

PENNINA 2 DIR
=====

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

RELAZIONE FINALE
=====

Ortona, GENNAIO 1989

INDICE
=====

PARTE I

=====

DATI GENERALI

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

PARTE II

=====

DATI MINERARI

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

PARTE III

=====

DATI GEOLOGICI

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

PARTE IV

=====

DATI DI PERFORAZIONE

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

ALLEGATI

=====

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

PARTE I
 =====
 DATI GENERALI

1.1 ANAGRAFICA POZZO

Pozzo : PENNINA 2 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",2 N
 Long. : 14° 09' 41",5 E
 Quota Tavola Rotary: : m 29.1 s.l.m.
 Fondale : -m 73
 Distanza dalla costa : 23 Km
 Profondita' finale : m 2425.0 (v. 2266.7)

1.2 TEMPI DI PERFORAZIONE

Impianto di perf. : OILWELL 3000 (SAIPEM)
 Inizio : 21/02/1987
 Fine : 18/05/1987
 Rilascio impianto : 28/07/1987

1.3 OBIETTIVO

Il pozzo PENNINA 2 DIR, come pozzo di coltivazione, aveva per obiettivo i livelli mineralizzati a gas, già identificati dal pozzo PENNINA 1, compresi tra le profondità di 1600 e 2200 metri, in una serie di alternanze di sabbie ed argille di età Pliocenica medio-superiore.
 In particolare il pozzo doveva raggiungere i livelli Pen 11, Pen 13 e Pen 15 per la loro messa in produzione con completamento doppio.

1.4 RISULTATO

Dall'analisi dei logs elettrici, sonici e radioattivi il pozzo è risultato mineralizzato a gas nei livelli Pen 15, 14, 13, 11, 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 è deciso di predisporre per la messa in produzione in questo pozzo i seguenti livelli : Pen 11, Pen 9b, Pen 7, Pen 5, Pen 4 e Pen 1, iniziando a produrre dai livelli Pen 7 e Pen 1.

1.5 SITUAZIONE ATTUALE

Il pozzo e' stato completato con completamento doppio selettivo:

String lunga per la messa in produzione dei livelli:

2181.0 - 2184.0, 2232.0-2234.0, 2228.0-2230.0, 2222.5-2226.0, 2359.5-2364.0, composta da TBGS 2"3/8 P105 con scarpa a m 2247 e n 3 Packers OTIS RH fissati a m 2240-2206-2167.

String corta per la messa in produzione dei livelli:

1965.5 - 1968.0, 2059.0-2061.0, 2143.5-2146.0, 2140.0-2143.0, 2136.0-2138.5, composta da TBGS 2"3/8 P105 con scarpa a m 2126 e n 3 Packers OTIS RDM fissati a m 2118-2041-1949.

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

1.6 CAMPIONATURA

Cuttings

da m 360 a m 2425 ogni 10 m

1.7 CAROTE DI FONDO

Nessuna.

1.8 CAROTE DI PARETE

Nessuna.

1.9 OPERAZIONI DI WELL LOGGING

Registrazioni effettuate dalla Schlumberger

DIL-SLS-GR-SP	da m	356.0	a m	1317.5
SHDT-GR	da m	356.0	a m	1319.0
DIL-SLS-GR-SP	da m	1317.0	a m	2426.0
SHDT-GR	da m	1317.0	a m	2426.0
CNL-LDL-GR	da m	1317.0	a m	2426.0
CBL-GR-VOL	da m	650.0	a m	2380.0
RFT	da m	1967.5	a m	2229.5

PARTE II
 =====
 DATI MINERARI

2.1 MANIFESTAZIONI

GAS

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

a m 483	= 2.2%
a m 490	= 6 %
a m 505	= 2.2%
a m 532	= 1.8%
a m 578	= 3 %
a m 609	= 2.2%
a m 755	= 1.5%
a m 789	= 1.8%
a m 1013	= 3 %
a m 1783	= 3 %
a m 1814	= 2 %
a m 1868	= 1.6%
a m 1940	= 3.5%
a m 1948	= 1.8%
a m 1965	= 20 %
a m 2000	= 4 %
a m 2045	= 10 %
a m 2057	= 6 %
a m 2061	= 18 %
a m 2134	= 8 %
a m 2140	= 11 %
a m 2169	= 13 %
a m 2182	= 4 %
a m 2223	= 12 %
a m 2233	= 10 %
a m 2263	= 20 %
a m 2292	= 40 %
a m 2350	= 4 %
a m 2358	= 10 %

OLIO

Nessuna.

ACQUA

Nessuna.

2.2 ASSORBIMENTI

Nessuna.

2.3 MINERALIZZAZIONI

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

m 1783	- 1788	(q 1598.1-1603.0 GWC)	Pen 15
m 1815	- 1825	(q 1629.6-1639.5 GWC)	Pen 14
m 1865	- 1870	(q 1679.1-1684.1 -)	Pen 13
m 1940	- 1948.5	(q 1753.8-1762.3 GWC)	Pen 12
m 1965	- 1972	(q 1774.8-1778.8 GWC)	Pen 11
m 1987	- 2004	(q 1810.7-1817.7 GWC)	Pen 10
m 2049.5	- 2056.5	(q 1862.6-1869.6 -)	Pen 9
m 2059	- 2061	(q 1872.6-1874.6 -)	Pen 9B
m 2067	- 2075	(q 1880.6-1888.6 GWC)	Pen 8
m 2135	- 2150	(q 1948.9-1963.4 GWC)	Pen 7
m 2169	- 2173	(q 1982.4-1986.4 -)	Pen 6
m 2181	- 2188	(q 1994.3-2001.3 GWC)	Pen 5
m 2222.5	- 2238	(q 2035.8-2051.2 GWC)	Pen 4
m 2258	- 2274	(q 2071.2-2087.2 GWC)	Pen 3
m 2290	- 2301	(q 2103.1-2114.1 GWC)	Pen 2
m 2350	- 2353.5	(q 2163.0-2166.5 -)	Pen 1b
m 2359.5	- 2369	(q 2172.5-2181.5 GWC)	Pen 1

Inoltre tracce di gas sono state evidenziate nei seguenti livelli:

m 563 - 570
m 584 - 602

2.4 PROVE DI STRATO

IN FORMAZIONE

Nessuna.

IN COLONNA

Nessuna.

ATTRAVERSO SCARPA

Nessuna.

2.5 PROVE DI PRODUZIONE

Nei livelli mineralizzati del giacimento di Pennina non sono state effettuate prove di produzione, in quanto essendo stati ritrovati i livelli già evidenziati nel pozzo Pennina 1, si è 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 (string lunga)

Con Duse 3/8"	FTHP	= 152.6	Kg/cm ²
	STHP	= 202.6	"
	Qgas	= 118.900	Nmc/g

Livello Pen 7 (string corta)

Con duse 3/8"	FTHP	= 151.8	Kg/cm ²
	STHP	= 184.3	"
	Qgas	= 112.00	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 attraversate ci si è dovuto basare esclusivamente sui dati ricavati dai logs elettrici e dall'analisi dei cuttings. Sulla base di questi dati si può suddividere il profilo del sondaggio in quattro intervalli principali.

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

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

L'intervallo successivo, corrispondente alla F.ne Carassai, è caratterizzato dalla presenza di intercalazioni di sabbie "pulite" con argille grigie da plastiche a debolmente compatte; la porosità media delle sabbie (valutata 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 al cui interno rinveniamo un livello a sabbia fine-molto fine, mineralizzato a gas.

Al di sotto di questo e fino a m 2370 ritroviamo la formazione Carassai con alternanze di argille grigie, da plastiche a moderatamente compatte e di sabbie fini, con porosità media del 20% mineralizzate a gas e ad acqua salata.

Nella parte finale del pozzo, da m 2370 a m 2425, ritroviamo nuovamente delle argille grigie-grigio chiare, plastiche, talora debolmente marnose (Argille del Santerno).

2.7 CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

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

2.8 PRESSIONI

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

Il valore ricavato e' pari a $1.16 \text{ Kg/cm}^2/10 \text{ m}$.
(vedi fig. 1)

2.9 TEMPERATURE

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

PARTE III

=====

DATI GEOLOGICI

3.1 SCOPO DEL SONDAGGIO

Scopo del sondaggio PENNINA 2 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 profondità, mostrano in alcuni casi un contatto gas - acqua, mentre in altri e' stato assunto come contatto il GDT assunto al bottom dei livelli stessi.

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

Il Pozzo Pennina 2 Dir, in particolare, doveva mettere in produzione i livelli Pen 11, Pen 13 e Pen 15.

3.2 LITOSTRATIGRAFIA

I terreni attraversati possono essere così suddivisi:

F.M.	-	360	Non campionato
		(360)	
360	-	1335	Pleistocene / Argille del Santerno: Argilla grigia chiara, plastica siltoso-sabbiosa con intercalazioni di sabbia e livelli di cineriti.
(360)		(1218.9)	
1335	-	1839	Pliocene Superiore / Carassai: Banchi di sabbia da media a fine con intercalazioni di argilla grigio-chiara.
(1218.9)		(1682.5)	
1839	-	1940	Pliocene Superiore / Argille del Santerno: Argilla grigio-chiara, plastica.
(1682.5)		(1772.0)	Presenza di un banco di sabbia quarzosa da fine a molto fine.
1940	-	2370	Pliocene Superiore - Pliocene Medio / F.ne Carassai: Banchi di sabbia da fine a molto fine con intercalazioni e setti di argilla grigio-chiara.
(1772.0)		(2183.0)	
2370	-	2425	Pliocene Medio - Argille del Santerno: Argilla grigio-chiara plastica.
(2183.0)		(2266.7)	

3.3 INTERPRETAZIONE HDT

L'analisi del Dipmeter ha confermato quanto già emerso durante la perforazione dei pozzi Pennina 6 Dir e 3 Dir cioè uno scostamento dell'asse della struttura rispetto alle previsioni.

Il culmine strutturale è stato infatti attraversato a N.W. dalla posizione preventivata il che ha comportato modifiche al programma originario di sviluppo.

I livelli al top della struttura (Pen 17) sono state incontrate in lieve immersione ad SW, mentre i livelli centrali e inferiori (Pen 12) sono stati incontrati in lieve immersione ad Est.

La copertura alla struttura presenta invece una lieve pendenza a NW.

3.4 TETTONICA

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

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

Le strutture è 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 2 Dir è risultato mineralizzato a gas nei livelli Pen 15, 14, 13, 12, 11, 10, 9, 9B, 8, 7, 6, 5, 4, 3, 2, 1, conformemente all'interpretazione generale del campo.

Il pozzo è stato completato e predisposto per la messa in produzione dei livelli Pen 1, Pen 4, Pen 5, Pen 7, Pen 9B, Pen 11, iniziando a produrre dai livelli Pen 1 e Pen 7.

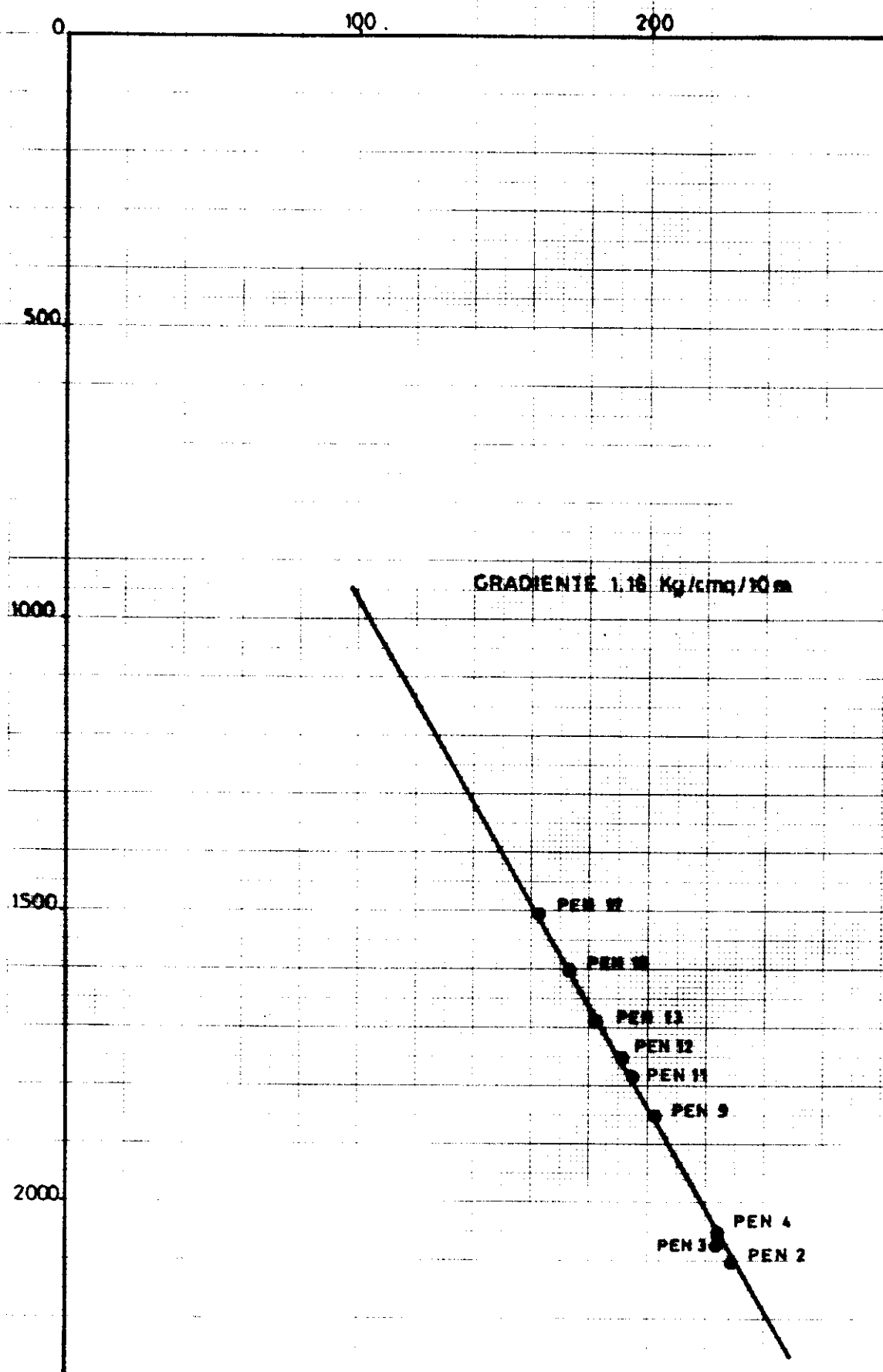
Per quanto riguarda invece i rapporti esistenti tra questo pozzo e gli altri pozzi del campo si rimanda alle tabelle riassuntive (all. n 5).

=====

GIACIMENTO DI PENNINA

fig. 1

GRADIENTE DI PRESSIONE DA RETI



PORTE IV

DATI DI PERFORAZIONE

4.1 DATI GENERALI

Il pozzo è stato perforato con impianto OILWELL 3000 della Società SAIPEM su piattaforma fissa denominata PENNINA.

Coordinate di partenza: Lat. 43° 01' 14",450 N

Long. 14° 09' 49",516 E

Coordinate di fondo p.: Lat. 43° 00' 54",260 N

Long. 14° 09' 41",526 E

4.1.1 TEMPI DI ATTIVITA'

Inizio tariffa (batt.C.P.) ore 11.00 del 18/1/87

Fine ore 14.00 del 21/1/87

Inizio (ribattitura C.P.) ore 16.00 del 29/1/87

Fine ore 12.00 del 31/1/87

Inizio (fase 17"1/2) ore 04.00 del 20/2/87

Fine ore 20.00 del 22/2/87

Inizio (fase 12"1/4+8"1/2) ore 22.00 del 1/5/87

Fine ore 02.00 del 23/5/87

Inizio (completamento) ore 15.00 del 10/7/87

Fine lavori ore 14.00 del 17/7/87

Totale giorni 35 + 18 ore

4.1.2 RIPARTIZIONE TEMPI

	ore	%
A) Perforazione	432.50	50.41
B) Carotaggio	0.00	0.00
C) Tubaggio	98.50	11.48
D) Controllo manif.e assorb.	3.50	0.41
E) Pescaggio e prese batteria	24.50	2.86

F) Logs elettrici	44.50	5.19
G) Prove di strato e compl.	138.50	16.14
H) Deviazione	12.50	1.46
I) Apparecch.di sicurezza	44.00	5.13
L) Abbandono pozzo	00.00	0.00
M) Spostamento impianto	3.50	0.41
N) Varie	45.00	5.24
O) Riparazione e Manutenzione	3.00	0.35
P) Attesa	8.00	0.93
	858.00	100.00%

4.2 STORIA DELLA PERFORAZIONE

Per lo sviluppo del campo Pennina, è stata utilizzata una piattaforma fissa con 6 slots per i pozzi "PENNINA 2, 3D, 4D, 5D, 6D, 7D",

Sono stati battuti 6 C.P. e tubate 6 colonne 13"3/8 ma in fase di esecuzione si è deciso di proseguire la perforazione solo su 5 pozzi abbandonando il pozzo Pennina 4D subito dopo il tubaggio della 13"3/8. Inoltre ci sono state modifiche ai progetti nella perforazione dei pozzi 2-5D-7D.

4.2.1 C.P. 30" A mt-190

Durante la perforazione all'interno del C.P. 30" precedentemente battuto, (*) lo stesso scivolava verso il basso di 1.5 mt.

Sospeso perforazione. Recuperato flangia base e diverter.

Reintegrato C.P. e battuto fino a mt. 190.

(*) a 159 m

4.2.2 FORO 17"1/2 A mt 358

Con bit 26" lavato interno C.P. 30".

Con bit 17"1/5 avanzato in verticale fino a mt 358

Batteria: Bit+NB+OR.SUB+Monel+2DC+STAB+9DC+15HW

Fango : FW-GE 1200 x 50

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso casing 13"3/8 - J55-61 BTA, con scarpa atta a ricevere lo stinger a mt 356.

Equipaggiamento colonna: C1 da mt 356 a mt 293

C2 da mt 293 a mt 194

Con stinger cementato colonna con 50 mc di gel cemento a D= 1500 g/l, confezionato con 350 qli di cemento classe "G" + 3% Salt Gel seguito da 32 mc di malta a D=1900 g/l confezionato con 420 qli di cemento classe "G".

TESTA POZZO E COLLAUDI

Montato BOP stack 13"5/8 - 10000

Test BOP: provato ganasce cieche a 50 atm

ganasce sagomate a 50 atm

hydrill a 50 atm

condotte di sup. a 210 atm

4.2.3 FORO 12"1/4 A mt 1320 (vert. 1206 mt)

Ripreso perforazione ed avanzato in verticale fino a mt 380

Con jetting iniziato deviazione e avanzato fino a mt 1320

aumentando l'angolo fino a un max di 35°1/2 in direzione S 12W.

Batteria: in funzione della deviazione

Fango : FW-LS 1280 42

LOGS ELETTRICI

Registrato: DIL-SLS-GR da mt 1320 a mt 356
SHDT da mt 1320 a mt 356

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso casing 9"5/8 - J55 - 43.5 BTA con scarpa a mt 1317.

Equipaggiamento colonna: 2CPPM da mt 1317 a mt 1291

C1 da mt 1291 a mt 355

C2 da mt 355 a mt 24

Durante la circolazione di fondo reciproca colonna.

Cementato colonna con 25 mc di gel cemento a D=1500 g/l

confezionato con 177 qli di cemento "G" + 3% Bentonite.

preidratata seguito da 20 mc di malta normale a D= 1900 g/l

confezionata con 265 qli di cemento "G".

Contatto tappi a 140 atm. A giorno 3 mc di fango contaminato da cemento.

TESTA POZZO E COLLAUDI

Attesa presa cemento: 6.5 ore

Incuneato casing con 60 ton.

Montato corpo intermedio 13"5/8 x 11" x 5000 e provato a 140 atm.

Rimontato BOP stack 13"5/8 x 10000.

Provato tenuta BOP: ganasce cieche a 70 atm
ganasce sagomate a 210 atm
hydrill a 30 e 100 atm
condotte di sup. a 210 atm

4.2.4 FORO 8"1/2 A mt 2425 (vert. mt 2266.7)

Ripreso perforazione ed avanzato controllando deviazione con MWD fino a mt 1645.

Turboperforato per correzione direzione da mt 1645 a mt 1681.

Ripreso perforazione ed avanzato controllando deviazione con MWD fino a mt 2425 (vert. 2266.7) fondo pozzo.

A F.P. il pozzo aveva un'inclinazione di 3.9° in direzione S 36.1 W.

Da mt 1974 manifestazioni di gas.

Batteria: in funzione della deviazione

Fango : FW-LS 1270 43

LOGS ELETTRICI

Registrato: DIL-SLS-GR da mt 2425 a mt 1320

SHDT da mt 2425 a mt 1320

Durante la discesa dell'LDT, a mt 2200 si prende lo strumento.

Eseguito pescaggio con esito positivo.

Eseguito discesa con bit.

Registrato LDT-GR da mt 2423 a mt 1317.

TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

Disceso csg 7" a mt 2421 (vert. 2262.7)

Profilo csg : 7" -N80-28 BTA da mt 2421 a mt 1628

7" -N80-23 ANTARES da mt 1628 a mt 0.

Equipaggiamento colonna: 2CPPM da mt 2420 a mt 2383
da mt 1879 a mt 1783

2CPP da mt 2371 a mt 2358
da mt 2334 a mt 2321
da mt 2309 a mt 2283
da mt 2270 a mt 2258
da mt 2245 a mt 1996

2CPP	da mt 1970 a mt 1933
	da mt 1906 a mt 1895
	da mt 1832 a mt 1819
C1	da mt 1783 a mt 1291
C5	da mt 1252 a mt 890

Cementato colonna con 320 qli di cemento classe "G" + 0.8%
D603+0.8% D80+0.1% D47. D= 1900 g/l. C.T. = 150 atm

TESTA POZZO E COLLAUDI

Attesa presa cemento 10 ore

Incuneato colonna con 82 ton.

Montato corpo superiore 11" x 7"1/16 x 5000 e provato a 300 atm.

Rimontato BOP stack 13"5/8 x 10000

Provato tenuta BOP: ganasce cieche	a 70 atm
ganasce sagomate	a 210 atm
hydrill	a 30 e 100 atm
condotte di sup.	a 210 atm

COMPLETAMENTO

Disceso bit + scraper a mt 2383. (Quota collare)

Sostituito fango con Brine a D=1250 g/l.

Registrato CBL-VDL-CCL da mt 2383 a mt 650. Top cemento a mt 750.

Eseguiti 2 RFT 1^) a mt 1967.5 P=185 atm
2^) a mt 2229.5 P=223 atm

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

da mt 2364	a mt 2359.5
da mt 2234	a mt 2232
da mt 2230	a mt 2228
da mt 2226	a mt 2222.5
da mt 2184	a mt 2181
da mt 2146	a mt 2143.5
da mt 2143	a mt 2140
da mt 2138.5	a mt 2136

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

da mt 2061	a mt 2059
da mt 1968	a mt 1965.5

Disceso bit + scraper a mt 2383. Circolato e aggiunto 0.1% di DODIGEN al Brine.

Disceso doppio completamento con Tbg 2"3/8 IPD-4.7

collaudando le connessioni a torsione con "JAM" e a tenuta idraulica con "HOLD".

Packer RH fissati a mt 2167, 2206, 2240.

Packer RH fissati a mt 1949, 2041, 2118

Spurgato le due string.

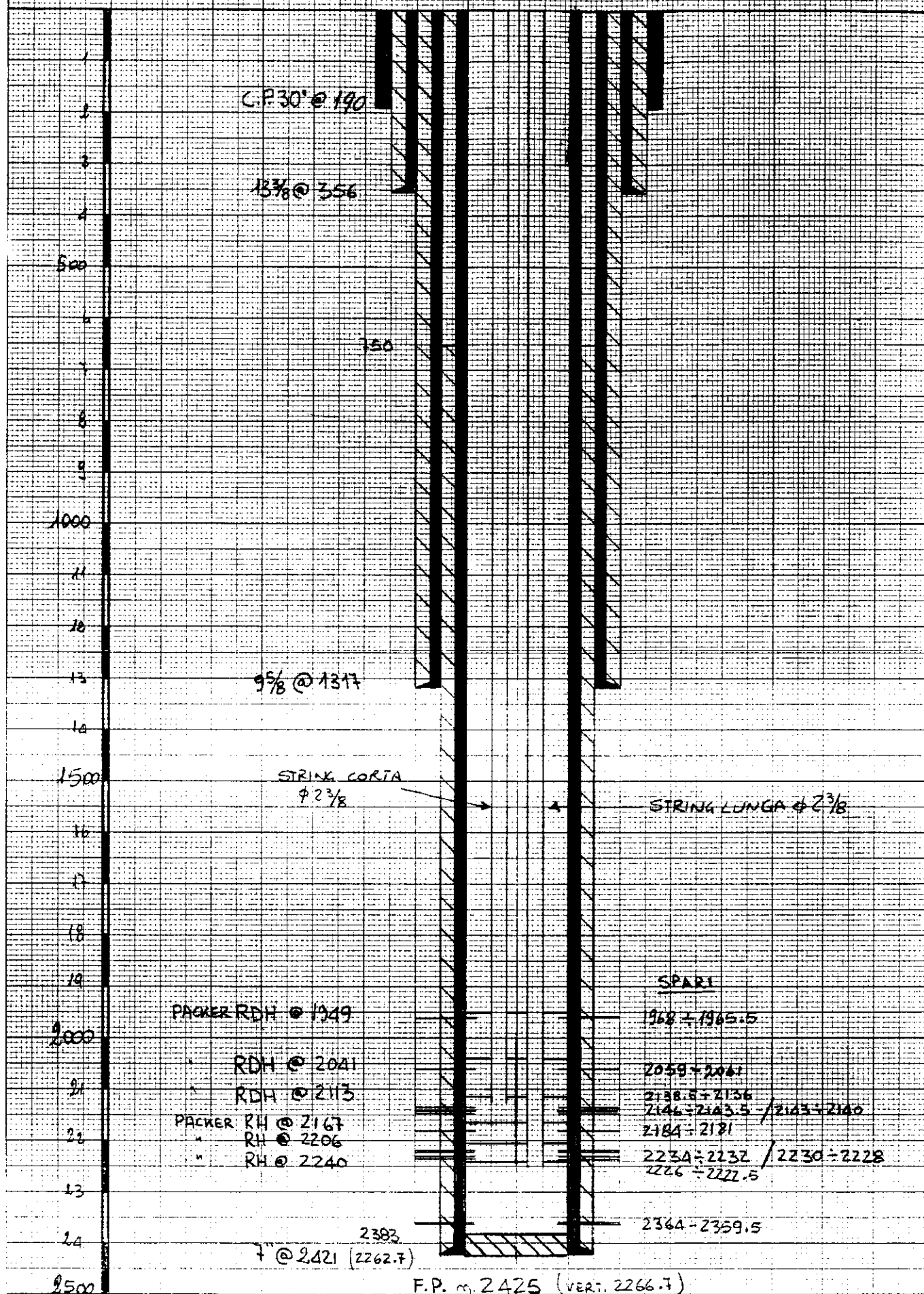
Fissato mandrino OTIS "X" - 2" + EQ SUB tipo "B" + tappo "D" a mt 501 su string lunga e a mt 512 su string corta.

Montato B.P.V. sulle due string.

Skiddato impianto su pozzo PENNINA 7 D.

POZZO : PENNINA 2 D

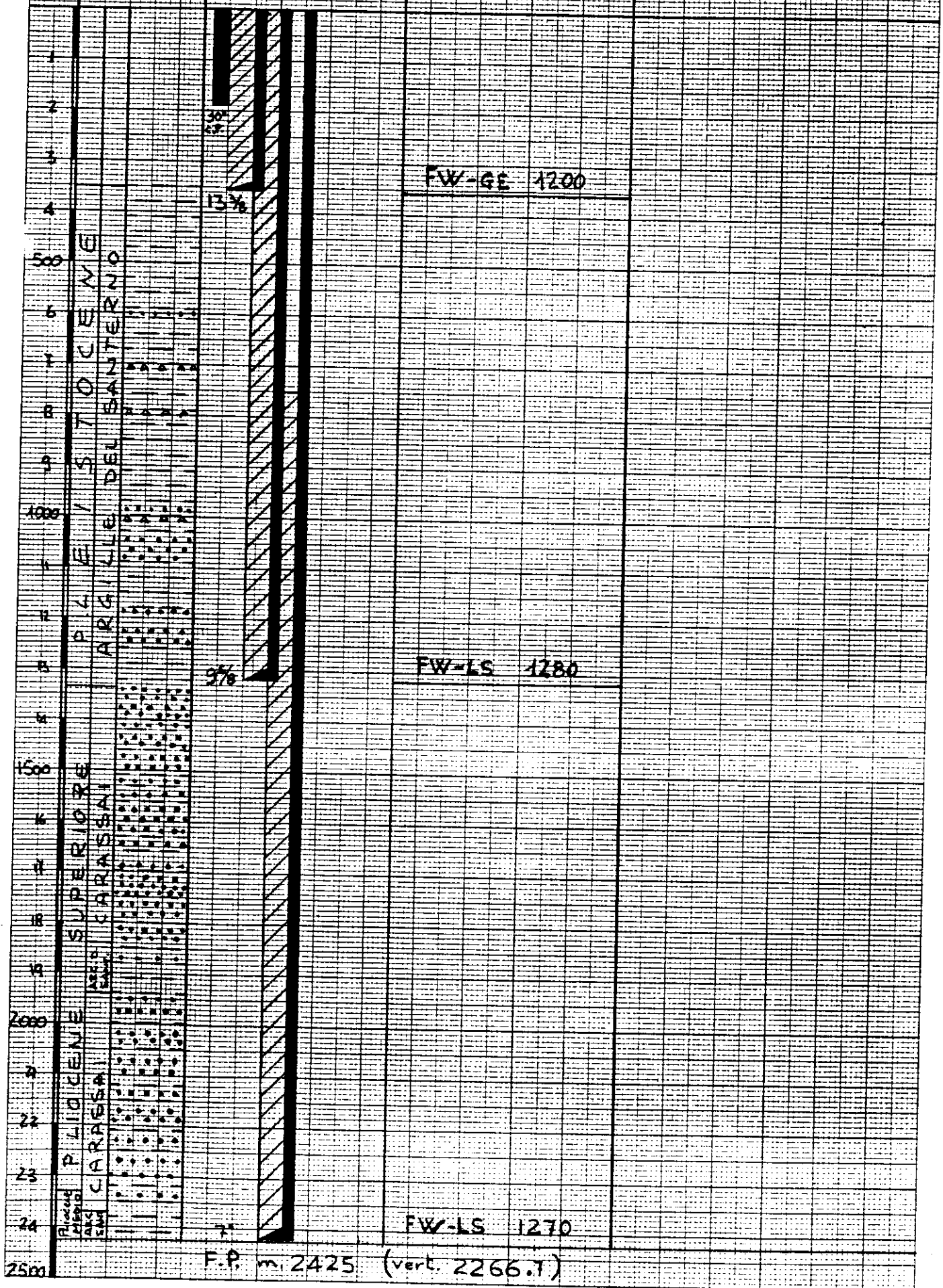
SITUAZIONE ATTUALE



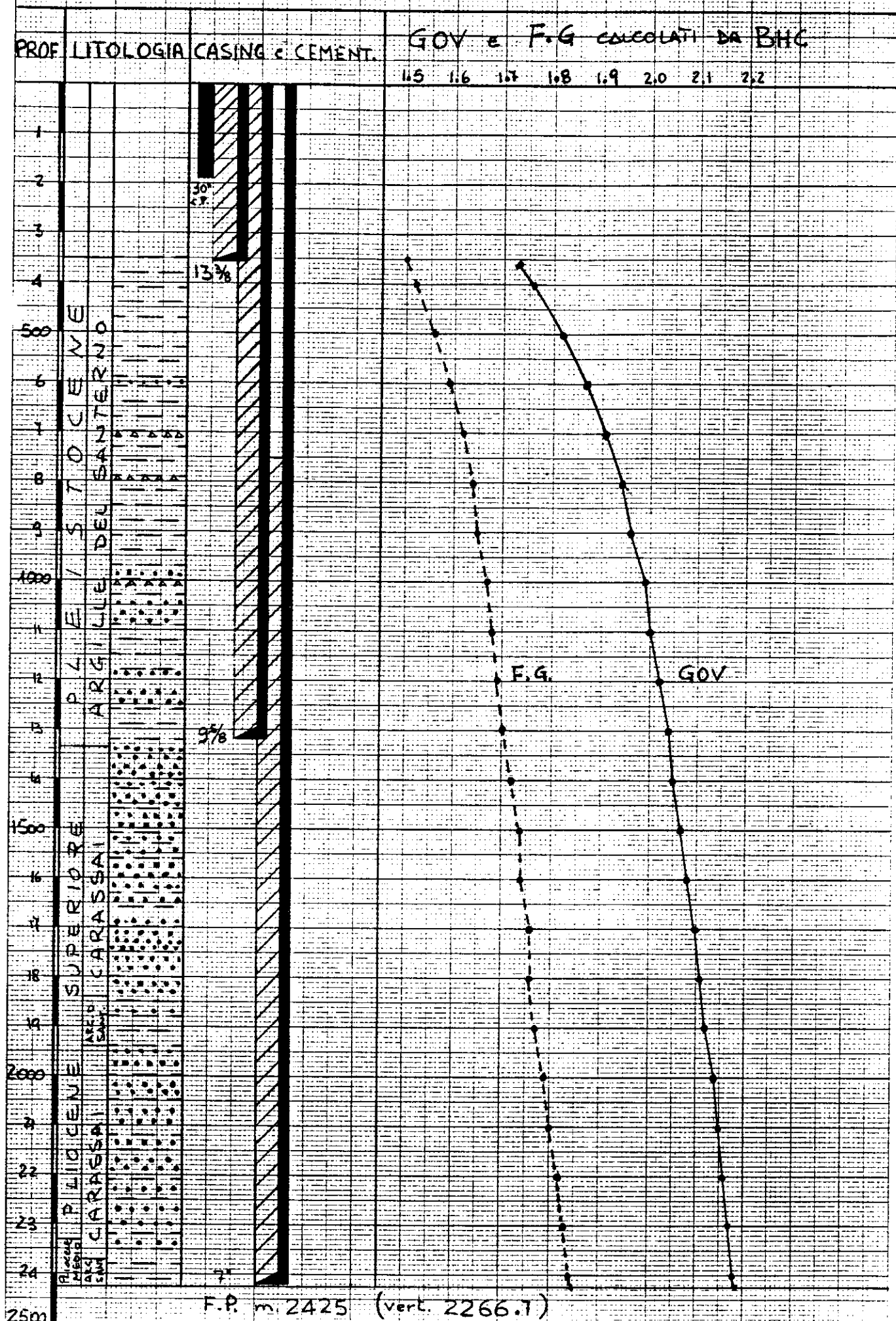
POZZO :

PENNINA 2D

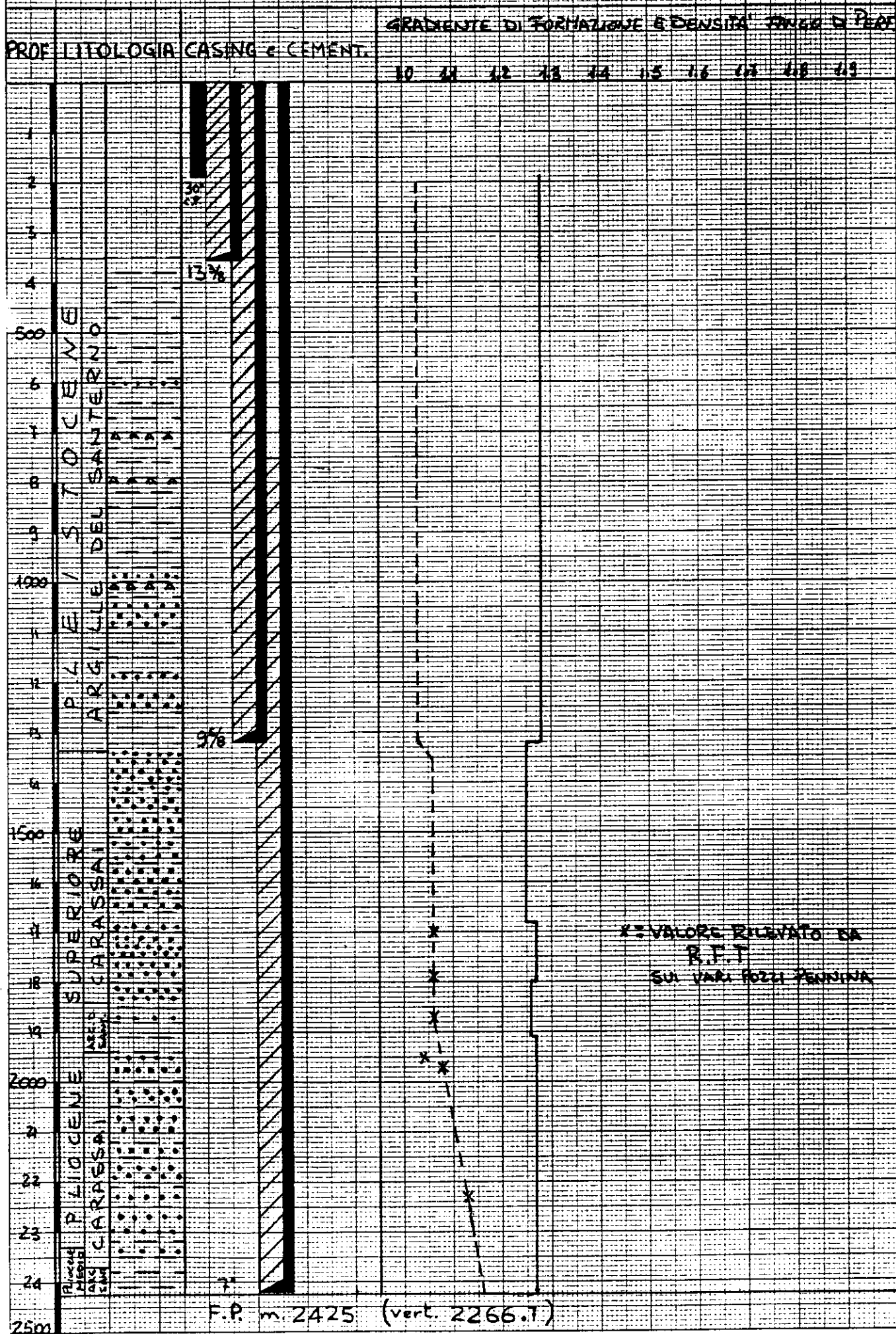
PROF. LITOLOGIA CASING e CEMENT. FANGO DI PERE. DIFFICOLTA' DI PERE.



POZZO : PENNINA 2 D



POZZO: PENNINA 2 D



4.3 ANALISI TEMPI

WELL PENNINA 2D RIG OILWELL3000 SAIPEM

PHASECP.30"			TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)					TOTAL	DEFINITION	DAYS	%																
*	A	*	B	*	C	*	D					*	E	*	F	*											
A	*	0.00	*	7.00	*	0.00	*	4.00	*	0.00	*	64.00	*	75.00	*	drilling oper	*	3.13	*	63.03	*						
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	*	44.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	44.00	*	other	*	1.83	*	36.97	*						
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 =													119.00	DAYS TOTAL =													4.96

WELL PENNINA 2D RIG OILWELL3000 SAIPEM

PHASE17.50		TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)						TOTAL	DEFINITION	DAYS	%
	A	B	C	D	E	F					
A	27.00	7.00	2.50	0.00	0.00	0.00	36.50	drilling oper	1.52	57.03	
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper	0.00	0.00	
C	0.00	6.00	4.00	3.00	8.00	0.00	21.00	casing oper	0.88	32.81	
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	0.50	0.50	deviation	0.02	0.78	
I	0.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.00	BOP	0.21	7.81	
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	1.00	0.00	0.00	0.00	1.00	other	0.04	1.56	
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 =							64.00		DAYS TOTAL =	2.67	

PHASE12.25

TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)										DEFINITION			DAYS		%	
	A	B	C	D	E	F	TOTAL									
A	61.00	29.50	16.50	1.50	0.00	0.00	108.50	drilling oper		4.52	59.62					
B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	coring oper		0.00	0.00					
C	0.00	12.00	2.00	6.50	0.00	4.00	24.50	casing oper		1.02	13.46					
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	9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.00	logging oper		0.38	4.95					
G	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	testing oper		0.00	0.00					
H	0.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	deviation		0.48	6.32					
I	0.00	21.00	0.00	5.00	0.00	0.00	26.00	BOP		1.08	14.29					
L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	well abandon		0.00	0.00					
M	0.00	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.50	rig moving		0.02	0.27					
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	1.10					
P	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	waiting		0.00	0.00					
HOURS TOTAL =							182.00	DAYS TOTAL =		7.58						

WELL PENNINA 2D RIG OILWELL3000 SAIPEM

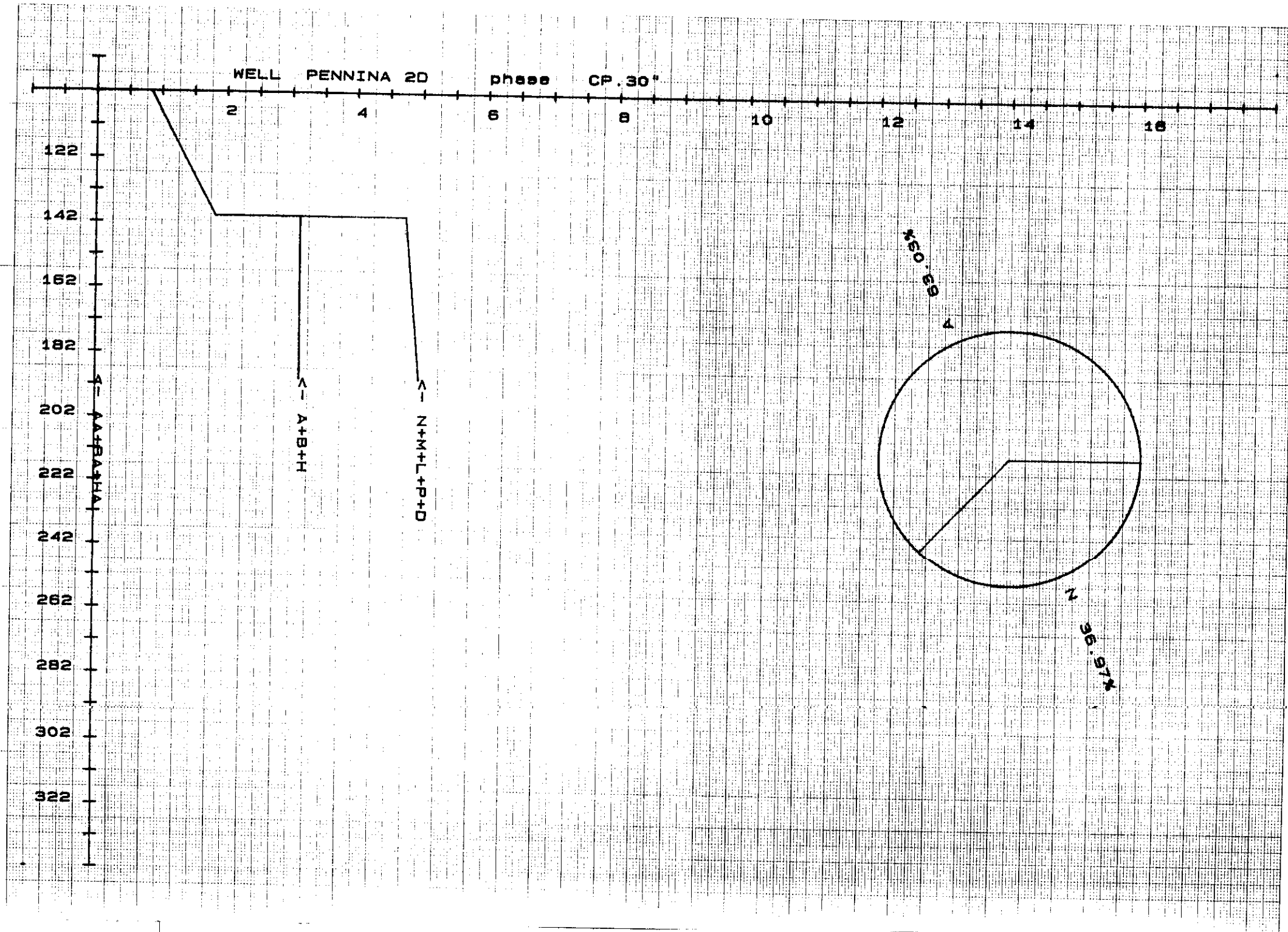
PHASE 8.5			TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)																							
*	A	*	B	*	C	*	D	*	E	*	F	*	TOTAL	*	DEFINITION	*	DAYS	*	%	*						
A	134.00	*	67.50	*	11.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	212.50	*	drilling oper	*	8.85	*	65.18	*						
B	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	coring oper	*	0.00	*	0.00	*						
C	10.00	*	20.00	*	5.00	*	10.00	*	0.00	*	8.00	*	53.00	*	casing oper	*	2.21	*	16.26	*						
D	0.00	*	0.00	*	3.50	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	3.50	*	blowout Kick losses control	*	0.15	*	1.07	*						
E	0.00	*	22.50	*	2.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	24.50	*	fishing oper	*	1.02	*	7.52	*						
F	20.00	*	0.50	*	0.00	*	1.00	*	0.00	*	0.00	*	21.50	*	logging oper	*	0.90	*	6.60	*						
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	2.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	2.00	*	rig moving	*	0.08	*	0.61	*						
N	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	other	*	0.00	*	0.00	*						
O	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	1.00	*	0.00	*	1.00	*	maintenance repair rig	*	0.04	*	0.31	*						
P	0.00	*	0.00	*	0.00	*	0.00	*	8.00	*	0.00	*	8.00	*	waiting	*	0.33	*	2.45	*						
HOURS TOTAL =													326.00	DAYS TOTAL = 13.58												

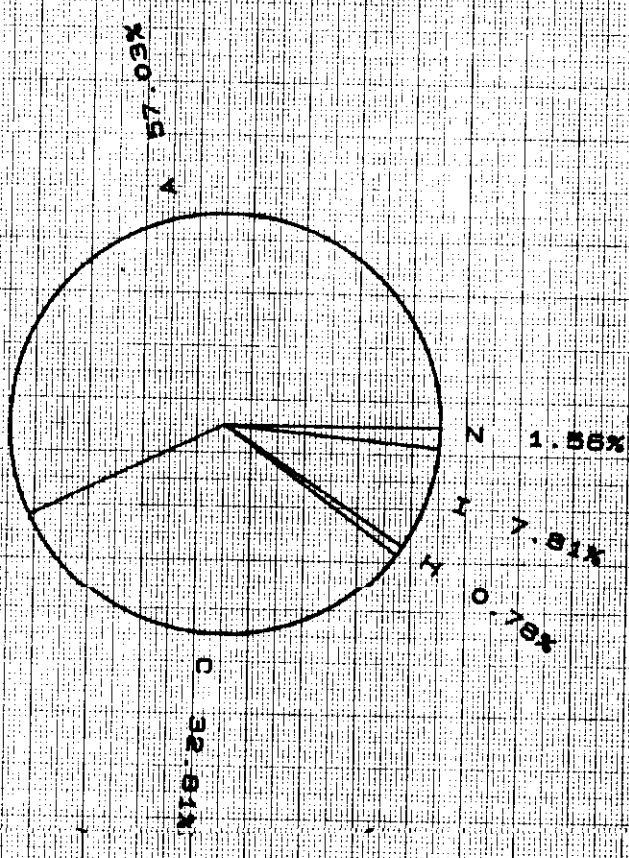
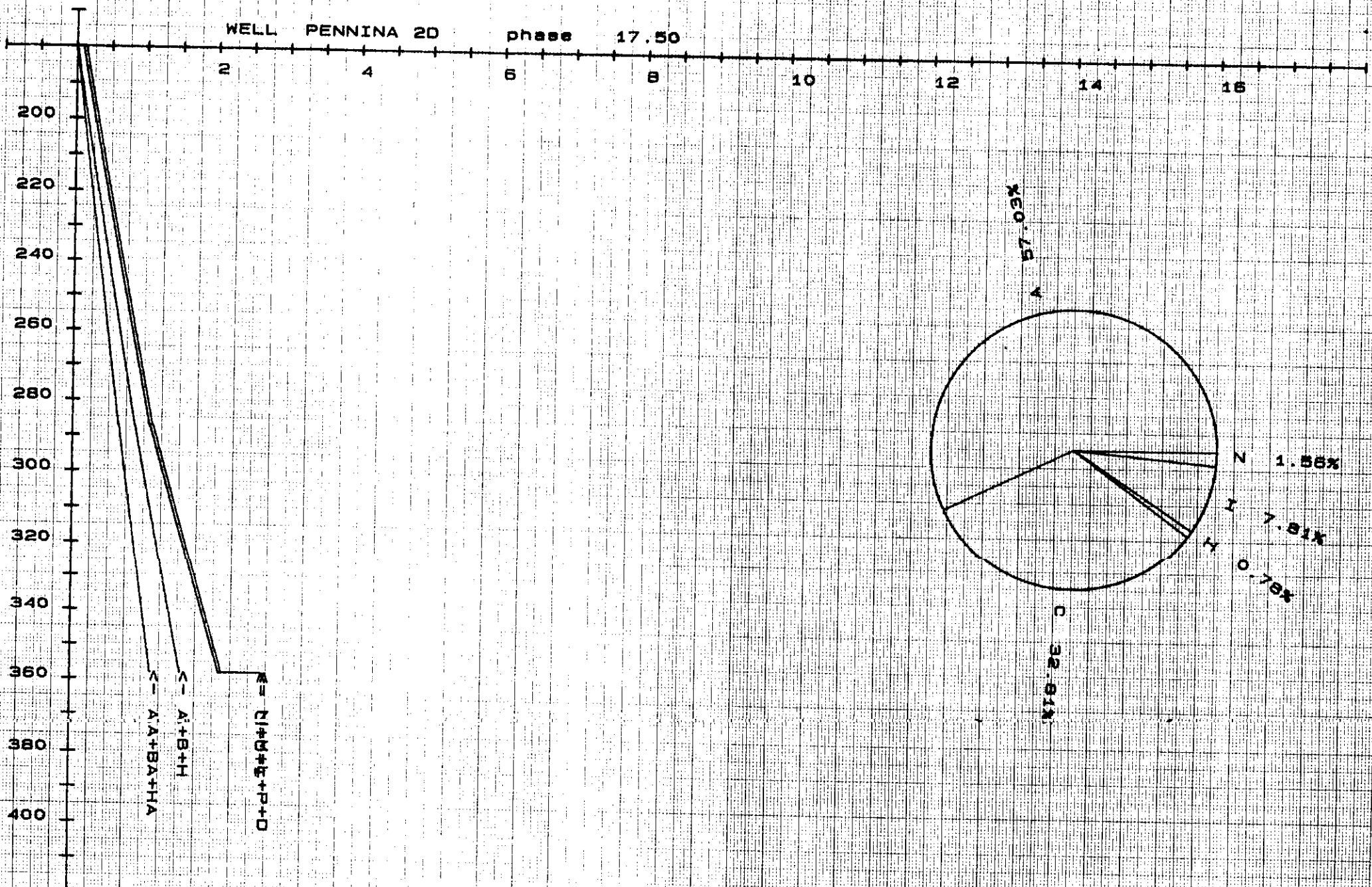
WELL PENNINA 2D RIG OILWELL3000 SAIPEM

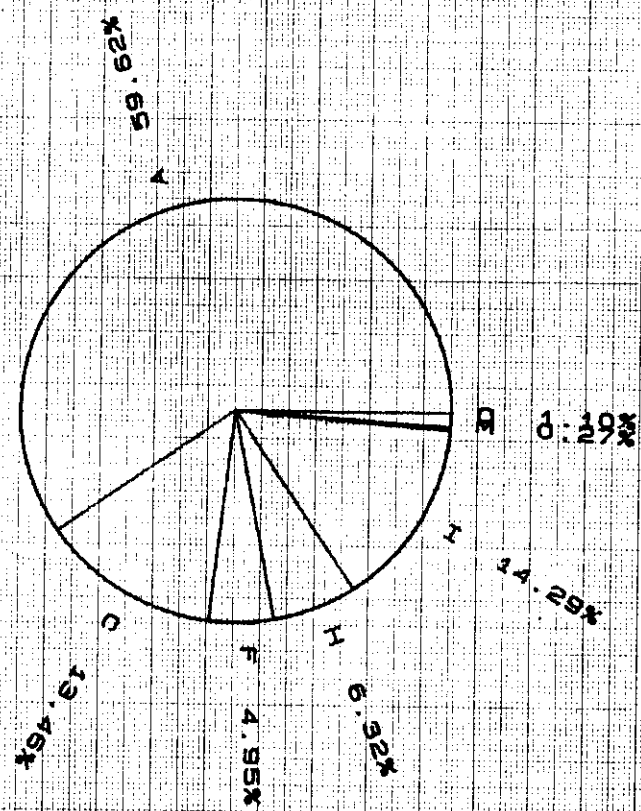
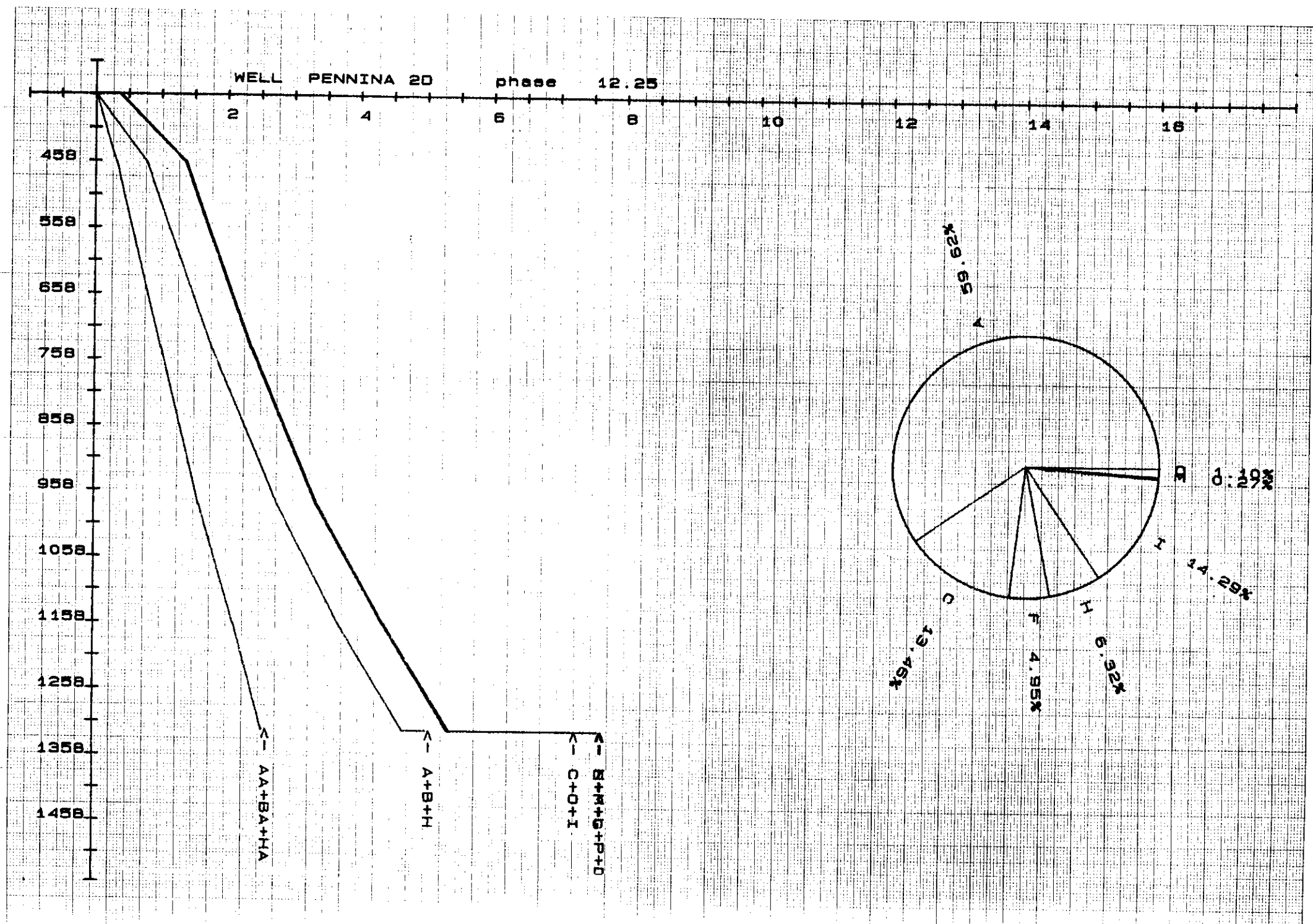
PHASECOMPLE			TIME DISTRIBUTION(IN HOURS)																							
	A		B		C		D		E		F		TOTAL	DEFINITION		DAYS		%								
A	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	drilling oper		0.00		0.00								
B	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	coring oper		0.00		0.00								
C	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		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	14.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		14.00	logging oper		0.58		8.38								
G	26.50		76.00		10.50		0.00		1.00		24.50		138.50	testing oper		5.77		82.93								
H	0.50		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.50	deviation		0.02		0.30								
I	0.00		11.00		0.00		2.00		0.00		0.00		13.00	BOP		0.54		7.78								
L	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	well abandon		0.00		0.00								
M	1.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		1.00	rig moving		0.04		0.60								
N	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	other		0.00		0.00								
O	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	maintenance repair rig		0.00		0.00								
P	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	waiting		0.00		0.00								
HOURS TOTAL =													167.00	DAYS TOTAL =												
														6.95												

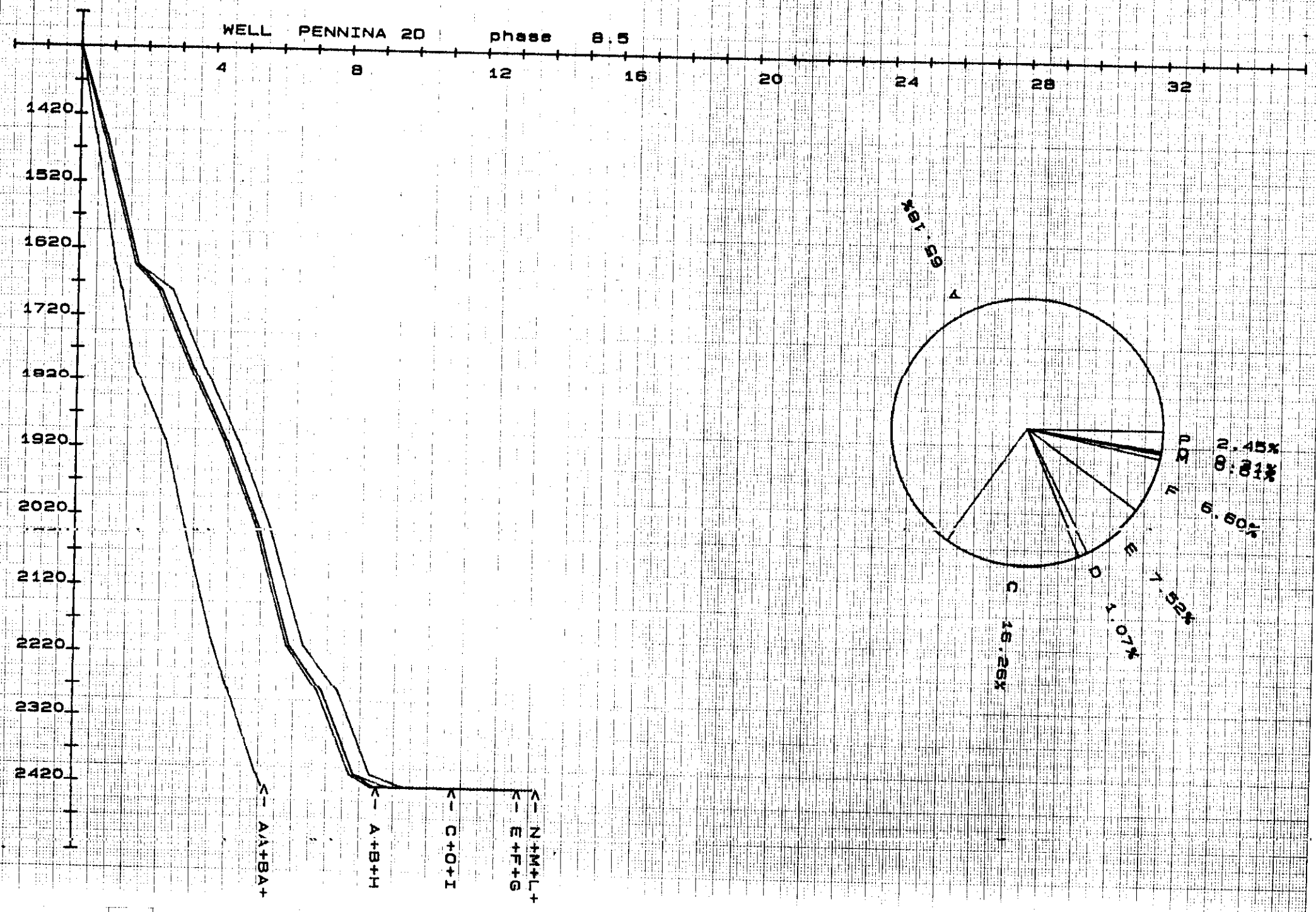
WELL PENNINA 2D RIG OILWELL3000 SAIPEM

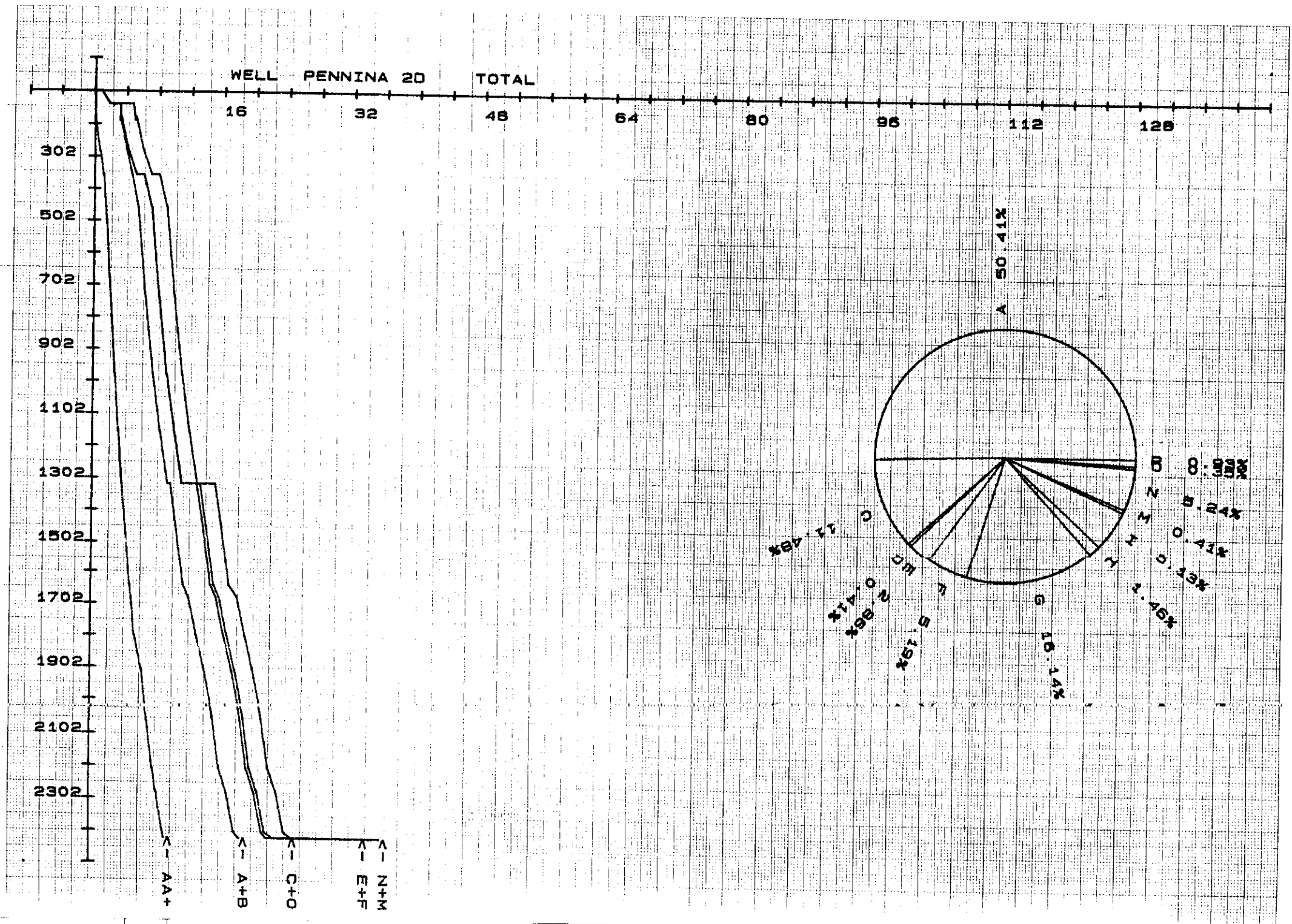
	TOTAL		TIME DISTRIBUTION (IN HOURS)							DEFINITION		DAYS	%
	A	B	C	D	E	F		TOTAL					
A *	222.00 *	111.00 *	30.00 *	5.50 *	0.00 *	64.00 *		432.50 *	drilling oper	*	18.02 *	50.41 *	
B *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *		0.00 *	coring oper	*	0.00 *	0.00 *	
C *	10.00 *	38.00 *	11.00 *	19.50 *	8.00 *	12.00 *		98.50 *	casing oper	*	4.10 *	11.48 *	
D *	0.00 *	0.00 *	3.50 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *		3.50 *	blowout Kick losses control	*	0.15 *	0.41 *	
E *	0.00 *	22.50 *	2.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *		24.50 *	fishing oper	*	1.02 *	2.86 *	
F *	43.00 *	0.50 *	0.00 *	1.00 *	0.00 *	0.00 *		44.50 *	logging oper	*	1.85 *	5.19 *	
G *	26.50 *	76.00 *	10.50 *	0.00 *	1.00 *	24.50 *		138.50 *	testing oper	*	5.77 *	16.14 *	
H *	0.50 *	2.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	10.00 *		12.50 *	deviation	*	0.52 *	1.46 *	
I *	0.00 *	37.00 *	0.00 *	7.00 *	0.00 *	0.00 *		44.00 *	BOP	*	1.83 *	5.13 *	
L *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *		0.00 *	well abandon	*	0.00 *	0.00 *	
M *	3.00 *	0.50 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *		3.50 *	rig moving	*	0.15 *	0.41 *	
N *	0.00 *	0.00 *	45.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *		45.00 *	other	*	1.88 *	5.24 *	
O *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	3.00 *	0.00 *		3.00 *	maintenance repair rig	*	0.13 *	0.35 *	
P *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	0.00 *	8.00 *	0.00 *		8.00 *	waiting	*	0.33 *	0.93 *	
								HOURS TOTAL =	858.00		DAYS TOTAL =	35.75	

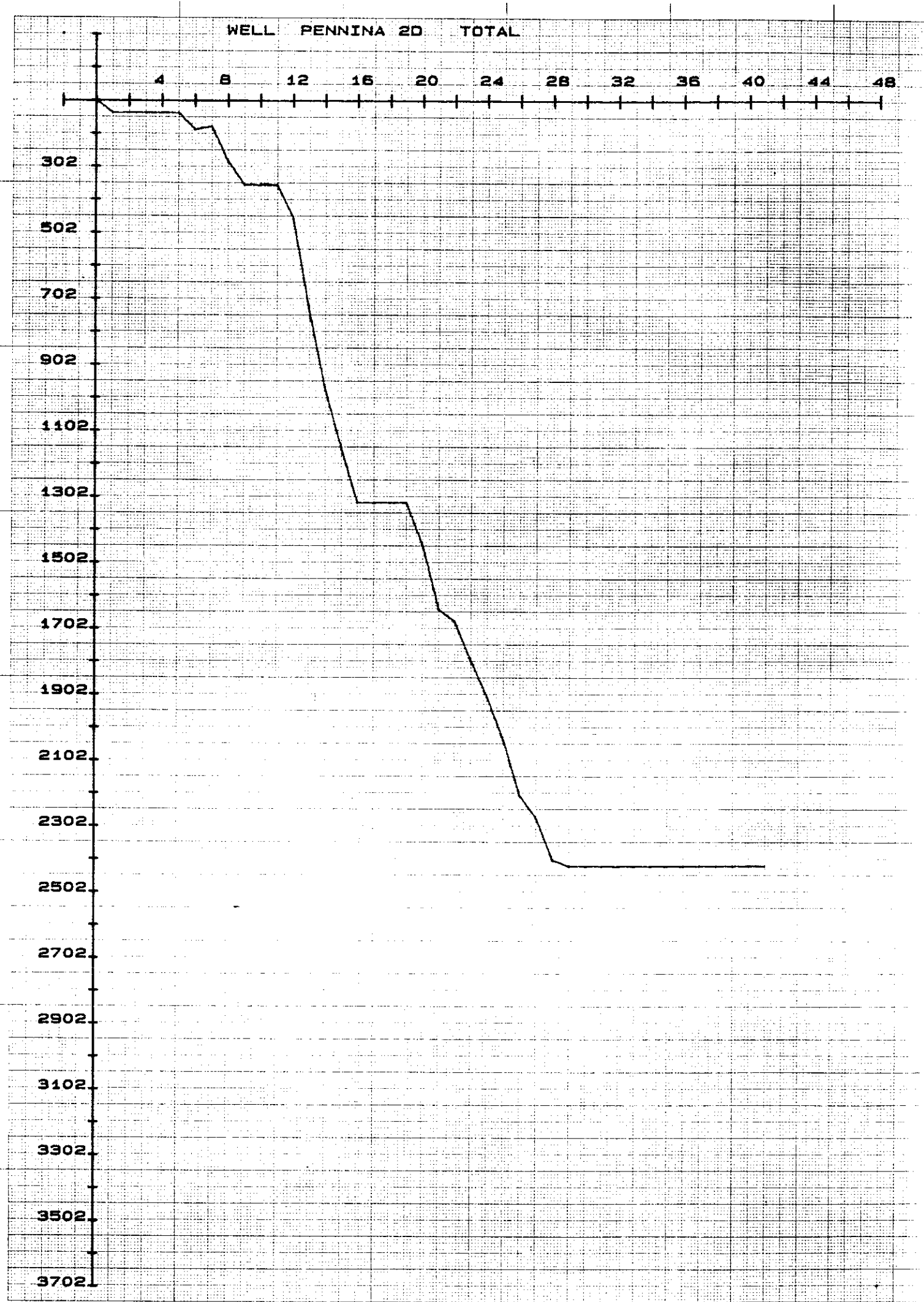












4.4 TABELLA SCALPELLI E DEVIAZIONE

TABELLA SCALFELLI E DATI IDRAULICI

POZZO Pennino 2 Dir CONCESSIONE BC 15 AV NAZIONE _____ CONTRATTISTA SALPEM

IMPIANTO - MARCA E MODELLO OILWELL 3000 RAPPRESENTANTE CONTRATTISTA Remolini RAPPRESENTANTE COMMITTENTE Bacceppi - Monti FOGLIO N. 1

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

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

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

[illegible]

NOTE :

A gip s.p.a.

— S.C.C. - PERFORAZIONE —

pozzo PENNINA n° 2 D
settore SECE
contrattista di deviazione SMITH
direzione programmata S 17 1/2 W (197)

DECLINAZIONE MAGNETICA = 0°

n°	profondità misurata	inclinazione	direzione magnetica	totale verticale	coordinate rettangolari				sezione totale	
					NORD	SUD	EST	OVEST		
1	248	1/2	N 55 W	248 00	62			0 89	- 0	33
2	373	1/2	320	372 99	1 36			1 69	- 0	79
3	392	3	230	391 98	1 41			2 27	- 0	66
4	412	5	220	411 94	0 42			3 26	0	58
5	430	7	208	429 84		1 14		4 31	2	38
6	449	8 1/2	199	448 66		3 49		5 33	4	93
7	478	11	197	477 24		8 16		6 85	9	84
8	506	12	199	504 68		13 47		8 57	15	42
9	535	14 1/2	194	532 91		19 84		10 46	22	07
10	563	16	194	559 92		26 99		12 24	29	42
11	620	20	196	614 13		44 00		16 80	47	02
12	676	24 1/4	198	666 01		64 17		22 97	68	11
13	735	29	198	718 75		89 32		31 14	94	55
14	791	33 3/4	194	766 57		117 34		39 18	123	70
15	814	34	194	785 66		129 78		42 28	136	49
16	861	34 3/4	195	824 45		155 47		48 42	162	99
17	917	35 1/2	194	870 26		186 67		56 99	195	17
18	973	35 1/2	194	915 85		218 22		64 86	227	63
19	1003	35 1/2	194	940 27		235 12		69 07	245	01
20	1061	34 1/4	194	987 86		267 31		77 09	278	12
21	1119	32 3/4	194	1036 22		298 37		84 84	310	07
22	1147	32 1/2	194	1059 80		313 01		88 49	325	14
23	1204	32 1/2	193	1107 88		342 80		95 64	355	69
24	1261	32	192	1156 08		372 49		102 22	385	99
25	1310	31 1/2	192	1197 75		397 71		107 59	411	66
26	1335	31.7	190.9	1219 04		410 55		110 18	424	68
27	1363	31.6	191.6	1242 88		424 96		113 05	439	29
28	1391	31.7	191.3	1266 71		439 36		115 96	453	90
29	1420	31.6	191.6	1291 40		454 27		118 99	469	03
30	1439	31.6	191.6	1307 58		464 03		120 99	478	93
31	1479	29.6	191.6	1342 01		483 97		125 08	499	19
32	1507	27.4	191.6	1366 62		497 06		127 77	512	48
33	1536	25.3	191.6	1392 60		509 67		130 36	525	28
34	1564	23.1	191.6	1418 14		520 91		132 66	536	70

pozzo PENNINA n° 2 D
settore SECE
contrattista di deviazione SMITH
direzione programmata S17 1/2 W (197.50)

[illegible]

4.5 FANGO DI PERFORAZIONE



WELL SUMMARY

DATE: Luglio 1987

RAPPORTO FINALE
PENNINA 2

COMPANY AGIP S.p.A.

ADDRESS S. DONATO MILANESE

WELL PENNINA 2

LOCATION OFFSHORE ADRIATICO

PREPARED BY

A. COSTA
W. D'EMILIO

20 GENNAIO 1987

Salito a bordo il 15/1/87. Preparato 165 m3 di fango AR a 1070 gr/lt per 58 sec/lt di visc. Inizio lavaggio tubo guida sul pozzo Pennina 2 Vert. il 19/1/1987. Lavato tubo guida fino a 140 mt. Scivolamento del tubo guida. Sospensione lavaggio. Estrazione bit 26". Lavori per recupero ed ancoraggio del tubo guida.

21

Lavori per recupero ed ancoraggio tubo guida.

22

Lavori per ancoraggio tubo guida. Spostamento impianto su Pennina 6 dir..

21 FEBBRAIO 1987

Ultimati lavori BOP. Disceso bit 26" a 140 mt. Lavato da 140 a 180 mt. Spiazzato H2O salata con fango. POOH bit 26". RIH bit 17" 1/2 a 180 mt. Perforazione da 180 a 287 mt. in argilla e sabbia. Circolazione e survey intermedi.

22

Perforato da 287 a 358 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH in scarpa. RIH. Circolazione. POOH. Preparativi e tubaggio csg. 13" 3/8. Cementazione. POOH string 5" in corso.

9 MAGGIO 1987

Discesa colonna 9" 5/8. Scarpa a 1317 mt. Collare a 1291 mt. Cementato con 25 m3 di malta a 1500 gr/lt + 20 m3 di malta a 1900 gr/lt. Spiazzato con 50 m3 di fango. Scartati 3 m3 di fango contaminato. WOC. Montaggio testa pozzo.



DAILY OPERATIONS LOG

- 10 MAGGIO 1987
- Montaggio BOP. Prove BOP. Discesa con bit 8" 1/2. Fresaggio cemento e scarpa. Perforazione fino a 1450 mt. Circolazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con Spersene e CMC LV.
- 11
- Manovra per cambio bit e BHA. Al fondo perforazione fino a 1645 mt. Circolato. Controllo foro in scarpa. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con CMC LV e RD-111.
- 12
- Perforazione ferma 8 ore per sciopero. Discesa al fondo con turbina. Turboperforazione fino a 1681 mt. Estrazione turbina in corso.
- 13
- Estrazione turbina. Discesa con bit. Ri-passo foro. Estrazione bit. Discesa con batteria stabilizzata. Perforazione. Diluizione del sistema attivo. Trattamenti con CMC LV e Spersene.
- 14
- Perforazione fino a 1846 mt. Circolazione. Controllo foro è stab. ok. Al fondo perforazione. Diluizione del sistema attivo con trattamenti di CMC LV e disperdente.
- 15
- Perforato da 1907 a 2038 mt. in sabbia e argilla. Circolazione. POOH. Cambio bit; RIH. Perforazione.
- 16
- Perforato da 2038 a 2210 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. Short trip. RIH.
- 17
- Perforazione da 2210 a 2279 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. Short trip. Circolazione. POOH. Cambio bit. RIH in corso.



DAILY OPERATIONS LOG

18 MAGGIO 1987

Perforato da 2279 a 2406 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. Short trip. RIH.

19

Perforato da 2406 mt. a 2425 mt. in argilla e sabbia. Circolazione. POOH in scarpa. RIH. Circolazione. POOH. Operazioni Schlumberger.

20

Operazioni Schlumberger. A 2200 mt. preso attrezzo. Preparativi per discesa pescatore. RIH pescatore. Circolazione per la vaggio pescatore. Pescato pesce. Strappato cavo recuperato. POOH. Recupero pesce. In corso discesa per circolazione.

21

Ultimata discesa. Circolazione per condizionamento fango. POOH. Operazioni Schlumb. RIH. Circolazione per condizionamento fango. POOH.

22

Ultimata estrazione. Preparativi e tubaggio csg. 7". Cementazione. WOC.



DAILY MUD PROPERTIES

PENNINA 2 VERT.

1984	MT	GR/LT	VISCOSITY		CORR.		GELS		pH	FLUID LOSS		CL	ALKALINITY			CA	RETORT			ACTIVITY		# BW	TOTAL MUD COST
			SEC.	CPS.	PV	YP	0	10		100 PSI	500 PSI		PF	PM	MF		%	%	%	As	Am		
DATE	DEPTH	WT.							BECK	API	HT-HP	CACT				ppm	OIL	SOL	WATER				
20-1	140	1070	58						9.5			0.58	0.4			0.12	2	84					
21-1	140	1070	58						9.5			0.58	0.4			0.12	2	84					
21-2	284	1200	48						9.5			1.7	0.4			0.16	12	88					
22-2	358	1200	48						9.5			1.7	0.4			0.16	13	88					
2-5	358	1280	45		15	10	1	10	9.5	4.5		4.5	0.5	1	0.8	-	16	84					
3-5	455	1260	44		14	8	1	9	10.5	4.8		6.42	0.9	1.3	1.6	TR	14	86					
4-5	741	1240	42		14	4.5	1	9	10.5	4.4		6.42	0.8	1.2	1.4	TR	15	85					
5-5	980	1280	42		15	4.5	1	13	10	4.4		5.84	0.8	1	1.2	TR	16	84					
6-5	1153	1280	41		14	4.5	1	12	10	4.4		5.84	0.8	1.1	1.2	TR	16	84					
7-5	1320	1280	42		14	4.5	1	10	10	4.4		5.25	0.8	1	1.2	TR	16	84					
8-5	1320	1280	40		14	4	1	9	10	4.4		5.25	0.8	1	1.2	TR	16	84					
9-5	1320	1280	40		14	4	1	9	10	4.4		5.25	0.8	1	1.2	TR	16	84					
10-5	1450	1250	40		11	6.5	1	8.5	10.5	4.8		5.25	1.1	1.5	1.6	TR	14	86					
11-5	1645	1250	42		14	4.5	1	10	10.5	4.6		5.84	1.1	0.7	1.3	TR	15	85					
12-5	1681	1250	40		14	4	1	9	10	4.8		5.84	1	0.7	1.3	TR	15	85					
13-5	1826	1240	40		14	6.5	1	8	10	4.6		5.84	1.2	0.9	1.4	TR	16	84					
14-5	1904	1260	43		16	4	1	9	10	4.6		5.84	1.1	0.8	1.3	TR	16	84					
15-5	2038	1240	43		16	4	1	9	10	4.8		6.4	0.7	1.1	1.1	TR	16	84					
16-5	2210	1280	42		16	11	2	12	10	4.2		6.4	0.7	1.1	1.1	TR	16	84					
17-5	2248	1260	42		15	10	1	10	10	4.2		6.4	0.6	1	0.9	-	15	85					
18-5	2406	1240	43		15	10	1	9	10	4		6.4	0.5	1	0.9	-	15	85					
19-5	2425	1240	42		15	10	1	9	9.5	4.4		6.4	0.5	0.9	0.8	-	15	85					
20-5	2425	1240	42		15	10	1	9	9.5	4.4		6.4	0.5	0.9	0.8	-	15	85					
21-5	2425	1280	43		15	10	1	10	9.5	4.6		6.4	0.5	0.9	0.8	-	15	85					
22-5	2425	1280	43		15	10	1	10	9.5	4.6		6.4	0.5	0.9	0.8	-	15	85					
DATE SPUD: DATE T.D.: B.H.T. COMPLETION FLUID TYPE: Packer Mud Type: COST:																							

PENNINA 2 VERT.

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

[illegible]

CONTAINER OR CASE NO. (1) - LIGHT (2) - MEDIUM OR (3) - HEAVY BOUNDING OF CASE

SUBJECT TO PROVISIONS ON REVERSE SIDE

4.6 RAPPORTI DI TUBAGGIO E CEMENTAZIONE

POZZO PENNINA 2 Terra ☐; Mare ☒; Foro $\varnothing$ 17 1/2 "Colonna $\varnothing$ 13 3/8 "

Cementazione da m 356 a m PR; 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 358 m; verticale 358 m; KOP a m

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

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

BHT da log dopo ore dall'ultima circolazione °C

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

PROFILO COLONNA

Colonna	Peso lbs/ft	Grado	Filetto tipo	Coppia serr. lbs-ft	Tubi n°	da m	a m
<u>13 3/8</u>	<u>6</u>	<u>555</u>	<u>BTA</u>	<u>12'000</u>	<u>29</u>	<u>356</u>	<u>PR</u>

Controllo non distruttivo tipo; trattamento anticorrosivo tipo; grasso tipo IGL 3A

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

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa marca HALLIBURTON tipo INNER SEAL a m 356

Collare marca tipo a m

DV marca tipo a m

Installazione	Centralizzatori		Raschiatori	
	marca <u>WEATHERFORD</u> tipo <u>ST III</u> n° <u>9 + 3 LOMINE</u>	marca tipo n°	marca tipo n°	marca tipo n°
<u>C1</u>	da m <u>356</u> a m <u>293</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>C2</u>	da m <u>293</u> a m <u>194</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>LOMINE</u>	da m <u>190</u> a m <u>23</u>	da m a m	da m a m	da m a m
	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m
	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m

Stop collars marca WEATHERFORD tipo n° 9

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>1200</u>	<u>50</u>														
Cuscino	<u>H2O</u>																
Malta	<u>GEL GEM</u>	<u>1500</u>															

NORMALE 1.900

• Compiler

POZZO PENNINA 2 DIR Terra ☐; Mare ☒; Foro $\varnothing$ 12 1/4 "Colonna $\varnothing$ 9 5/8 "

Cementazione da m 1317 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 17.5 m

Profondità: misurata 1320 m; verticale 1206 m; KOP a 379 m

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

Diametro medio del foro $\varnothing$ _____; scarpa colonna precedente $\varnothing$ _____ a m _____

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>J55</u>	<u>B.R.</u>		<u>104</u>	<u>1317</u>	<u>P.R.</u>

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

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

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa marca BAKER tipo FLOAT VALVE a m 1317
Collare marca " tipo " a m 1231
DV marca _____ tipo _____ a m _____

Installazione	Centralizzatori		Raschiatori	
	marca <u>WEATHERFORD</u>	marca _____	marca <u>WEATHERFORD</u>	marca _____
	tipo <u>SP II</u>	tipo _____	tipo _____	tipo _____
	n° <u>84</u>	n° _____	n° <u>12</u>	n° _____
<u>2C2PM</u>	da m <u>1317</u> a m <u>1291</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
<u>C1</u>	da m <u>1291</u> a m <u>355</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
<u>C5</u>	da m <u>355</u> a m <u>24</u>	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____
	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____	da m _____ a m _____

Stop collars marca WEATHERFORD tipo _____ n° 90

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>1.29</u>																	
Cuscino	<u>1120</u>																		
Malta 1	<u>GEL-UM</u>	<u>1.5</u>																	
<u>ITALIANORM.</u>		<u>1.9</u>																	

SUCCESSIONE OPERATIVA:

Tubaggio iniziato alle ore 01³⁰ del 08/05 terminato alle ore 11³⁰ del 08/05 velocità discesa sec/tuboProva circolazione valvola si ☒ no ☐

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

Circolazione di fondo: inizio ore 11³⁰ fine ore 12³⁰; portata l/min; pressione atmReciprocazione colonna: si ☒ no ☐ inizio ore 11³⁰ fine ore 12³⁰Inner string si ☐ no ☐ Tappi ☒ ☒ Marca HALLIBURTON tipo STANDARDCuscino separatore: volume 3 m³; altezza 100 m; tempo contatto minConfezione malta { diretta ☒ con ricircolazione ☐ tipo
1° malta durata min; 2° malta durata minspiazzamento malta con 50 m³ di FANGO durata totale min; pressione finale 55 atm.

Andamento pressioni	Tempo min	Volume m ³	Portata l/min	Pressione atm	Note
		4.6	2500	74	la malta esce dalla scarpa
		29.2	2500	77	la malta raggiunge l'equilibrio
		37.6	2500	98	avvolgimento normale della P
		49.8	500	54	ΔP
		50	500	120	C.T.

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, pHTenuta valvola: si ☒ no ☐; pressurizzazione intercapedine atm; durata ore

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

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

MATERIALI IMPIEGATI

Tipo cemento "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	25	1.5	17.7		3% BENTONITE
2° malta	20	1.9	26.5		

Compagnia cementazione DOWELL n° 1275 ticket operaz. Operatori CARAPELLA

Unità di cementazione: n° 1 tipo n° utilizzate

Registrazioni: volume ☐ portata ☐ densità ☐ pressione ☐

Impianto di perforazione tipo OILWELL 3000 Contrattista SAIPEM

OSSERVAZIONI:

A giorno 3 m³ di fango contaminato.

Operazione tecnicamente riuscita.

Operazione	Personale AGIP presente	giorno dal	ore	giorno al	ore
Tubaggio	Monti - Pettinari - Sereno - Kone				
Cementazione					

Data

08/05/87

Compilatori

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

Cementazione da m 2421 a m 1435 ^{nt}; Colonna ☒; 1° Stadio ☐; 2° Stadio ☐; Liner ☐; Tie back ☐

DATI GENERALI

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

PTR ÷ flangia base 17,5 m

Profondità: misurata 2425 m; verticale 2267 m; KOP a 379 m

Inclinazione max 33 ° a 1734 m; caliper da log no ☐ sì ☒ tipo SHDT

Diametro medio del foro $\varnothing$ 8 3/4 " ; scarpa colonna precedente $\varnothing$ 9 5/8 a m 1317

BHT da log dopo ore dall'ultima circolazione °C

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

PROFILO COLONNA

Colonna	Peso	Grado	Filetto	Coppia serr.	Tubi	da m	a m
$\varnothing$	lbs/ft		tipo	lbs-ft	n°		
<u>7 1/4</u>	<u>29</u>	<u>N 80</u>	<u>BUTRESS</u>	<u>8500</u>	<u>64</u>	<u>2421</u>	<u>1628</u>
<u>7 1/2</u>	<u>23</u>	<u>N 80</u>	<u>ANTARES</u>	<u>4500</u>	<u>129</u>	<u>1628</u>	<u>PTR</u>

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

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

EQUIPAGGIAMENTO COLONNA

Scarpa marca BAKER tipo FLOAT VALVE a m 2421
Collare marca N tipo N a m 2383
DV marca tipo a m

Installazione	Centralizzatori			Raschiatori		
	marca <u>WEATHERFORD</u>	marca	marca <u>WEATHERFORD</u>	marca	marca	marca
	tipo <u>SP 1</u>	tipo	tipo <u>CT 1 A</u>	tipo	tipo	tipo
	n° <u>125</u>	n°	n° <u>99</u>	n°	n°	n°
<u>2 CPPM</u>	da m <u>2420</u> a m <u>2383</u>	<u>2 CPP</u>	da m <u>1832</u> a m <u>1819</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>2 CPP</u>	da m <u>2381</u> a m <u>2358</u>	<u>2 CPPM</u>	da m <u>1819</u> a m <u>1783</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>N</u>	da m <u>2334</u> a m <u>2321</u>	<u>CT</u>	da m <u>1483</u> a m <u>1291</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>N</u>	da m <u>2309</u> a m <u>2284</u>	<u>CS</u>	da m <u>1252</u> a m <u>890</u>	da m a m	da m a m	da m a m
<u>N</u>	da m <u>2270</u> a m <u>2258</u>	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m	da m a m
<u>N</u>	<u>2245</u> <u>1996</u>					
<u>N</u>	<u>1970</u> <u>1933</u>					
<u>N</u>	<u>1906</u> <u>1895</u>					

Stop collars marca WEATHERFORD tipo SSH n° 268

REOLOGIA E CARATTERISTICHE DEI FLUIDI

Fluidi	Tipo	Densità	Visc.	Letture Fann g.p.m.					V. app.	V.P.	Y.V.	Gels 10"/10'	K'	n'	pH	NaCl
		kg/l	API	600	300	200	100	6	3							g/l
Fango	<u>LS</u>	<u>1,28</u>	<u>43</u>							<u>25</u>	<u>15</u>	<u>10</u>	<u>1-10</u>			<u>9,5</u>
Cuscino	<u>SP. 3000</u>	<u>1,6</u>														
Malta	<u>NORM.</u>	<u>1,9</u>														

SUCCESSIONE OPERATIVA:

Tubaggio iniziato alle ore 03³⁰ del 21-5-87 terminato alle ore 24⁰⁰ del 21-5-87 velocità discesa 196 sec/tuboProva circolazione valvola si ☐ no ☐

Circolazione intermedia: min 30 a 1858 m; min a m; min a m; min a m

Circolazione di fondo: inizio ore 00⁰⁰ fine ore 130; portata 1600 l/min; pressione atmReciprocazione colonna: si ☒, no ☐ inizio ore fine oreInner string si ☐, no ☐ Tappi ☒ ☒ Marca tipoCuscino separatore: volume 5 m³; altezza 350 m; tempo contatto 3 minConfezione malta { diretta ☒, con ricircolazione ☐ tipo MALTA NORMALE $\rho = 1900 \text{ kg/l}$
1° malta durata 20 min; 2° malta durata minspiazzamento malta con 48 m³ di FANG-O durata totale 40 min; pressione finale 120 atm.

	Tempo min	Volume m ³	Portata l/min	Pressione atm	Note
Andamento pressioni		3,2	1900	37	INIZIO SPIAZZAMENTO
		12,8	1900	80	RAGGIUNGIMENTO MALTA
		24,4	1900	95	FUORIUSCITA MALTA
		37,5	1500	130	ANDAMENTO NORMALE DELLA PRESSIONE
		42,2	750	100	" " " "
		48,1	375	150	CONTATTO TAPPI

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

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

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

MATERIALI IMPIEGATI

Tipo cemento CLASSE "G"

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

	Volume m ³	Densità kg/l	Cemento t	BARITO t	% Correttivi
Premalta SPARKER 3000	6,5	1,6	1	4,7	D 115 = 250 Kg
1° malta	24	1,9	32	1	D 80 = 0,8% D 603 = 0,8%
2° malta					D 47 = 0,1%

Compagnia cementazione DOWELL n° ticket operaz. Operatori CARAPOLLA LUCIANO

Unità di cementazione: n° tipo n° utilizzate

Registrazioni: volume ☐ portata ☐ densità ☐ pressione ☐

Impianto di perforazione tipo OILWELL 3000 Contrattista SAIPBM

OSSERVAZIONI: SICCOME LA COLONNA SI E' PRESA, NON SI E' RECIPROCATO DURANTE LO SPIAZZAMENTO.

Operazione	Personale AGIP presente	giorno dal	ore	giorno al	ore
Tubaggio	BACCOLI - COSTA - LAMACCHIA				
Cementazione	BACCOLI - COSTA - LAMACCHIA				

Data

22-5-87

Compilatori