

AGIP S.p.A.  
RENI - FEIT

PERMECO GARZATESA  
PROGRAMMA GEOLOGICO PER IL SONDAGGIO  
MONACCHIONI - 1  
E  
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE  
(Comessa n° )

FEIT  
Il Responsabile  
Ing. V. Crico

*V. Crico*

RENI  
Il Responsabile  
Dr. G. Errico

*G. Errico*

Cologno Monzese, 18.10.1979  
Rel. RENI n° 49/79

Distribuzione:

- 1 copia a RENI con allegati
- 1 copia a PEIT con allegati
- 1 copia a GESO con allegati
- 1 copia a GIAC con allegati
- 1 copia a TEPE con allegati
- 1 copia a PROI
- 1 copia a OPSI/STRA
- 1 copia a SGEL
- 1 copia a EGEO
- 8 copie a Settore (di cui 1 copia con allegati)
- 1 copia a Contrattista perforazione (solo programma di perforazione)
- 1 copia alla Sezione UNMI di competenza (con allegati) tramite Geologo di Settore:

Spett.le Sezione  
Uff. Naz. Minerario  
per gli idrocarburi  
Galleria Due Torri, 1  
BOLOGNA  
Att.ne Ing. E. Perondi

Spett.le Sezione  
Uff. Naz. Minerario  
per gli idrocarburi  
Via Molise, 2  
ROMA  
Att.ne Ing. R.Piranio

Spett.le Sezione  
Uff. Naz. Minerario  
per gli idrocarburi  
Via Medina, 40  
NAPOLI  
Att.ne Ing.E.Messina



## DATI GENERALI

Zona : Italia Centro-Meridionale.

Permesso : GAMBATESA.

Denominazione : MONACILIONI 1.

Ubicazione : 520 m a N dello S.P. 379 della li-  
nea sismica CB-325-79.

Coordinate : Lat. 41° 36' 43" N  
: Long. 2° 23' 11",5 E M.Mario

Quota piano campagna : 920 m.

Obiettivo : Serie carbonatica di piattaforma di  
età Miocene (?) - Cretacico in situa-  
zione di trappola strutturale.

Profondità finale prevista : 3900 m.

## SCOPO DEL SONDAGGIO

Il sondaggio esplorativo MONACILIONI 1 è ubicato nella parte centro-settentrionale del permesso GAMBATESA (v. Fig. 1).

L'orizzonte sismico mappato (All. 1) e che costituisce obiettivo del sondaggio, dovrebbe corrispondere alla sommità della serie carbonatica di età Miocene-Cretacico della piattaforma Abruzzese-Campana. Tale piattaforma, formatasi già dal Trias superiore, sembra separare il bacino Lagonegrese e, successivamente, quello Irpino, dal bacino Molisano.

Le prime sollecitazioni tettoniche di una certa importanza, avvertite dalla piattaforma Abruzzese - Campana, risalgono probabilmente al Tortoniano (Miocene medio), cioè ad un periodo in cui le Unità più esterne (Sicilidi, Piattaforma Campano-Lucana, Unità Lagonegresi) erano già coinvolte nell'orogenesi.

Al di sopra della serie carbonatica Abruzzese-Campana si trovano le Unità Iripine, corrispondenti al Complesso Alloctono di tipo fliscioide e costituite in prevalenza da terreni clastici (arenarie, marne, argille e inclusi carbonatici) che si sono depositati nel bacino Irpino, come prodotti dello smantellamento di terreni alloctoni invadenti il bacino Lagonegrese nel Miocene inferiore.

L'assetto strutturale del permesso GAMBATESA nella zona dell'ubicazione, è caratterizzato dalla presenza dell'asse di massimo spessore del Complesso Alloctono fliscioide che la attraversa in direzione NW-SE e che, nella sua parte meridionale, risulta dislocato da una faglia trascorrente a direttrice antiappenninica (v. All. 1).

Le fasi compressive che hanno portato al sollevamento della catena appenninica, hanno determinato uno stile tettonico a pieghe e faglie inverse con vergenza generale a ENE e assi strutturali orientati NNW-SSE.

Nell'ambito di un tale insieme di deformazioni si sono talora venute a determinare delle contropinte, dovute probabilmente a variazioni di pendenza del substrato, con la conseguente formazione di faglie antitetliche. Si sono generate, in tale modo, delle strutture "a fiore" delimitate sul lato ENE da una serie di faglie inverse sintetiche e sul lato WSW da faglie inverse antitetliche.

Il sondaggio MONACILIONI 1 si propone l'esplorazione di un complesso strutturale del tipo ora descritto.

I calcari Mio-Cretacici obiettivo del sondaggio, sono noti per essere stati interessati anche dai pozzi di BENEVENTO e BENEVENTO SUD, dove hanno dimostrato che ad una porosità e permeabilità primaria molto ridotta, associano caratteristiche petrolifische secondarie (fratturazione) che li rendono un buon reservoir.

La copertura alla serie carbonatica risulta assicurata dalle argille basali del Complesso Alloctono fliscioide oppure da calcari argillosi e marne di età miocenica (Messiniano salmastro post-evaporitico) (v. Fig. 2).

In alternativa è altresì possibile che la successione stratigrafica risulti simile a quella attraversata dal sondaggio SAN BIASE 1; in questo caso la copertura sarebbe costituita da marne del Pliocene inferiore direttamente trasgressive sul Cretacico inferiore.

Studi geologici di tipo regionale hanno consentito di individuare una grossa linea di disturbo tettonico sulla direttrice Salerno-Termoli.

Lungo tale allineamento, passante nelle immediate vicinanze dell'ubicazione proposta per il pozzo MONACILIONI 1, si trovano importanti rinvenimenti di idrocarburi liquidi quali BENEVENTO, CASTELPAGANO, TORRENTE TONA, ROSPO MARE.

In questo caso gli idrocarburi, generati da rocce madri profonde (Triassiche?) potrebbero aver migrato nei reservoirs Mio-Cretacici e Pliocenici (caso di TORRENTE TONA), attraverso disturbi tettonici trasversali del tipo di quello della linea Salerno-Termoli.

Sulla base di tali considerazioni si ritiene che nella area proposta per il sondaggio MONACILIONI 1 esistano buone prospettive per il rinvenimento di idrocarburi nell'ambito della serie carbonatica mio-cretacica.

L'interpretazione dei dati sismici acquisiti nel 1979 ha confermato la presenza di un complesso strutturale che si estende su di un'area di circa  $8 \text{ Km}^2$  con una chiusura verticale stimata di 200 m (v. All. 1) ed evidenziata sulle linee sismiche CB-325-79 e CB-326-79 ad un tempo di 1.55 sec. (v. All. 2 e 3).

A seguito di studi per la messa in profondità dello orizzonte sismico, che corrisponde all'obiettivo del sondaggio, si è scelta l'ubicazione sulla culminazione orientale del complesso strutturale descritto e si è deciso di raggiungere la profondità finale di 3900 m.

PREVISIONI SUL PROFILO

In base alle considerazioni geologiche e strutturali dianzi esposte, si possono verificare due ipotesi:

- caso A : serie simile a BENEVENTO

- caso B : serie simile a SAN BIASE

la differenziazione fra le due serie avviene al di sotto del complesso alloctono fliscioide.

I profili previsti risultano perciò i seguenti (v. Fig. 2):

da m 0 a m 3200/2950 Complesso Alloctono Fliscioide costituito da arenarie con intercalazioni marnose e argillose, calcari marnosi alternati a marne e argille, argille fagliettate varicolori con inclusi carbonatici e possibili livelli arenaceo-conglomeratici.

CONTATTO TETTONICO

IPOTESI A (BENEVENTO)

da m 3200 a m 3500 Serie carbonatica Mio-Cretacica costituita da calcari talora argillosi con possibili inserimenti di brecce calcaree, marne rosse con livelli calcarei nella parte inferiore, calcari intraclastici e fossiliferi (Rudiste e foraminiferi bentonici) Fm. Brecce Rosse di età Miocene-Cretacico sup. (spessore circa 300 m).



da m 3500 a m 3900 (FP) Calcari di piattaforma (M/W, talora P) fossiliferi (fauna prevalentemente bentonica), Fm. di Casalbordino - Cupello (Cretacico inferiore).

IPOTESI B (SAN BIASE)

da m 2950 a m 3200 Marne grigie (Pliocene inferiore).

Unconformity

da m 3200 a m 3900 (FP) Calcari di piattaforma (Mudstone e Packstone/Grainstone) a faune prevalentemente bentoniche con rari livelli argillosi. Età: Cretacico inferiore. Fm. Casalbordino - Cupello.

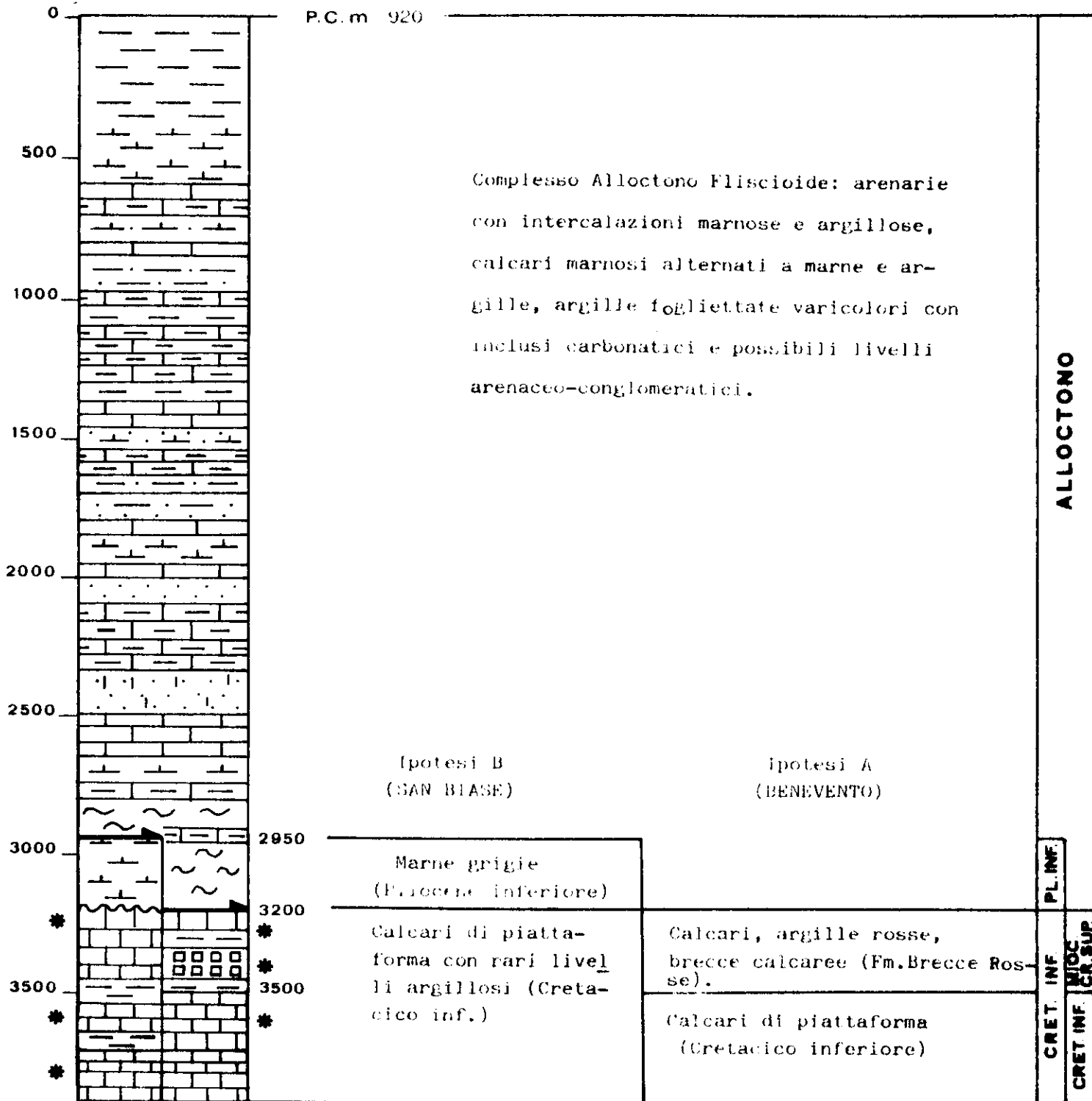
CUTTINGS

Verranno prelevati con frequenza di 5 - 10 m nella serie alloctona fliscioide compatibilmente con la velocità di avanzamento. Nella serie carbonatica mio-cretacica verranno prelevati con frequenza di 3 - 5 m.

Si richiede inoltre il prelievo di una serie di campioni per studi speciali sulla naftogenesi: tali campioni verranno prelevati con frequenza 30 m. a partire dalla scarpa della colonna Ø 13 3/8", unicamente in livelli argillosi o marnosi, lavati dal fango ma non asciugati.

# Pozzo MONACILIONI 1

## profilo litologico previsto



\* Obiettivi minerali del sondaggio.

### CAROTE DI FONDO

Una carota di fondo verrà prelevata al top dei calcari mio-cretacici e, se questa risultasse mineralizzata ad idrocarburi, si procederà in carotaggio continuo.

Eventuali carote di parete verranno programmate a fine pozzo a scopo stratigrafico.

### OPERAZIONI ELETTRICHE

Verranno registrati i seguenti logs elettrici:

- ISF/SLS/GR/C : dalla scarpa della colonna di ancoraggio  $\emptyset$  20" alla base della serie alloctona (scarpa colonna  $\emptyset$  9 5/8").
- DLL/GR/C-BHC : dalla scarpa della colonna  $\emptyset$  9 5/8" a fondo pozzo.
- FDC/CNL/GR/C : dalla scarpa della colonna  $\emptyset$  20" a fondo pozzo.
- HDT : dalla scarpa  $\emptyset$  13 3/8" a fondo pozzo.
- Eventuali altre registrazioni speciali, come DLL/MSFL, potranno essere richieste in base al responso degli altri logs.
- Misure di velocità convenzionali, con geofono in pozzo, verranno eseguite su tutto il profilo.
- BHGM (Bore hole gravity): alle stazioni che verranno fornite dal geologo di settore dopo consultazione con il RENI.

### PROVE DI STRATO

Eventuali prove di strato e/o di produzione verranno programmate sulla base del responso dei logs elettrici e di eventuali manifestazioni; è comunque fin d'ora prevista una prova al top dei calcari attraverso scarpa  $\emptyset$  9 5/8".

Si ritiene molto probabile l'esecuzione di acidificazione nelle prove che interesseranno la serie carbonatica.

### STUDI PREVISTI

1. Micropaleontologia-Petrografia : studio completo su cuttings e carote con particolare riguardo agli ambienti di deposizione dei carbonati.
2. Determinazioni di porosità e permeabilità su carote. Dato che nel caso di formazioni carbonatiche fratturate i valori di porosità e permeabilità misurati su campioni delle dimensioni dei normali "plug" non forniscono sufficienti indicazioni sul contributo dato dalla fratturazione, si richiede che le analisi vengano possibilmente eseguite in "full-size".
3. Geochimica : studio sulle rocce madri.
4. Studio del rilievo BHGM (Bore hole gravity) al fine di ricavare le seguenti indicazioni:
  - a - entità delle densità (fratturazioni) della massa carbonatica obiettivo della ricerca;
  - b - determinazione di parametri petrofisici nel complesso alloctono per eventuali operazioni di skipping.

DIFFICOLTA' DI PERFORAZIONE

Nella serie alloctona fliscioide è probabile l'attra  
versamento di livelli a pressione anomala.

Nei carbonati mio-cretacici possono verificarsi assor-  
bimenti.

E' possibile che nella serie carbonatica esistano li-  
velli porosi contenenti  $H_2S$ .

POZZI DI RIFERIMENTO

Per l'ipotesi A : BENEVENTO 3.

Per l'ipotesi B : SAN BIASE 1.

  
F. DAI PRA'

  
P. MELIS

  
M. BETTO



DIREZIONE MINERARIA  
SERVIZIO PERFORAZIONE

PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

1

1) Dati generali

Settore SECE Cantiere MONACILIONI Sonda N. 1  
 Coordinate postazione - Lat. 41° 36' 43" N Long. 2° 23' 11",5 E.M.M.  
 Pozzo esplorativo  Pozzo di coltivazione   
 Profondità m 3900  
 Potenzialità impianto con aste  
 Impianto destinato NAT 1320 (PERGEMINE)  
 Infilangiatore 21 1/4 x 5000 PSI - 13 5/8 x 10.000 PSI - 11" x 10.000 PSI

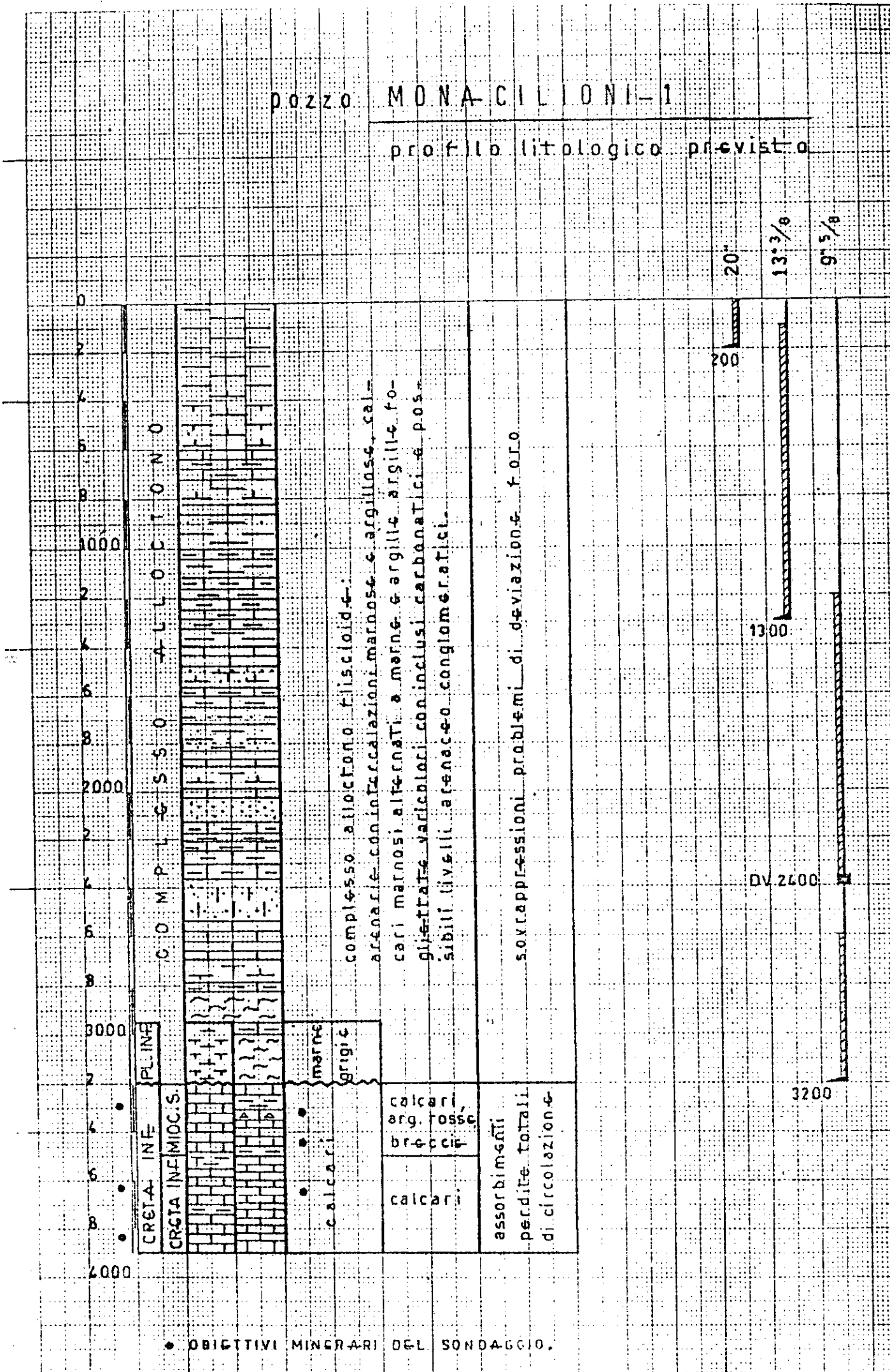
2) Dati stratigrafici

PROFONDITÀ		PROBABILE PROFILO LITOLOGICO	PERIODO GEOLOGICO
Da m 0	a m 3200/2950	Complesso Alloctono	
»	»	Arenarie con intercalazioni marnose,	
»	»	calcari marnosi, argille fogliettate	
»	»	vari colori.	
»	»	IPOTESI A (BENEVENTO)	
» 3200	» 3500	Calcari, argille rosse, brecce	MIOCENE-CRETA SUP.
»	»	calcareae	
» 3500	» 3900	Calcari di piattaforma	CRETA INF.
»	»	IPOTESI B (S. BIASE)	
» 2950	» 3200	Marna grigie	PLIOCENE INF.
» 3200	» 3900	Calcari di piattaforma con rari	CRETA INF.
»	»	livelli argillosi.	
»	»		
»	»		
»	»		
»	»		
»	»		
»	»		
»	»		
»	»		

Note: Tutte le quote sono riferite al piano campagna.

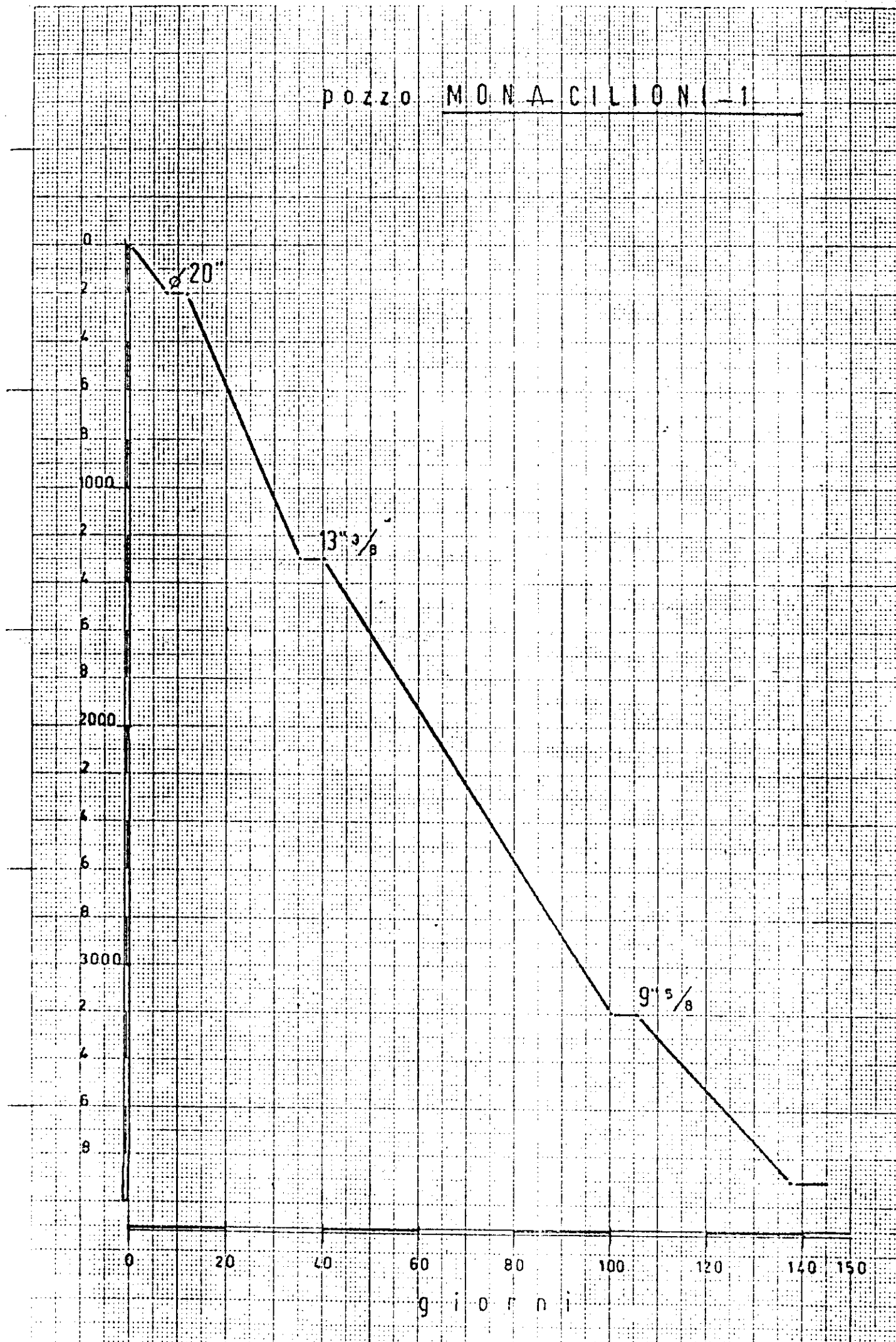
# POZZO MONACILIONI-1

profilo litologico previsto



• OBIETTIVI MINERARI DEL SONDAGGIO.

pozzo MONACILIONI-1





3) Sequenza operativa

Il pozzo MONACILIONI 1 ha come obiettivo l'esplorazione della serie carbonatica Mio-Cretacica della piattaforma Abruzzese-Campana in posizione strutturale favorevole con top previsto a mt. 3200.

Il sondaggio sarà arrestato alla profondità di 3900 mt.

Per quanto riguarda la successione stratigrafica sono previste due ipotesi riferite rispettivamente ai pozzi di Benevento e al pozzo di S.Biase 1:  
mt.0-3200 /2950 COMPLESSO ALLOCTONO FLISCIOIDE.

Arenarie con intercalazioni marnose argillose, calcari marnosi marne e argille fogliettate vari colori con possibili livelli arenaceo-conglomeratici.

Tale complesso è sempre risultato in sovrappressione con gradiente compreso fra 1,3 e 1,5 appena dopo 100-200 mt. dalla superficie, per poi svilupparsi più o meno rapidamente fino a raggiungere un gradiente intorno a 1,8 atm/10 mt. nel tratto compreso fra 1500 e 2000 mt.

I problemi di perforazione, se la densità del fango non è appropriata, possono essere dati da forzamenti in manovra, forte torsione in perforazione, collasso della formazione con aumento della pressione di circolazione, prese di batteria, vistosi cuscini di fondo e Kicks.

IPOTESI A (BENEVENTO)

mt. 3200-3500 Serie carbonatica (MIOCENE - CRETA SUP.)

Calcari, argille rosse e breccie calcaree.

mt.3500-3900 CALCARI DI PIATTAFORMA (CRETA INF.)

Formazioni entrambe a gradiente normale o al di sotto del normale dove si possono verificare assorbimenti e perdite totali di circolazione di notevole entità e difficili da controllare.

Inoltre nelle argille rosse si possono registrare problemi di instabilità del foro.

IPOTESI B (S.BIASE)

mt.2950-3200 MARNE GRIGE (PLIOCENE INF.)

Formazione che dovrebbe essere in sovrappressione come il complesso Alloctono sovrastante, nel pozzo S.BIASE 1 è stata perforata con fango a 2020 gr/lt e durante le manovre ha dato vistosi cu-

3) Sequenza operativa

- 2 -

scini di fondo. ( 43% di gas).

mt.3200-3900      CALCARI DI PIATTAFORMA (CRETA INF.)

Formazione a gradiente normale o al di sotto del normale dove si possono avere assorbimenti e perdite di circolazione. C'è da registrare che nel pozzo S.BIASE 1 è stata attraversata per circa 200 metri con fango a 1240 gr/lt senza inconvenienti.

## 1.0 FORO Ø 26" a MT.200 PER CASING Ø 20"

Con questa sezione di foro si dovrà penetrare nell'alloctono fino a 200 mt.ca. In considerazione che si possono incontrare livelli carbonatici a basso indice di perforabilità, si raccomanda di curare la verticalità del foro. Prima di iniziare la perforazione preparare e stoccare 60 mc. di fango a 1500 gr/lt.

## 1.1. Iniziare la perforazione con scalpello Ø 26"

 a) ScalPELLI

1.2.1. - 1.4.1.

 b) Parametri di perforazione

Peso 5 - 20 ton.

Giri 160 - 120

 c) Composizione batteria

Bit + 2 DC 9" + STAB + 1 DC 9" + DC 8"

 d) Idraulica

Impiegare le due pompe in parallelo al massimo della portata consentita.

 e) Fango

Iniziare al perforazione con fango bentonitico avente le seguenti caratteristiche medie

densità            1250 - 1350 gr/lt

viscosità            50- 55 sec.

filtrato            5-7 cc.

1.2. Eseguire una candelata spostando lo stabilizzatore sopra lo scalpello

1.3. Discendere e cementare a giorno la colonna 20".

 a) Colonna ed equipaggiamento

Il profilo è riportato nel programma casing. Usare scarpa duplex.

 b) Cementazione

3) Sequenza operativa

Discendere la colonna al fondo e circolare fino a completa pulizia del foro.

Discendere il sealing adapter ed effettuare la prova di tenuta circolando 15'.

Cementare la colonna pompando:

- I° cuscinio 30 bbls di acqua

- mc. 42 di malta (maggiorazione 50%) confezionati con q. 500 di cemento Adriatico 425, rapporto acqua/cemento lt/ql. 50, densità malta 1790 gr/lt.

- spiazzare in modo da lasciare 70/100 mt. di aste piene di malta.

Cementare senza eccessivi spunti di pressione e pompando con bassa portata compatibilmente con il tempo di pompabilità della malta.

Controllare la tenuta della valvola di fondo sollevare il sealing adapter 10 mt. e circolare per pulizia batteria.

1.4. Completare la testa pozzo:

a) Saldare la flangia base 21 1/4" x 5000 PSI e collaudare la saldatura a 25 atm.

b) BOP e collaudi

Montare il cameron doppio 20" x 3000 PSI + 1'Hydril 20" x 2000 PSI.

Con testa pozzo piena d'acqua eseguire i seguenti collaudi:

- Hydril, ganasce sagomate e cieche a 50 atm.

- condotte di superficie e Kellycocks a 210 atm.

2.0 FORO Ø 17 1/2 " A MT 1300 PER CASING Ø 13 3/8

Con questa sezione di foro si dovrà penetrare dentro il complesso Alloctono, fino a 1300 m. ca.

Con la profondità si dovrebbe avere uno sviluppo del gradiente di strato che, stando all'esperienza dei pozzi precedenti già perforati, non dovrebbe superare a 1,5 atm/10mt.

Si consiglia di riprendere la perforazione con fango a 1350 + 1400 gr/lt e ai primi sintomi che denotano un incremento di gradiente come: forzamenti in manovra piccoli sovrattiri al distacco della batteria dal fondo, torsione in perforazione, frammenti e piccoli incrementi di pressione di pompamento, aumentare la densità del fango tenendo sempre presente che il gradiente di fratturazione sotto scarpa 20" a mt. 200 è di 1,75 atm/10 mt.

3) Sequenza operativa

- 4 -

2.1. Riprendere la perforazione con scalpello  $\emptyset$  17 1/2 ed avanzare fino a mt. 1300, eseguendo la manovra corta ad ogni fine battuta.

a) Scalpelli

1.3.5 - 2.1.5

b) Parametri di perforazione

peso 15 - 25 tonn.

giri 140 - 120 RPM

c) Composizione batteriaBit + NB + Short DC 9 + Stab + 1 DC 9 + Stab + 2 DC 9 + S+3DC 9"+  
+ DC 8".d) Idraulica

Vedere il programma idraulico allegato

e) Fango

Riprendere la perforazione con fango aventi le seguenti caratteristiche:

- densità 1350 - 1400 gr/lt

- viscosità 50 sec.

2.2. Registrare i logs elettrici come da programma geologico.

2.3. Eseguire un controllo foro con la stessa batteria di perforazione.

2.4. Discendere la colonna 13 3/8 e cementarla con risalita dentro la scarpa 20".

a) Colonna ed equipaggiamento

Il profilo è riportato nel programma casing.

Usare scarpe e collare normali, quest'ultimo distanziato di due tubi dalla scarpa.

Usare il baker lock per l'avvitamento degli ultimi tre tubi al fondo.

b) Cementazione

Discendere la colonna controllando il funzionamento delle valvole dopo i primi tubi. Al fondo circolare fino a completa pulizia del foro aumentando la portata fino a 2000 lt/1.

Cementare pompando:

- I° cuscino d'acqua 30 bbls

- mc. 110 di malta (maggiorazione del 30%) così composta:

- mc. 70 di Gel cemento confezionati con ql. 425 di cemento Adriatico

3) Sequenza operativa

425 + il 4% di bentonite in peso rispetto al cemento, densità malta 1420 gr/lt.

Quantità di prodotti per confezionare 1 mc. di malta:

- cemento classe A ql. 6,05
  - bentonite " 0,24
  - acqua lt. 787
  - mc. 40 di malta pura confezionati con ql.500 di cemento Adriatico 425, densità malta 1820 gr/lt rapporto acqua/cemento 46 lt/ql.
- Spiazzare la malta con portata intorno ai 2000 lt/1.  
Collaudare la colonna al contatto tappi a 100 atm.

## 2.5. Completare la testa pozzo:

a) Inflangiature

Incunear la 13 3/8 con 30 ton.

Montare il secondo elemento 21 1/4" x 5000 PSI-13 5/8 x 10000 PSI

Collaudare la tenuta dell'inflangiatura a 100 atm.

b) BOP

Montare il BOP stack 13 5/8" x 10.000 PSI

Con testa pozzo piena d'acqua e saracinesca di controllo dell'anulus aperta, dopo avere eseguito il collaudo delle ganasce cieche a 70 atm., discendere il cup tester con aste di grado S 135 ed eseguire i seguenti collaudi:

- ganasce sagomate a 250 atm.
- Hydril a 20 e a 100 atm.
- Kill e choke lines e kelly cocks a 300 atm.

3.0. FORO Ø 12 1/4" a mt. 3200 PER CASING Ø 9 5/8"

Con questa sezione di foro si dovrà attraversare tutto il complesso Alloctono, il Pliocene inf. se presente (ipotesi S.BIASE) ed arrestare la perforazione appena intaccati i calcari della serie carbonatica.

Mio-Cretacica con top previsto a mt. 3200 circa.

Si raccomanda di penetrare dentro tali calcari a gradiente normale, il meno possibile onde evitare perdite di circolazione e conseguenti tentativi di eruzione da parte dei livelli porosi del complesso Alloctono in sovrappressione.

## 3.1. Riprendere la perforazione con scalpello Ø 12 1/4 ed avanzare fino a

3) Sequenza operativa

- 6 -

incontrare la serie carbonatica.

a) Scalpelli

1.3.5 - 2.1.5 - 5.2.7 - 6.1.7

b) Parametri di perforazione

peso 15 - 25

giri 100 - 120 - 60 RPM

c) Composizione batteria

Bit + NB + Short DC 8"+Stab+1 DC 8" + Stab + 2 DC 8"+Stab+DC 8"-

d) Idraulica

Vedere programma allegato.

e) Fango

Si consiglia di riprendere la perforazione con fango LS alla stessa densità del foro precedente ed appesantirlo durante la perforazione in base alle indicazioni del pozzo.

3.2. Registrare i logs elettrici come da programma geologico.

3.3. Eseguire una manovra di controllo foro con la stessa batteria di perforazione.

3.4. Discendere la colonna Ø 9" 5/8 con DV a mt. 2400.

a) Colonna ed equipaggiamento

Il profilo è riportato nel programma casing.

Usare scarpa e collare normale, quest'ultimo distanziato 3 tubi dalla scarpa.

Usare baker lock per l'avvitamento dei primi tre tubi al fondo.

Equipaggiare la colonna tipo:

C/1 mt. 3200 - 3100 C/2 3100 - 1300

b) Cementazione

Discendere la colonna controllando il funzionamento della valvola dopo i primi tubi.

Al fondo circolare tutta la capacità del pozzo.

I° STADIO

Cementare con una risalita della malta a mt. 2600 pompando:

- I° Cuscino d'acqua 20 bbls

- mc. 24 di malta (volume da verificare con il caliper) confezionati

con ql.315 di cemento Geocem G + 0,2% di HR 12, rapporto

3) Sequenza operativa

- 7 -

acqua/cemento lt/ql. 44, densità malta 1900 gr/lt.

- II° Cuscino d'acqua 10 bbls

Collaudare la colonna al contatto tappi a 180 atm., scaricare la pressione e controllare la tenuta delle valvole.

II° STADIO

Lanciare la bomba, aprire il DV e circolare aumentando progressivamente la portata fino a 2000 lt/1'.

Cementare con risalita della malta a mt. 1200 circa pompando:

- I° cuscino d'acqua 20 bbls

- mc. 46 di malta (volume da verificare con il caliper) confezionati con ql. 610 di cemento Geoterm + 0,15% di HR 12 rapporto acqua-cemento lt/ql 44 densità malta 1900 gr/lt.

Spiazzare la malta e chiudere il DV con 180 atm.

Scaricare la pressione e controllare la tenuta del DV.

3.5. Completare al testa pozzo.a) Inflangiatura

Incuneare la 9 5/8 (il valore d'incuneamento verrà stabilito in base alla temperatura di fondo e alla risalita della malta).

Montare il terzo elemento 13 5/8 - 13 5/8 x 10.000 PSI.

Collaudare la tenuta dell'inflangiatura a 210 atm.

b) BOP e collaudi

Rimontare il BOP stack 13" 5/8 10.000 PSI, con testa pozzo piena d'acqua e la saracinesca di controllo dell'anulus 13 3/8-9 5/8 aperta, dopo avere eseguito il collaudo delle ganasce cieche a 70 atm, discendere il cup tester con aste S 135 ed eseguire i seguenti collaudi:

ganasce sagomate a 300 atm.

Kill e choke line a 300 atm.

Hydril a 20/100 atm.

condotte di superficie e kelly cocks a 400 atm.

4.0. FORO Ø 8 1/2" A mt. 3900 F.P.

Con questa sezione di foro bisogna penetrare dentro la serie carbonatica a gradiente normale o al di sotto del normale, fino a 3900 mt.

Si cercherà di perforare questo intervallo con la minima densità

3) Sequenza operativa

del fango possibile in modo da contenere il più possibile eventuali assorbimenti e danneggiamento della formazione.

4.1. Riprendere la perforazione con scalpello  $\emptyset$  8"1/2 ed avanzare fino a fondo pozzo.

a) Scalpelli

1.3.5 - 2.1.5. - 5.2.7- 6.1.7

b) Parametri di perforazione

X - LINE peso 15 - 18 ton.

giri 80 - 100 RPM

Journal peso 18 ton  
giri 45 RPM

c) Composizione batteria

bit + NB + SHORT DC 6"3/4 + Stab + 1 DC 6"3/4 + Stab + 2 DC 6" 3/4 + Stab +  
+ DC 6"3/4 + HW + DP.

d) Idraulica

Compatibilmente con problemi di assorbimento impiegare scalpelli a getto.

Per i parametri idraulici vedere il programma idraulico allegato.

e) Fango

Usare un fango LS, od alle cromolignine a seconda della temperatura, alla minima densità possibile per minimizzare il danneggiamento delle eventuali formazioni mineralizzate e ridurre al minimo i pericoli di assorbimento.

Usare continuamente i d-sanders e d-silters per controllare la densità e il contenuto in solidi.

4.2. Registrare i logs elettrici come da programma geologico.

La discesa di una eventuale colonna o liner  $\emptyset$  7" è subordinata all'esito minerario del sondaggio.



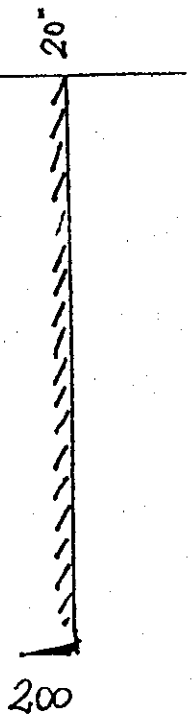
<b>Agip</b> SECE	MONACILIONI 1	FOGLIO	DI	REVISIONI
			COMPILATO	DATA

CEMENTAZIONE  $\phi$  20" AHT 200

Volume foro

litere.  $20" \cdot 20" \cdot \text{lt/met } 139.8 \times \text{met } 200 = \text{lt } 27960$

rafforzamento del 50%  $\cdot \frac{- 13980}{\text{lt } 41940}$



VOLUME MALTA = 42 MC

CEMENTO ADRIATICO 425 :  $\text{Qt/mc } 11.91 \times \text{MC } 42 = \text{500 Qt}$

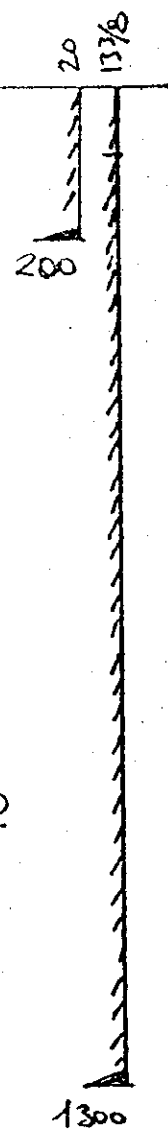
ACQUA :  $\text{lt/Qt } 50 \times \text{Qt } 500 = \text{25 MC}$

DENSITA' MALTA = 1790 GR/LT

Agip SECE	MONACILIONI 1	FOLIO	DI	REVISIONI
		COMPILATO	DATA	

CEMENTAZIONE  $\phi$  13 $\frac{3}{8}$  A HT 1300

EQUIPASSAMENTO CASING	CENTR. STOP C.	
C/1 DA HT 1300 A HT 1200	10	10
C/3 - - 1200 A HT 200	35	35
	<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">45</span>	<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">45</span>



Volume foro  
 Intere. 20"  $\cdot$  13 $\frac{3}{8}$  int 100 x 4 / int 91.92 = Lt 9192  
 Intere. 17 $\frac{1}{2}$   $\cdot$  13 $\frac{3}{8}$  int 1100 x - 64.52 = " 70973  
 Sottrazione del 30% 21281  
 Lt 101455

• MC 70 DI GEL CEMENTO AL 4% DI BENTONITE IN PESO RIS. AL CEMENTO

CEMENTO ADRIATICO 425 = QL/MC 6.05 x MC 70 = 425 QL

BENTONITE = QL/MC 0.24 x MC 70 = 168 QL

ACQUA = LT/QL 787 x MC 70 = 55 MC

DENSITA' MALTA = 1420 GR/LT

NB PREPARARE LA SOSPENSIONE DI ACQUA CON IL 3.04% DI BENTONITE  
 = 24 ORE PRIMA DELL'IMPIEGO.

• MC 32 DI MALTA PURA

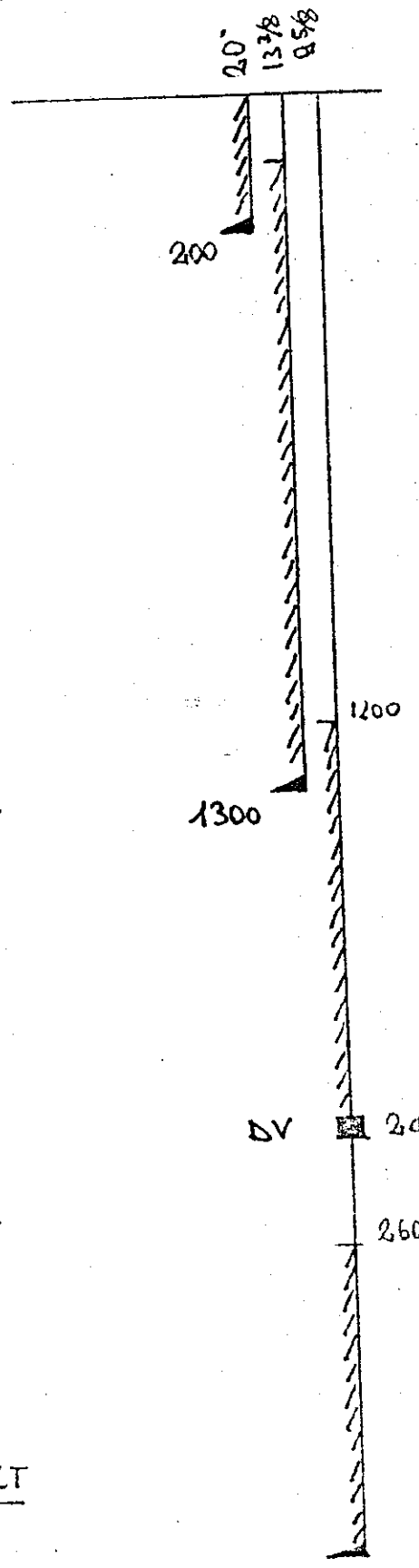
CEMENTO ADRIATICO 425 = QL/MC 12.5 x MC 35 = 400 QL

ACQUA = LT/QL 46 x QL 400 = 19,3 MC

DENSITA' MALTA = 1820 GR/LT

CEMENTAZIONE  $\phi$  9 5/8 A HT 3200 - DV A HT 2400

EQUIPAGGIAMENTO CASING	CENTR.	STOPC.
C/1 HT 3200-3100	10	10
C/2 HT 3100-1300	90	90
	100	100



I° STADIO RISALITA A HT 2600

Volume malta  
 Intere. 13" - 9 7/8 int 600 x Lt/int 38.68 = Lt 23.280

- VOLUME MALTA = 24 MC
- CEMENTO SEOCEN "G" : Ql/MC 13.2 x MC 24 = 315 QL
- ACQUA : U/Ql 44 x Ql 315 = 13.8 MC
- HR 12 0.2% : = 63 KG
- DENSITA' MALTA = 1900 KR/LT

II° STADIO RISALITA A HT 1200

Volume foro  
 Intere. 13 3/8 - 9 7/8 = int 100 x Lt/int 31.5 = Lt 3115  
 " 13" - 9 7/8 = int 1100 x " 38.68 = Lt 42548  
 Lt 45.663

- VOLUME MALTA = 46 MC
- CEMENTO SEOCEN "G" : Ql/MC 13.2 x MC 46 = 610 QL
- ACQUA : Lt/QL 44 x 610 = 26.8 MC
- HR 12 0.15% = 92 KG
- DENSITA' MALTA = 1900 GR/LT



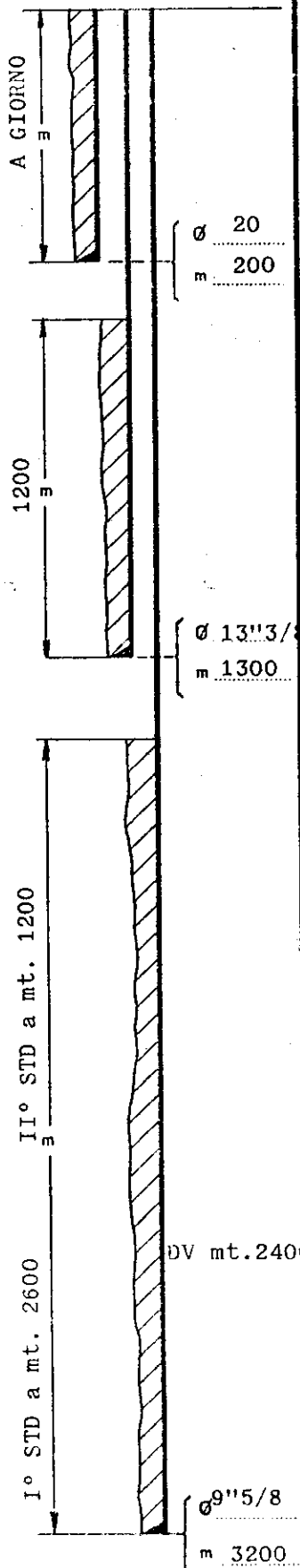
DIREZIONE MINERARIA  
SERVIZIO PERFORAZIONE

PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

3

4) Tubaggi e cementazioni

SCHEMA COLONNE



SCALPELLO  $\varnothing$  26" COLONNA  $\varnothing$  20" CON SCARPA A m 200

PROFILO	Profondità	Grado acc. e tipo manic.	Spessore	Peso kg/m	Metri	Peso compl. kg
	0-200	J55 BTR	106,5		200	

Totali 200

Centralizzatori : m .....  
 Baffi di gatto : m ..... Fango p.sp. = 1350 g/l  
 Cementazione con q 500 di cemento tipo ADRIATICO 425  
 Peso specifico malta 1790 g/l Risalita m A GIORNO

SCALPELLO  $\varnothing$  17" 1/2 COLONNA  $\varnothing$  13" 3/8 CON SCARPA A m 1300

PROFILO	Profondità	Grado acc. e tipo manic.	Spessore	Peso kg/m	Metri	Peso compl. kg
	0-700	N 80 BTR	68	1t/ft	700	
	700-1300	J55 BTR	68	"	600	

Totali 1300

Centralizzatori : m C/1 1300-12000 mt.  
 Baffi di gatto : m C/3 1200-200 mt. Fango p.sp. = 1400 g/l  
 Cementazione con q 425+400 di cemento tipo ADRIATICO 425  
 Peso specifico malta 1420,1820 g/l Risalita m 1200

SCALPELLO  $\varnothing$  12" 1/4 COLONNA  $\varnothing$  9" 5/8 CON SCARPA A m 3200

PROFILO	Profondità	Grado acc. e tipo manic.	Spessore	Peso kg/m	Metri	Peso compl. kg
	0-700	P 110 BTR	47	1b/ft	700	
	700-1900	P 110 BTR	435	"	1200	
	1900-3200	P 110 BTR	47	"	1300	
	DV a mt. 2400					

Totali 3200

Centralizzatori : m C/1 3200 - 3100 mt.  
 Baffi di gatto : m C/2 3100 - 1300 mt. Fango p.sp. = 1600-1300 g/l  
 Cementazione con q 315+610 di cemento tipo GEOCEM "G"  
 Peso specifico malta 1900 g/l Risalita m a mt. 2600 e a mt. 1200

**5) Fanghi**

Profondità m	Tipo di fango	Peso g/l	Visc. Marsh	Acqua libera c.c.	Pann mm	pH	Pf	Sabbia g/l	Calce %	Olio %
0 - 200	AL									
200-1300	LS	1400								
1300-3200	LS	1400-1600	1800							
3200-F.P.	LS	1060								

## PREVISIONE CONSUMO CORRETTIVI

**6) Carotaggi**

CAROTE MECCANICHE		
Profondità	Attrezzo	Scopo
Una carota a TOP dei calcari		MIO-CRETACICI e
se questa risulta mineralizzata,		si procede-
rà in carotaggio continuo.		

CAROTAGGIO ELETTRICO	
Profondità	Tipo
VEDERE PROGRAMMA GEOLOGICO ALLEGATO	

Note: Sorveglianza della perforazione: livello 2 da m 200.

SERVIZIO PERFORAZIONE

**ANALISI IDRAULICA FORO Ø 12"1/4 MONACILIONI 1**

PROFONDITA'	DENSITA' FANGO kg/l	PORTATA (*) l/min	POMPA		POMPA		VELOCITA' ANCLARE m/min	HHP (*)	HHP CIRCUITO	HHP SCALPELLO	HHP SCALP/TN <sup>2</sup>	PRESSIONE STANDPIPE PSI atm	ΔP CIRCUITO PSI atm	SCALPELLO PSI atm	AREA UGELLI in <sup>2</sup>	VELOCITA' UGELLI m/sec	DIMENSIONI UGELLI SUGGERITE 1/32 inch
			N°	(*) SPM	N°	(*) SPM											
1600	1,6	2000	1			32	859	328	531	4,51	2750	1050	1700	0,45	115	14 14 14	
2000	1,8	1800					709	287	422	3,58	2520	1020	1500	"	103	14 14 14	
3200	"	"					835	413	"	"	2970	1470	"	"	"	14 14 14	

(\*) Corretti per una efficienza volumetrica del: 95%

SERVIZIO PERFORAZIONE

**ANALISI IDRAULICA FORO Ø 17"1/2 MONACILIONI 1**

PROFONDITA' M	DENSITA' KG/L	PORTATA L/min (*)	POMPA		VELOCITA' ANGOLARE m/min	HHP POMPE (*)	HHP CIRCUITO	HHP SCALPELLO	HHP SCALP/IN <sup>2</sup>	PRESSIONE STANDPIPE PSI atm	ΔP CIRCUITO PSI atm	ΔP SCALPELLO PSI atm	AREA UGELLI IN <sup>2</sup>	VELOCITA' UGELLI m/sec	DIMENSIONI UGELLI SUGGERITE 1/32 inch
			N°	SPM (*)											
400	1,4	3500	1	122	25	1397	522	875	3,64	2555	955	1600	0,75	120	18 18 18
800	"	"	"	"	"	1545	670	"	"	2825	1255	"	"	"	18 18 18
1300	"	"	"	"	"	1693	818	"	"	3095	1495	"	"	"	18 18 18

(\*) Corretti per una efficienza volumetrica del: 95%

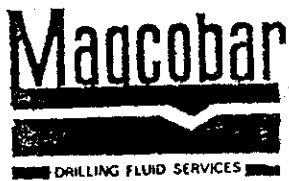
SERVIZIO PERFORAZIONE

**ANALISI IDRAULICA FORO Ø 8"1/2 MONACILIONI 11**

PROFONDITA' m	DENSITA' FANGO kg/l	PORTATA (*) l/min	POMPA		POMPA		VELOCITA' ANGOLARE m/min	HHP POMPE (*)	HHP CIRCUITO	HHP SCALPELLO	HHP SCALP/IN <sup>2</sup>	FORO FORO	PRESSIONE STANDPIPE PSI atm	ΔP CIRCUITO PSI atm	ΔP SCALPELLO PSI atm	AREA UGELLI in <sup>2</sup>	VELOCITA' UGELLI m/sec	DIMENSIONI UGELLI SUGGERITE 1/32 inch		
			N° SPM (*)	N° SPM (*)	N° SPM (*)	N° SPM (*)														
3300	1,08	1400					60	350	109	241	4,25	1600	500	1100	0,33	111	12	12	12	
3600	"	"				"	"	359	118	"	"	1640	540	"	"	"	"	12	12	12
3900	"	"				"	"	367	126	"	"	1680	580	"	"	"	"	12	12	12

(\*) Corretti per una efficienza volumetrica del: 95%





# SUGGESTED MUD PROGRAM

DATE: 20/1/1980

COMPANY: AGIP  
ATTENTION: ING.V. CRICO

WELL: MONACILIONI 1

LOCATION: SECE

COPIES: P. Ch. Lodovici - Milano  
P. Ch. Fratus - Chieti

PREPARED BY: Mr. Cucurullo

APPROX. DEPTH	mts.	FORMATION AGE AND TYPE
0	- 3200/2950	Complesso Alloctono - Arenarie con intercalazioni marnose, calcari marnosi, argille fagliettate vari colori.
<u>IPOTESI A (BENEVENTO)</u>		
3200	- 3500	Calcari, argille rosse, brecce calcaree. Miocene - Creta Sup.
3500	- 3900	Calcari di piattaforma Creta Inf.
<u>IPOTESI B (S. BIASE)</u>		
2950	- 3200	Marna grigie - Pliocene Inf.
3200	- 3900	Calcari di piattaforma con rari livelli argillosi. Creta Inf.

PROBLEM SECTIONS AND COMMENTS:

APPROX. DEPTH

Mt. 0 - 3200/2950

COMPLESSO ALLOCTONO FLISCIOIDE

Arenarie con intercalazioni marnose argillose, calcari marnosi marne e argille fogliettate vari colori con possibili livelli arenaceo - conglomeratici.

Tale complesso e' sempre risultato in sovrappressione con gradiente fra 1,3 e 1,5 appena dopo 100-200 mt. dalla superficie, per poi svilupparsi piu' o meno rapidamente fino a raggiungere un gradiente intorno a 1.8 atm./10 mt., nel tratto compreso fra 1500 e 2000 mt. I problemi in perforazione, se la densita' del fango non e' appropriata, possono essere dati da forzamenti in manovra, forte torsione in perforazione, collasso della formazione con aumento della pressione di circolazione, prese di batteria, vistosi cuscini di fondo e kicks.

IPOTESI A (BENEVENTO)

Mt. 3200 - 3500 Serie carbonatica (MIOCENE - CRETA SUP.)  
Calcari, argille rosse e brecce calcaree.

Mt. 3500 - 3900 Calcari di piattaforma (CRETA INF.)  
Formazioni entrambe a gradiente normale o al di sotto del normale dove possono verificarsi assorbimenti e perdite totale di circolazione di notevole entita' e difficili da controllare.  
Inoltre nelle argille rosse si possono registrare problemi di instabilita' del foro.

PROBLEM SECTIONS AND COMMENTS:



# GEOLOGIC PROGNOSIS

APPROX. DEPTH

FORMATION AGE AND TYPE

IIPOTESI B (S. BIASE)

- Mt. 2950 - 3200 Marne grige (PLIOCENE INF.)  
Formazione che dovrebbe essere in sovrappressione come il complesso Alloctono sovrastante, nel pozzo S. BIASE 1 e' stata perforata con fango a 2020 gr/lt. e durante le manovre ha dato vistosi cuscini di fondo.
- Mt. 3200 - 3900 Calcari di piattaforma (CRETA INF.)  
Formazione a gradiente normale o al di sotto del normale dove si possono avere assorbimenti e perdite di circolazione. C' e' da registrare che nel pozzo S. BIASE 1 e' stata attraversata per circa 200 mt. con fango a 1240 gr/lt. senza inconvenienti.

PROBLEM SECTIONS AND COMMENTS:



# CASING PROGRAM

SURFACE VOLUME, APPROX. 70 m3 BBLs.

<u>INTERVAL</u> mt.	<u>HOLE SIZE</u>	<u>HOLE VOLUME</u>	<u>CASING</u>	<u>CSG. VOLUME</u>	<u>EST. BITS - DAYS</u>
0 - 200	26"	68 m3	20"	37 m3	10
200 - 1500	17 1/2"	238 m3	13 3/8"	119 m3	30
1500 - 3200	12/14"	248 m3	9 5/8"	126 m3	60
3200 - 3900	8 1/2"	151 m3	liner 7"	TD	50

NOTE

- 1) Tutti i volumi sono considerati senza calcolare eventuali scavernamenti in pozzo.
- 2) Hole volume comprende sia il volume del foro libero, sia la capacita' della colonna precedente.
- 3) Tutti i calcoli sono basati sulla profondita' reale del pozzo.



## SUGGESTED DRILLING FLUID PROGRAM

Intervallo 0-200 mt.  
Foro libero 26" per casing 20"

Fango: AR

Prodotti richiesti : Bentonite, CMC (LV-HV), Soda Caustica, Barite,  
Soda Ash.

<u>Caratteristiche:</u>	Densita'	:	1250 - 1350 gr/lt.
	Viscosita'	:	50 - 55 sec/lt.
	YP	:	3 - 6 gr. /100 cm. 2
	PV	:	12 - 16 cps
	Filtrato	:	5 - 7 cc.
	PH	:	9.5 - 10
	Solidi	:	10 - 14 %

### NOTE

Perforare questo intervallo con un fango bentonitico cercando di mantenere una bassa percentuale di solidi con un uso e un controllo adeguato del desabbiatore e tenendo sul vibrovaglio le reti piu' fini possibile, visto che il desilter potra' comportare una perdita di barite. Il PH dovra' essere controllato intorno ai valori di 9.5/10 per prevenire problemi di corrosione e per ottenere il miglior grado di idratazione della bentonite.

Si consiglia di perforare e tenere di riserva per ogni evenienza due vasche di fango 60 m3 a densita' di 1400/1450 gr/lt. per combattere un possibile kick in quanto tutte le formazioni che costituiscono l'Alloctono sono state trovate in sovrappressione in tutti i pozzi vicini.



## SUGGESTED DRILLING FLUID PROGRAM

Intervallo 200 - 1500 mt.  
Foro 17 1/2" per casing 133/8"

Fango: LS

Prodotti richiesti: Bentonite, Soda Caustica, CMC HV, CMC LV, Barite Spersene, Soda Ash.

Caratteristiche:

Densita'	:	1.350 - 1400
Viscosita'	:	50 - sec/lt.
YP	:	4.8 gr/100 cm <sup>2</sup>
PV	:	10 - 25 cps.
Gels	:	1-2 / 5.12 gr/100 cm <sup>2</sup>
Filtrato	:	5 - 7 cc.
PH	:	9.5 - 10
Solidi	:	12 - 18

### NOTE

Riprendere la perforazione usando il fango impiegato nell'intervallo precedente. Fare attenzione, durante il fresaggio del cemento alla probabile contaminazione del fango. Trattare con Soda Ash e/o Spersene.

Il CMC sia LV che HV secondo le necessita' sara' usato per il controllo del valore del filtrato ed anche qualora valori piu' alti di viscosita' fossero richiesti, per una migliore pulizia del foro.

Spersene sara' usato in questo tratto di foro per la trasformazione del fango in un sistema di lignosulfonato e quindi per una migliore stabilizzazione delle caratteristiche reologiche.

Si raccomanda anche in questa parte di foro l'impiego di DD e DMS con miscela composta dallo 0.5 % di entrambi i prodotti per facilitare la separazione dei solidi inerti dal fango e come coadiuvante nello stabilizzare le proprieta' reologiche per ridurre la torsione e per minimizzare la formazione dei grumi e/o tappi.



## SUGGESTED DRILLING FLUID PROGRAM

Intervallo 1500 - 3200 mt.  
Foro da 12 1/4" per casing 9 5/8"

Fango: LS

Prodotti richiesti: Bentonite, Soda Caustica, Spersene, Barite, Soda Ash, Magcolube

Caratteristiche:

Densita'	:	1350 - 1400
Viscosita'	:	50 sec/lt.
YP	:	4 - 8 gr/ 100 cm <sup>2</sup>
PV	:	18 - 25 cps
Gels	:	1 - 2 / 5 - 12 / 100cm <sup>2</sup>
Filtrato	:	5 - 7 cc.
pH	:	9.5 - 10
Solidi	:	12 - 18 %

### NOTE

Riprendere la perforazione usando il fango impiegato nell'intervallo precedente. Fare attenzione durante il fresaggio del cemento alla probabile contaminazione del fango; trattare con Soda Ash e/o Spersene.

La perforazione di questo tratto di foro potra' essere in qualche modo difficile e presentare pertanto problemi per la migliore conduzione del fango. Il profilo di questa zona si puo' presentare infatti anomalo in quanto i terreni previsti potrebbero presentare sovrappressione. Si consiglia pertanto di prestare la massima attenzione a tutti quei segnali che possano indicare un incremento di gradiente quali forzamenti in manovra sovrattiri quando si solleva la batteria dal fondo, segni di torsione, detriti tipici di frana al vibrovaglio, aumento del livello delle vasche di circolazione ed eventuali variazioni di salinita' nel filtrato.

Controllare periodicamente che il contenuto di Bentonite nel fango sia quello richiesto per quella determinata densita' e qualora ulteriori aggiunte fossero necessarie usare sempre Bentonite preidratata. Ricordiamo che la formazione di un buon pannello e quindi le sue caratteristiche di compressibilita', permeabilita' e spessore sono determinate dalla qualita' e quantita' dei solidi presenti nel fango pertanto la massima attenzione dovra' essere prestata continuamente a che tutte le attrezzature meccaniche di separazione dell'impianto funzionino al meglio e che le reti piu' fini possibili siano sempre usate sul vibrovaglio.

./.





## SUGGESTED DRILLING FLUID PROGRAM

(Intervallo 1500 - 3200 - cont.)

Pertanto l'uso della miscela DD/DMS potrà essere ancora fatto fino a 3200 m. Qualora per motivi contingenti di foro si dovesse perforare in condizioni di "under balance", l'impiego di lubrificante non inquinante come Magcolube viene fortemente raccomandato per ridurre eventuali problemi di torsione e/o sovrattiri.



# SUGGESTED DRILLING FLUID PROGRAM

Intervallo : 3200/2950 - 3900 mt.  
Foro da 8 1/2" per Liner 7"

Fango: LS / CL

Prodotti richiesti: Bentonite, Soda Caustica, Spersene, Barite, Soda Ash XP-20, Eventuale uso di Resinex, Salt-gel e intasanti se necessitano.

<u>Caratteristiche:</u>	<u>Ipotesi A</u>	<u>Ipotesi B</u>
Densita'	1200-1300	1300 - 1600
Viscosita'	46 - 55	46 - 55 sec/lt.
PV	15 - 20	20 - 30 g/100 m <sup>2</sup>
YP	2 - 5	5 - 8 cps
gels	1/3 - 10/19	1/3 - 10/19
PH	9.5 - 10	9.5 - 10
Filtrato	5 - 7	3 - 7 cc
Solidi	12 - 18 %	16 - 20

## NOTE

Con la perforazione di questo intervallo di foro si attraversa, nel caso della ipotesi 'A' il Miocene - Creta Sup. e Creta Inf. con formazione con gradiente normale o al di sotto del normale dove possono verificarsi assorbimenti e perdite totali di circolazione di notevoli entita' e difficili da controllare.

La massima attenzione deve essere prestata in questa fase a tutti quei segnali che si potranno indicare la presenza di una possibile instabilita' del foro. La viscosita' del fango dovra' essere controllata in modo da assicurare la migliore pulizia del foro ed una analisi dell'idraulica del pozzo dovra' essere fatta per evitare moti turbolenti ed ogni fenomeno di erosione sulle pareti del foro perforato.

In caso di perdita di circolazione e' consigliabile disperdere nel fango una selezione di materiali intasanti, da fini a medi, in una concentrazione che potra' variare fino al 10%, secondo la severita' delle perdite e del successo dei risultati.

Qualora la perdita di circolazione fosse totale si consiglia di spiazzare in pozzo cuscini di fango ad alta filtrazione. (Per il confezionamento vedere apposito allegato).

./.



## SUGGESTED DRILLING FLUID PROGRAM

(Intervallo: 3200/2950/3900 cont.)

E' consigliabile qualora si dovesse perforare con forti perdite di circolazione o con perdita totale, pompare in pozzo e spazzare al fondo, almeno ogni cambio asta, cuscini di fango molto viscosi che ci garantiranno una buona tenuta in sospensione dei detriti perforati. Ancora, se durante la perforazione in condizioni di perdita di circolazione, ci dovessero essere problemi di torsione oppure difficoltà a raggiungere il fondo pozzo dopo cambi d'asta o dopo una manovra si consiglia di pompare in pozzo e di spazzare al fondo cuscini di fango viscosi che potranno essere sempre piu' grossi in volume ed anche piu' frequenti, secondo la gravità dei problemi. Mantenere in ogni caso densità di fango piu' basse possibili ed eventualmente qualora il vibrovaglio fosse bypassato, avere una vaschetta di decantazione che dovrà essere periodicamente pulita.

Nel caso dell'ipotesi 'B', continuare a perforare con stesso fango. In questo caso la densità del fango dovrà essere aumentata secondo le nuove esigenze e in caso di problema di frana la viscosità del fango dovrà essere controllata in modo da assicurare la migliore pulizia del foro.

# Magco

DRILLING FLUID SERVICES

## DRILLING HAZARDS

Check:

ABNORMAL PRESSURE	LOST RETURNS	STUCK PIPE	OTHER
-------------------	--------------	------------	-------

RECOMMENDED TREATMENT:

### PRESSIONI ANOMALE

Tutta la perforazione attraverso il complesso Alloctono potrà presentare zone in sovrappressione. Si suggerisce di prestare sempre la massima attenzione e si raccomanda di tenere sempre disponibile in cantiere una quantità di Barite sufficiente per aumentare la densità del sistema attivo di 400-500 gr/lt.

### PERDITE DI CIRCOLAZIONE

Dato che si dovranno attraversare sequenze di rocce carbonatiche e data la possibilità di dover incontrare successioni di livelli a diverso gradiente di pressione, si possono prevedere problemi di assorbimento durante la perforazione di questo pozzo. Si consiglia pertanto di tenere stoccati in cantiere una selezione di intasanti e di tutti gli altri materiali necessari per il confezionamento di cuscini ad alta filtrazione.

### PRESE DI BATTERIA

Anche problemi di presa di batteria potranno dover essere fronteggiati in questo pozzo suggeriamo quindi di tenere sempre in cantiere almeno cinque fusti di Pipe Lax ed anche tutti quei prodotti necessari per il confezionamento di cuscini oleosi per prese di batteria.

### CONTAMINAZIONI DA CEMENTO

Tenere sempre in cantiere almeno 5-10 q.li di Carbonato sodico per trattare le contaminazioni da cemento dopo il tubaggio delle varie colonne e per combattere ogni altro tipo di contaminazione proveniente da sali di calcio.

### VARIE

Consigliamo di tenere in cantiere almeno 2 o 3 fusti di Magco-Defomex per combattere eventuali problemi di schiuma. Accertarsi della presenza in cantiere di una selezione di reti per il vibrovaglio adeguata alle richieste dei vari intervalli di foro.



# DRILLING HAZARDS

Check:

ABNORMAL PRESSURE	LOST RETURNS	STUCK PIPE	OTHER
-------------------	--------------	------------	-------

RECOMMENDED TREATMENT:

## PROCEDIMENTO PER LA PREPARAZIONE DI CUSCINI AD ALTA FILTRAZIONE

Pulire molto accuratamente una vasca e tutte le linee che saranno usate per il confezionamento del cuscino.

Aggiungere i materiali in questo ordine:

Acqua	50 - 60 %	del volume finale richiesto
Salt Gel	3 - 5 %	del volume iniziale d'acqua
Diatomite	15 %	del volume iniziale
Calce	0.05-0.15%	del volume iniziale
Barite	quanto basta	fino alla densita' desiderata
Intasanti	4 - 6 %	del volume iniziale

Come materiali intasanti potra' essere usata una selezione di Mica e di granulari variante da fini a medi.

La calce dovra' essere aggiunta come ultimo prodotto e solo prima del pompamento in pozzo.

Se il SALT-GEL non fosse disponibile, allora anche la Bentonite potrebbe essere usata in una percentuale del 2-6%. Naturalmente la Bentonite, a differenza del SALT-GEL, non permettera' una separazione cosi' veloce, e quindi una deposizione sulla zona interessata, tra l'acqua ed i prodotti solidi del cuscino .

Variazioni delle percentuali potranno essere eventualmente fatte solo dopo il pilot-test.



# DRILLING HAZARDS

Check:

ABNORMAL PRESSURE	LOST RETURNS	STUCK PIPE	OTHER
-------------------	--------------	------------	-------

RECOMMENDED TREATMENT:

STOCCAGGIO CONSIGLIATO PER  
CUSCINO EMULSIONE INVERSA

---

VERTOIL	20 q.li
CaCl <sub>2</sub>	50 q.li
VG-69	3 q.li
SE-11	1 fusto

**Maccobar**

DRILLING FLUID SERVICES

**MATERIAL CONSUMPTION  
BREAKDOWN BY INTERVAL**

<b>PRODUCT</b>	<b>UNITS</b>	<b>q.li</b>	<b>COST</b>	<b>Lit.</b>
----------------	--------------	-------------	-------------	-------------

Intervallo 0-200 mt.

Foro da 26"

	<u>Q.li</u>	<u>Prezzo q.le</u>	
BARITE	600	7200	4.320.000
BENTONITE	180	7800	1.404.000
CMC LV	5	120000	600.000
CMC HV	2.5	130000	325.000
SODA CAUSTICA	18	31000	248.000
SPERSENE	2	84430	168.860
			<hr/> 7.065.860

Intervallo 200 - 1500

Foro da 17 1/2"

BARITE	1200	7200	8.640.000
BENTONITE	260	7800	1.560.000
CMC HV	4	130000	520.000
CMC LV	14	120000	1.680.000
SPERSENE	40	84430	3.377.000
SODA CAUSTICA	30	31000	930.000
D.D.	3 fusti	328000	984.000
DMS	3 "	74000	222.000
			<hr/> 17.913.200



# MATERIAL CONSUMPTION BREAKDOWN BY INTERVAL

PRODUCT UNITS Q.li COST Lire

Intervallo 1500 - 3200

Foro da 12 1/4"

	<u>Q.li</u>	<u>Prezzo q.le</u>	
BARITE	4000	7200	28.800.000
BENTONITE	120	7800	936.000
SODA CAUSTICA	40	31000	1.240.000
CMC LV	10	120000	1.200.000
SPERSENE	60	84430	5.065.800
XP-20	30	114805	3.444.150
			<hr/>
			40.685.950

Intervallo 3200- 3900

Foro da 8 1/2"

BARITE	1400	7200	10.080.000
BENTONITE	200	7800	1.560.000
SODA CAUSTICA	70	31000	2.170.000
SPERSENE	60	84430	4.065.800
XP-20	30	114805	3.444.150
RESINEX	30	268840	8.065.200
			<hr/>
			30.385.150





# TOTAL MATERIAL CONSUMPTION

OPERATOR  
WELL  
LOCATION

PRODUCT

UNITS

COST

Lire

	<u>Q.li</u>	<u>Prezzo q.le</u>	
BARITE	7200	7.200	51.840.000
BENTONITE	700	7.800	5.460.000
SPERSENE	162	84.430	13.677.660
XP-20	60	114.805	6.888.300
CMC LV	29	120.000	3.480.000
CMC HV	6.5	130.000	845.000
RESINEX	30	268.840	8.065.200
SODA CAUSTICA	198	31.000	4.588.000
DD	3 fusti	328.000	984.000
DMS	3 "	74.000	222.000

96.050.160

=====

TOTAL



## SUGGESTED MUD PROPERTIES

### STOCCAGGIO MINIMO DI PRODOTTI DA TENERE IN CANTIERE

---

MICA FINE	Q.li	15
MICA MEDIA	"	15
GRANULARE FINE	"	15
GRANULARE MEDIO	"	15
DIATOMITE	"	50
SALT GEL	"	20
SODA ASH	"	10
VERTOIL	"	20
Ca Cl <sub>2</sub>	"	40
VG-69	"	2
CALCE	"	5
PIPE LAX	fusti	5
D.D.	"	5
DMS A1	"	5
SE - 11	"	1
MAGCOLUBE	"	10
MAGCODEFOMEX	"	3

**COSTO POZZO** (in Lit x 10<sup>3</sup>) Preventivo  Consuntivo

AGIP S.P.A.  AGIP S.P.A.-J.V.  DATA 6-2-1980

POZZO NONACILIONI n°1 PERMESSO GAMBATESA Esplorativo  Sviluppo

PROFONDITÀ, mt 3900 Verticale  Deviato  W.D., mt GIORNI IMPIANTO 20+200+30=250

IMPIANTO NAT. 1320 CONTRATTISTA PERGENTINE

DESCRIZIONE	Q.tà	COSTI		TOTALE
		UNITARI	PERFORAZIONE	
TARIFFA GIORNALIERA IMPIANTO	230	6.450	1.290.000	1.483.500
ATTI AGGIUNTIVI CONTRATTO IMPIANTO				
NOLO ATTREZZATURE	230	100	20.000	23.000
MATERIALE DI CONSUMO	230	50	10.000	11.500
MATERIALI FUORI USO	230	200	40.000	46.000
PRESTAZIONI EXTRA DI PERSONALE	230	30	6.000	6.900
PASTI EXTRA CONTRATTO				
NOLO ASTR. Ø 3 1/2"	60	300	18.000	18.000
<b>TOTALE CONTRATTISTA DI PERFORAZIONE</b>			<b>1.366.000</b>	<b>1.588.000</b>

DESCRIZIONE	Q.tà	UNITARI	PERFORAZIONE	PROVE	TOTALE
ATTR. ED OPERATORE PER CEM. E DST					
ASSISTENZA GEOLOGICA	230	430	86.000	12.900	98.900
DRILLING CONTROL	200	200	40.000		40.000
ASSISTENZA FANGHI	230	240	48.000	7.200	55.200
'PALOMBARI ED ATTREZZATURE					
NAVI APPOGGIO					
ELUCOTTERO	250	61	13.420	1.830	15.250
SILOS (BARITE - BENTONITE)	250	87	19.140	2.610	21.750
POOL. ATTREZZATURE SPECIALI					
NOLO ATTREZZATURE					
<b>TOTALE IMPEGNI FISSI</b>			<b>206.560</b>	<b>24.540</b>	<b>231.100</b>

DESCRIZIONE	Q.tà	UNITARI	PERFORAZIONE	PROVE	TOTALE
CEMENTAZIONI E DST					
CHIAVE AUTOMATICA ED OPERATORI					
TRASPORTI TERRESTRI					
FACCHINAGGIO					
OPERATORE PER FISSAGGIO LINER					
BATTIPALO ED OPERATORE					
ATTR ED OPERATORE PER DEVIAZIONE					
UFFICINA					
TAGLIO CGLONNE					
TRASPORTO CEMENTO					
POMPAGGIO MATERIALE SFUSO					
DOGANA					
VARIE					
<b>TOTALE PRESTAZIONI</b>			<b>266.000</b>	<b>37.000</b>	<b>303.000</b>
<b>TOTALE CONTRATTISTI SATELLITI</b>			<b>472.560</b>	<b>61.000</b>	<b>534.100</b>

**TOT. COSTO PERFORAZIONE** Lit 3.038.920 **TOTALE COSTO POZZO** Lit 3.814.229

Costo Lit/g 15.494 **Costo Lit/g** 15.257

Costo Lit/mt 794

Contrattista di perforazione 44,00 % Contrattista di perforazione 41,50 %  
 Contrattisti satelliti 15,50 % Contrattisti satelliti 14,00 %  
 Materiali 29,50 % Materiali 26,50 %  
 Costi operativi 11,00 % Altri costi 18,00 %

DESCRIZIONE	Q.tà	COSTI		TOTALE
		UNITARI	PERFORAZIONE	
SCALPELLI E SCARPE PER CAROTIERE			140.000	140.000
STABILIZZATORI			42.000	42.000
EQUIPAGGIAMENTO CASING			33.000	33.000
INFLANGIATURA AL 50%	1	21.000	10.500	10.500
MATERIALE PER FANGO			160.000	160.000
CEMENTO ED ADDITIVI			12.000	12.000
CARBURANTE E LUBRIFICANTE	230	660	132.000	151.800
MATERIALE PER PROVE DI PRODUZIONE			19.800	19.800
USURA E PERDITA (DC-DP)			40.000	40.000
<b>TOTALE MATERIALI DI CONSUMO</b>			<b>528.500</b>	<b>509.300</b>

DESCRIZIONE	Q.tà	UNITARI	PERFORAZIONE	PROVE	TOTALE
Ø 20" j 55-106,5 LBS/FT-BTS	200	150	30.000		30.000
Ø 13-3/4" N 80-68 LBS/FT-BTS	700	92	64.400		64.400
Ø 13-3/4" j 55-68 LBS/FT-BTS	600	72	43.200		43.200
Ø 9-5/8" p. 110-47 LBS/FT-BTS	2000	72	144.000		144.000
Ø 9-5/8" p. 110-43,5 LBS/FT-BTS	1200	65	78.000		78.000
Ø 9-5/8"					
Ø 7" p. 110-29 LBS/FT-BTS	800	41	32.800		32.800
Ø 7"					
Ø 5"					
SQUONCH-JOINT Ø 30"					
SQUONCH-JOINT Ø 20"					
<b>TOTALE MATERIALI TUBOLARI</b>			<b>392.400</b>		<b>392.400</b>

DESCRIZIONE	Q.tà	UNITARI	PERFORAZIONE	PROVE	TOTALE
POSTAZIONE ED OPERE CIVILI					
UBICAZIONE SOLTSTING					
TRASPORTO IMPIANTO (RATA) FORTEZZATO					
TRASPORTO IMPIANTO (MEZZI DI TRASP.)					
SUPERVISIONE (DURANTE TRASP. IMP.)	20	765	15.300		15.300
IMPREVISTI (ATT. POSTAZ. ECC...)					
<b>TOTALE COSTI FISSI</b>			<b>300.300</b>		<b>300.300</b>
SUPERVISIONE E BASE OPERATIVA	230	765	153.000	22.950	175.950
IMPREVISTI (GIORNATE IMPIANTO %) 10	23	9.273	185.460	27.819	213.279
<b>TOTALE OPERATIVI</b>			<b>338.460</b>	<b>50.769</b>	<b>389.229</b>
<b>TOTALE ALTRI COSTI</b>			<b>638.760</b>	<b>50.769</b>	<b>689.529</b>
<b>TOTALE CONTRATTISTI SATELLITI</b>			<b>3.399.220</b>	<b>415.009</b>	<b>3.814.229</b>