.2-1816.2)	GWC	Pen 10
m 2055.5 - 2063.0	(q. 1859.6-1867.1)		Pen 9
m 2065.6 - 2067.0	(q. 1869.6-1871.1)		Pen 9B
m 2073.0 - 2083.0	(q. 1877.1-1887.0)	GWC	Pen 8
m 2142.0 - 2156.0	(q. 1946.1-1862.5)	GWC	Pen 7
m 2174.5 - 2178.5	(q. 1978.5-1982.5)		Pen 6
m 2187.0 - 2194.0	(q. 1991.5-2000.0)	GWC	Pen 5
m 2228.0 - 2245.0	(q. 2032.0-2048.0)	GWC	Pen 4
m 2263.0 - 2278.5	(q. 2067.0-2081.9)	GWC	Pen 3
m 2294.5 - 2313.0	(q. 2097.5-2111.9)	GWC	Pen 2
m 2354.0 - 2357.5	(q. 2157.9-2161.4)	GWC	Pen 1B
m 2364.0 - 2368.5	(q. 2167.9-2172.4)		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 PENNNINA 1, si è passati direttamente alla discesa del completamento per la messa in produzione e allo spurgo dei livelli aperti. I dati ottenuti dallo spurgo sono i seguenti:

Livello Pen 1 (m 2364.0 - 2372.0)
 Con duse 5/16
 FTHP = 16.5 Kg/cm² STHP = 201.8 Kg/cm²
 Qgas = 90.100 Nmc/g

Livello Pen 8 (m. 2073.0 - 2078.0)
 Con duse 5/16
 FTHP = 168.0 Kg/cm² STHP = 178.0 Kg/cm²
 Qgas = 87.500 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 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 1770, e a gas ed acqua salata al di sotto di tale quota.

L'intervallo successivo (da m 1840 circa a m 1940) 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 le fasi di spurgo non sono stati prelevati dei campioni dei fluidi di strato.

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 - 5DIR - 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 7 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 acqua-gas, mentre negli altri questo e' stato 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 erano ritenuti scarsamente interessati dal punto di vista economico.

In particolare il pozzo PENNINA 7 DIR doveva mettere in produzione i livelli Pen 1, 4, 8.

3.2 LITOSTRATIGRAFIA

I terreni attraversati possono essere cosi' suddivisi:

F.M. - 410.0	Non campionato
410.0 - 1380.0	Pleistocene / Argille del Santerno:
(410.0) (1230.3)	Argilla grigia chiara, plastica sil- toso-sabbiosa con intercalazioni di sabbia e livelletti di cineriti.
1380.0 - 1849.0	Pliocene Superiore / Carassai: Ban-
(1230.3) (1682.4)	chi di sabbia da media a fine con intercalazioni di argilla grigio- chiara.
1849.0 - 1948.0	Pliocene Superiore/Argille del San-
(1682.4) (1781.2)	terno: Argilla grigio-chiara, plastica. Presenza di un banco di sabbia quar- zosa da fine a molto fine.
1948.0 - 2874.5	Pliocene Superiore - Pliocene Medio
(1781.2) (2178.4)	F.ne Carassai: Banchi di sabbia da fine a molto fine con intercalazio- ni e setti di argilla grigio-chiara.
2874.5 - 2434.0	Pliocene Medio - Argille del Santer-
(2178.4) (2266.8)	no: Argilla grigio-chiara plastica.

3.3 INTERPRETAZIONE HDT

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

Infatti i livelli piu' alti sono stati incontrati in lieve immersione a SW (anziche' a Sud come da previsione), mentre i livelli inferiori sono stati incontrati in lieve immersione a 5* E-NE anziche' Sud come da programma.

Questi dati hanno 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 1, 4, 8, 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 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 12, 9, 8, 6, 4, 1.

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

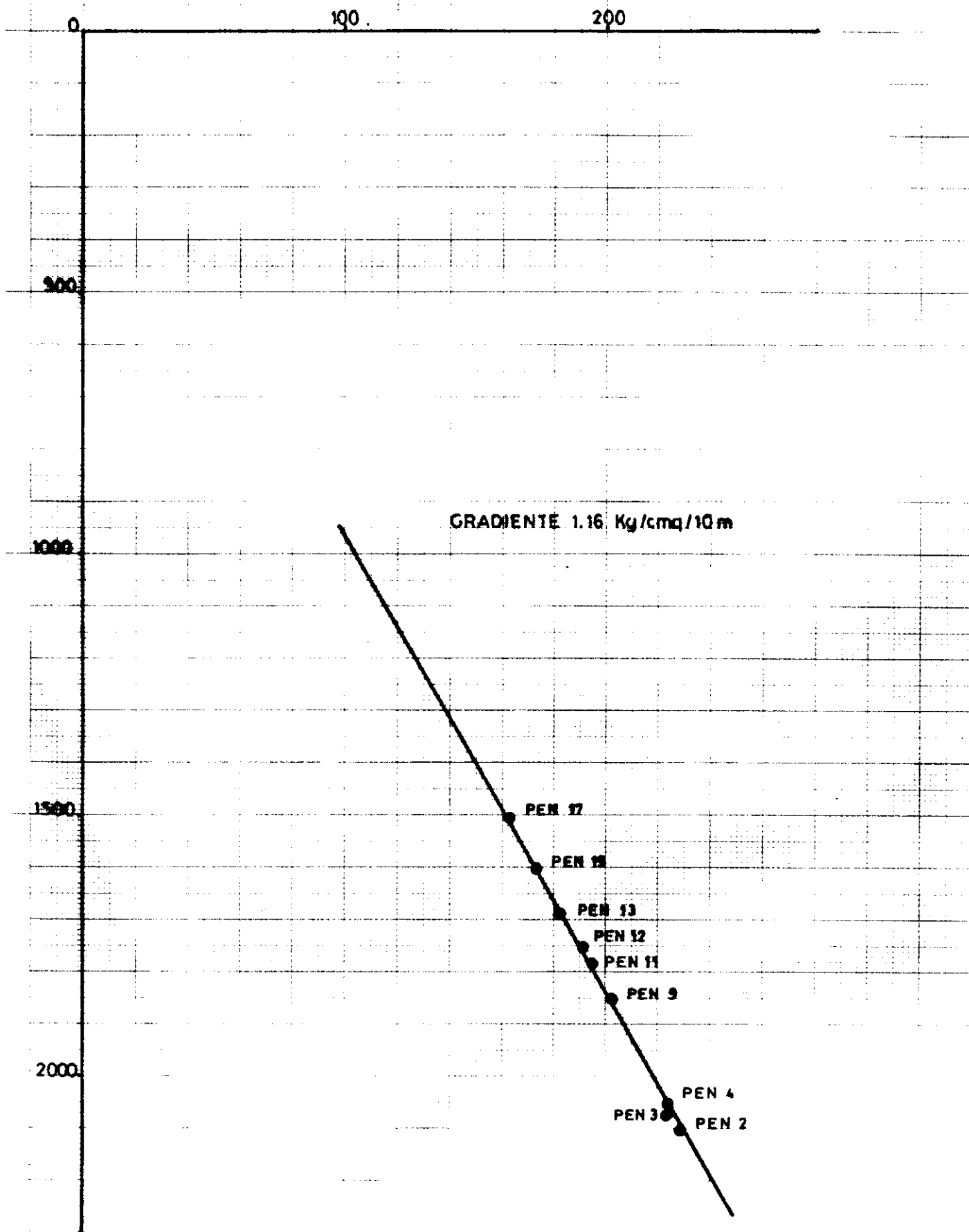
Dall'analisi dei logs elettrici, sonici e radioattivi e dalla comparazione con il pozzo PENNINA 1, il pozzo Pennina 7 DIR e' risultato mineralizzato a gas nei livelli Pen 15, 14, 13, 12, 11, 10, 9, 9b, 8, 7, 6, 5, 4, 3, 2, 1, 1b, conformemente all'interpretazione generale del campo.

Il pozzo e' stato completato in modo da mettere in produzione i livelli Pen 1 e Pen 8 e predisposto per la messa in produzione dei livelli Pen 12, 9, 6 e 4, rispettando cosi' il target produttivo iniziale. Per quanto riguarda, invece, i rapporti esistenti tra questo pozzo e gli altri pozzi del campo, si rimanda alle tabelle riassuntive (all. n.5).

GIACIMENTO DI PENNINA

fig. 1

GRADIENTE DI PRESSIONE DA RFT



PARTE IV

DATI DI PERFORAZIONE

4.1 DATI GENERALI

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

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

Arrivo : LAT. 43° 00' 54".720 N
LONG 14° 09' 38".036 E

4.1.1 TEMPI DI ATTIVITA'

Inizio (Lavaggio C.P.+ Ribattitura C.P.)	ore 05.30	del 28*01*87
Fine	ore 16.00	del 29*01*87
Inizio fase 17"1/2	ore 08.00	del 07*02*87
Fine	ore 09.00	del 10*02*87
Inizio fase 12"1/4 + 8"1/2	ore 02.00	del 23*05*87
Fine	ore 14.00	del 10*06*87
Inizio commessa produzione		15*06*87
Inizio fase Completamento	ore 14.00	del 17*07*87
Fine	ore 04.00	del 28*07*87

TOTALE GIORNI IMPIANTO = 33 GG. - 13.5 ORE

4.1.2 RIPARTIZIONE TEMPI

	ore	%
A) PERFORAZIONE	345.50	42.89
C) TUBAGGIO	91.00	11.30
F) LOGS ELETTRICI	32.50	4.03
G) PROVE DI STRATO E COMPL.	178.00	22.10
H) DEVIAZIONE	12.50	1.55
I) APPARECCH. DI SICUREZZA	47.00	5.83
M) SPOSTAMENTO IMPIANTO	4.00	0.50
N) VARIE	35.50	4.41
O) RIPARAZIONE E MANUT.	6.00	0.74
P) ATTESA	53.50	6.64

305.50

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. 184

Disceso Bit 26" a mt.120. Lavato C.P. (precedentemente battuto fino a mt.154.5) da mt.120 a mt. 150.
Reintegrato C.P. e battuto nuovamente fino a mt.184.

4.2.2 FORD 17"1/2 A MT. 403 (Vert.mt.401)

Montato diverter 29"1/2 e provato funzionalita'.
Con bit 26" lavato interno C.P. fino a mt.178.
Spiazzato acqua di mare con fango.
Con bit 17"1/2 perforato in verticale fino a mt.246. (K.O.P.)
Da mt.246 iniziato deviazione ed avanzato fino a mt.403.
A mt.391 il pozzo aveva 14°3/4 in direzione S 2 E.
Batteria: Bit+NB+O.Sub+MONEL+2DC+3tab+9DC+15HW
Fango: FW-GE 1160*49

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso casing 13"3/8 -J55-61#BTA, con scarpa atta a ricevere lo stinger a mt.399.
Equipaggiamento colonna: C-1 da mt.399 a mt.265
C-2 da mt.265 a mt.158
C-4 da mt.158 a mt. 30
Con stinger cementato colonna con 46 mc. di malta a d=1520 gr/lt. confezionata con 330 q.li di Cemento "G"+3%Bentonite seguita da 36 mc. di malta a d=1900 gr/lt. confezionata con 476 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 FORD 12"1/4 A MT.1346 (Vert.1202 mt.)

Ripreso perforazione con bit 12"1/4 ed avanzato incrementando l'angolo fino a mt.750 ca. dove si avevano circa 35°1/2 in direzione S 27 W.

Perforato mantenendo piu' o meno costante l'angolo fino a
mt.1346 dove si avevano $32^{\wedge}1/4$ in direzione S 24 W.
Batteria: In funzione della deviazione
Fango:FW- LS 1270 X 40

LOGS ELETTRICI

Registrato: BHC-DIL-GR da mt.1346 a mt.399
SHDT " " 1346 " " 399

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso casing 9"5/8-J55-43.5# BTA con scarpa a mt.1342.
Equipaggiamento colonna: 2CPPM da mt.1342 a mt.1300
C1 da mt.1300 a mt. 399
C5 " " 399 " " 30

Cementato colonna con 24 mc. di Gel-cemento a d=1500gr/lt.
confezionato con 170 q.li di Cemento "G"+3% Bentonite
seguito da 22 mc. di malta a d=1900 gr/lt. confezionata
con 292 q.li di Cemento "G".
Contatto tappi a 100 atm.

TESTA POZZO E COLLAUDI

Attesa presa cemento : 7.30 ore
Incuneato colonna con 55 ton.
Montato 2^Elemento inflangiatrice 13"5/8 *3000-11"*5000 e
provato a 140 atm.
Rimontato BOP stack 13"5/8*10000
Provato tenuta BOP: Ganasce cieche a 70 Atm.
Ganasce Sagomate a 210 Atm.
Hydril a 30 e 100 Atm.
Condotte di superficie a 210 Atm.

4.2.4 FORD 8"1/2 A MT. 2434 (Vert.mt.2267)

Ripreso perforazione con bit 8"1/2 diminuendo l'angolo
ed avanzato controllando deviazione con MWD fino a mt. 2434.
A mt.2422 l'angolo era di $2.1^{\wedge}$ in direzione S 21.1^W.
Durante la perforazione, frequenti circolazioni per presenza
di Gas.
Batteria: In funzione della deviazione.
Fango: FW-LS 1270*40

LOGS ELETTRICI

Registrato: DIL-SLS-GR da mt. 2434 a mt. 1343
SHDT " " 2434 " " 1343
LDL-CNL-GR " " 2434 " " 1343
Dopo i primi due Logs eseguito candelata con Bit.

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso CSG 7" N80-29# BTA con scarpa a mt. 2430.
Profilo CSG.: 7" - N80 - 29# BTA da mt. 2430 a mt. 1659
7" - N80 - 23# ANT. " " 1659 " " 0
Equipaggiamento colonna: 2CPPM da mt. 2430 a mt. 2392
" " 1784 " " 1772

2CPP " " 2379 " " 2354
" " 2316 " " 2292
" " 2279 " " 2227
" " 2201 " " 2139
" " 2086 " " 2038
" " 2013 " " 2000
" " 1987 " " 1974
" " 1961 " " 1948
" " 1885 " " 1860
" " 1834 " " 1809
" " 1797 " " 1784

C1 da mt. 2430 a mt. 1296 negli intervalli mancanti
C4 " " 1296 " " 892

Cementato colonna con 292 q.li di Cemento "G"+0.8% D603
+0.8% D80. d=1200gr/lt. C.T.=150 atm.
Durante la cementazione e lo spiazzamento reciproco
colonna.

TESTA POZZO E COLLAUDI

Attesa presa cemento = 11 ore.
Incuneato colonna con 48 ton.
Inflangiato corpo superiore 11" * 7" 1/16 * 5000 e provato
a 200 atm.
Disceso 30 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.2392.

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

Registrato: CBL-UDL-CCL-GR da mt. 2392 a mt.850.

Top cemento a mt.895.

Eseguito RFT a mt.1949 (Vert.1782.3) $P=186$ atm. (grad.=1.044)

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

da mt.	2364.00	a	mt	2372.00
" "	2237.50	" "	" "	2239.50
" "	2233.50	" "	" "	2235.50
" "	2228.00	" "	" "	2231.00
" "	2073.00	" "	" "	2078.00

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

da mt.	2174.50	a	mt.	2178.50
" "	2056.00	" "	" "	2061.50
" "	1948.00	" "	" "	1951.00

Disceso bit + Scraper fino a mt.2392.

Circolato e aggiunto 0.1% DODIGEN al brine.

Disceso TBG 2"3/8 P105 per doppio completamento selettivo controllando torsione con "JAM" e tenuta idraulica con "HOLD".

Smontato BOP e montato croce.

Spiazzato string corta con 4.2 mc. di Acqua Dolce.

Spiazzato string lunga con 4.6 mc. " " "

Fissato Packers RH a mt. 2146 , 2211 , 2247.

Fissato Packers RDH a mt. 1930 , 1997 , 2067.

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

Spurgato string corta e lunga.

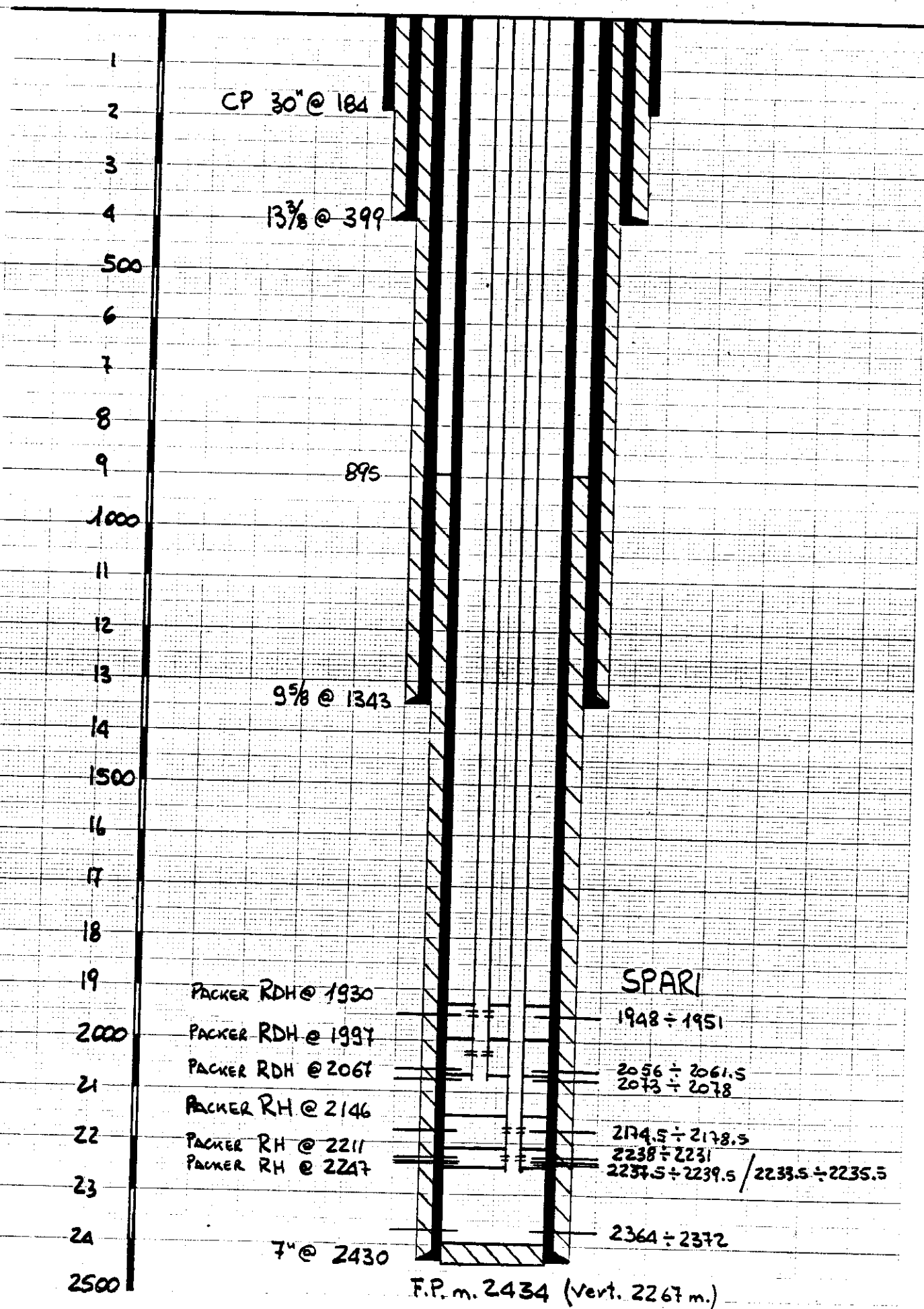
Fissato mandrino OTIS"X" 2"+ tappo "D" a mt.498 su string lunga e a mt. 475 su string corta.

Montato B.P.U.

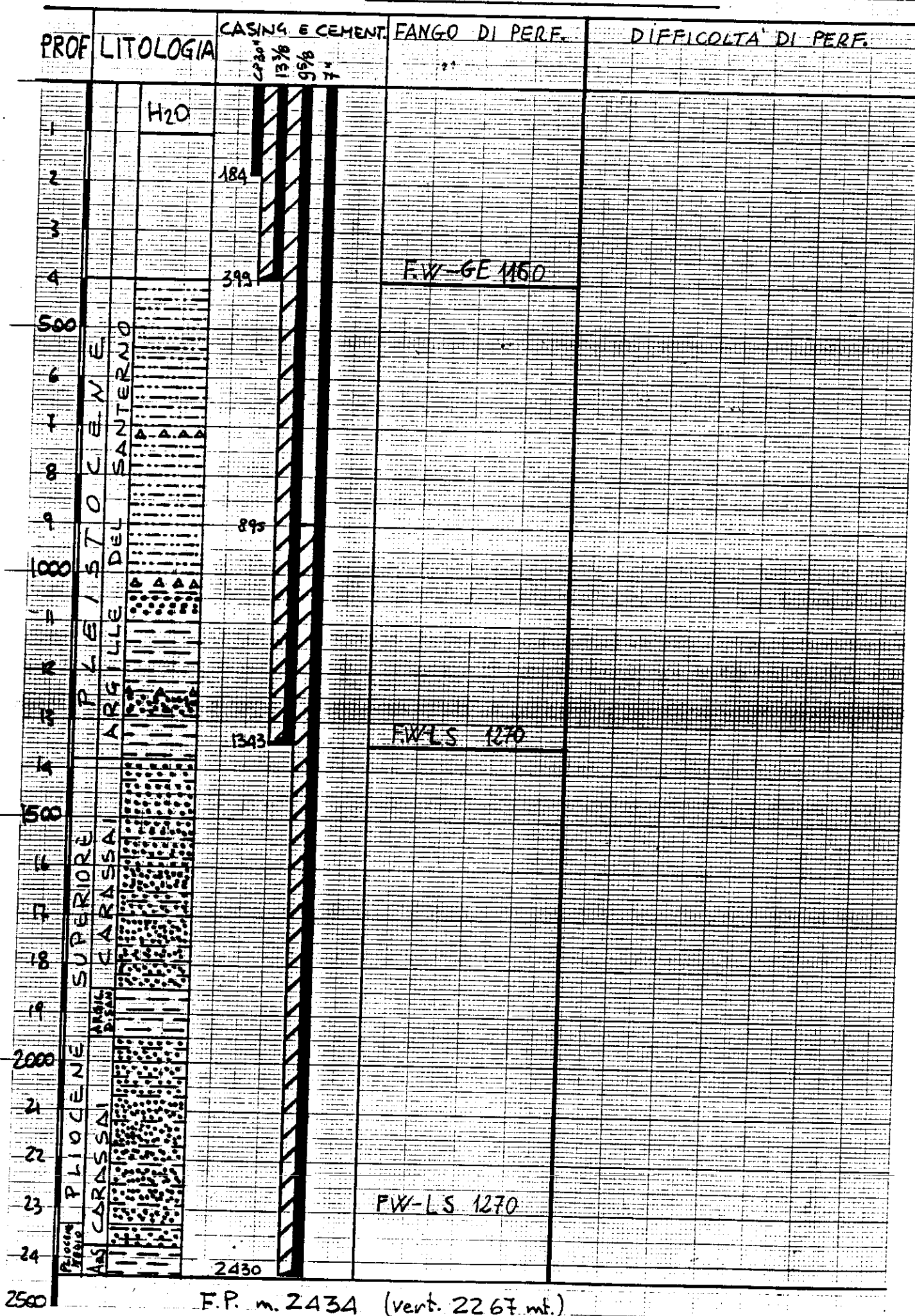
Rilasciato impianto per fine lavori.

POZZO: PENNINA 7D

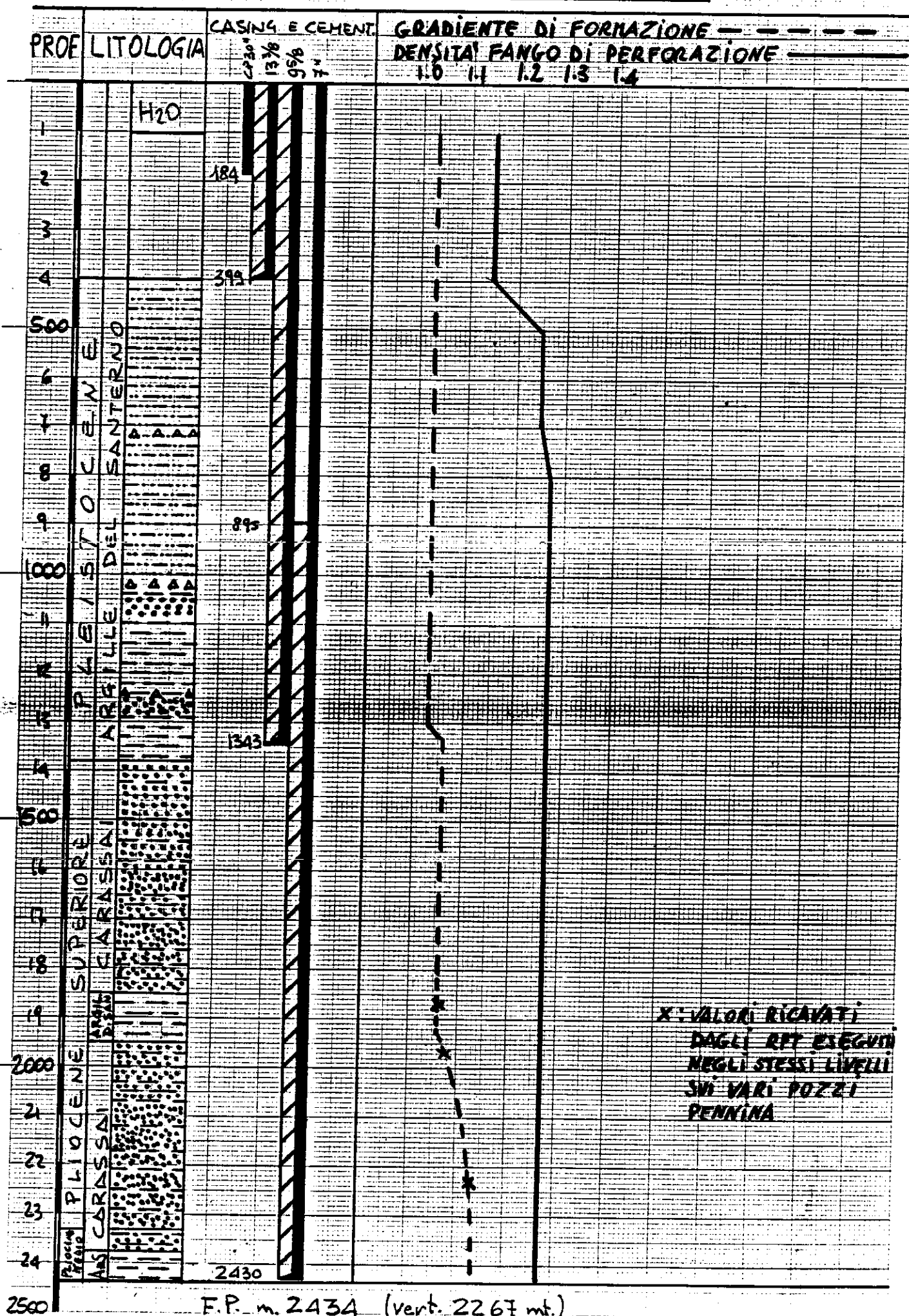
SITUAZIONE ATTUALE



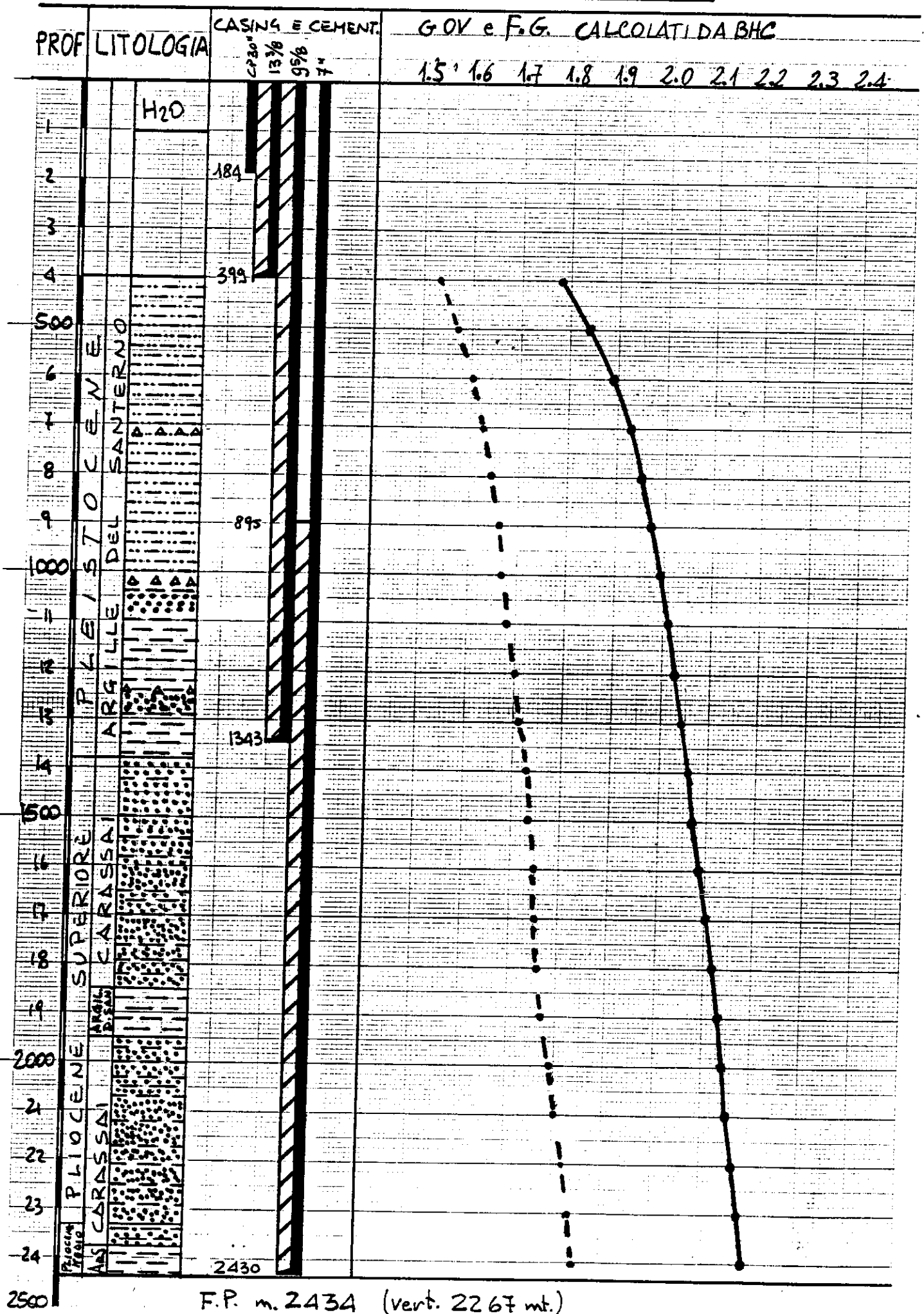
POZZO: PENNINA 7 D



POZZO: PENNINA 7 D



POZZO: PENNINA 7 D



4.3 ANALISI TEMPI

WELL PENNINA TO RIG OILWELL5000 SAIPEM

TOTAL		TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
A	B	C	D	E	F						
DRILLING	178.25	96.50	38.75	4.50	0.00	26.50	344.50	drilling oper	14.40	42.89	
CORING	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00	
CASING	4.00	32.00	8.00	22.00	0.00	25.00	91.00	casing oper	3.79	11.30	
BLOWOUT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	blowout kick losses control	0.00	0.00	
FISHING	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	fishing oper	0.00	0.00	
LOGGING	32.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	32.50	logging oper	1.35	4.03	
TESTING	17.75	98.50	3.50	0.00	0.00	68.25	178.00	testing oper	7.42	22.10	
DEVIATION	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.50	12.50	deviation	0.52	1.55	
BOP	0.00	40.50	0.00	6.50	0.00	0.00	47.00	BOP	1.96	5.83	
WELL ABANDON	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	well abandon	0.00	0.00	
RIG MOVING	2.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.00	rig moving	0.17	0.50	
OTHER	0.00	0.00	10.00	0.00	25.50	0.00	35.50	other	1.48	4.41	
MAINTENANCE	0.00	0.00	0.00	0.00	5.00	0.00	5.00	maintenance repair rig	0.25	0.74	
WAITING	0.00	0.00	0.00	0.00	53.50	0.00	53.50	waiting	2.23	6.64	
HOURS TOTAL =							805.50	DAYS TOTAL =		33.57	

WELL PENNINA 70 RIG OILWELL3000 SAIPEN

PHASECP30			TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
A	B	C	D	E	F							
A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.50	25.50	drilling oper	1.06	73.91		
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00		
C	0.00	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	9.00	0.00	0.00	0.00	9.00	other	0.38	26.09		
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 =							34.50	DAYS TOTAL =		1.44		

WELL PENNINA 20 RIG DILWELL3000 SAIPEN

PHASE17.5			TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)																							
*	A	*	B	*	C	*	D	*	E	*	F	*	TOTAL	DEFINITION	*	DAYS	*	%	*							
A	16.25	*	7.50	*	8.25	*	3.00	*	0.00	*	0.00	*	35.00	drilling oper	*	1.46	*	39.33	*							
B	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	coring oper	*	0.00	*	0.00	*							
C	0.00	*	9.00	*	2.50	*	3.50	*	0.00	*	2.00	*	17.00	casing oper	*	0.71	*	19.10	*							
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	*	0.30	*	0.30	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	*	0.30	*	6.00	*	6.00	deviation	*	0.25	*	6.74	*							
I	0.00	*	23.50	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	23.50	BOP	*	0.98	*	26.40	*							
L	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	well abandon	*	0.00	*	0.00	*							
M	2.00	*	2.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	4.00	rig moving	*	0.17	*	4.49	*							
N	0.00	*	0.00	*	1.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	1.00	other	*	0.04	*	1.12	*							
O	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	2.50	*	0.00	*	2.50	maintenance repair rig	*	0.10	*	2.81	*							
P	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	waiting	*	0.00	*	0.00	*							
HOURS TOTAL =													89.00	DAYS TOTAL = 3.71												

WELL PENNINA 70 RIG OILWELL3000 SAIPEM

PHASE12.25			TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
A	B	C	D	E	F							
A	60.00	31.00	17.50	1.50	0.00	0.00	110.00	drilling oper	4.58	66.27		
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	2.50	7.50	0.00	9.00	28.00	casing oper	1.17	16.87		
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	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.00	logging oper	0.54	7.83		
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	5.50	5.50	deviation	0.23	3.31		
I	0.00	1.00	0.00	6.50	0.00	0.00	7.50	BOP	0.31	4.52		
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	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	other	0.00	0.00		
O	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	0.00	2.00	maintenance repair rig	0.08	1.20		
P	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	waiting	0.00	0.00		
HOURS TOTAL =								166.00	DAYS TOTAL = 6.91			

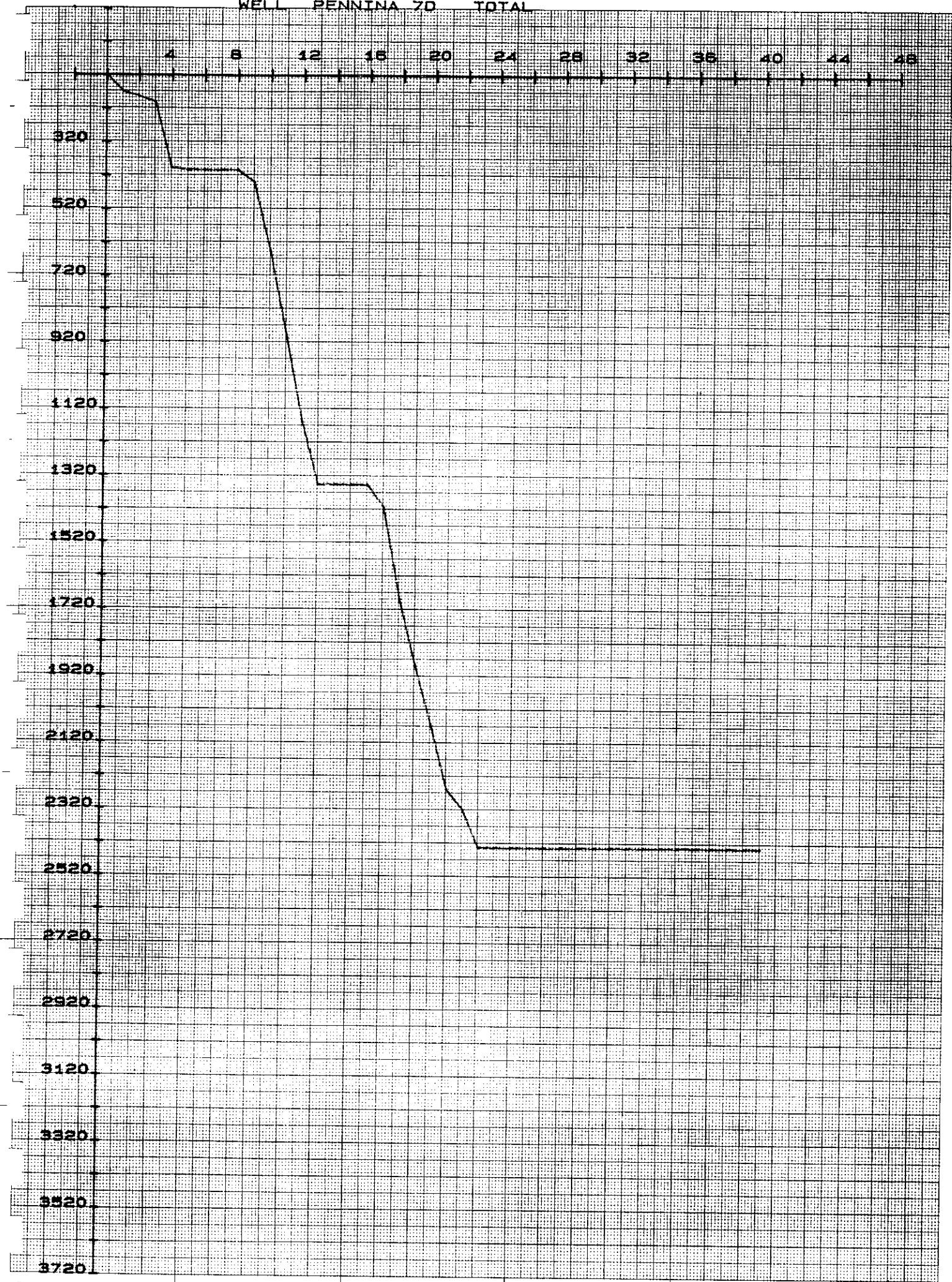
WELL PENNINA TD RIG DILWELL3000 SAIPEM

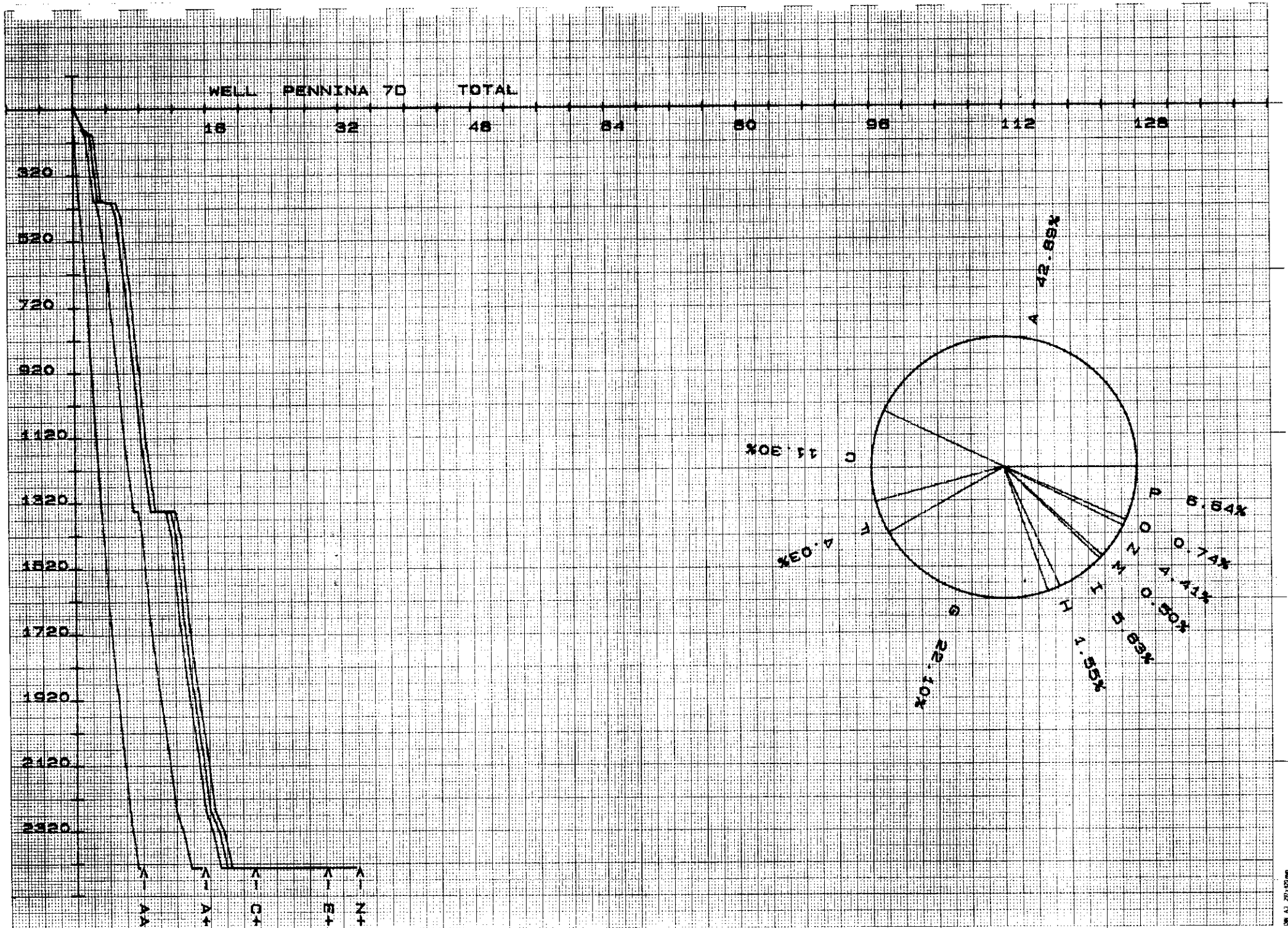
PHASE 8.5		TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
A	B	C	D	E	F						
102.00	58.00	14.00	0.00	0.00	1.00	175.00	drilling oper	7.29	63.06		
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00		
4.00	14.00	3.00	11.00	0.00	14.00	46.00	casing oper	1.92	16.58		
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	blowout Kick losses control	0.00	0.00		
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	fishing oper	0.00	0.00		
19.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	19.50	logging oper	0.31	7.03		
0.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	testing oper	0.08	0.72		
1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	deviation	0.04	0.36		
0.00	12.50	0.00	0.00	0.00	0.00	12.50	BOP	0.52	4.50		
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	well abandon	0.00	0.00		
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	rig moving	0.00	0.00		
0.00	0.00	0.00	0.00	20.00	0.00	20.00	other	0.83	7.21		
0.00	0.00	0.00	0.00	1.50	0.00	1.50	maintenance repair rig	0.06	0.54		
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	waiting	0.00	0.00		
HOURS TOTAL =						277.50	DAYS TOTAL =		11.55		

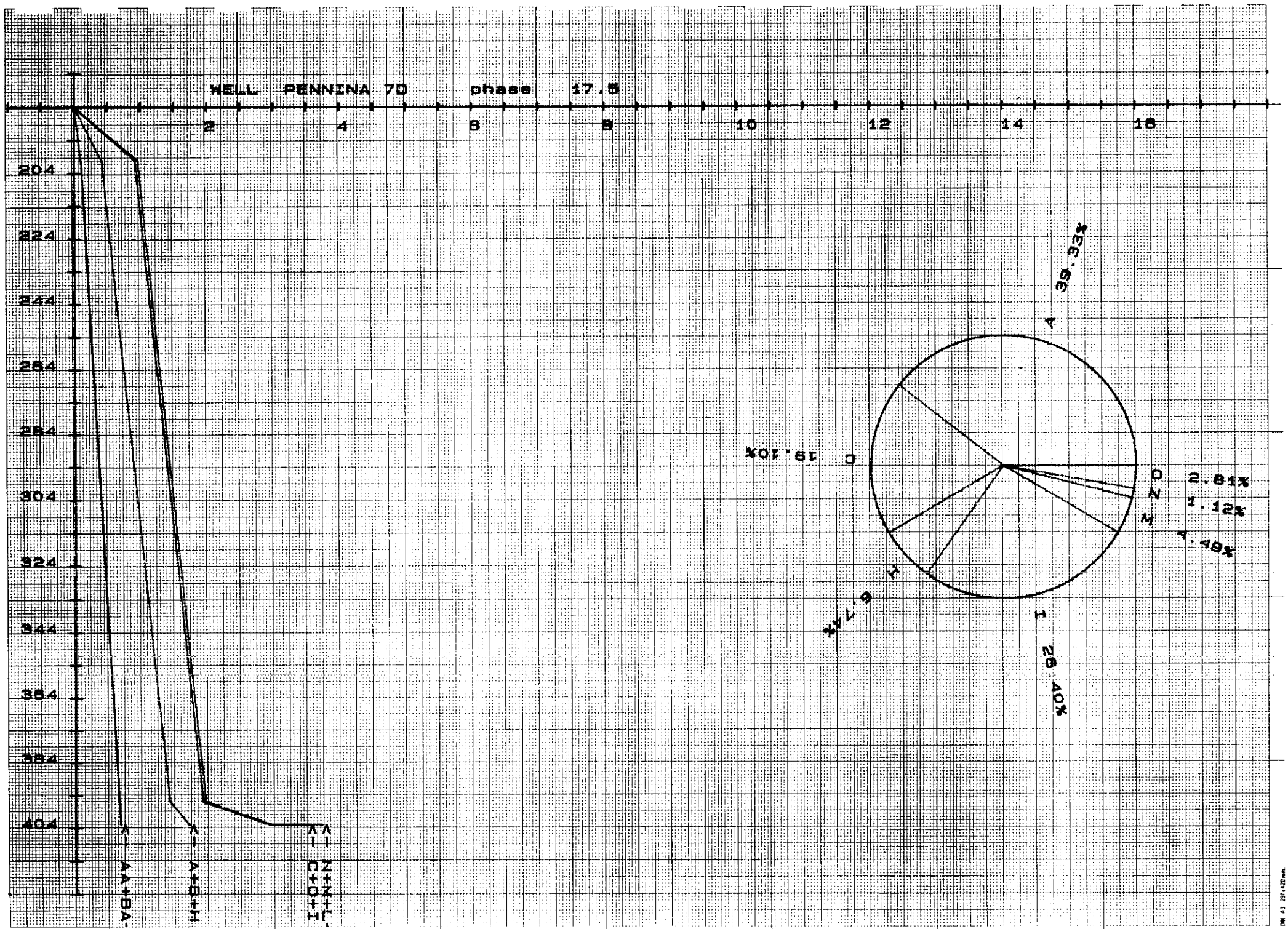
WELL PENNINA 7D RIG OILWELL3000 SAIPEM

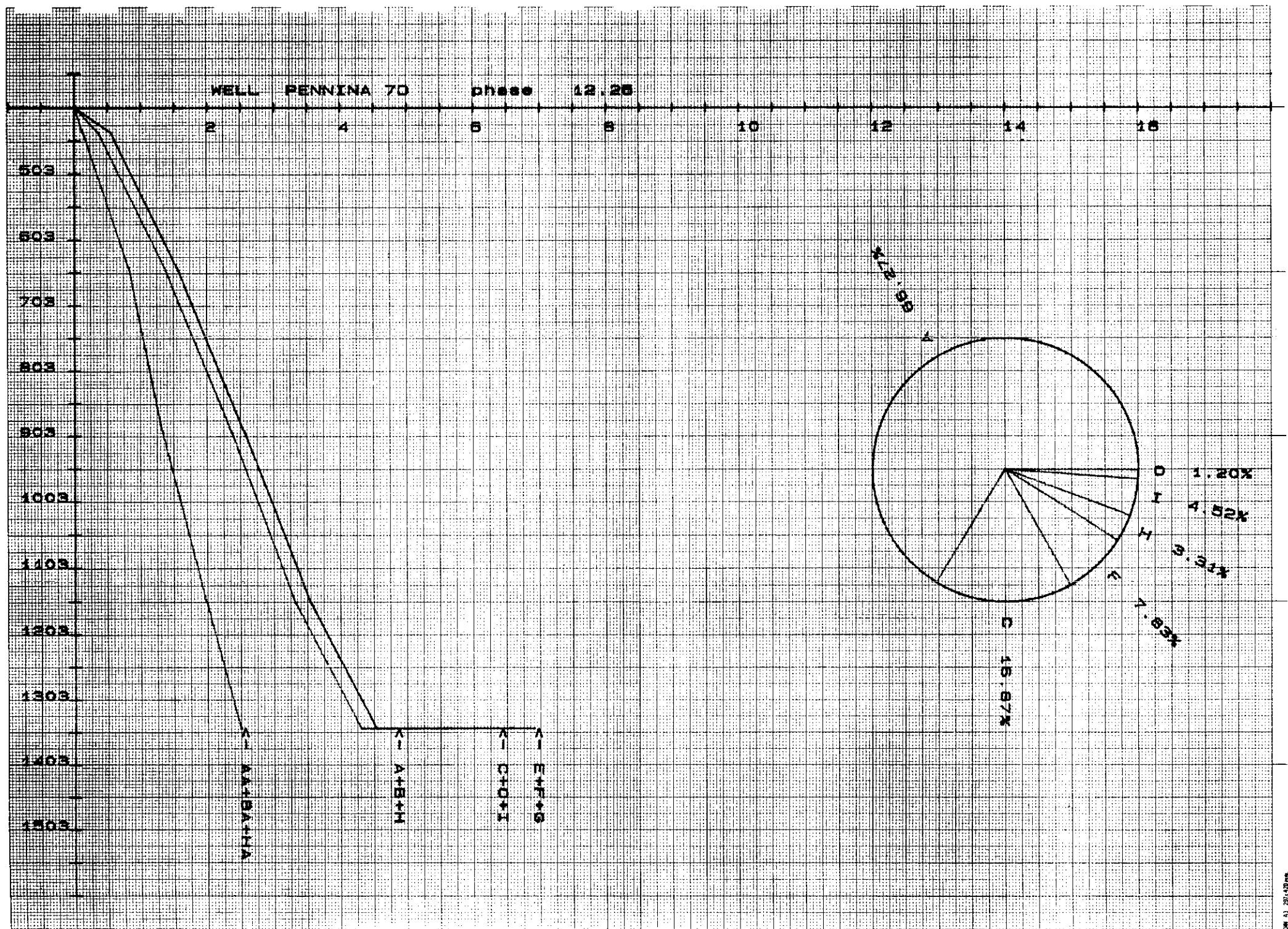
PHASE	PROD	TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%	
A	B	C	D	E	F							
A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	drilling oper	0.00	0.00	
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00	
C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	casing oper	0.00	0.00	
D	0.00	0.00	0.00	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	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	logging oper	0.00	0.00	
G	17.75	86.50	3.50	0.00	0.00	0.00	68.25	176.00	testing oper	7.33	73.79	
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	3.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.50	BOP	0.15	1.47	
L	0.00	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	0.00	rig moving	0.00	0.00	
N	0.00	0.00	0.00	0.00	5.50	0.00	0.00	5.50	other	0.23	2.31	
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	53.50	0.00	0.00	53.50	waiting	2.23	22.43	
							HOURS TOTAL =	238.50			DAYS TOTAL =	9.94

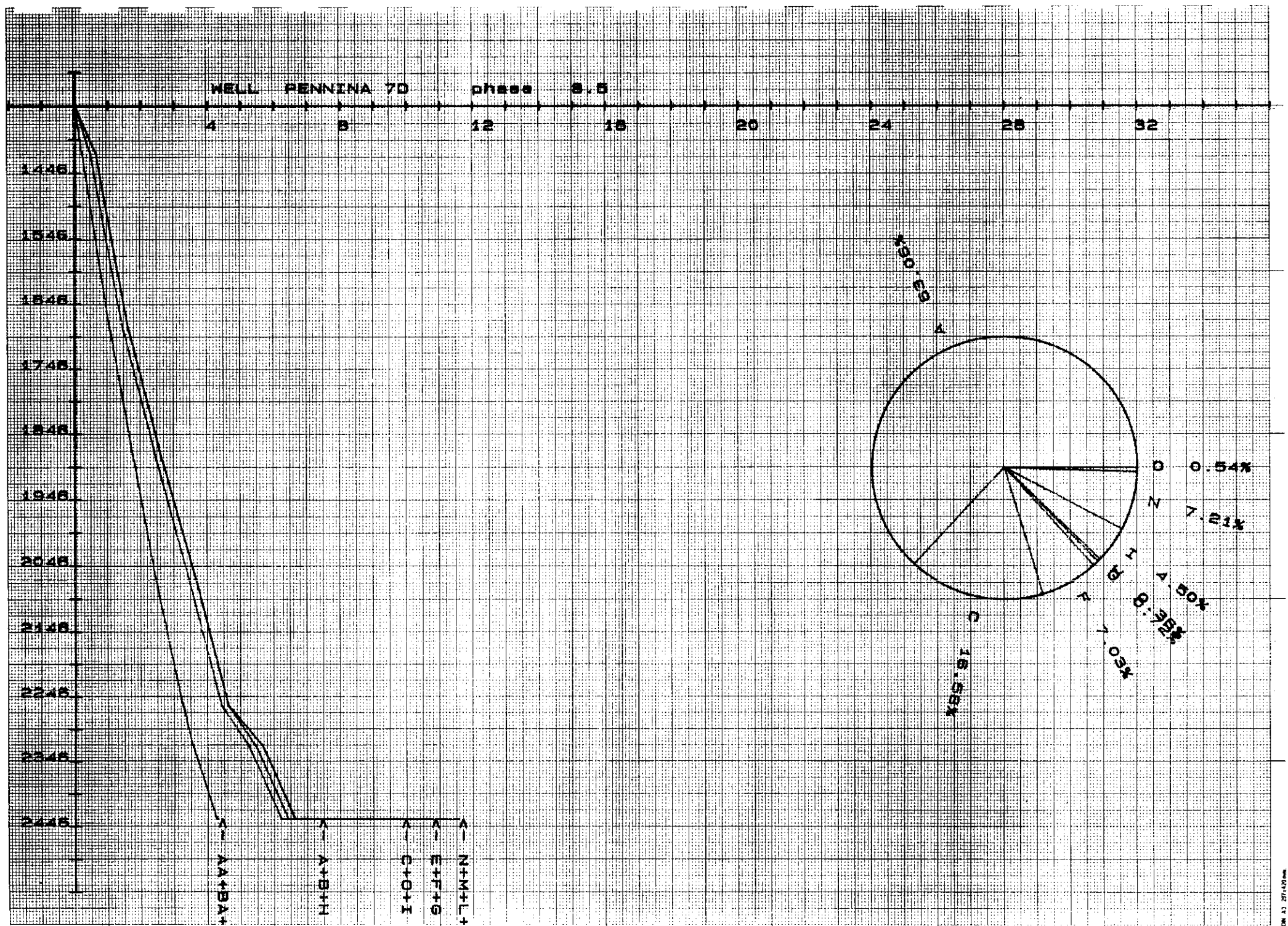
WELL PENNINA 7D TOTAL











4.4 TABELLA SCALPELLI E DEVIAZIONE

TABELLA SCALPELLI E DATI IDRAULICI

POZZO PENNINA 7 DIR. CONCESSIONE BC 15 AV NAZIONE ITALIA CONTRATTISTA SAIPEM

Misura metriche ☒

IMPIANTO - MARCA E MODELLO OILWELL 3000 RAPPRESENTANTE CONTRATTISTA REMOLINI-CANESTRINI RAPPRESENTANTE COMMITTENTE BACCELLI-MONTI FOGLIO N. 1

Misura americana ☐

DATA INIZIO 07/02/87 DATA FINE
PERFORAZIONE POZZO
ASTE DI PERFORAZIONE OD 5 lb/ft 19.5 TOOL JOINTS : TIPO

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

POMPA N. 2
MARCA E MODELLO OILWELL 1600 PT ASTE PESANTI : N. _____ OD _____ ID _____ LUNGHEZZA _____

[illegible]

NOTE:

Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

Compagnia: AGIP
Pozzo: PENNINA 7
Direzione proposta: S 23.50 W
Tipo di survey: SINGLE SHOT
15/06/87

File Name: PENN7SSHD

***** 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 23.50 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)	DOGLEG SEVERITY (DEG/30 M)
MSS	0.00	0.00	N 0.00 E	0.00	0.00	0.00 N	0.00 E	0.00	0.00
MSS	239.00	.25	S 13.00 E	239.00	239.00	.51 S	.12 E	.42	.03
MSS	258.00	2.00	S 2.00 W	19.00	257.99	.88 S	.15 E	.74	2.78
MSS	277.00	3.75	S 7.00 E	19.00	276.97	1.83 S	.19 E	1.60	2.85
MSS	296.00	6.00	S 4.00 E	19.00	295.90	3.44 S	.35 E	3.01	3.57
MSS	315.00	8.50	S 3.00 E	19.00	314.75	5.83 S	.50 E	5.15	3.95
MSS	334.00	10.00	S 4.00 E	19.00	333.50	8.88 S	.68 E	7.87	2.38
MSS	362.00	12.00	S 4.00 E	28.00	360.98	14.21 S	1.05 E	12.61	2.14
MSS	391.00	14.75	S 2.00 E	29.00	389.19	20.91 S	1.41 E	18.61	2.88
MSS	421.00	15.25	S 2.00 E	30.00	418.17	28.67 S	1.68 E	25.62	.50
MSS	439.00	16.00	S 7.00 W	18.00	435.51	33.50 S	1.47 E	30.14	4.22
MSS	457.00	16.25	S 17.00 W	18.00	452.80	38.39 S	.43 E	35.03	4.64
MSS	486.00	19.00	S 25.00 W	29.00	480.43	46.58 S	2.72 W	43.80	3.78
MSS	514.00	22.50	S 28.00 W	28.00	506.61	55.45 S	7.14 W	53.70	3.92
MSS	543.00	26.00	S 28.00 W	29.00	533.05	65.97 S	12.73 W	65.57	3.62
MSS	571.00	29.25	S 26.00 W	28.00	557.86	77.53 S	18.63 W	78.53	3.62
MSS	600.00	31.00	S 27.00 W	29.00	582.94	90.56 S	25.12 W	93.06	1.88
MSS	629.00	32.75	S 27.00 W	29.00	607.56	104.20 S	32.07 W	108.35	1.81
MSS	660.00	33.75	S 27.00 W	31.00	633.49	119.35 S	39.79 W	125.31	.97
MSS	688.00	34.50	S 27.00 W	28.00	656.67	133.34 S	46.92 W	140.99	.80
MSS	717.00	35.00	S 27.00 W	29.00	680.49	148.07 S	54.42 W	157.49	.52

Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

Compagnia: AGIP
Pozzo: PENNINA 7

Direzione proposta: S 23.50 W
Tipo di survey: SINGLE 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)
MSS	745.00	35.50	S 27.00 W	28.00	703.36	162.47 S	61.76 W	173.62	.54
MSS	774.00	35.25	S 27.00 W	29.00	727.01	177.43 S	69.38 W	190.38	.26
MSS	831.00	35.00	S 27.00 W	57.00	773.63	206.65 S	84.27 W	223.11	.13
MSS	888.00	34.50	S 27.00 W	57.00	820.46	235.60 S	99.02 W	255.54	.26
MSS	944.00	34.75	S 26.00 W	56.00	866.54	264.07 S	113.22 W	287.32	.33
MSS	1002.00	34.50	S 26.00 W	58.00	914.27	293.69 S	127.67 W	320.24	.13
MSS	1060.00	34.75	S 25.00 W	58.00	962.00	323.44 S	141.85 W	353.18	.32
MSS	1118.00	34.50	S 25.00 W	58.00	1009.72	353.31 S	155.78 W	386.12	.13
MSS	1175.00	33.00	S 25.00 W	57.00	1057.12	382.01 S	169.16 W	417.78	.79
MSS	1203.00	33.00	S 24.50 W	28.00	1080.60	395.86 S	175.55 W	433.02	.29
MSS	1260.00	32.75	S 24.50 W	57.00	1128.47	424.01 S	188.38 W	463.96	.13
MSS	1340.00	32.25	S 24.00 W	80.00	1195.94	463.20 S	206.03 W	506.94	.21
MSS	1364.00	30.20	S 23.20 W	24.00	1216.47	474.60 S	211.01 W	519.38	2.61
MSS	1393.00	27.50	S 23.20 W	29.00	1241.86	487.46 S	216.53 W	533.37	2.79
MSS	1421.00	25.20	S 22.10 W	28.00	1266.95	498.93 S	221.31 W	545.80	2.52
MSS	1450.00	22.90	S 23.20 W	29.00	1293.43	509.84 S	225.86 W	557.61	2.42
MSS	1477.00	21.10	S 22.90 W	27.00	1318.47	519.14 S	229.82 W	567.73	2.00
MSS	1506.00	18.80	S 23.20 W	29.00	1345.72	528.25 S	233.70 W	577.62	2.38
MSS	1535.00	17.40	S 22.90 W	29.00	1373.29	536.54 S	237.22 W	586.63	1.45
MSS	1564.00	15.50	S 23.20 W	29.00	1401.10	544.09 S	240.44 W	594.84	1.97
MSS	1593.00	13.50	S 23.60 W	29.00	1429.17	550.76 S	243.32 W	602.10	2.07
MSS	1620.00	11.90	S 21.40 W	27.00	1455.51	556.24 S	245.59 W	608.04	1.86
MSS	1649.00	10.50	S 21.40 W	29.00	1483.96	561.49 S	247.65 W	613.67	1.45
MSS	1677.00	9.50	S 22.10 W	28.00	1511.53	566.00 S	249.45 W	618.53	1.08
MSS	1706.00	8.30	S 22.50 W	29.00	1540.18	570.15 S	251.15 W	623.01	1.24
MSS	1734.00	7.30	S 19.30 W	28.00	1567.93	573.70 S	252.51 W	626.81	1.17
MSS	1764.00	6.20	S 16.50 W	30.00	1597.72	577.06 S	253.59 W	630.32	1.15
MSS	1793.00	5.10	S 14.40 W	29.00	1626.58	579.81 S	254.35 W	633.14	1.16
MSS	1820.00	4.10	S 8.80 W	27.00	1653.49	581.93 S	254.79 W	635.26	1.22
MSS	1848.00	3.40	S 4.90 W	28.00	1681.43	583.75 S	255.01 W	637.01	.80
MSS	1877.00	2.80	S 5.30 W	29.00	1710.39	585.31 S	255.15 W	638.50	.62
MSS	1905.00	2.50	S 7.70 W	28.00	1738.36	586.59 S	255.29 W	639.74	.34
MSS	1934.00	2.50	S 8.10 W	29.00	1767.33	587.85 S	255.47 W	640.96	.02

Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

Compagnia: AGIP
Pozzo: PENNINA 7

Direzione proposta: S 23.50 W
Tipo di survey: SINGLE 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)
MSS	1991.00	2.50	S 7.40 W	57.00	1824.27	590.31 S 255.80 W	643.35	.02
MSS	2076.00	2.60	S 7.00 W	85.00	1909.19	594.06 S 256.28 W	646.98	.04

BOTTOM HOLE CLOSURE: 646.98 Meters at S 23.34 Degrees W

***** CURRENT BOTTOM HOLE LOCATION *****
Calculated by Sii Datadrill's C.A.D.D.S. System
* Vertical Section Plane: S 23.50 W
Radius of Curvature Method

Compagnia: AGIP
Pozzo: PENNINA 7

Direzione proposta: S 23.50 W
Tipo di survey: SINGLE SHOT

-- CURRENT SURVEY --

Measure Depth:	2076.00 Meters	TVD (Vert Depth):	1909.19 Meters
Inclination:	2.60 Degs	* Vertical Section:	646.98 Meters
Direction:	S 7.00 W	Total N/S Coord:	-594.06 Meters
D.L.S.:	.04 Degs/30 Meters	Total E/W Coord:	-256.28 Meters

BOTTOM HOLE CLOSURE: 646.98 Meters @ S 23.34 Degrees W

15 JUN 1987 @ 11:02

Company name: AGIP
Well: PENNINA 7
Proposed direction: S 23.50 W
Survey type: SINGLE SHOT

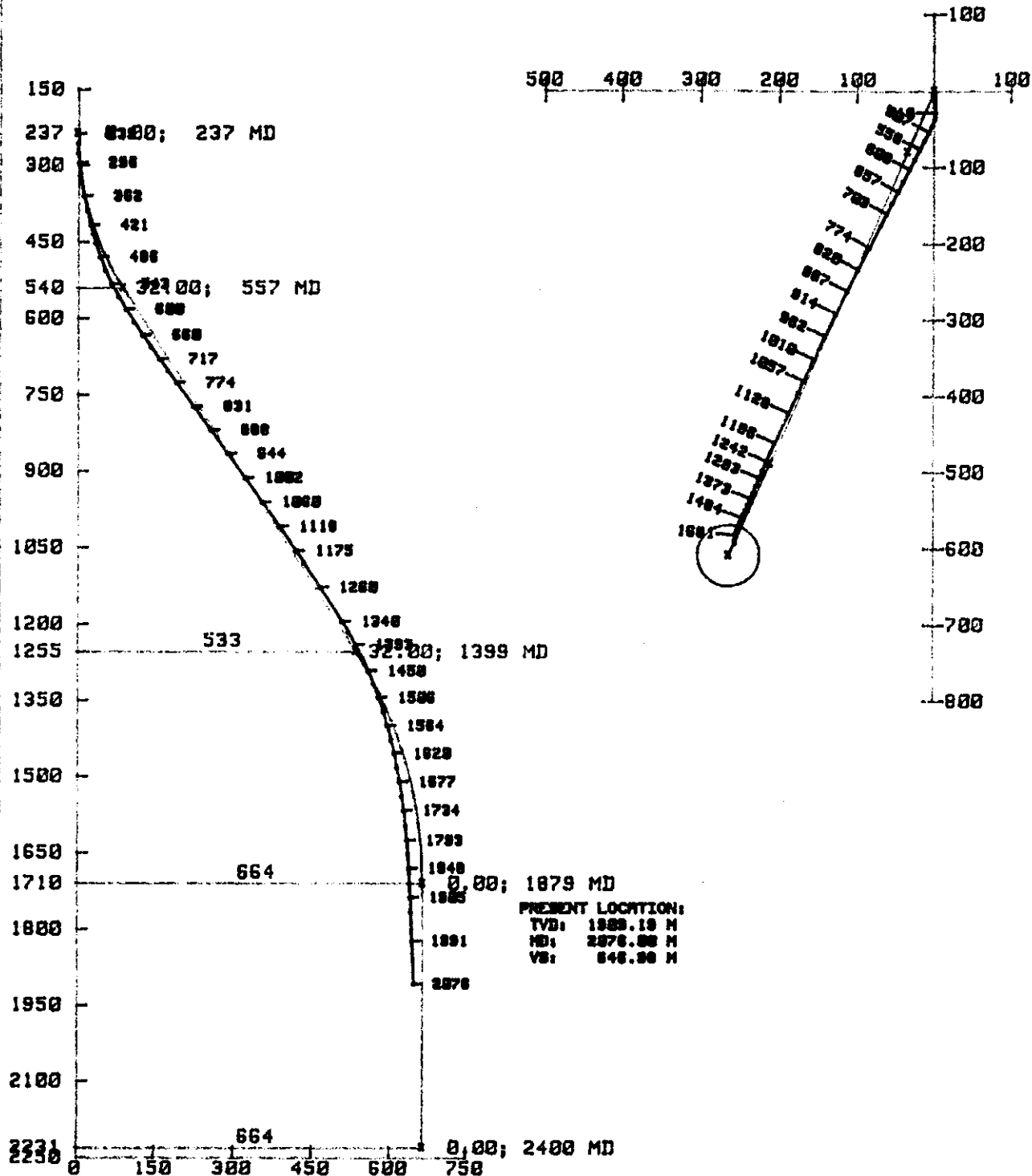


DATA DRILL

Division of Smith International, Inc.

VERTICAL PLANE
SCALE: 150 METERS/DIVISION

HORIZONTAL PLANE
SCALE: 100 METERS/DIVISION





TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

END OF WELL REPORT

CLIENT:	AGIP SpA
RIG:	OILWELL 3000 PLATFORM NO: 5820
FIELD:	PENNINA
LOCATION:	MARE ADRIATICO
WELL NO:	PENNINA 7 DIR
HOLE SECTIONS:	8½"
OPERATING DEPTHS:	1346m TO 2426m
DATES START:	30TH MAY, 1987
END:	6TH JUNE, 1987
TELECO JOB NO:	TIY 064/00
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 RECORDING LISTING

MUD RECORD

FORMATION EVALUATION SERVICE REPORT

MWD LOG REPORT



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

RIG REPORT

DRILLING CONTRACTOR:	<u>SAIPEM</u>
RIG NAME:	<u>OILWELL 3000 NO 5820</u>
RIG TYPE:	<u>PLATFORM RIG</u>
MUD PUMP TYPE:	<u>TRIPLEX</u>
MUD PUMP MAKE:	<u>OILWELL A 1700 PT</u>
MUD COMPANY:	<u>MAGCOBAR</u>
SPUD DATE:	<u>7TH FEBRUARY, 1987</u>
DIRECTIONAL DRILLING COMPANY:	<u>SMITH INTERNATIONAL ITALIA SPA</u>
SURVEY COMPANY:	<u>SMITH INTERNATIONAL ITALIA SPA</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:	29.1m
REF. POINT TO SEA LEVEL	102.1m
REF. POINT TO DRILL FLOOR:	0.0m
REF. POINT TO KELLY BUSHING:	-0.35m
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:	GAMMES PER LITRE NaCL
MUD RESISTIVITY:	OHM - METRES
TEMPERATURE:	DEGREES CENTIGRADE
WEIGHT ON BIT:	TONNES
JET SIZE/TFA:	SQUARE CENTIMETRES



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

OPERATIONS SUMMARY

RUN NUMBER:	1	2	3		
HOLE SIZE:	8½"	8½"	8½"		
ASSEMBLY TYPE:	ROTARY HOLD	ROTARY HOLD	ROTARY HOLD		
DEPTH START	1346	1886	2315		
DEPTH END:	1886	2315	2434		
TIME/DATE IN HOLE:	16.30 30.05.87	09.00 02.06.87	22.00 04.06.87		
TIME/DATE OUT HOLE:	08.00 02.06.87	21.30 04.06.87	07.00 06.06.87		
TOOL NUMBER:	1589-1	1589-1	1596-2		
TOOL TYPE:	RD-MTF	RD-MTF	RD-MTF		
DATA RATE:	0.4 BPS	0.4 BPS	0.4 BPS		
NO. TELECO SURVEYS:	19	5	3		
SERVICE TYPE:	RES DIR	RES DIR	RES DIR		
TIME/DATE FAILURE:	-	17.41 03.06.87	-		
CONFIRMED TELECO FAILURE:	-	YES	-		
TIME/DATE LOST IN HOLE:	-	-	-		



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

RUN DETAIL SUMMARY

RUN NUMBER:	1	2	3		
MUD MOTOR TYPE:	-	-	-		
BENT SUB:	-	-	-		
MUD MOTOR: DRLG HRS:	-	-	-		
ROTARY DRLG HRS:	41.7	41.3	18.0		
CIRC. HRS:	50.2	50.8	23.0		
AVERAGE FLOW RATE:	1650	1700	1700		
AVERAGE WOB:	11	11	11		
AVERAGE RPM:	70	90	100		
PREDOMINANT FORMATION	CLAYSTONE	CLAYSTONE SANDSTONE	CLAYSTONE SANDSTONE		
MUD TYPE:	LS	LS	LS		
AVERAGE MUD WEIGHT	1.25	1.27	1.27		
MAX SAND CONTENT	TRACE	TRACE	TRACE		
JARRING:	NO	NO	NO		
DEPTH DRILLED:	540	429	119		

Teleco Oilfield Services Inc.

1 Jul 1987

DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA

Well: PENNINA 7

Field: PENNINA

Job No: TIY 064/00

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

Proposal Azimuth:	203.50
Total Azimuth Correction:	0.00
Proposal Origin North:	0.00
Proposal Origin East:	0.00



DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA

Well: PENNINA SLOT 7

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	203.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
239.00	.25	167.00	-.51	.12	239.00	.03	.42
258.00	2.00	182.00	-.88	.12	257.99	2.82	.76
277.00	3.75	173.00	-1.83	.18	276.97	2.89	1.60
296.00	6.00	176.00	-3.44	.32	295.90	3.63	3.02
315.00	8.50	177.00	-5.83	.47	314.75	4.02	5.16
334.00	10.00	176.00	-8.88	.66	333.50	2.42	7.88
362.00	12.00	176.00	-14.21	1.03	360.98	2.18	12.62
391.00	14.75	178.00	-20.90	1.37	389.19	2.93	18.63
421.00	15.25	178.00	-28.66	1.64	418.17	.51	25.63
439.00	16.00	187.00	-33.49	1.42	435.51	4.29	30.15
457.00	16.25	197.00	-38.35	.38	452.80	4.72	35.03
486.00	19.00	205.00	-46.53	-2.80	480.44	3.85	43.78
514.00	22.50	208.00	-55.39	-7.25	506.63	3.98	53.69
543.00	26.00	208.00	-65.91	-12.84	533.06	3.68	65.56
571.00	29.25	206.00	-77.46	-18.72	557.87	3.68	78.51
600.00	31.00	207.00	-90.50	-25.22	582.95	1.91	93.05
629.00	32.75	207.00	-104.14	-32.17	607.58	1.84	108.33
660.00	33.75	207.00	-119.29	-39.88	633.50	.98	125.30
686.00	34.50	207.00	-133.28	-47.01	656.68	.82	140.98
717.00	35.00	207.00	-148.01	-54.52	680.51	.53	157.48
745.00	35.50	207.00	-162.41	-61.86	703.37	.54	173.61
774.00	35.25	207.00	-177.37	-69.48	727.02	.26	190.36
831.00	35.00	207.00	-206.59	-84.37	773.64	.13	223.10
889.00	34.50	207.00	-235.54	-99.12	820.47	.27	255.53
944.00	34.75	206.00	-264.01	-113.31	866.55	.34	287.30
1002.00	34.50	206.00	-293.64	-127.76	914.28	.13	320.23
1060.00	34.75	205.00	-323.38	-141.95	962.01	.33	353.16
1118.00	34.50	205.00	-353.25	-155.87	1009.74	.13	386.10
1175.00	33.00	205.00	-381.95	-169.26	1057.13	.80	417.76
1203.00	33.00	204.50	-395.80	-175.64	1080.61	.30	433.01
1260.00	32.75	204.50	-423.95	-188.47	1128.48	.13	463.94
1340.00	32.25	204.00	-463.14	-206.13	1195.96	.22	506.92
1364.07	30.23	203.20	-474.58	-211.13	1216.54	2.61	519.41
1393.04	27.51	203.20	-487.44	-216.64	1241.90	2.87	533.39
1421.32	25.22	202.15	-499.02	-221.48	1267.24	2.51	545.95
1449.72	22.94	203.20	-509.72	-225.95	1293.17	2.50	557.54
1477.28	21.09	202.85	-519.22	-229.99	1318.72	2.05	567.87



DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA

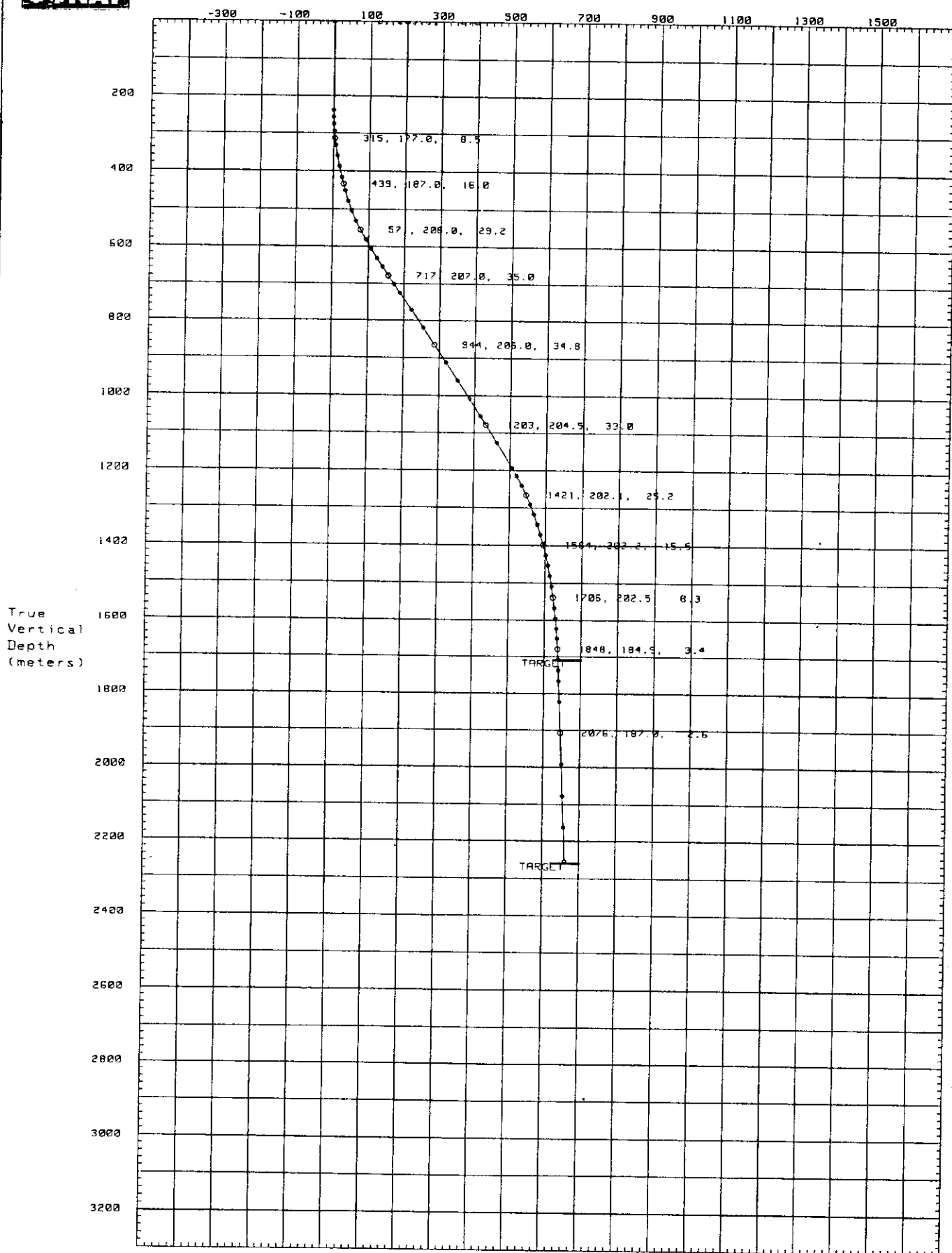
Well: PENNINA SLOT 7

Page: 2

M. Depth Meters	Inc Deg	Azt Deg	NORTH Meters	EAST Meters	TVD Meters	DLS Deg/30m	VS Meters
1506.32	18.81	203.20	-528.34	-233.86	1346.01	2.40	577.77
1534.81	17.40	202.85	-536.49	-237.33	1373.09	1.51	586.63
1563.58	15.47	203.20	-543.98	-240.51	1400.68	2.05	594.77
1592.51	13.54	203.55	-550.63	-243.38	1428.69	2.04	602.01
1620.41	11.87	201.45	-556.29	-245.74	1455.91	1.89	608.14
1649.17	10.46	201.45	-561.48	-247.77	1484.12	1.49	613.71
1677.37	9.49	202.15	-566.01	-249.59	1511.89	1.05	618.59
1705.98	8.35	202.50	-570.12	-251.27	1540.16	1.22	623.03
1734.42	7.29	199.34	-573.73	-252.66	1568.33	1.22	626.89
1763.63	6.15	196.52	-576.98	-253.72	1597.34	1.24	630.29
1792.51	5.10	194.41	-579.71	-254.48	1626.08	1.13	633.10
1819.51	4.13	188.79	-581.83	-254.92	1652.99	1.20	635.22
1848.21	3.43	184.92	-583.70	-255.16	1681.63	.79	637.04
1876.83	2.81	185.27	-585.26	-255.29	1710.21	.66	638.51
1905.28	2.46	187.73	-586.56	-255.44	1739.63	.40	639.76
1934.02	2.55	188.09	-587.80	-255.61	1767.34	.09	640.97
1991.40	2.55	187.38	-590.33	-255.96	1824.66	.02	643.43
2075.70	2.64	187.03	-594.18	-256.34	1908.88	.03	647.11
2161.19	2.46	186.68	-597.96	-256.79	1994.29	.06	650.76
2247.04	2.46	195.47	-601.56	-257.50	2080.06	.13	654.35
2331.96	2.37	199.69	-604.98	-258.58	2164.90	.07	657.91
2421.82	2.11	201.09	-608.27	-259.80	2254.69	.09	661.41



Horizontal Distance (meters)



VERTICAL SECTION

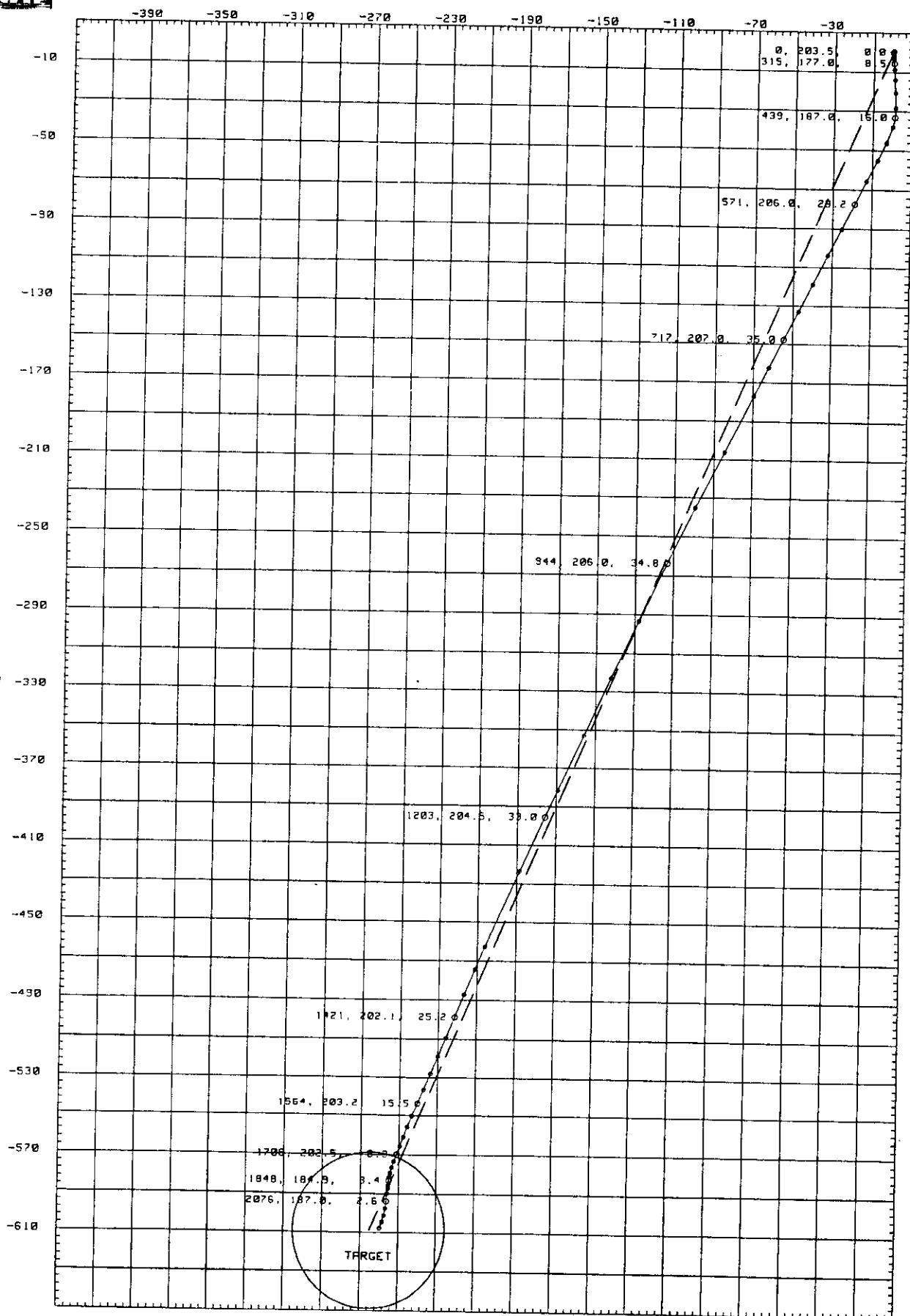
Date: 1 Jul 1987
Company: AGIP SpA
Well: PENNINA 2

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 7

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 8½" hole section only.

The first tool (1589-1) suffered a microprocessor failure after 101 circulating hours at 2173 metres. Drilling continued until bit wear was considered sufficient and the tool was replaced by 1596-2 when tripping.

The missing Resistivity data was logged by reaming while tripping into the well. Good log resolution was achieved throughout this hole section except for two 3 metre gaps caused by computer "crashes". These were caused by excessive fluctuations in rig power supply. No other problems were encountered.

This was the final well of the Pennina field on which Teleco MWD services were used. Since rates of penetration were not greater than 30 metres/hour a high data density resistivity log was obtained.

A comparison of logs for the four wells on which MWD was used indicates a variation in GWC (Gas/water contact) vertical depths of less than 1 metres. It is notable that wireline log depths varied by upto 5 metres from wireline to wireline log and from wireline to MWD log.



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

MAINTENANCE REPORT

EQUIPMENT DESCRIPTION: TR2300 Surface decoding and processing equipment (No: 017)

OPERATIONAL PROBLEM: Computer "crashed" on several occasions

FAULT FOUND: None

COMMENTS: This problem occurs because of excessive fluctuations in rig power supply

--oOo--

EQUIPMENT DESCRIPTION: 6¾" Resistivity - directional downhole tool (1589-1)

OPERATIONAL PROBLEM: Tool began transmitting erratic data after 101 circulating hours

FAULT FOUND: Fault in microprocessor

COMMENTS: Drilled ahead and changed out tool at next bit change

--oOo--

EQUIPMENT DESCRIPTION: 6¾" Resistivity - directional downhole tool (1592-2)

OPERATIONAL PROBLEM: None - this tool operated to specification completing the 8½" hole section

FAULT FOUND: -

COMMENTS: -

--oOo--



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

ENGINEER DEPLOYMENT SUMMARY

<u>ENGINEER</u>	<u>DEPARTURE TIME/DATE</u>	<u>RETURN TIME/DATE</u>
G. SODEN	08.30 30.05.87	10.00 02.06.87
J. SKILLINGS	08.30 30.05.87	10.30 07.06.87
N. BEDFORD	10.00 02.06.87	10.30 07.06.87



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

TOOL DEPLOYMENT SUMMARY

<u>TOOL NO:</u>	<u>O.D.</u>	<u>SERVICE TYPE</u>	<u>TOTAL CIRC. HOURS</u>
1589 - 1	6 $\frac{3}{4}$ "	RES - DIR	101.0
1596 - 2	6 $\frac{3}{4}$ "	RES - DIR	23.0



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MUD PROPERTIES LISTING

DATE:	31.05.87	01.06.87	02.06.87	03.06.87	04.06.87
TIME:	06.00	06.00	06.00	06.00	06.00
DEPTH:	1405	1672	1886	2057	2255
MW:	1.250	1.250	1.270	1.270	1.270
PV:	11	15	14	13	14
YP:	4	7	6.5	5	7.5
GELS:	1/7	1/7	1/7	1/7	1/7.5
FILTRATE:	5.4	4.8	4.6	4.6	4.8
CHLORIDES:	4.6	5.24	5.84	5.84	5.24
pH:	11	10	10	10	10
SOLIDS:	15	15	15	16	16
SAND:	TRACE	TRACE	TRACE	TRACE	TRACE
OIL:	-	-	-	-	-
WATER:	85	85	85	84	84



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MUD PROPERTIES LISTING

DATE:	05.06.87				
TIME:	06.00				
DEPTH:	2315				
MW:	1.270				
PV:	14				
YP:	6.5				
GELS:	1/7				
FILTRATE:	4.8				
CHLORIDES:	5.24				
pH:	10				
SOLIDS:	16				
SAND:	TRACE				
OIL:	-				
WATER:	87				



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

RESERVOIR FLUID DETERMINATION



MWD LOG REPORT

MWD Formation Evaluation Services began below the 9 $\frac{5}{8}$ " 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. ROPs (Rates of penetration) throughout this hole section were very responsive to lithology and consequently very variable, from 1.5 to 13 min/m. Despite the higher ROPs, a detailed log was produced. A tool failure occurred at 2173m and as a result some 142 metres was reamed for a complete log of this hole section on the subsequent run.

Run No: 1 (1346m - 1886m)

From the 9 $\frac{5}{8}$ " casing shoe to 1398m (1246m TVD) the resistivity curve showed a decreasing trend from 3.5 ohm-m to approximately 3.0 ohm-m. This was characteristic of the Argille Del Santemo Formation which consisted predominantly of Claystones.

From 1398m the resistivity response became much more variable, reflecting the mixed Claystone-Sand lithology of the Upper Pliocene Carrasai Formation. A shale trend line was noticeable, decreasing from 3.1 ohm-m at 1429m to 2.7 ohm-m at 1580m and increasing slightly to 2.9 ohm-m from 1660m onwards. Seven or eight major sand bodies were drilled during this bit run - all but two being water-saturated with minimum resistivities of 1.25 ohm-m. The two gas-saturated sands were encountered at 1795m - 1799m (Pennina level 15) and 1835m - 1838 (Pennina level 14) with resistivity peaks of 9 ohm-m and 6.1 ohm-m respectively.

From 1848 the resistivity response was much more steady at approximately 2.8 ohm-m indicative of a thick Claystone sequence. This was relieved only by a 4.5 ohm-m resistivity peak from 1876 - 1878m - Pennina level 13 gas sand.

Run No: 2 (1886m - 2315)

The thick Claystone sequence seen at the end of the previous run continued to 1947m (1779m TVD). At this depth resistivity response again became variable - from a 1.7 ohm-m minimum in water-saturated sands to 2.9 ohm-m in thick Claystone sections to a maximum of 25 ohm-m in a gas-saturated sand. Pennina levels 12, 11, 10, 9, 8 and 7 were drilled during this run - all gas-saturated. At 2173m the tool stopped transmitting and drilling was continued to 2315m.

Run No: 3 (2315m - 2434m)

Reaming of the previously drilled section was carried out to obtain a complete MWD resistivity log. The log response was similar to the previous run with Pennina levels 6, 5, 4, 3 and 2 being recorded whilst reaming - all being gas-saturated. A decrease in ROP and slight change in resistivity trend at 2331m marked the base of the M. Pliocene Carrasai Formation.

From 2331m (2163m TVD) resistivity values were less variable (3.3 to 3.6 ohm-m) with peaks up to 4.1 ohm-m marking thin gas sands within a thick Claystone sequence. A peak of 15 ohm-m at 2362m marked the top of Pennina level 1. Drilling continued to 2434m through similar Claystones to those above Pennina level 1 gas zone when 7" casing was set.

4.5 FANGO DI PERFORAZIONE



WELL SUMMARY

DATE: Giugno 1987

RAPPORTO FINALE

PENNINA 7 DIR

COMPANY AGIP S.p.A.

ADDRESS San Donato Milanese

WELL PENNINA 7 DIR.

LOCATION OFFSHORE ADRIATICO

PREPARED BY
A. Costa
W. D'Emilio

- 8 FEBBRAIO 1987 Spostamento impianto da Pennina 6 dir. a Pennina 7 dir. Montaggio testa pozzo. Discesa con bit 26". Lavaggio CP fino a 176 mt. Infangato pozzo. Estrazione bit. Discesa con bit 17". Perforazione. Diluizione del sistema attivo per controllo peso. Desilter in moto.
- 9 Perforazione fino a 248 mt. Da 248 a 398 mt. Jetting. Diluizione del sistema attivo per controllo peso. Trattamenti con bentonite per controllo viscosità. Desilter sempre in moto. Scartati 30 mc di fango.
- 10 Perforazione fino a 403 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa. Al fondo circolazione 1.30 hr. Estrazione bit. Discesa csg 13"3/8 con scarpa a 399 mt. Cementato con 46 mc di malta a 1500 g/l + 36 mc di malta a 1900 g/l. Spiazzato con 1.5 mc di fango. W.O.C. Smontaggio diverter. Scartati 40 mc di fango.
- 23 MAGGIO 1987 Fine W.O.C. su Pennina 2 dir. Lavori BOP + testa pozzo. Test vari. Disceso tbg 2"7/8. Skiddaggio impianto su Pennina 7 dir. Lavori BOP.
- 24 Montaggio BOP. Formata nuova batteria e RIH a 379 mt. Test BOP. Fresaggio cemento da 390 a 399 mt. Perforazione con jetting + circolazione + survey intermedi in argilla e sabbia.
- 25 Perforato da 435 a 645 mt. in argilla. Perforazione con jetting + circolazione + survey intermedi. Manovra short trip in scarpa.
- 26 Perforato da 645 a 894 mt. in argilla e sabbia. RIH formando nuova batteria. Perforazione con survey intermedi. Manovra short trip con forzamenti di 10 ton. max.



DAILY OPERATIONS LOG

- 27 MAGGIO 1987 Perforato da 894 a 1152 mt. in argilla. Perforazione con survey intermedi. Circolazione. Short trip in scarpa.
- 28 Perforato da 1152 a 1346 mt. in argilla. Circolazione con short trip e survey intermedi.
- 29 Estrazione bit. Logs elettrici. Discesa al fondo con bit. Circolazione 1.5 hr. Estrazione bit.
- 30 Discesa csg 9"5/8 con scarpa a 1343 mt. Collare a 1317 mt. Cementato con 24 mc di malta a 1500 + 22 mc di malta a 1900 g/l. Spiazzato con 51 mc di fango. Scartati 3 mc di fango contaminato. W.O.C. Lavori testa pozzo.
- 31 Montaggio BOP. Prove BOP. Discesa con bit 8"1/2. Fresaggio cemento. Perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene e CMC LV. Desilter in moto.
- 1 GIUGNO 1987 Perforazione fino a 1488 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa. Perforazione fino a 1630 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa. Perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con CMC LV e Spersene.
- 2 Perforazione fino a 1772 mt. Circolazione. Controllo foro. Al fondo perforazione fino a 1886 mt. Circolazione. Controllo foro. Al fondo . Circolazione. Estrazione bit. In perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con CMC LV + Spersene.
- 3 Manovra per cambio bit e BHA. Perforazione fino a 2030 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa. Al fondo. Perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene.

- 4 GIUGNO 1987 Perforazione fino a 2173 mt. Circolazione. Controllo foro. Perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene. Desilter e centrifughe sempre in moto.
- 5 Perforazione fino a 2315 mt. Circolazione. Controllo foro. Al fondo circolazione. Manovra per cambio scalpello. Discesa al fondo. Ripasso foro da 2160 a 2315 mt. per registrazione con MWD. Leggera diluizione del sistema attivo. Trattamento con CMC LV e Spersene.
- 6 Perforazione fino a 2434 mt. Calo pressione. Estrazione bit per controllo batteria. In perforazione diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene.
- 7 Discesa al fondo. Circolazione 1 ora. Estrazione con aste piene per controllo drill string. Wash out alla 51 lunghezza. Pozzo a disposizione Schlumberger. Discesa al fondo con bit. Circolazione in corso.
- 8 Circolazione. Estrazione bit. Pozzo a disposizione Schlumberger. Discesa cambio bit. Circolazione 1 ora. Estrazione bit. Preparativi per tubaggio. Discesa csg 7" in corso.
- 9 Discesa csg 7" a 1695 mt. Scarpa a 2430 mt. Collare a 2392 mt. Cementato con 22 mc di malta. Spiazzato con 49 mc di fango. W.O.C. Smontaggio testa pozzo.
- 10 Montaggio testa pozzo. Sdoppiaggio aste 5".



DAILY MUD PROPERTIES

[illegible]

PENNINA 7 DIR



DAILY MATERIALS CONSUMPTION

[illegible]

1406 -545-1.8

[illegible]

4.6 RAPPORTI DI TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

POZZO

PENNINA 7 Dir

Terra ☐:Mare ☒

Foro Ø 17 1/2

"Colonna 13^{3/8}"

Cementazione da m. 39.9 a m. 30 ; Colonna ☒; 1° Stadio ☐; 2° Stadio ☐; Liner ☐; Tie back ☐

DATI GENERALI

PTR ÷ livello mare 89 m; PTR ÷ quota housing m; PTR ÷ fondo mare 102 m; PTR ÷ quota hanger m;

PTR ÷ flangia base m

Profondità: misurata 403 m; verticale 401 m; KOP a 246 m

Inclinazione max $14\frac{3}{4}$ ° a 391 m; caliper da log ☐ no ☐ si ☐ tipo

Diametro medio del foro $\varnothing$; scarpa colonna precedente $\varnothing$ C.P. 30" a m. 184

BHT da log dopo ore dall'ultima circolazione °C

Gradienti in atm/10 m { Sottoscarpa colonna precedente: dei pori 1.03 di fratturazione
Fondo pozzo : dei pori 1.03 di fratturazione 1.53

PROFILO COLONNA

Colonna	Peso lbs/ft	Grado	Filetto tipo	Coppia serr. lbs-ft	Tubi n°	da m	a m
13 ³ / ₈	6 1/2	J 55	BTA	10500	33	399	P.T.R.

Controllo non distruttivo tipo ; trattamento anticorrosivo tipo ; grasso tipo 16/CA

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

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa	marca	HALL BURTON	tipo	SUPER SEAL	a m	399
Collare	marca	—	tipo	—	a m	—
DV	marca	—	tipo	—	a m	—

		Centralizzatori		Raschiatori	
installazione	marca <u>WEATHER FORD</u>	marca	marca	marca	marca
	tipo <u>ST III</u>	tipo	tipo	tipo	tipo
	n° <u>15 + 3 LAM. VE</u>	n°	n°	n°	n°
	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m
	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m
	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m
	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 WEATHER FORD tipo n° 15

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

[illegible]

Compilatori

POZZO PENNINA 7 DIR Terra ☐; Mare ☒; Foro $\varnothing$ 12 1/4 "Colonna $\varnothing$ 9 5/8 "

Cementazione da m 1343 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 1346 m; verticale 1201 m; KOP a 405 m

Inclinazione max 35 1/2 ° a 745 m; caliper da log no ☐ sì ☒ tipo SHDT

Diametro medio del foro $\varnothing$; scarpa colonna precedente $\varnothing$ 13 3/8 a m 399

BHT da log dopo ore dall'ultima circolazione °C

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

PROFILO COLONNA

Colonna $\varnothing$	Peso lbs/ft	Grado	Filetto tipo	Coppia serr. lbs-ft	Tubi n°	da m	a m
<u>9 5/8</u>	<u>43,5</u>	<u>JSS</u>	<u>BTC</u>	<u>8000</u>	<u>107</u>	<u>1342</u>	<u>0</u>

Controllo non distruttivo tipo; trattamento anticorrosivo tipo; grasso tipo

Controllo tenuta filetti: serraggio sì ☐ no ☒; pressione sì ☐ no ☒

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa marca BAKER tipo BALL-VALVE a m 1342
Collare marca II tipo II a m 1317
DV marca tipo a m

Installazione	Centralizzatori			Raschiatori		
	marca <u>WEATHERFORD</u>	marca	marca <u>WEATHERFORD</u>	marca	marca	marca
	tipo <u>SP II</u>	tipo	tipo	tipo	tipo	tipo
	n° <u>85</u>	n°	n° <u>18</u>	n°	n°	n°
<u>2 CPM</u> <u>C1</u> <u>C5</u>	da m <u>1343</u> a m <u>1303</u>	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m
	da m <u>1303</u> a m <u>387</u>	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m
	da m <u>387</u> a m <u>89</u>	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m
	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m
	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m

Stop collars marca WEATHERFORD tipo JSH n° 94

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

Fluidi	Tipo	Densità kg/l	Visc. API	600	300	Lecture Fann g.p.m.			6	3	V. app.	V.P.	Y.V.	Gels 10"/10'	K'	n'	pH	NaCl g/l
Fango	<u>LS</u>	<u>1,28</u>	<u>40</u>															
Cuscino	<u>H₂O</u>																	
Malta 1	<u>Gel-Cem</u>	<u>1,5</u>																

Malta 2 NORM. 1,9

SUCCESSIONE OPERATIVA:

Tubaggio iniziato alle ore 08⁰⁰ del 30/5/87 terminato alle ore 11⁰⁰ del 30/5 velocità discesa 45 sec/tubo
 Prova circolazione valvola si ☒ no ☐
 Circolazione intermedie: min a m; min a m; min a m; min a m
 Circolazione di fondo: inizio ore 11⁰⁰ fine ore 11³⁰; portata 2000 l/min; pressione atm
 Reciprocazione colonna: si ☒ no ☐ inizio ore 11⁰⁰ fine ore 11³⁰
 Inner string si ☐ no ☐ Tappi ☒ ☒ Marca HALLIBURTON tipo STANDARD
 Cuscino separatore: volume 3 m³; altezza 100 m; tempo contatto min

Confezione malta { diretta ☒ con ricircolazione ☐ tipo
 1° malta durata 25 min; 2° malta durata 20 min
 spiazzamento malta con 51,1 m³ di FANGA durata totale 30 min; pressione finale 56 atm.

	Tempo min	Volume m ³	Portata l/min	Pressione atm	Note
Andamento pressioni		6	2500	38	he malta esce dalle scarpe he malta raggiunge l'equilibrio P finale
		28	2500	80	
		50	500	56	

Contatto tappi: si ☒ no ☐; prova tenuta colonna 140 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 "G"
 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	1,5	17		+ 3% BENIDITE
2° malta	22	1,9	29,2		

Compagnia cementazione DOWELL n° 1276 ticket operaz. Operatori CARAPELLA
 Unità di cementazione: n° 1 tipo n° utilizzate
 Registrazioni: volume ☐ portata ☐ densità ☐ pressione ☐
 Impianto di perforazione tipo OIL WELL 3000 Contrattista SAIPEM

OSSERVAZIONI:
 A giorno 3 m³ fango contaminato
 Operazione tecnicamente riuscita

Operazione	Personale AGIP presente	dal giorno	ore	al giorno	ore
Tubaggio	Mouti - Pettinari - he Kaeche				
Cementazione	"				

Data

30/5/87

Compilatori

Pettinari he

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

Cementazione da m 2430 a m 890; 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 2434 m; verticale 2267 m; KOP a m

Inclinazione max 35.12° a 745 m; caliper da log no ☐ sì ☒ tipo SHAR

Diametro medio del foro $\varnothing$; scarpa colonna precedente $\varnothing$ 9 5/8 a m 1342

BHT da log dopo ore dall'ultima circolazione °C

Gradienti in atm/10 m { Sottoscarpa colonna precedente: dei pori 0.3 di fratturazione 1.25
Fondo pozzo : dei pori 0.8 di fratturazione 1.15

PROFILO COLONNA

Colonna $\varnothing$	Peso lbs/ft	Grado	Filetto tipo	Coppia serr. lbs-ft	Tubi n°	da m	a m
<u>7</u>	<u>23</u>	<u>N 80</u>	<u>ANTARES</u>	<u>4600</u>	<u>132</u>	<u>0</u>	<u>1659</u>
<u>7</u>	<u>29</u>	<u>N 80</u>	<u>BTR</u>	<u>8500</u>	<u>61</u>	<u>1659</u>	<u>2430</u>

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

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

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa marca HALL BORTON tipo SUP. SEAL FLOAT VALVE a m 2430

Collare marca HALL BORTON tipo h a m 2391

DV marca tipo a m

Installazione	Centralizzatori		Raschiatori	
	marca <u>WEATHERFORD</u> tipo <u>SPJ</u> n° <u>128</u>	marca tipo n°	marca <u>WEATHERFORD</u> tipo <u>CTIA</u> n° <u>46</u>	marca tipo n°
<u>2CPPM</u>	da m <u>2430</u> a m <u>2392</u>	<u>2CPP</u> da m <u>1961</u> a m <u>1948</u>	da m a m	da m a m
<u>2CPP</u>	da m <u>2379</u> a m <u>2354</u>	<u>2CPP</u> da m <u>1885</u> a m <u>1860</u>	da m a m	da m a m
<u>2CPP</u>	da m <u>2316</u> a m <u>2292</u>	<u>2CPP</u> da m <u>1834</u> a m <u>1809</u>	da m a m	da m a m
<u>2CPP</u>	da m <u>2279</u> a m <u>2227</u>	<u>2CPP</u> da m <u>1797</u> a m <u>1784</u>	da m a m	da m a m
<u>2CPP</u>	da m <u>2201</u> a m <u>2138</u>	<u>2CPPM</u> da m <u>1784</u> a m <u>1772</u>	da m a m	da m a m
<u>2CPP</u>	<u>2086</u> - <u>2033</u>	<u>C1</u> <u>2430</u> <u>1296</u>		
<u>2CPP</u>	<u>2013</u> - <u>2000</u>	<u>CA</u> <u>1296</u> <u>892</u>		
<u>2CPP</u>	<u>1987</u> - <u>1974</u>			

Stop collars marca WEATHERFORD tipo JSN n° 268

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	<u>LS</u>	<u>1.28</u>	<u>40</u>													
Cuscino	<u>SPIN-B3000</u>	<u>1.6</u>														
Malta	<u>NORM.</u>	<u>1.9</u>														

SUCCESSIONE OPERATIVA:

Tubaggio iniziato alle ore **02³⁰** del **08/06/87** terminato alle ore **14³⁰** del **08/06** velocità discesa sec/tubo
Prova circolazione valvola si ☒ no ☐
Circolazione intermedia: min **30** a **570** m; min a m; min a m
Circolazione di fondo: inizio ore **14³⁰** fine ore **15³⁰**; portata **2000** l/min; pressione atm
Reciprocazione colonna: si ☒ no ☐ inizio ore **14³⁰** fine ore **15³⁰**
Inner string si ☐ no ☐ Tappi ☒ ☒ Marca **HALLIBURTON** tipo **STANDARD**
Cuscino separatore: volume **3** m³; altezza **100** m; tempo contatto min
Confezione malta { diretta ☒ con ricircolazione ☐ tipo
1° malta durata min; 2° malta durata min
spiazzamento malta con **48.3** m³ di **FANCO** durata totale **45** min; pressione finale **106** atm.

Andamento pressioni	Tempa min	Volume m³	Portata l/min	Pressione atm	Note
		27	2100	105	la malta esce dalle scarpe la malta in equilibrio P finale
		35	2100	130	
		48.3	300	106	

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

	Volume m³	Densità kg/l	Cemento t	% Correttivi
Premalta				
1° malta	22	1.9	29	0.8% D.603 + 0.8% D.80 + D.47
2° malta				

Compagnia cementazione **DOWELL** n° **1411** ticket operaz. Operatori **CARAPILLA**
Unità di cementazione: n° **1** tipo n° **1** utilizzate
Registrazioni: volume ☐ portata ☐ densità ☐ pressione ☐
Impianto di perforazione tipo **OIL WELL 3000** Contrattista **SAIPEM**

OSSERVAZIONI:

Operazione tecnicamente riuscita

Operazione	Personale AGIP presente	dal		al	
		giorno	ore	giorno	ore
Tubaggio	Monti - Pettinari - Senese - Leone				
Cementazione	"				

Data **08/06/87**

Compilatori **Pettinari**

pozzo: PENNINA 7 DIR

Joint venture: AGIP-SELM-SP|

_____ relazione finale _____

_____ Ortona GENNAIO 89 _____

_____ Compilato: M. CAPORALI _____

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 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

PARTI 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' 54".720 N
LONG 14° 09' 38".036 E

4.1.1 TEMPI DI ATTIVITA'

Inizio (Lavaggio C.P.+ Ribattitura C.P.)	ore 05.30	del 28*01*87
Fine	ore 16.00	del 29*01*87
Inizio fase 17"1/2	ore 08.00	del 07*02*87
Fine	ore 09.00	del 10*02*87
Inizio fase 12"1/4 + 8"1/2	ore 02.00	del 23*05*87
Fine	ore 14.00	del 10*06*87
Inizio commessa produzione		15*06*87
Inizio fase Completamento	ore 14.00	del 17*07*87
Fine	ore 04.00	del 28*07*87

TOTALE GIORNI IMPIANTO = 33 GG. + 13.5 ORE

4.1.2 RIPARTIZIONE TEMPI

	ore	%
A) PERFORAZIONE	345.50	42.89
C) TUBAGGIO	91.00	11.30
F) LOGS ELETTRICI	32.50	4.03
G) PROVE DI STRATO E COMPL.	178.00	22.10
H) DEVIAZIONE	12.50	1.55
I) APPARECCH.DI SICUREZZA	47.00	5.83
M) SPOSTAMENTO IMPIANTO	4.00	0.50
N) VARIE	35.50	4.41
O) RIPARAZIONE E MANUT.	6.00	0.74
P) ATTESA	53.50	6.64

805.50	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. 184

Disceso Bit 26" a mt.120. Lavato C.P. (precedentemente battuto fino a mt.154.5) da mt.120 a mt. 150.
Reintegrato C.P. e battuto nuovamente fino a mt.184.

4.2.2 FORO 17"1/2 A MT. 403 (Vert.mt.401)

Montato diverter 29"1/2 e provato funzionalita'.
Con bit 26" lavato interno C.P. fino a mt.178.
Spiazzato acqua di mare con fango.
Con bit 17"1/2 perforato in verticale fino a mt.246. (K.O.P.)
Da mt.246 iniziato deviazione ed avanzato fino a mt.403.
A mt.391 il pozzo aveva 14°3/4 in direzione S 2 E.
Batteria: Bit+NB+O. Sub+MONEL+2DC+Stab+9DC+15HW
Fango: FW-GE 1160*49

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso casing 13"3/8 -J55-61#BTA, con scarpa atta a ricevere lo stinger a mt.399.

Equipaggiamento colonna: C-1 da mt.399 a mt.265
C-2 da mt.265 a mt.158
C-4 da mt.158 a mt. 30

Con stinger cementato colonna con 46 mc. di malta a d=1520 gr/lt. confezionata con 330 q.li di Cemento "G"+3%Bentonite seguita da 36 mc. di malta a d=1900 gr/lt. confezionata con 476 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.1346 (Vert.1202 mt.)

Ripreso perforazione con bit 12"1/4 ed avanzato incrementando l'angolo fino a mt.750 ca. dove si avevano circa 35°1/2 in direzione S 27 W.

Perforato mantenendo piu' o meno costante l'angolo fino a
mt.1346 dove si avevano $32^{\wedge}1/4$ in direzione S 24 W.
Batteria: in funzione della deviazione
Fango:FW- LS 1270 X 40

LOGS ELETTRICI

Registrato: BHC-DIL-GR da mt.1346 a mt.399
SHDT " " 1346 " " 399

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso casing 9"5/8-J55-43.5# BTA con scarpa a mt.1342.
Equipaggiamento colonna: 2CPPM da mt.1342 a mt.1300
C1 da mt.1300 a mt. 399
C5 " " 399 " " 30

Cementato colonna con 24 mc. di Gel-cemento a d=1500gr/lt.
confezionato con 170 q.li di Cemento "G"+3% Bentonite
seguito da 22 mc. di malta a d=1900 gr/lt. confezionata
con 292 q.li di Cemento "G".
Contatto tappi a 100 atm.

TESTA POZZO E COLLAUDI

Attesa presa cemento : 7.30 ore
Incuneato colonna con 55 ton.
Montato 2^Elemento inflangitura 13"5/8 *3000-11"*5000 e
provato a 140 atm.
Rimontato BOP stack 13"5/8*10000
Provato tenuta BOP: Ganasce cieche a 70 Atm.
Ganasce Sagomate a 210 Atm.
Hydril a 30 e 100 Atm.
Condotte di superficie a 210 Atm.

4.2.4 FORD 8"1/2 A MT. 2434 (Vert.mt.2267)

Ripreso perforazione con bit 8"1/2 diminuendo l'angolo
ed avanzato controllando deviazione con MWD fino a mt. 2434.
A mt.2422 l'angolo era di $2.1^{\wedge}$ in direzione S 21.1^W.
Durante la perforazione, frequenti circolazioni per presenza
di Gas.
Batteria: In funzione della deviazione.
Fango: FW-LS 1270*40

LOGS ELETTRICI

Registrato: DIL-SLS-GR da mt.2434 a mt.1343
SHDT " " 2434 " " 1343
LDL-CNL-GR " " 2434 " " 1343
Dopo i primi due Logs eseguito candelata con Bit.

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso CSG 7" N80-29# BTA con scarpa a mt. 2430.
Profilo CSG.: 7" - N80 - 29# BTA da mt.2430 a mt.1659
7" - N80 - 23# ANT. " " 1659 " " 0
Equipaggiamento colonna: 2CPPM da mt.2430 a mt.2392
" " 1784 " " 1772

2CPP " " 2379 " " 2354
" " 2316 " " 2292
" " 2279 " " 2227
" " 2201 " " 2138
" " 2086 " " 2038
" " 2013 " " 2000
" " 1987 " " 1974
" " 1961 " " 1948
" " 1885 " " 1860
" " 1834 " " 1809
" " 1797 " " 1784

C1 da mt. 2430 a mt.1296 negli intervalli mancanti

C4 " " 1296 " " 892

Cementato colonna con 292 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 = 11 ore.
Incuneato colonna con 48 ton.
Inflangiato corpo superiore 11"*7"1/16*5000 e provato
a 200 atm.
Discesq 30 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.2392.

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

Registrato: CBL-VDL-CCL-GR da mt. 2392 a mt.850.

Top cemento a mt.895.

Eseguito RFT a mt.1949 (Vert.1782.3) P=186 atm.(grad.=1.044)

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

da mt.	2364.00	a	mt	2372.00
" "	2237.50	" "	" "	2239.50
" "	2233.50	" "	" "	2235.50
" "	2228.00	" "	" "	2231.00
" "	2073.00	" "	" "	2078.00

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

da mt.	2174.50	a	mt.	2178.50
" "	2056.00	" "	" "	2061.50
" "	1948.00	" "	" "	1951.00

Disceso bit + Scraper fino a mt.2392.

Circolato e aggiunto 0.1% DODIGEN al brine.

Disceso TBG 2"3/8 P105 per doppio completamento selettivo controllando torsione con "JAM" e tenuta idraulica con "HOLD".

Smontato BOP e montato croce.

Spiazzato string corta con 4.2 mc.di Acqua Dolce.

Spiazzato string lunga con 4.6 mc. " " "

Fissato Packers RH a mt. 2146 , 2211 , 2247.

Fissato Packers RDH a mt. 1930 , 1997 , 2067.

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

Spurgato string corta e lunga.

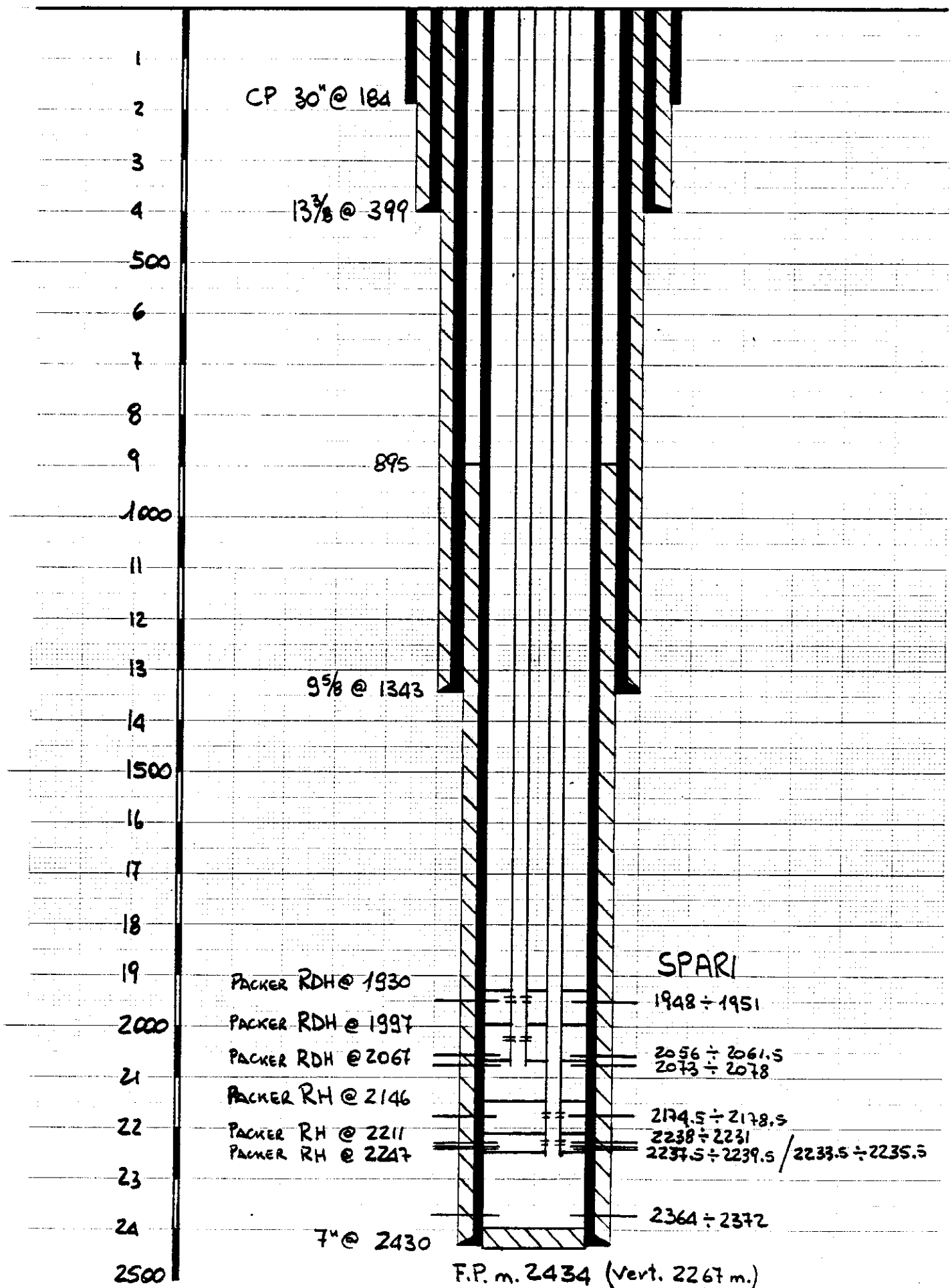
Fissato mandrino OTIS"X" 2"+ tappo "D" a mt.498 su string lunga e a mt. 475 su string corta.

Montato B.P.U.

Rilasciato impianto per fine lavori.

POZZO: PENNINA 7D

SITUAZIONE ATTUALE

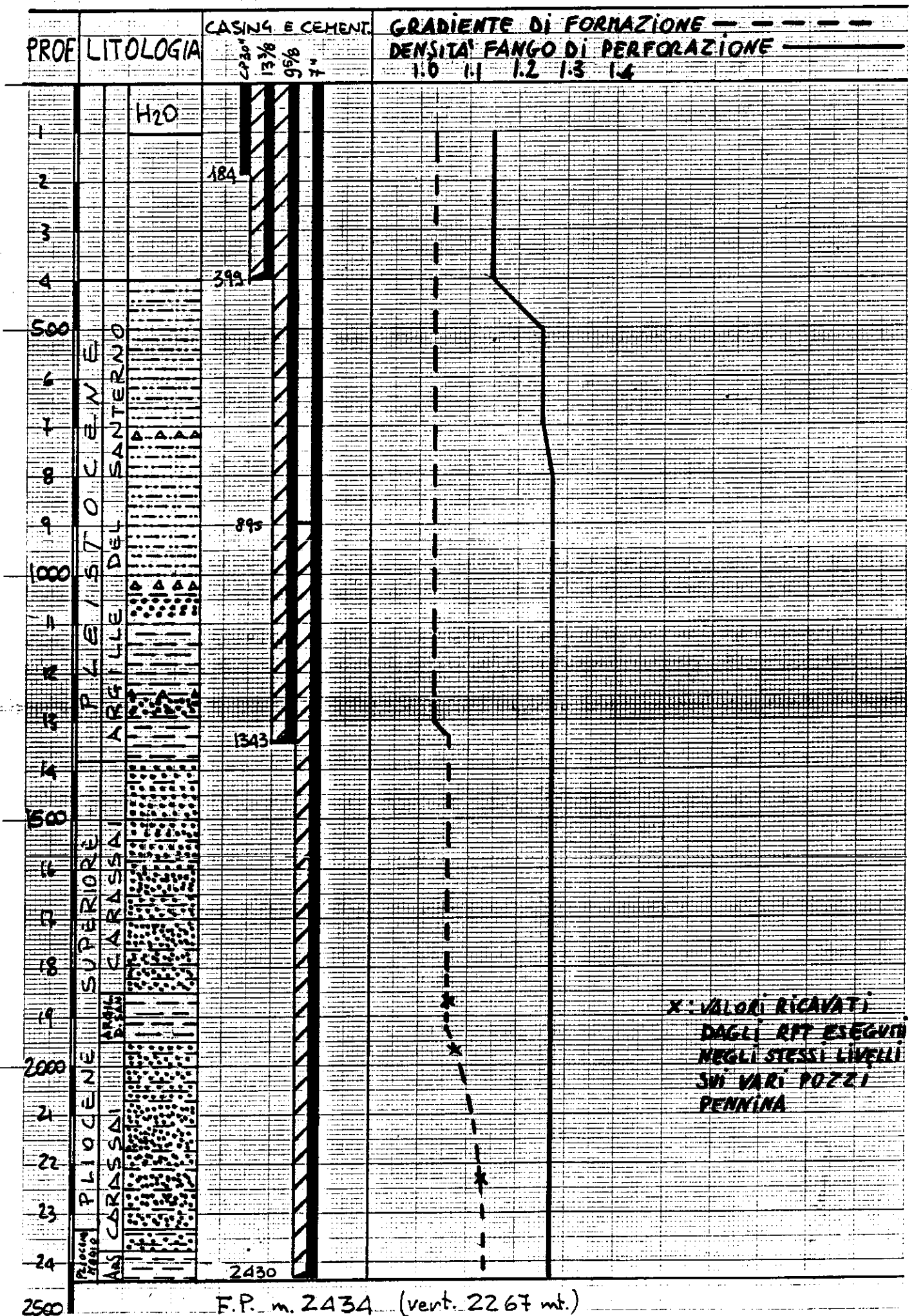


POZZO: PENNINA 7 D

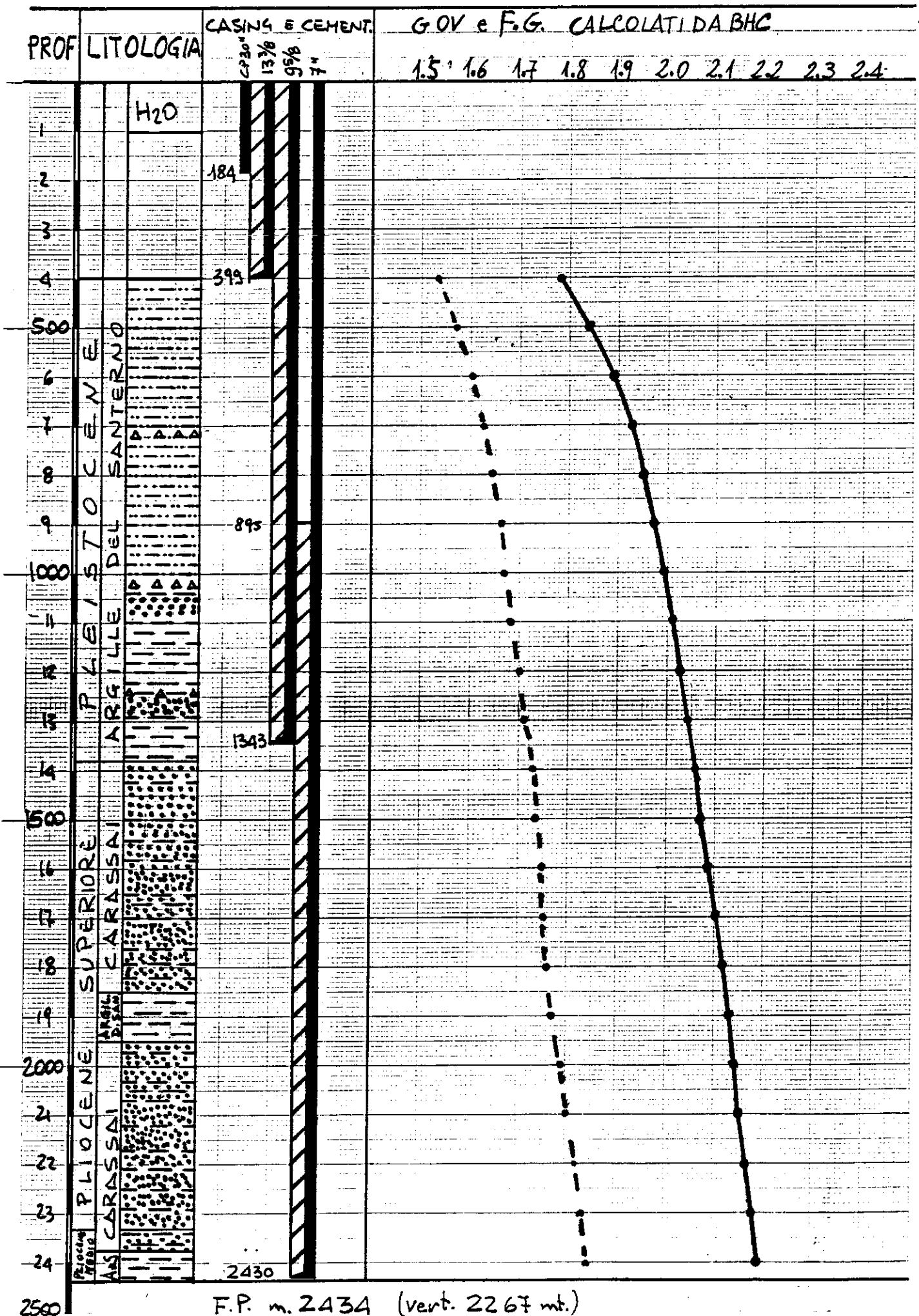
PROF	LITOLOGIA	CASING E CEMENT. m 13% 95% 7%	FANGO DI PERF.	DIFFICOLTA' DI PERF.
1	H ₂ O			
2		184		
3				
4		399	F.W-GE 1160	
500				
6	PLEISTOCENE			
7	ARGILLE DEL SANTERNO			
8				
9		895		
1000				
11				
12				
13		1343	F.W-L S 1270	
14				
1500				
16	PIOCENE SUPERIORE			
17	CARASSAI			
18				
19	ARGIL. BASSA			
2000				
21	PIOCENE			
22	CARASSAI			
23			F.W-L S 1270	
24	Arg. Basso	2430		
2500				

F.P. m. 2434 (vert. 2267 mt.)

POZZO : PENNINA 7 D



POZZO : PENNINA 7 D



4.3 ANALISI TEMPI

WELL PENNINA TO RIG OILWELL3000 SAIPEM

	TOTAL		TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)										
	A	B	C	D	E	F	TOTAL	DEFINITION	DAYS	%			
A	178.25	96.50	39.75	4.50	0.00	26.50	345.50	drilling oper	14.40	42.89	*	*	*
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00	*	*	*
C	4.00	32.00	8.00	22.00	0.00	25.00	91.00	casing oper	3.79	11.30	*	*	*
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	32.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	32.50	logging oper	1.35	4.03	*	*	*
G	17.75	88.50	3.50	0.00	0.00	68.25	178.00	testing oper	7.42	22.10	*	*	*
H	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.50	12.50	deviation	0.52	1.55	*	*	*
I	0.00	40.50	0.00	6.50	0.00	0.00	47.00	BOP	1.96	5.83	*	*	*
L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	well abandon	0.00	0.00	*	*	*
M	2.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.00	rig moving	0.17	0.50	*	*	*
N	0.00	0.00	10.00	0.00	25.50	0.00	35.50	other	1.48	4.41	*	*	*
O	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	6.00	maintenance repair rig	0.25	0.74	*	*	*
P	0.00	0.00	0.00	0.00	53.50	0.00	53.50	waiting	2.23	6.64	*	*	*
							HOURS TOTAL = 805.50		DAYS TOTAL = 33.57				

WELL PENNINA TO RIG OILWELL000 SHIPEN

PHASECP30		TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
A	B	C	D	E	F	G	H				
A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.50	0.00	23.50	drilling oper	1.00	23.91
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	spring 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	0.00	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	0.00	testing oper	0.00	0.00
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	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	0.00	well abandon	0.00	0.00
M	0.00	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	9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.00	other	0.38	26.09
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 =								34.50	DAYS TOTAL = 1.44		

WELL PENNING TO RIG DILWELL000 BAIPEN

PHASE17.5		TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
	A	B	C	D	E	F					
A	16.25	7.50	8.25	3.00	0.00	0.00	35.00	drilling oper	1.46	39.33	
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00	
C	0.00	9.00	2.50	3.50	0.00	2.00	17.00	casing oper	0.71	19.10	
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	0.25	6.74	
I	0.00	23.50	0.00	0.00	0.00	0.00	23.50	BOP	0.98	26.40	
L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	well abandon	0.00	0.00	
M	2.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.00	rig moving	0.17	4.49	
N	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	1.00	other	0.04	1.12	
O	0.00	0.00	0.00	0.00	2.50	0.00	2.50	maintenance repair rig	0.10	2.81	
P	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	waiting	0.00	0.00	
HOURS TOTAL =							89.00	DAYS TOTAL =		3.71	

WELL PENNINA 70 RIG DILWELL3000 SAIPEM

PHASE12.25			TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%						
*	A	*	B	*	C	*	D	*					E	*	F	*		
A	60.00	*	31.00	*	17.50	*	1.50	*	0.00	*	0.00	*	110.00*	drilling oper	*	4.58	*	66.27*
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	*	2.50	*	7.50	*	0.00	*	9.00	*	28.00*	casing oper	*	1.17	*	16.87*
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	13.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	13.00*	logging oper	*	0.54	*	7.83*
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	*	5.50	*	5.50*	deviation	*	0.23	*	3.31*
I	0.00	*	1.00	*	0.00	*	6.50	*	0.00	*	0.00	*	7.50*	BDP	*	0.31	*	4.52*
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	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00*	other	*	0.00	*	0.00*
O	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	2.00	*	0.00	*	2.00*	maintenance repair rig	*	0.08	*	1.20*
P	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00*	waiting	*	0.00	*	0.00*
HOURS TOTAL =									166.00	DAYS TOTAL = 6.91								

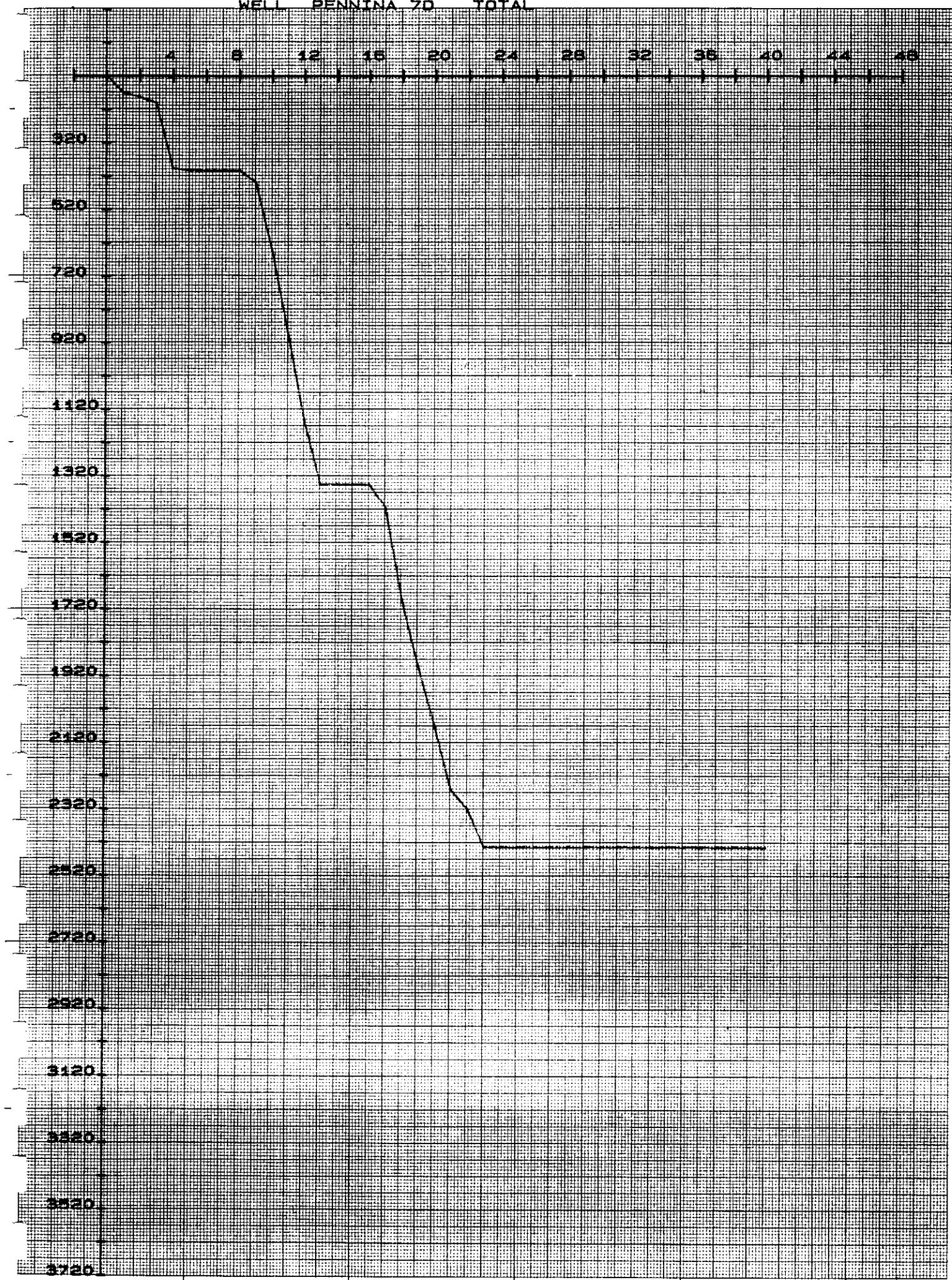
WELL PENNINA TD RIG OILWELL3000 SAIPEM

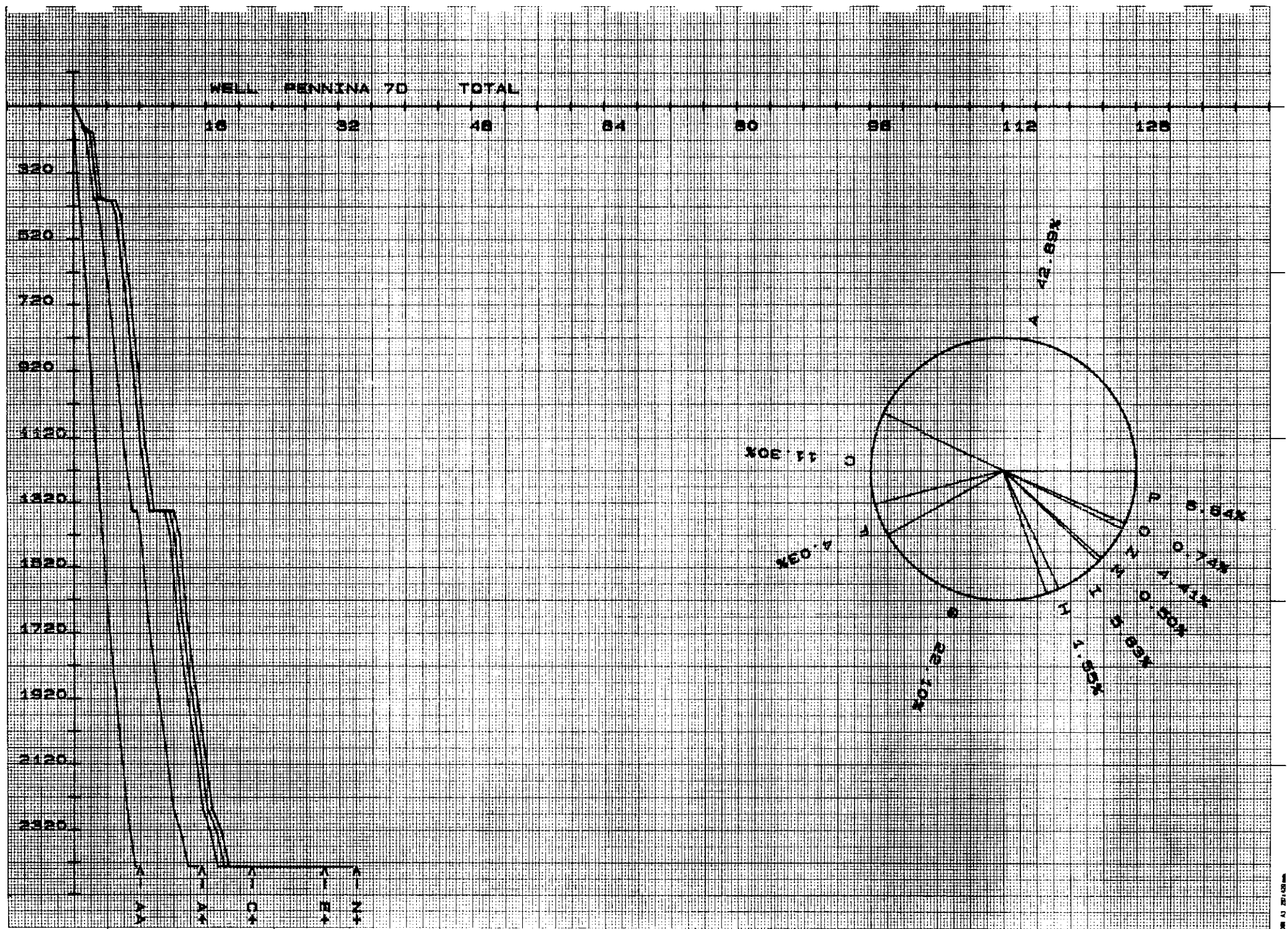
PHASES.5		TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
A	B	C	D	E	F	G	H				
102.00	58.00	14.00	0.00	0.00	1.00			175.00	drilling oper	7.29	63.06
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	coring oper	0.00	0.00
4.00	14.00	3.00	11.00	0.00	14.00			46.00	casing oper	1.92	16.58
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	blowout Kick losses control	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	fishing oper	0.00	0.00
19.50	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			19.50	logging oper	0.81	7.03
0.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00			2.00	testing oper	0.08	0.72
1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			1.00	deviation	0.04	0.36
0.00	12.50	0.00	0.00	0.00	0.00			12.50	BOP	0.52	4.50
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	well abandon	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	rig moving	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.00			20.00	other	0.83	7.21
0.00	0.00	0.00	0.00	1.50	0.00			1.50	maintenance repair rig	0.06	0.54
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	waiting	0.00	0.00
HOURS TOTAL =								277.50	DAYS TOTAL = 11.55		

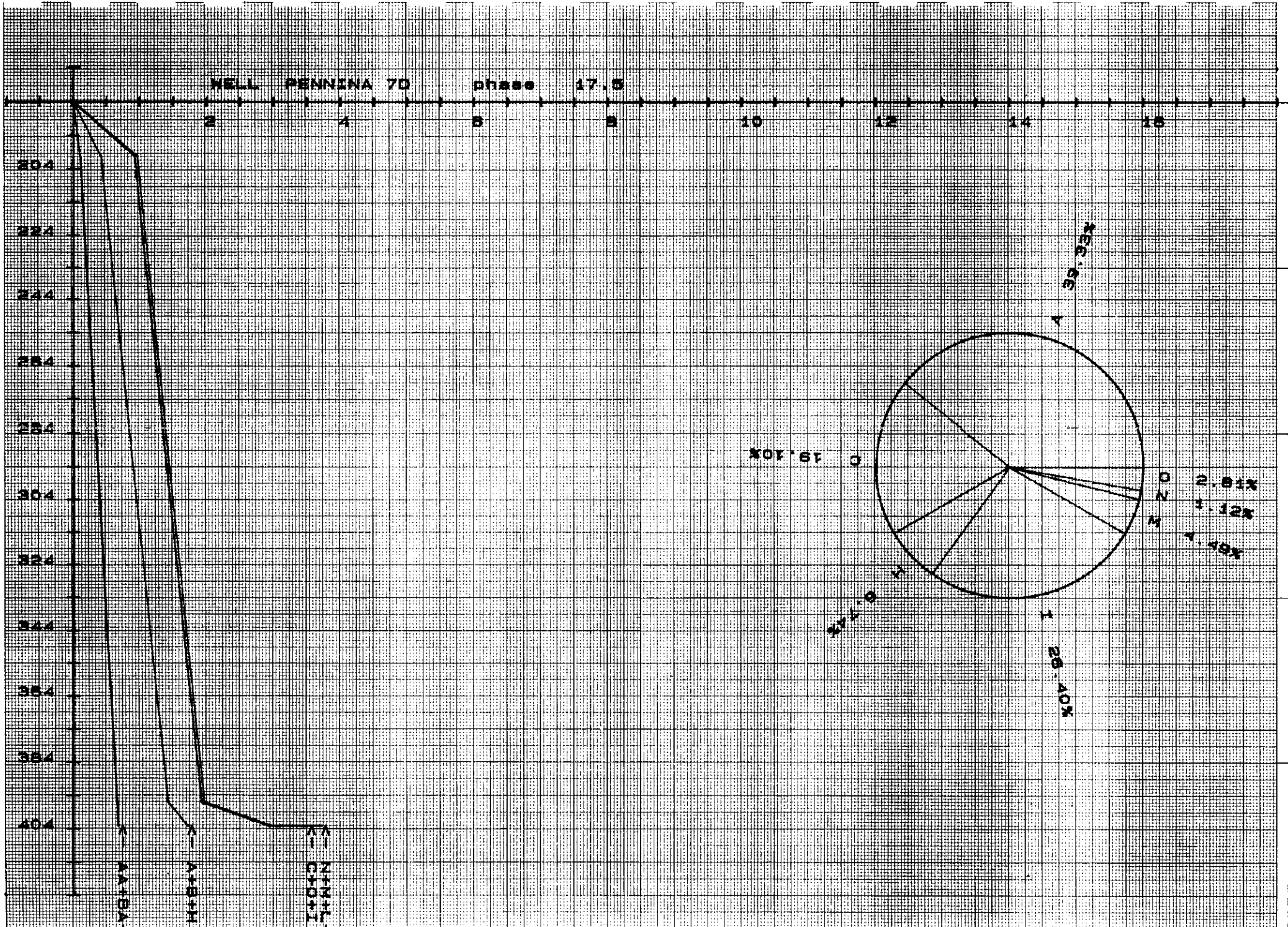
WELL PENNINA 7D RIG OILWELL3000 SAIPEM

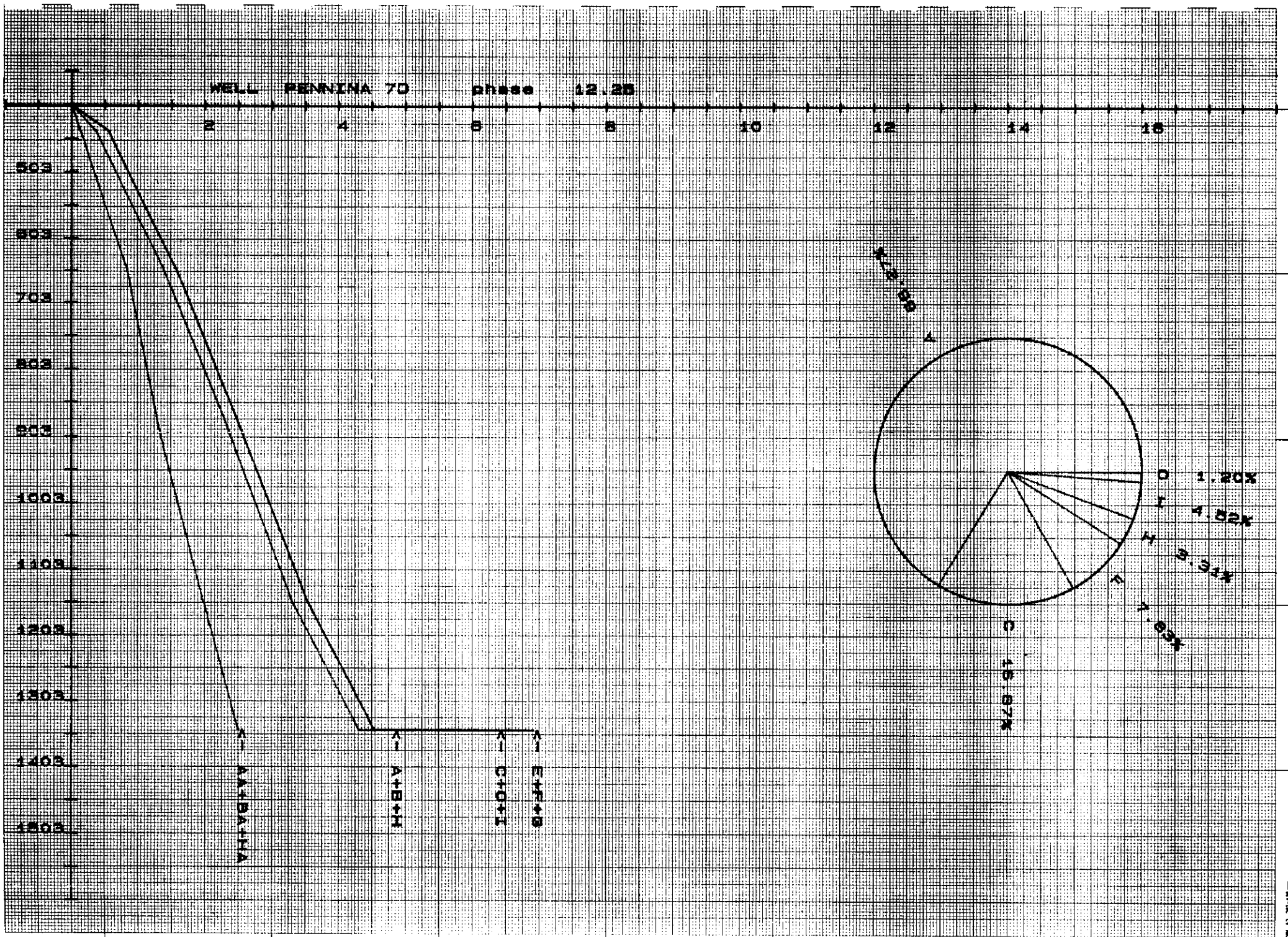
PHASEPROD		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
	A	B	C	D	E	F					
A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	drilling oper	0.00	0.00
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00
C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	casing oper	0.00	0.00
D	0.00	0.00	0.00	0.00	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	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	logging oper	0.00	0.00
G	17.75	86.50	3.50	0.00	0.00	0.00	68.25	176.00	testing oper	7.33	73.79
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	3.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.50	BOP	0.15	1.47
L	0.00	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	0.00	rig moving	0.00	0.00
N	0.00	0.00	0.00	0.00	5.50	0.00	0.00	5.50	other	0.23	2.31
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	53.50	0.00	0.00	53.50	waiting	2.23	22.43
HOURS TOTAL =							238.50	DAYS TOTAL =		9.94	

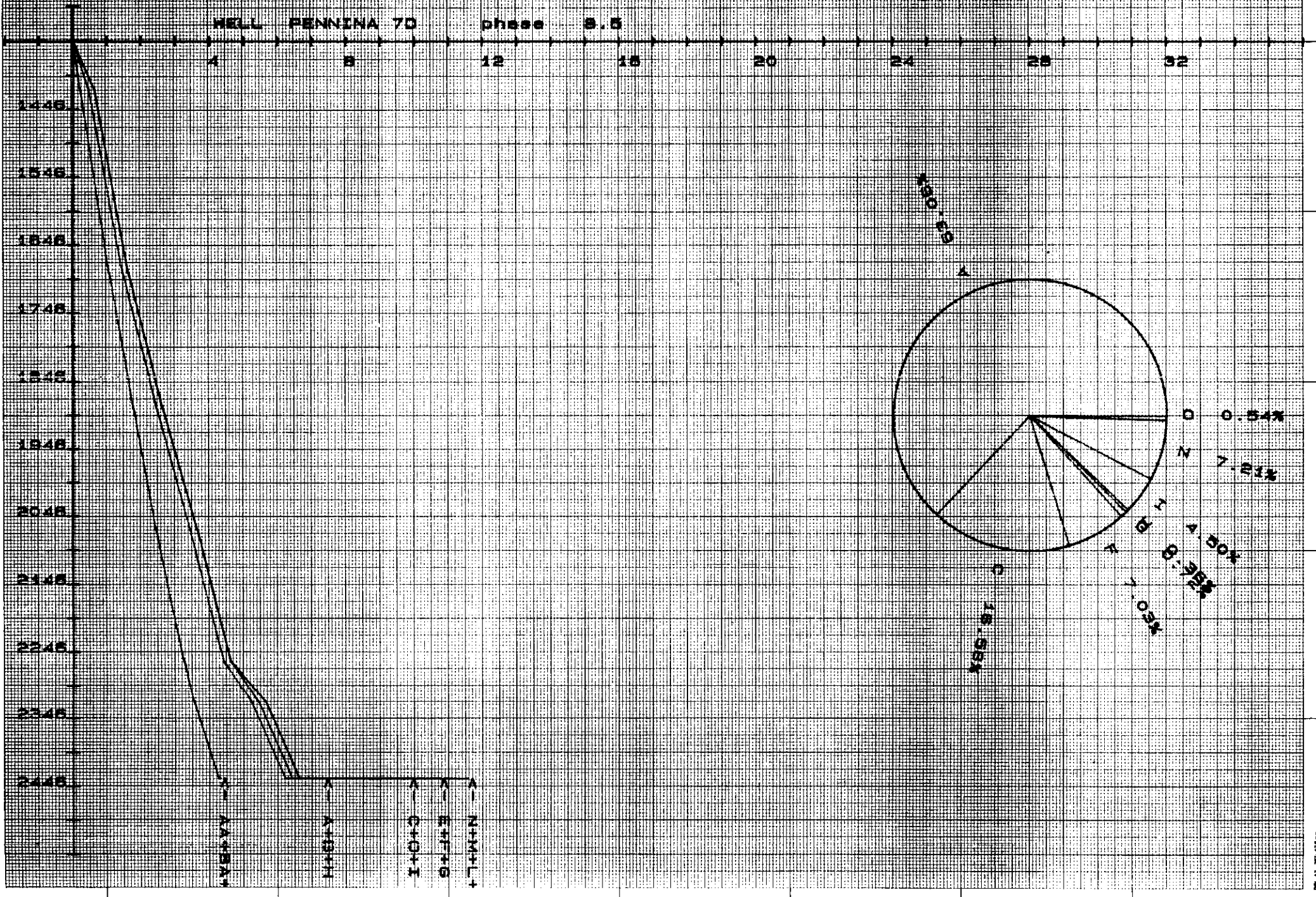
WELL PENNINA 70 TOTAL











4.4 TABELLA SCALPELLI E DEVIAZIONE

TABELLA SCALPELLI E DATI IDRAULICI

POZZO PENNINA 7 DIR. CONCESSIONE BC 15 AV NAZIONE ITALIA CONTRATTISTA SAIPEM

Misura metriche ☒

IMPIANTO - MARCA E MODELLO OILWELL 3000 RAPPRESENTANTE CONTRATTISTA REHOLINI-CANESTRINI RAPPRESENTANTE COMMITTENTE BACCELLI-MONTI FOGLIO N. 1

Misure americane ☐

DATA INIZIO 07/02/87 DATA FINE
PERFORAZIONE POZZO
ASTE DI 5 lb/ft 19.5 TOOL JOINTS: TIPO ϕ ϕ

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

POMPA N. 2
MARCA E MODELLO OILWELL 1600 PT ASTE PESANTI : N. _____ OD _____ ID _____ LUNGHEZZA _____

[illegible]

NOTE:

Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

Compagnia: AGIP
Pozzo: PENNINA 7
Direzione proposta: S 23.50 W
Tipo di survey: SINGLE SHOT
15/06/87

File Name: PENN7SSHO

***** 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 23.50 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)
MSS	0.00	0.00	N 0.00 E	0.00	0.00	0.00 N	0.00 E	0.00	0.00
MSS	239.00	.25	S 13.00 E	239.00	239.00	.51 S	.12 E	.42	.03
MSS	258.00	2.00	S 2.00 W	19.00	257.99	.88 S	.15 E	.74	2.78
MSS	277.00	3.75	S 7.00 E	19.00	276.97	1.83 S	.19 E	1.60	2.85
MSS	296.00	6.00	S 4.00 E	19.00	295.90	3.44 S	.35 E	3.01	3.57
MSS	315.00	8.50	S 3.00 E	19.00	314.75	5.83 S	.50 E	5.15	3.95
MSS	334.00	10.00	S 4.00 E	19.00	333.50	8.88 S	.68 E	7.87	2.38
MSS	362.00	12.00	S 4.00 E	28.00	360.98	14.21 S	1.05 E	12.61	2.14
MSS	391.00	14.75	S 2.00 E	29.00	389.19	20.91 S	1.41 E	18.61	2.88
MSS	421.00	15.25	S 2.00 E	30.00	418.17	28.67 S	1.68 E	25.62	.50
MSS	439.00	16.00	S 7.00 W	18.00	435.51	33.50 S	1.47 E	30.14	4.22
MSS	457.00	16.25	S 17.00 W	18.00	452.80	38.39 S	.43 E	35.03	4.64
MSS	486.00	19.00	S 25.00 W	29.00	480.43	46.58 S	2.72 W	43.80	3.78
MSS	514.00	22.50	S 28.00 W	28.00	506.61	55.45 S	7.14 W	53.70	3.92
MSS	543.00	26.00	S 28.00 W	29.00	533.05	65.97 S	12.73 W	65.57	3.62
MSS	571.00	29.25	S 26.00 W	28.00	557.86	77.53 S	18.63 W	78.53	3.62
MSS	600.00	31.00	S 27.00 W	29.00	582.94	90.56 S	25.12 W	93.06	1.88
MSS	629.00	32.75	S 27.00 W	29.00	607.56	104.20 S	32.07 W	108.35	1.81
MSS	660.00	33.75	S 27.00 W	31.00	633.49	119.35 S	39.79 W	125.31	.97
MSS	688.00	34.50	S 27.00 W	28.00	656.67	133.34 S	46.92 W	140.99	.80
MSS	717.00	35.00	S 27.00 W	29.00	680.49	148.07 S	54.42 W	157.49	.52

Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

Compagnia: AGIP
Pozzo: PENNINA 7

Direzione proposta: S 23.50 W
Tipo di survey: SINGLE 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)
MSS	745.00	35.50	S 27.00 W	28.00	703.36	162.47 S	61.76 W	173.62	.54
MSS	774.00	35.25	S 27.00 W	29.00	727.01	177.43 S	69.38 W	190.38	.26
MSS	831.00	35.00	S 27.00 W	57.00	773.63	206.65 S	84.27 W	223.11	.13
MSS	888.00	34.50	S 27.00 W	57.00	820.46	235.60 S	99.02 W	255.54	.26
MSS	944.00	34.75	S 26.00 W	56.00	866.54	264.07 S	113.22 W	287.32	.33
MSS	1002.00	34.50	S 26.00 W	58.00	914.27	293.69 S	127.67 W	320.24	.13
MSS	1060.00	34.75	S 25.00 W	58.00	962.00	323.44 S	141.85 W	353.18	.32
MSS	1118.00	34.50	S 25.00 W	58.00	1009.72	353.31 S	155.78 W	386.12	.13
MSS	1175.00	33.00	S 25.00 W	57.00	1057.12	382.01 S	169.16 W	417.78	.79
MSS	1203.00	33.00	S 24.50 W	28.00	1080.60	395.86 S	175.55 W	433.02	.29
MSS	1260.00	32.75	S 24.50 W	57.00	1128.47	424.01 S	188.38 W	463.96	.13
MSS	1340.00	32.25	S 24.00 W	80.00	1195.94	463.20 S	206.03 W	506.94	.21
MSS	1364.00	30.20	S 23.20 W	24.00	1216.47	474.60 S	211.01 W	519.38	2.61
MSS	1393.00	27.50	S 23.20 W	29.00	1241.86	487.46 S	216.53 W	533.37	2.79
MSS	1421.00	25.20	S 22.10 W	28.00	1266.95	498.93 S	221.31 W	545.80	2.52
MSS	1450.00	22.90	S 23.20 W	29.00	1293.43	509.84 S	225.86 W	557.61	2.42
MSS	1477.00	21.10	S 22.90 W	27.00	1318.47	519.14 S	229.82 W	567.73	2.00
MSS	1506.00	18.80	S 23.20 W	29.00	1345.72	528.25 S	233.70 W	577.62	2.38
MSS	1535.00	17.40	S 22.90 W	29.00	1373.29	536.54 S	237.22 W	586.63	1.45
MSS	1564.00	15.50	S 23.20 W	29.00	1401.10	544.09 S	240.44 W	594.84	1.97
MSS	1593.00	13.50	S 23.60 W	29.00	1429.17	550.76 S	243.32 W	602.10	2.07
MSS	1620.00	11.90	S 21.40 W	27.00	1455.51	556.24 S	245.59 W	608.04	1.86
MSS	1649.00	10.50	S 21.40 W	29.00	1483.96	561.49 S	247.65 W	613.67	1.45
MSS	1677.00	9.50	S 22.10 W	28.00	1511.53	566.00 S	249.45 W	618.53	1.08
MSS	1706.00	8.30	S 22.50 W	29.00	1540.18	570.15 S	251.15 W	623.01	1.24
MSS	1734.00	7.30	S 19.30 W	28.00	1567.93	573.70 S	252.51 W	626.81	1.17
MSS	1764.00	6.20	S 16.50 W	30.00	1597.72	577.06 S	253.59 W	630.32	1.15
MSS	1793.00	5.10	S 14.40 W	29.00	1626.58	579.81 S	254.35 W	633.14	1.16
MSS	1820.00	4.10	S 8.80 W	27.00	1653.49	581.93 S	254.79 W	635.26	1.22
MSS	1848.00	3.40	S 4.90 W	28.00	1681.43	583.75 S	255.01 W	637.01	.80
MSS	1877.00	2.80	S 5.30 W	29.00	1710.39	585.31 S	255.15 W	638.50	.62
MSS	1905.00	2.50	S 7.70 W	28.00	1738.36	586.59 S	255.29 W	639.74	.34
MSS	1934.00	2.50	S 8.10 W	29.00	1767.33	587.85 S	255.47 W	640.96	.02

Sii DATADRIL
Division of Smith International, Inc.

Compagnia: AGIP
Pozzo: PENNINA 7

Direzione proposta: S 23.50 W
Tipo di survey: SINGLE 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)
MSS	1991.00	2.50	S 7.40 W	57.00	1824.27	590.31 S 255.80 W	643.35	.02
MSS	2076.00	2.60	S 7.00 W	85.00	1909.19	594.06 S 256.28 W	646.98	.04

BOTTOM HOLE CLOSURE: 646.98 Meters at S 23.34 Degrees W

***** CURRENT BOTTOM HOLE LOCATION *****
Calculated by Sii Datadril's C.A.D.D.S. System
* Vertical Section Plane: S 23.50 W
Radius of Curvature Method

Compagnia: AGIP
Pozzo: PENNINA 7

Direzione proposta: S 23.50 W
Tipo di survey: SINGLE SHOT

-- CURRENT SURVEY --

Measure Depth:	2076.00 Meters	TVD (Vert Depth):	1909.19 Meters
Inclination:	2.60 Degs	* Vertical Section:	646.98 Meters
Direction:	S 7.00 W		
D.L.S.:	.04 Degs/30 Meters	Total N/S Coord:	-594.06 Meters
		Total E/W Coord:	-256.28 Meters

BOTTOM HOLE CLOSURE: 646.98 Meters @ S 23.34 Degrees W

15 JUN 1987 @ 11:02

Company name: AGIP
Well: PENNINA 7
Proposed direction: S 23.50 W
Survey type: SINGLE SHOT



DATA DRILL

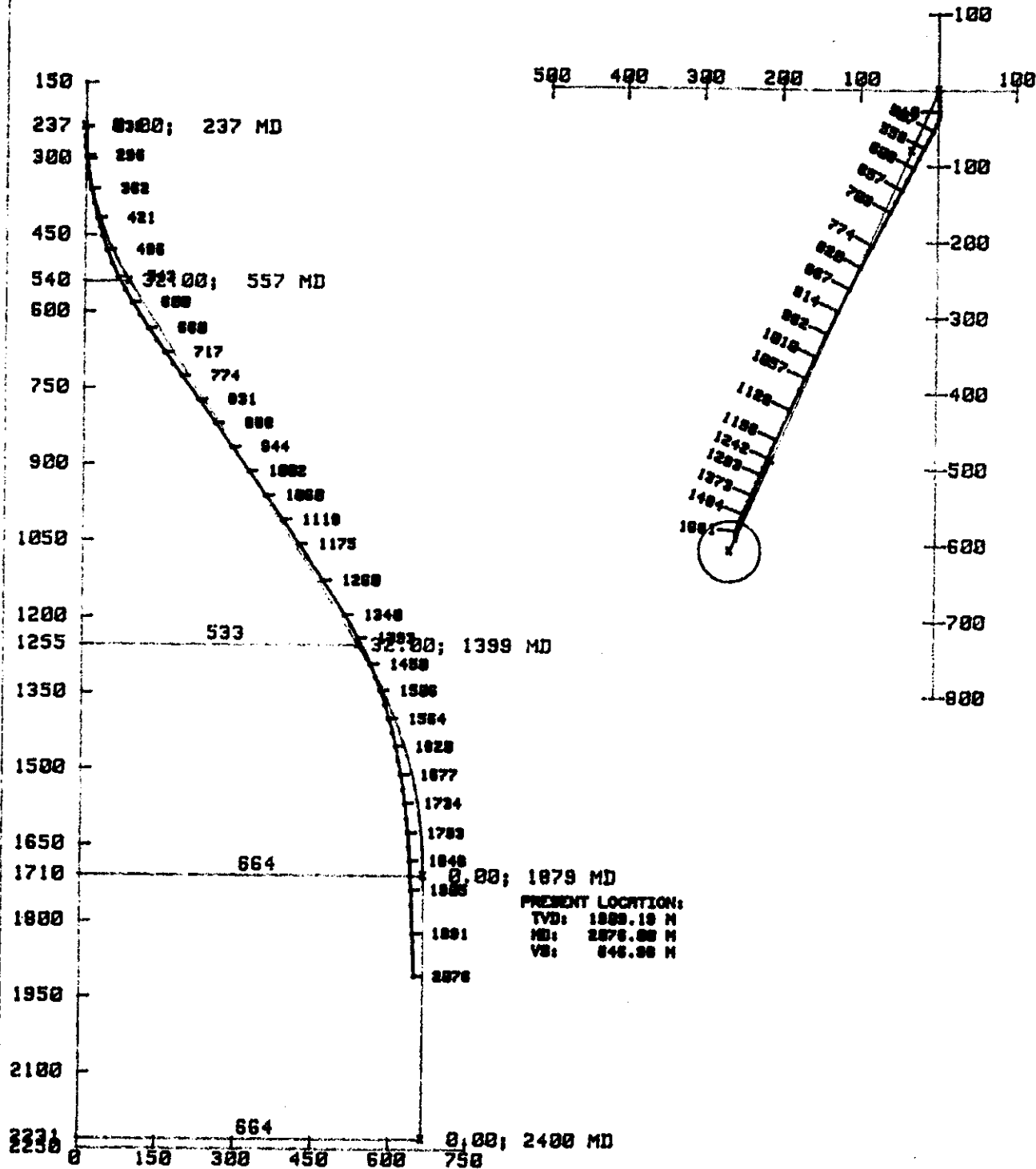
Division of Smith International, Inc.

VERTICAL PLANE

SCALE: 150 METERS/DIVISION

HORIZONTAL PLANE

SCALE: 100 METERS/DIVISION



VERTICAL SECTION PLANE: S 23.50 W



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

END OF WELL REPORT

CLIENT:	AGIP SpA
RIG:	OILWELL 3000 PLATFORM NO: 5820
FIELD:	PENNINA
LOCATION:	MARE ADRIATICO
WELL NO:	PENNINA 7 DIR
HOLE SECTIONS:	8½"
OPERATING DEPTHS:	1346m TO 2426m
DATES START:	30TH MAY, 1987
END:	6TH JUNE, 1987
TELECO JOB NO:	TIY 064/00
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 RECORDING LISTING

MUD RECORD

FORMATION EVALUATION SERVICE REPORT

MWD LOG REPORT



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

RIG REPORT

DRILLING CONTRACTOR:	<u>SAIPEM</u>
RIG NAME:	<u>OILWELL 3000 NO 5820</u>
RIG TYPE:	<u>PLATFORM RIG</u>
MUD PUMP TYPE:	<u>TRIPLEX</u>
MUD PUMP MAKE:	<u>OILWELL A 1700 PT</u>
MUD COMPANY:	<u>MAGCOBAR</u>
SPUD DATE:	<u>7TH FEBRUARY, 1987</u>
DIRECTIONAL DRILLING COMPANY:	<u>SMITH INTERNATIONAL ITALIA SPA</u>
SURVEY COMPANY:	<u>SMITH INTERNATIONAL ITALIA SPA</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:	29.1m
REF. POINT TO SEA LEVEL	102.1m
REF. POINT TO DRILL FLOOR:	0.0m
REF. POINT TO KELLY BUSHING:	-0.35m
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:	GAMMES PER LITRE NaCl
MUD RESISTIVITY:	OHM - METRES
TEMPERATURE:	DEGREES CENTIGRADE
WEIGHT ON BIT:	TONNES
JET SIZE/TFA:	SQUARE CENTIMETRES



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

OPERATIONS SUMMARY

RUN NUMBER:	1	2	3		
HOLE SIZE:	8½"	8½"	8½"		
ASSEMBLY TYPE:	ROTARY HOLD	ROTARY HOLD	ROTARY HOLD		
DEPTH START	1346	1886	2315		
DEPTH END:	1886	2315	2434		
TIME/DATE IN HOLE:	16.30 30.05.87	09.00 02.06.87	22.00 04.06.87		
TIME/DATE OUT HOLE:	08.00 02.06.87	21.30 04.06.87	07.00 06.06.87		
TOOL NUMBER:	1589-1	1589-1	1596-2		
TOOL TYPE:	RD-MTF	RD-MTF	RD-MTF		
DATA RATE:	0.4 BPS	0.4 BPS	0.4 BPS		
NO. TELECO SURVEYS:	19	5	3		
SERVICE TYPE:	RES DIR	RES DIR	RES DIR		
TIME/DATE FAILURE:	-	17.41 03.06.87	-		
CONFIRMED TELECO FAILURE:	-	YES	-		
TIME/DATE LOST IN HOLE:	-	-	-		



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

RUN DETAIL SUMMARY

RUN NUMBER:	1	2	3		
MUD MOTOR TYPE:	-	-	-		
BENT SUB:	-	-	-		
MUD MOTOR: DRLG HRS:	-	-	-		
ROTARY DRLG HRS:	41.7	41.3	18.0		
CIRC. HRS:	50.2	50.8	23.0		
AVERAGE FLOW RATE:	1650	1700	1700		
AVERAGE WOB:	11	11	11		
AVERAGE RPM:	70	90	100		
PREDOMINANT FORMATION	CLAYSTONE	CLAYSTONE SANDSTONE	CLAYSTONE SANDSTONE		
MUD TYPE:	LS	LS	LS		
AVERAGE MUD WEIGHT	1.25	1.27	1.27		
MAX SAND CONTENT	TRACE	TRACE	TRACE		
JARRING:	NO	NO	NO		
DEPTH DRILLED:	540	429	119		

Teleco Oilfield Services Inc.

1 Jul 1987

DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA

Well: PENNINA 7

Field: PENNINA

Job No: TIY 064/00

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

Proposal Azimuth:	203.50
Total Azimuth Correction:	0.00
Proposal Origin North:	0.00
Proposal Origin East:	0.00



DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA

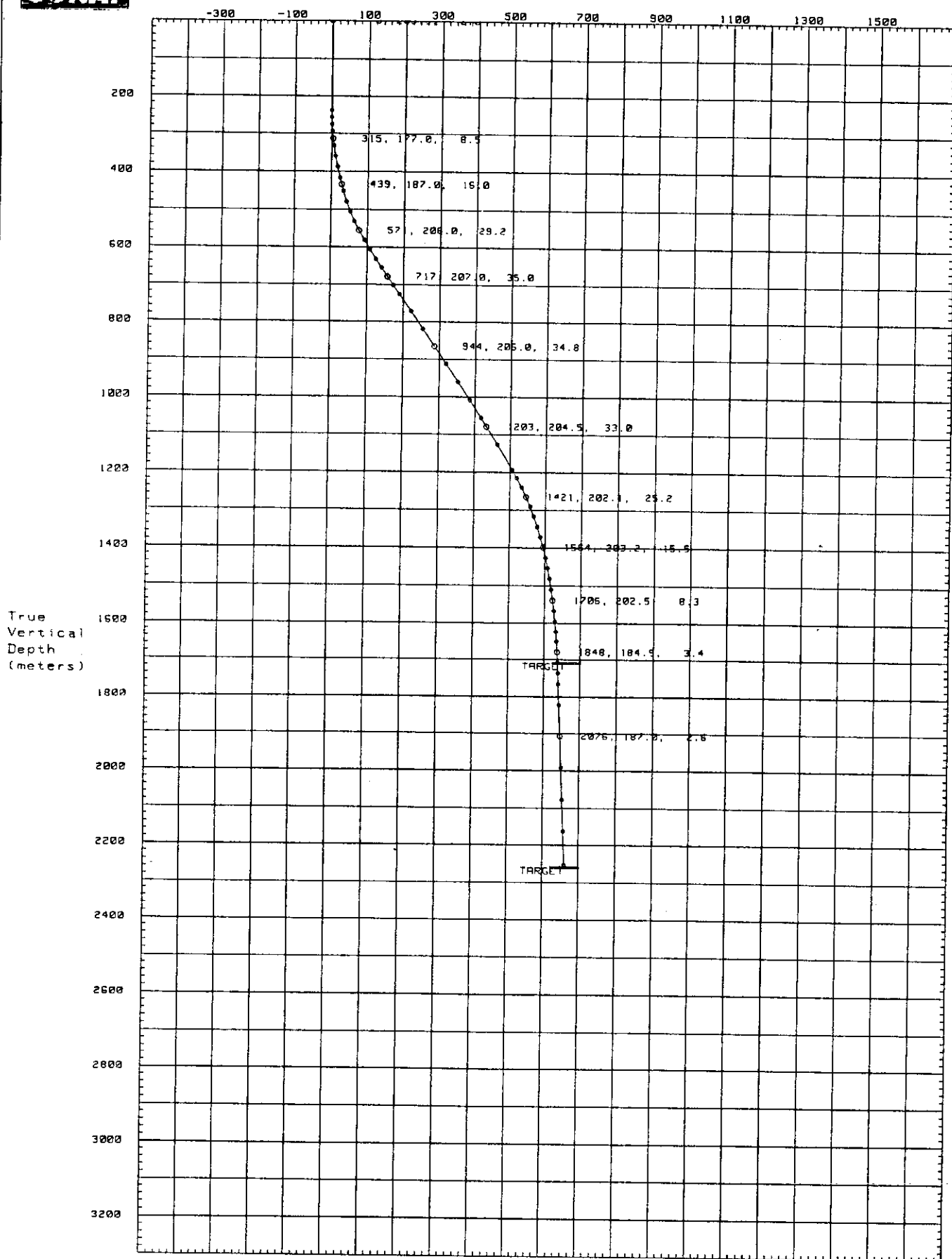
Well: PENNINA SLOT 7

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	203.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
239.00	.25	167.00	-.51	.12	239.00	.03	.42
258.00	2.00	182.00	-.88	.12	257.99	2.82	.76
277.00	3.75	173.00	-1.83	.18	276.97	2.89	1.60
296.00	6.00	176.00	-3.44	.32	295.90	3.63	3.02
315.00	8.50	177.00	-5.83	.47	314.75	4.02	5.16
334.00	10.00	176.00	-8.88	.66	333.50	2.42	7.88
362.00	12.00	176.00	-14.21	1.03	360.98	2.18	12.62
391.00	14.75	178.00	-20.90	1.37	389.19	2.93	18.63
421.00	15.25	178.00	-28.66	1.64	418.17	.51	25.63
439.00	16.00	187.00	-33.49	1.42	435.51	4.29	30.15
457.00	16.25	197.00	-38.36	.38	452.80	4.72	35.03
486.00	19.00	205.00	-46.53	-2.80	480.44	3.85	43.78
514.00	22.50	208.00	-55.39	-7.25	506.63	3.98	53.69
543.00	26.00	208.00	-65.91	-12.84	533.06	3.68	65.56
571.00	29.25	206.00	-77.48	-18.72	557.87	3.68	78.51
600.00	31.00	207.00	-90.50	-25.22	582.95	1.91	93.05
629.00	32.75	207.00	-104.14	-32.17	607.58	1.84	108.33
660.00	33.75	207.00	-119.29	-39.88	633.50	.98	125.30
686.00	34.50	207.00	-133.28	-47.01	656.68	.82	140.98
717.00	35.00	207.00	-148.01	-54.52	680.51	.53	157.48
745.00	35.50	207.00	-162.41	-61.86	703.37	.54	173.61
774.00	35.25	207.00	-177.37	-69.48	727.02	.26	190.36
831.00	35.00	207.00	-206.59	-84.37	773.64	.13	223.10
888.00	34.50	207.00	-235.54	-99.12	820.47	.27	255.53
944.00	34.75	206.00	-264.01	-113.31	866.55	.34	287.30
1002.00	34.50	206.00	-293.64	-127.76	914.28	.13	320.23
1060.00	34.75	205.00	-323.38	-141.95	962.01	.33	353.16
1118.00	34.50	205.00	-353.25	-155.87	1009.74	.13	386.10
1175.00	33.00	205.00	-381.95	-169.26	1057.13	.80	417.76
1203.00	33.00	204.50	-395.80	-175.64	1080.61	.30	433.01
1260.00	32.75	204.50	-423.95	-188.47	1128.48	.13	463.94
1340.00	32.25	204.00	-463.14	-206.13	1195.96	.22	506.92
1364.07	30.23	203.20	-474.58	-211.13	1216.54	2.61	519.41
1393.04	27.51	203.20	-487.44	-216.64	1241.90	2.87	533.39
1421.32	25.22	202.15	-499.02	-221.48	1267.24	2.51	545.95
1449.72	22.94	203.20	-509.72	-225.95	1293.17	2.50	557.54
1477.28	21.09	202.85	-519.22	-229.99	1318.72	2.05	567.87



Horizontal Distance (meters)



VERTICAL SECTION

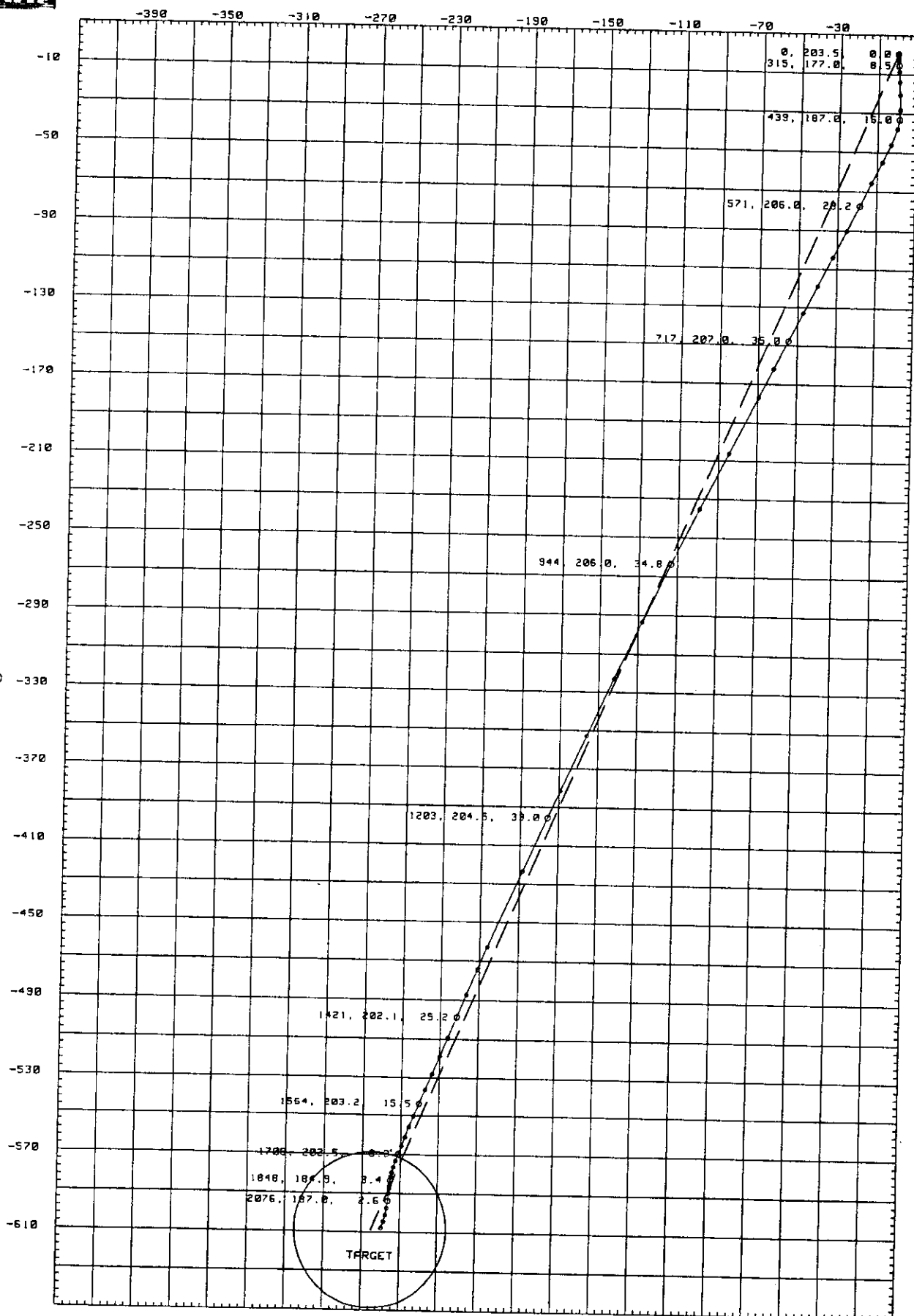
Date: 1 Jul 1987
Company: AGIP SpA
Well: PENNINA 7

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 7

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

DIRECTIONAL SURVEY LISTING

Company: AGIP SpA

Well: PENNINA SLOT 7

Page: 2

M. Depth Meters	Inc Deg	Azt Deg	NORTH Meters	EAST Meters	TVD Meters	DLS Deg/30m	VS Meters
1506.32	18.81	203.20	-528.34	-233.86	1346.01	2.40	577.77
1534.81	17.40	202.85	-536.49	-237.33	1373.09	1.51	586.63
1563.58	15.47	203.20	-543.98	-240.51	1400.68	2.05	594.77
1592.51	13.54	203.55	-550.63	-243.38	1428.69	2.04	602.01
1620.41	11.87	201.45	-556.29	-245.74	1455.91	1.89	608.14
1649.17	10.46	201.45	-561.48	-247.77	1484.12	1.49	613.71
1677.37	9.49	202.15	-566.01	-249.59	1511.89	1.05	618.59
1705.98	8.35	202.50	-570.12	-251.27	1540.16	1.22	623.03
1734.42	7.29	199.34	-573.73	-252.66	1568.33	1.22	626.89
1763.63	6.15	196.52	-576.98	-253.72	1597.34	1.24	630.29
1792.51	5.10	194.41	-579.71	-254.48	1626.08	1.13	633.10
1819.51	4.13	188.79	-581.83	-254.92	1652.99	1.20	635.22
1848.21	3.43	184.92	-583.70	-255.16	1681.63	.79	637.04
1876.83	2.81	185.27	-585.26	-255.29	1710.21	.66	638.51
1905.28	2.46	187.73	-586.56	-255.44	1738.63	.40	639.76
1934.02	2.55	188.09	-587.80	-255.61	1767.34	.09	640.97
1991.40	2.55	187.38	-590.33	-255.96	1824.66	.02	643.43
2075.70	2.64	187.03	-594.18	-256.34	1908.08	.03	647.11
2161.19	2.46	186.68	-597.96	-256.79	1994.29	.06	650.76
2247.04	2.46	195.47	-601.56	-257.50	2080.06	.13	654.35
2331.96	2.37	199.69	-604.98	-258.58	2164.90	.07	657.91
2421.82	2.11	201.09	-608.27	-259.80	2254.69	.09	661.41



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

PERFORMANCE REPORT

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

The first tool (1589-1) suffered a microprocessor failure after 101 circulating hours at 2173 metres. Drilling continued until bit wear was considered sufficient and the tool was replaced by 1596-2 when tripping.

The missing Resistivity data was logged by reaming while tripping into the well. Good log resolution was achieved throughout this hole section except for two 3 metre gaps caused by computer "crashes". These were caused by excessive fluctuations in rig power supply. No other problems were encountered.

This was the final well of the Pennina field on which Teleco MWD services were used. Since rates of penetration were not greater than 30 metres/hour a high data density resistivity log was obtained.

A comparison of logs for the four wells on which MWD was used indicates a variation in GWC (Gas/water contact) vertical depths of less than 1 metres. It is notable that wireline log depths varied by upto 5 metres from wireline to wireline log and from wireline to MWD log.



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

MAINTENANCE REPORT

EQUIPMENT DESCRIPTION: TR2300 Surface decoding and processing equipment (No: 017)

OPERATIONAL PROBLEM: Computer "crashed" on several occasions

FAULT FOUND: None

COMMENTS: This problem occurs because of excessive fluctuations in rig power supply

--oOo--

EQUIPMENT DESCRIPTION: 6 $\frac{3}{4}$ " Resistivity - directional downhole tool (1589-1)

OPERATIONAL PROBLEM: Tool began transmitting erratic data after 101 circulating hours

FAULT FOUND: Fault in microprocessor

COMMENTS: Drilled ahead and changed out tool at next bit change

--oOo--

EQUIPMENT DESCRIPTION: 6 $\frac{3}{4}$ " Resistivity - directional downhole tool (1592-2)

OPERATIONAL PROBLEM: None - this tool operated to specification completing the 8 $\frac{1}{2}$ " hole section

FAULT FOUND: -

COMMENTS: -

--oOo--



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

ENGINEER DEPLOYMENT SUMMARY

<u>ENGINEER</u>	<u>DEPARTURE TIME/DATE</u>	<u>RETURN TIME/DATE</u>
G. SODEN	08.30 30.05.87	10.00 02.06.87
J. SKILLINGS	08.30 30.05.87	10.30 07.06.87
N. BEDFORD	10.00 02.06.87	10.30 07.06.87



TELECO INC., RAVENNA, ITALY.

TOOL DEPLOYMENT SUMMARY

<u>TOOL NO:</u>	<u>O.D.</u>	<u>SERVICE TYPE</u>	<u>TOTAL CIRC. HOURS</u>
1589 - 1	6 3/4"	RES - DIR	101.0
1596 - 2	6 3/4"	RES - DIR	23.0



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MUD PROPERTIES LISTING

DATE:	31.05.87	01.06.87	02.06.87	03.06.87	04.06.87
TIME:	06.00	06.00	06.00	06.00	06.00
DEPTH:	1405	1672	1886	2057	2255
MW:	1.250	1.250	1.270	1.270	1.270
PV:	11	15	14	13	14
YP:	4	7	6.5	5	7.5
GELS:	1/7	1/7	1/7	1/7	1/7.5
FILTRATE:	5.4	4.8	4.6	4.6	4.8
CHLORIDES:	4.6	5.24	5.84	5.84	5.24
pH:	11	10	10	10	10
SOLIDS:	15	15	15	16	16
SAND:	TRACE	TRACE	TRACE	TRACE	TRACE
OIL:	-	-	-	-	-
WATER:	85	85	85	84	84



TELECO INC., RAVENNA, ITALY

MUD PROPERTIES LISTING

DATE:	05.06.87				
TIME:	06.00				
DEPTH:	2315				
MW:	1.270				
PV:	14				
YP:	6.5				
GELS:	1/7				
FILTRATE:	4.8				
CHLORIDES:	5.24				
pH:	10				
SOLIDS:	16				
SAND:	TRACE				
OIL:	-				
WATER:	87				



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

RESERVOIR FLUID 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. ROPs (Rates of penetration) throughout this hole section were very responsive to lithology and consequently very variable, from 1.5 to 13 min/m. Despite the higher ROPs, a detailed log was produced. A tool failure occurred at 2173m and as a result some 142 metres was reamed for a complete log of this hole section on the subsequent run.

Run No: 1 (1346m - 1886m)

From the 9 $\frac{1}{2}$ " casing shoe to 1398m (1246m TVD) the resistivity curve showed a decreasing trend from 3.5 ohm-m to approximately 3.0 ohm-m. This was characteristic of the Argille Del Santemo Formation which consisted predominantly of Claystones.

From 1398m the resistivity response became much more variable, reflecting the mixed Claystone-Sand lithology of the Upper Pliocene Carrasai Formation. A shale trend line was noticeable, decreasing from 3.1 ohm-m at 1429m to 2.7 ohm-m at 1580m and increasing slightly to 2.9 ohm-m from 1660m onwards. Seven or eight major sand bodies were drilled during this bit run - all but two being water-saturated with minimum resistivities of 1.25 ohm-m. The two gas-saturated sands were encountered at 1795m - 1799m (Pennina level 15) and 1835m - 1838 (Pennina level 14) with resistivity peaks of 9 ohm-m and 6.1 ohm-m respectively.

From 1848 the resistivity response was much more steady at approximately 2.8 ohm-m indicative of a thick Claystone sequence. This was relieved only by a 4.5 ohm-m resistivity peak from 1876 - 1878m - Pennina level 13 gas sand.

Run No: 2 (1886m - 2315)

The thick Claystone sequence seen at the end of the previous run continued to 1947m (1779m TVD). At this depth resistivity response again became variable - from a 1.7 ohm-m minimum in water-saturated sands to 2.9 ohm-m in thick Claystone sections to a maximum of 25 ohm-m in a gas-saturated sand. Pennina levels 12, 11, 10, 9, 8 and 7 were drilled during this run - all gas-saturated. At 2173m the tool stopped transmitting and drilling was continued to 2315m.

Run No: 3 (2315m - 2434m)

Reaming of the previously drilled section was carried out to obtain a complete MWD resistivity log. The log response was similar to the previous run with Pennina levels 6, 5, 4, 3 and 2 being recorded whilst reaming - all being gas - saturated. A decrease in ROP and slight change in resistivity trend at 2331m marked the base of the M. Pliocene Carrasai Formation.

From 2331m (2163m TVD) resistivity values were less variable (3.3 to 3.6 ohm-m) with peaks up to 4.1 ohm-m marking thin gas sands within a thick Claystone sequence. A peak of 15 ohm-m at 2362m marked the top of Pennina level 1. Drilling continued to 2434m through similar Claystones to those above Pennina level 1 gas zone when 7" casing was set.

4.5 FANGO DI PERFORAZIONE



WELL SUMMARY

DATE: Giugno 1987

RAPPORTO FINALE

PENNINA 7 DIR

COMPANY AGIP S.p.A.

ADDRESS San Donato Milanese

WELL PENNINA 7 DIR.

LOCATION OFFSHORE ADRIATICO

PREPARED BY
A. Costa
W. D'Emilio

- 8 FEBBRAIO 1987 Spostamento impianto da Pennina 6 dir. a Pennina 7 dir. Montaggio testa pozzo. Discesa con bit 26". Lavaggio CP fino a 176 mt. Infangato pozzo. Estrazione bit. Discesa con bit 17 1/2". Perforazione. Diluizione del sistema attivo per controllo peso. Desilter in moto.
- 9 Perforazione fino a 248 mt. Da 248 a 398 mt. Jetting. Diluizione del sistema attivo per controllo peso. Trattamenti con bentonite per controllo viscosità. Desilter sempre in moto. Scartati 30 mc di fango.
- 10 Perforazione fino a 403 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa. Al fondo circolazione 1.30 hr. Estrazione bit. Discesa csg 13"3/8 con scarpa a 399 mt. Cementato con 46 mc di malta a 1500 g/l + 36 mc di malta a 1900 g/l. Spiazzato con 1.5 mc di fango. W.O.C. Smontaggio diverter. Scartati 40 mc di fango.
- 23 MAGGIO 1987 Fine W.O.C. su Pennina 2 dir. Lavori BOP + testa pozzo. Test vari. Disceso tbg 2"7/8. Skiddaggio impianto su Pennina 7 dir. Lavori BOP.
- 24 Montaggio BOP. Formata nuova batteria e RIH a 379 mt. Test BOP. Fresaggio cemento da 390 a 399 mt. Perforazione con jetting + circolazione + survey intermedi in argilla e sabbia.
- 25 Perforato da 435 a 645 mt. in argilla. Perforazione con jetting + circolazione + survey intermedi. Manovra short trip in scarpa.
- 26 Perforato da 645 a 894 mt. in argilla e sabbia. RIH formando nuova batteria. Perforazione con survey intermedi. Manovra short trip con forzamenti di 10 ton. max.



DAILY OPERATIONS LOG

- 27 MAGGIO 1987 Perforato da 894 a 1152 mt. in argilla. Perforazione con survey intermedi. Circolazione. Short trip in scarpa.
- 28 Perforato da 1152 a 1346 mt. in argilla. Circolazione con short trip e survey intermedi.
- 29 Estrazione bit. Logs elettrici. Discesa al fondo con bit. Circolazione 1.5 hr. Estrazione bit.
- 30 Discesa csg 9"5/8 con scarpa a 1343 mt. Collare a 1317 mt. Cementato con 24 mc di malta a 1500 + 22 mc di malta a 1900 g/l. Spiazzato con 51 mc di fango. Scartati 3 mc di fango contaminato. W.O.C. Lavori testa pozzo.
- 31 Montaggio BOP. Prove BOP. Discesa con bit 8"1/2. Fresaggio cemento. Perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene e CMC LV. Desilter in moto.
- 1 GIUGNO 1987 Perforazione fino a 1488 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa. Perforazione fino a 1630 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa. Perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con CMC LV e Spersene.
- 2 Perforazione fino a 1772 mt. Circolazione. Controllo foro. Al fondo perforazione fino a 1886 mt. Circolazione. Controllo foro. Al fondo . Circolazione. Estrazione bit. In perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con CMC LV + Spersene.
- 3 Manovra per cambio bit e BHA. Perforazione fino a 2030 mt. Circolazione. Controllo foro in scarpa. Al fondo. Perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene.

4 GIUGNO 1987

Perforazione fino a 2173 mt. Circolazione. Controllo foro. Perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene. Desilter e centrifughe sempre in moto.

5

Perforazione fino a 2315 mt. Circolazione. Controllo foro. Al fondo circolazione. Manovra per cambio scalpello. Discesa al fondo. Ripasso foro da 2160 a 2315 mt. per registrazione con MWD. Leggera diluizione del sistema attivo. Trattamento con CMC LV e Spersene.

6

Perforazione fino a 2434 mt. Calo pressione. Estrazione bit per controllo batteria. In perforazione diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene.

7

Discesa al fondo. Circolazione 1 ora. Estrazione con aste piene per controllo drill string. Wash out alla 51 lunghezza. Pozzo a disposizione Schlumberger. Discesa al fondo con bit. Circolazione in corso.

8

Circolazione. Estrazione bit. Pozzo a disposizione Schlumberger. Discesa cambio bit. Circolazione 1 ora. Estrazione bit. Preparativi per tubaggio. Discesa csg 7" in corso.

9

Discesa csg 7" a 1695 mt. Scarpa a 2430 mt. Collare a 2392 mt. Cementato con 22 mc di malta. Spiazzato con 49 mc di fango. W.O.C. Smontaggio testa pozzo.

10

Montaggio testa pozzo. Sdoppiaggio aste 5".



DAILY MUD PROPERTIES

[illegible]

PENNINA 7 DIR



DAILY MATERIALS CONSUMPTION

[illegible]

MA 6--545.1.8

*DENOTE BY (N)—NO. (L)—LIGHT (M)—MEDIUM OR (H)—HEAVY ROUNDING OF GAGE

SUBJECT TO PROVISIONS ON REVERSE SIDE



MATERIAL CONSUMPTION BREAKDOWN BY INTERVAL

PRODUCT

UNITS

COST

176 - 403 mt.

Intervallo:

Foro libero Ø 17" 1/2

Bentonite	q.li	90	12.950	1.165.500
Soda Caustica	"	3,5	58.000	203.000
				<u>1.368.500</u>

403 - 1346 mt.

Intervallo:

Foro libero Ø 12" 1/4

Barite	q.li	60	18.300	1.098.000
Bentonite	"	5	12.950	64.750
Soda Caustica	"	12,5	58.000	725.000
Soda Ash	"	1	34.000	34.000
CMC LV	"	14	229.500	3.213.000
Spersene	"	26	170.100	4.422.600
				<u>9.557.350</u>



MATERIAL CONSUMPTION BREAKDOWN BY INTERVAL

PRODUCT

UNITS

COST

Intervallo: 1346 - 2434 mt.
Foro libero Ø 8" 1/2

Barite	q.li	775	18.300	14.182.500
Bentonite	"	60	12.950	777.000
Soda Caustica	"	9	58.000	522.000
Soda Ash	"	1	34.000	34.000
CMC LV	"	13	229.500	2.983.500
Spersene	"	15,75	170.100	2.679.075
				<u>21.178.075</u>



TOTAL MATERIAL CONSUMPTION

PRODUCT

UNITS

COST

Barite	q.li	835	18.300	15.280.500
Bentonite	"	155	12.950	2.007.250
Soda Caustica	"	25	58.000	1.450.000
Soda Ash	"	2	34.000	68.000
CMC LV	"	27	229.500	6.196.500
Spersene	"	41,75	170.100	7.101.675
				32.103.925

4.6 RAPPORTI DI TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

POZZO PENNINA 7 DIR Terra ☐; Mare ☒; Foro 175 "Colonna 13³/₈"

Cementazione da m 399 a m 30; Colonna ☒; 1° Stadio ☐; 2° Stadio ☐; Liner ☐; Tie back ☐

DATI GENERALI

PTR ÷ livello mare 89 m; PTR ÷ quota housing _____ m; PTR ÷ fondo mare 102 m; PTR ÷ quota hanger _____ m;
PTR ÷ flangia base _____ m

Profondità: misurata 403 m; verticale 401 m; KOP a 246 m

Inclinazione max 14³/₄ ° a 391 m; caliper da log _____ no ☐ si ☐ tipo _____

Diametro medio del foro Ø; scarpa colonna precedente Ø C.P. 30° a m 184

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

Gradienti in atm/10 m { Sottoscarpa colonna precedente: dei pori 1.03 di fratturazione _____
Fondo pozzo : dei pori 1.03 di fratturazione 1.53

PROFILO COLONNA

Colonna Ø	Peso lbs/ft	Grado	Filetto tipo	Coppia serr. lbs-ft	Tubi n°	da m	a m
<u>13³/₈</u>	<u>61</u>	<u>J55</u>	<u>OTA</u>	<u>10500</u>	<u>33</u>	<u>399</u>	<u>P.T.R.</u>

Controllo non distruttivo tipo _____; trattamento anticorrosivo tipo _____; grasso tipo 161CA

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

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa marca HALLIBURTON tipo SUPRA SEAL a m 399
Collare marca _____ tipo _____ a m _____
DV marca _____ tipo _____ a m _____

Installazione	Centralizzatori		Raschiatori	
	marca <u>WEATHE FORD</u>	marca _____	marca _____	marca _____
	tipo <u>S.T. III</u>	tipo _____	tipo _____	tipo _____
	n° <u>15 + 3 LATINE</u>	n° _____	n° _____	n° _____
	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____

Stop collars marca WEATHE FORD tipo _____ n° 15

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

Fluidi	Tipo	Densità kg/l	Visc. API	600	300	Lecture Fann g.p.m.		6	3	V. app.	V.P.	Y.V.	Gels 10"/10'	K'	n'	pH	NaCl g/l
Fango	<u>AR</u>	<u>1110</u>	<u>49</u>														
Cuscino																	
Malta																	

Compilatori

Settore

POZZO PENNINA 7 DIR Terra ☐; Mare ☒; Foro $\varnothing$ 12 1/4 "Colonna $\varnothing$ 9 5/8 "

Cementazione da m 1343 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 1346 m; verticale 1201 m; KOP a 405 m

Inclinazione max 35 1/2 ° a 745 m; caliper da log no ☐ sì ☒ tipo SHDT

Diametro medio del foro $\varnothing$; scarpa colonna precedente $\varnothing$ 13 3/8 a m 399

BHT da log dopo ore dall'ultima circolazione °C

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

PROFILO COLONNA

Colonna $\varnothing$	Peso lbs/ft	Grado	Filetto tipo	Coppia serr. lbs-ft	Tubi n°	da m	a m
<u>9 5/8</u>	<u>43,5</u>	<u>JSS</u>	<u>BTC</u>	<u>8000</u>	<u>107</u>	<u>1342</u>	<u>0</u>

Controllo non distruttivo tipo; trattamento anticorrosivo tipo; grasso tipo

Controllo tenuta filetti: serraggio sì ☐ no ☒; pressione sì ☐ no ☒

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa marca BAKER tipo BALL-VALVE a m 1342
Collare marca " tipo " a m 1317
DV marca tipo a m

Installazione	Centralizzatori			Raschiatori		
	marca <u>WEATHERFORD</u>	marca	marca <u>WEATHERFORD</u>	marca	marca	marca
	tipo <u>SP II</u>	tipo	tipo	tipo	tipo	tipo
	n° <u>85</u>	n°	n° <u>18</u>	n°	n°	n°
<u>2 CPPM</u>	da m <u>1343</u> a m <u>1303</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>1303</u> a m <u>387</u>	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m
<u>C5</u>	da m <u>387</u> a m <u>89</u>	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m
	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m
	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	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 JSH n° 94

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

Fluidi	Tipo	Densità kg/l	Visc. API	600	300	Lecture Fann g.p.m. 200	100	6	3	V. opp.	V.P.	Y.V.	Gels 10"/10'	K'	n'	pH	NaCl g/l
Fango	<u>LS</u>	<u>1,28</u>	<u>40</u>														
Cuscino	<u>H2O</u>																
Malta 1	<u>Gel-Cen</u>	<u>1,5</u>															

Malta 2 NORM. 1,9

Tie back

Confezione malta { diretta ☒, con ricircolazione ☐ tipo _____
1° malta durata 25 min; 2° malta durata 20 min _____

spiazzamento malta con 51.1 m³ di PANGA durata totale 30 min; pressione finale 56 atm.

Contatto tappi: si ☒, no ☐; prova tenuta colonna 140 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

Compagnia cementazione DOWELL n° 1276 ticket operaz. Operatori CARAPILLA
Unità di cementazione: n° 1 tipo _____ n° _____ utilizzate _____
Registrazioni: volume ☐ portata ☐ densità ☐ pressione ☐
Impianto di perforazione tipo OIL WELL 3000 Contrattista SAIPEM

30 | 5 | 87

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

Cementazione da m 2430 a m 890; 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 2434 m; verticale 2267 m; KOP a _____ m

Inclinazione max 35 1/2° a 745 m; caliper da log _____ no ☐ si ☒ tipo SHAR

Diametro medio del foro $\varnothing$ _____; scarpa colonna precedente $\varnothing$ 9 5/8 a m 1342

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

Gradienti in atm/10 m { Sottoscarpa colonna precedente: dei pori 0.3 di fratturazione 1.25
Fondo pozzo : dei pori 0.8 di fratturazione 1.15

PROFILO COLONNA

Colonna $\varnothing$	Peso lbs/ft	Grado	Filetto tipo	Coppia serr. lbs-ft	Tubi n°	da m	a m
<u>7</u>	<u>23</u>	<u>N80</u>	<u>ANTARES</u>	<u>4600</u>	<u>132</u>	<u>0</u>	<u>1659</u>
<u>7</u>	<u>29</u>	<u>N80</u>	<u>BTR</u>	<u>8500</u>	<u>61</u>	<u>1659</u>	<u>2430</u>

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

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

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa marca HALLIBURTON tipo SUP. SEAL FLOAT VALVE a m 2430

Collare marca HALLIBURTON tipo h a m 2391

DV marca _____ tipo _____ a m _____

Installazione	Centralizzatori		Raschiatori	
	marca <u>WEATHERFORD</u> tipo <u>SPI</u> n° <u>128</u>	marca _____ tipo _____ n° _____	marca <u>WEATHERFORD</u> tipo <u>CTIA</u> n° <u>46</u>	marca _____ tipo _____ n° _____
<u>2CPPM</u>	da m <u>2430</u> a m <u>2392</u>	<u>2CPP</u> da m <u>1961</u> a m <u>1948</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
<u>2CPP</u>	da m <u>2379</u> a m <u>2354</u>	<u>2CPP</u> da m <u>1885</u> a m <u>1860</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
<u>2CPP</u>	da m <u>2316</u> a m <u>2292</u>	<u>2CPP</u> da m <u>1834</u> a m <u>1809</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
<u>2CPP</u>	da m <u>2279</u> a m <u>2227</u>	<u>2CPP</u> da m <u>1797</u> a m <u>1784</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
<u>2CPP</u>	da m <u>2201</u> a m <u>2138</u>	<u>2CPPM</u> da m <u>1784</u> a m <u>1772</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
<u>2CPP</u>	da m <u>2086</u> a m <u>2038</u>	<u>C1</u> da m <u>2430</u> a m <u>1296</u>		
<u>2CPP</u>	da m <u>2013</u> a m <u>2000</u>	<u>C4</u> da m <u>1296</u> a m <u>892</u>		
<u>2CPP</u>	da m <u>1987</u> a m <u>1974</u>			

Stop collars marca WEATHERFORD tipo JSH n° 268

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

Fluidi	Tipo	Densità kg/l	Visc. API	600	300	Lecture Fann g.p.m. 200	100	6	3	V. opp.	V.P.	Y.V.	Gels 10"/10'	K'	n'	pH	NaCl g/l
Fango	<u>LS</u>	<u>1.28</u>	<u>40</u>														
Cuscino	<u>SPHERO 3000</u>	<u>1.6</u>															
Malta	<u>NORM.</u>	<u>1.9</u>															

SUCCESSIONE OPERATIVA:

Tubaggio iniziato alle ore 02³⁰ del 08/06/87 terminato alle ore 14³⁰ del 08/06 velocità discesa sec/tubo
 Prova circolazione valvola si ☒ no ☐
 Circolazione intermedia: min 30 a 570 m; min a m; min a m; min a m
 Circolazione di fondo: inizio ore 14³⁰ fine ore 15³⁰; portata 2000 l/min; pressione atm
 Reciprocazione colonna: si ☒ no ☐ inizio ore 14³⁰ fine ore 15³⁰
 Inner string si ☐ no ☐ Tappi ☒ ☒ Marca HALLIBURTON tipo STANDARD
 Cuscino separatore: volume 3 m³; altezza 100 m; tempo contatto min

Confezione malta { diretta ☒ con ricircolazione ☐ tipo
 1^a malta durata min; 2^a malta durata min
 spazzamento malta con 48.3 m³ di PANGO durata totale 45 min; pressione finale 106 atm.

Andamento pressioni	Tempo min	Volume m ³	Portata l/min	Pressione atm	Note
	27	2100	100		la malta esce dalle scarpe
	35	2100	130		la malta in equilibrio
	48.3	300	106		P finale

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

MATERIALI IMPIEGATI

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

	Volume m ³	Densità kg/l	Cemento t	t	% Correttivi
Premalta					
1 ^a malta	22	1.9	29		0.8% D 603 + 0.8% D-80 + D 47
2 ^a malta					

Compagnia cementazione DOWELL n° 1411 ticket operaz. Operatori CARAPPELLA
 Unità di cementazione: n° 1 tipo n° 1 utilizzate
 Registrazioni: volume ☐ portata ☐ densità ☐ pressione ☐
 Impianto di perforazione tipo OIL WELL 3000 Contrattista SAIPEM

OSSERVAZIONI:

Operazione tecnicamente riuscita

Operazione	Personale AGIP presente	giorno dal	ore	giorno al	ore
Tubaggio	Monti - Pettinari - Seneca - bore				
Cementazione	"				

Data

08/06/87

Compilatori

Pettinari