Agip

AGEO-SESI

Profilo del pozzo :

BIMMISCA 1

AGIP ARCHIVIO POZZI AGEO

B.N.

E/PROF (B)

Permesso Rosolini

Cod. pozzo 03489

Disegno N°	Aggiornato al : 30.01.90	Allegato a :		Allegato N°
Scala : 1:1000	Data : 30.01.90	Compilatore :	Operatore : C. DE COL	Revisore : C. DE COL

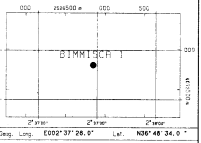
Titolare : SARCIS

Operatore : AGIP 100.000%

Paese : ITALIA Reg. : Sicilia Zona : 5

Carta IGM Foglio 277 Tav. IV NW Scala : 1/25000

Comune : Noto (SR)



Coord. Geog.	Long.	E002° 37' 28.0"	Lat.	N36° 48' 34.0 "
Coord. Piane	Est	m 2.526.849	Nord	m 4.073.803
Fondo pozzo	Long.		Lat.	

ROCCE TERRIGENE

- Elementi di breccia
- Breccia in generale
- Ciottoli
- Conglomerato in generale
- Ghiaietto
- Sabbia in generale
- Sabbia grossolana
- Sabbia fine
- Silt
- Arenaria in generale
- Siltstone
- Argilla
- Argilla sabbiosa
- Argilla siltosa
- Marna
- Marna sabbiosa
- Marna siltosa

CEMENTI

- Cemento in generale
- Cemento siliceo
- Cemento carbonatico
- Cemento calcitico
- Cemento dolomitico

ROCCE CARBONATICHE

- Calcare in generale
- Calcare argilloso
- Calcare con noduli di selce
- M Mudstone
- W Wackestone
- P Packstone
- G Grainstone
- B Boundstone
- Chalk
- Calcare dolomitico
- Dolomia calcarea
- Dolomia in generale
- MC Dolomia media e grossa
- F Dolomia fine (<62µ)

ALTRE ROCCE

- Gesso o anidrite
- Sali di Na, K, Mg
- Carbone in generale
- Selce
- Rocce ferruginose

ROCCE IGNEE E METAMORFICHE

- Rocce intrusive
- Rocce effusive
- Rocce filoniane
- Rocce piroclastiche
- Rocce metamorfiche

PARTICELLE E FOSSILI

- ◇ Intraclasti angolosi in generale
- ○ Intraclasti arrotondati in gen.
- Pellettoidi
- Ooliti
- Oncoliti
- Macrofossili in generale
- Alghe
- Briozoi
- Coralli
- Crinoidi
- Lamellibranchi
- Rudiste
- Macroforaminiferi
- Microfossili in generale
- Foraminiferi planctonici
- Foraminiferi bentonici
- Frammenti di fossili
- Rudiste in frammenti
- Radiolari
- Spicole di spugna
- Ostracodi

STRUTTURE SEDIMENTARIE E DIAGENETICHE

- ≠ Stratificazione massiccia
- Stratificazione decimetrica
- ≡ Laminazioni parallele
- Stratificazione incrociata
- Stratificazione gradata
- Strutture nodulari
- Stromatoliti
- Bioturbazioni
- Stratificazione disturbata
- Ω Laminazioni convolute
- Ripple marks
- Fessure di essicazione
- Pressure solution
- Strutture geopete
- Birdseyes

TIPO DI POROSITA'

- PK Porosita' chalk
- PI Porosita' intergranulare
- PV Porosita' vacuolare
- PC Porosita' intercristallina
- PF Porosita' per fratture

SIMBOLI VARI

- Assorbimenti
- Perdite di circolazione
- 1 Carote di fondo con parte ricuperata
- ○ Carote di parete
- ⇐ F.I.T.-R.F.T.
- → Contatto tettonico
- ~ Discontinuita' in generale
- Fratture
- 5° Azimut e inclinazione

MINERALIZZAZIONE

FW	Acqua dolce
BW	Acqua salmastra
SW	Acqua salata
GTR	Tracce di gas
GAS	Gas
OTR	Tracce di olio
OIL	Olio
CO_2	Anidride carbonica

MANIFESTAZIONI DURANTE LA PERFORAZIONE

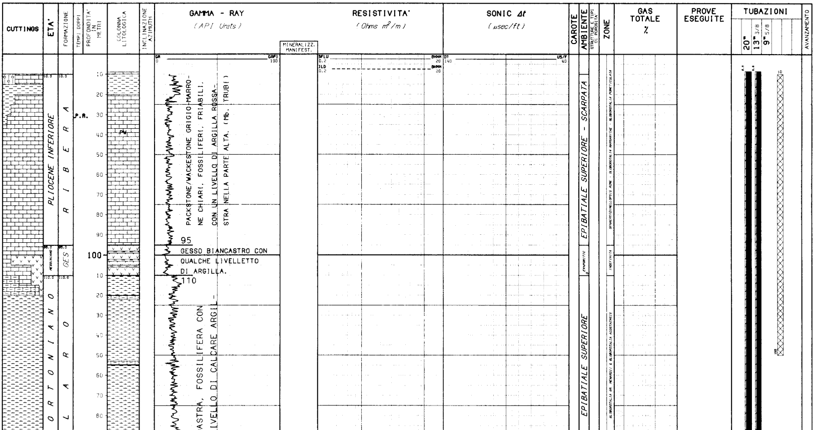
- ↑ Tracce di gas
- ↑↑ Gas
- H_2S Acido solfidrico
- CO_2 Anidride carbonica
- ◐ Tracce di olio
- ● Olio
- ◧ Tracce di bitume
- ■ Bitume
- × Acqua salata
- + Acqua dolce
- Gas ed acqua salata
- Tracce di gas e di olio

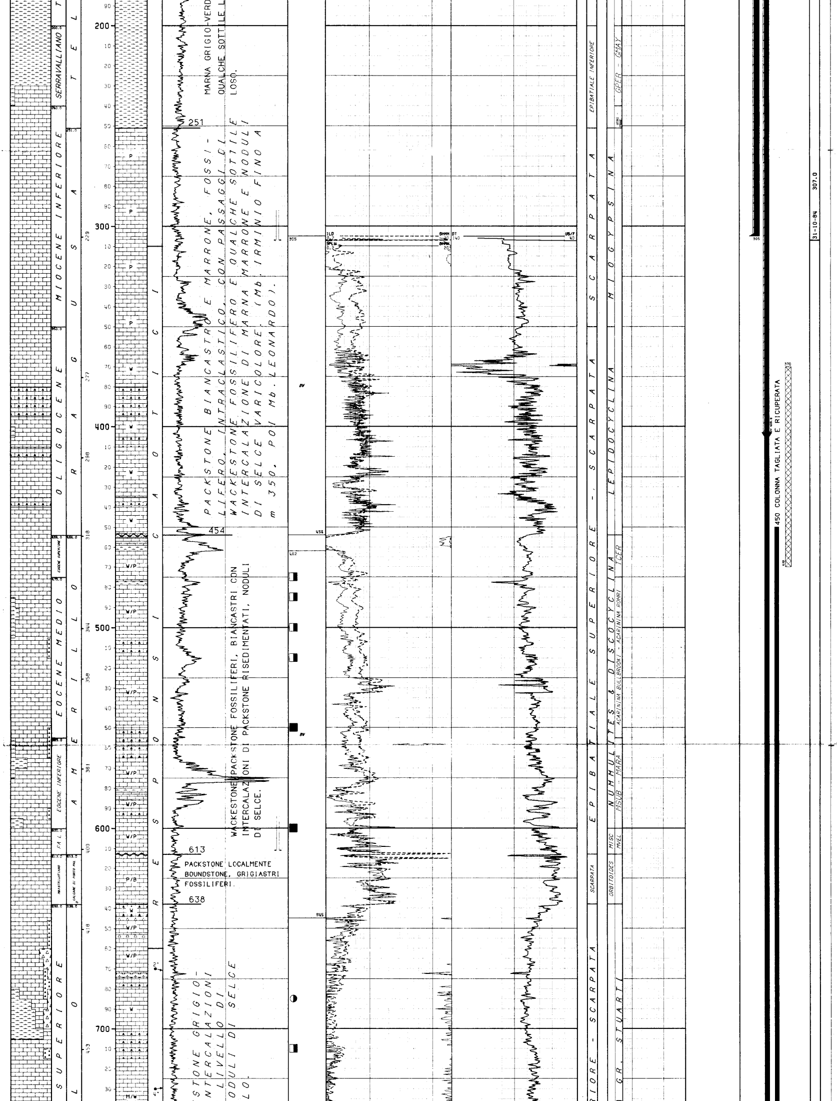
- Tubi cementati
- Tubi presi
- Tubi forati con fucile
- Scarpa
- Aste di perforazione prese
- Tappi di cemento
- Squeezing
- ☒ Bridge plug
- Foro direzionato
- Foro deviato
- ☐ Prova di strato riuscita
- ▨ Prova di strato non riuscita
- P Prova di produzione
- Tubing con packer di produzione
- Pompa
- Gravel packing

W3905V17 Ottobre, 1986 - SAPEI

Impianto	IDECO HE 1700	Inizio perforazione	24-10-84	Inizio produzione	-	Esito del pozzo	STERILE
Contrattista	SAIPEM	Fine perforazione	04-02-85	Int. in produzione		Status	TAPPATO E ABBANDONATO
Profondita' totale m.	3169.0	Impianto rilasciato il	22-03-85				

Quota s.l.m.
- Tavola rotary 31.40
- Prima flangia 22.80
- Piano campagna 25.00





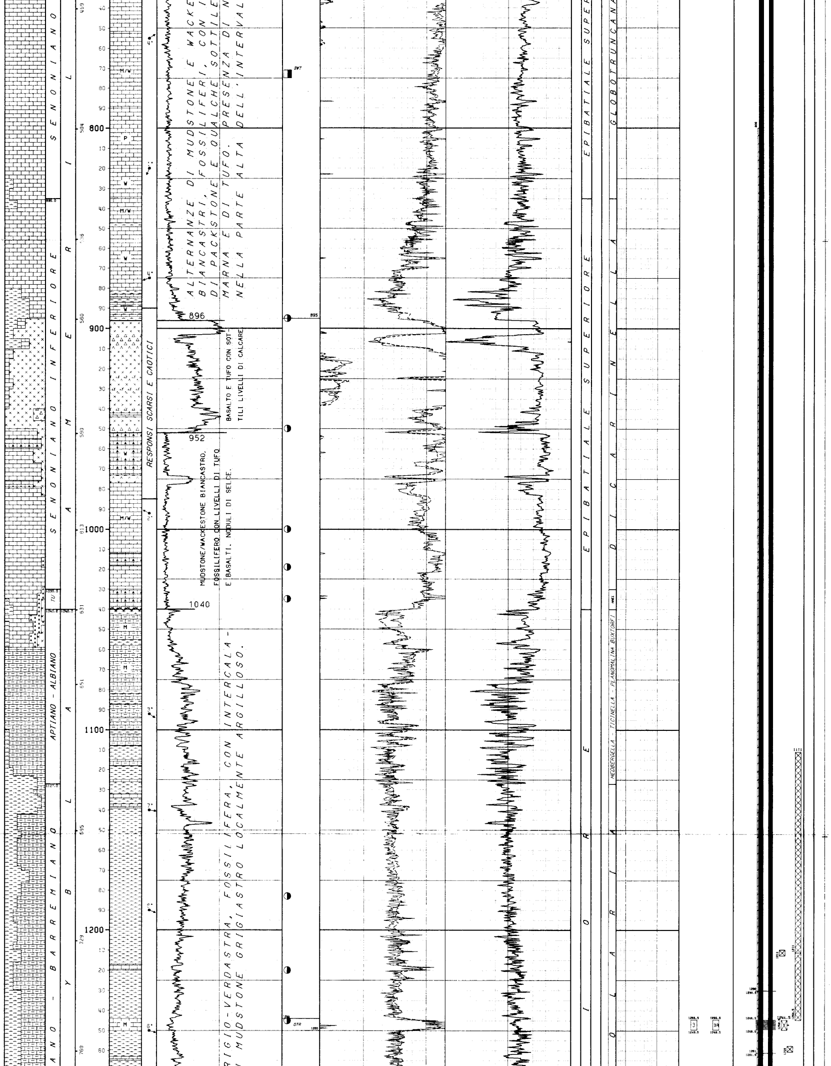
MARNA GRIGIO-VERD... QUALCHE SOTTILE L... LOSO.

PACKSTONE BIANCASTRO E MARRONE, FOSSILIFERO, INTRACLASTICO, CON PASSAGGI DI WACKESTONE FOSSILIFERO E QUALCHE SOTTILE INTERCALAZIONE DI MARNA MARRONE E NODULI DI SELCE VARICOLORE. (Mb. IRMINIO FINO A m 350, POI Mb. LEONARDO).

WACKESTONE-PACKSTONE FOSSILIFERI, BIANCASTRI CON INTERCALAZIONI DI PACKSTONE RISEDIMENTATI, NODULI DI SELCE.

PACKSTONE LOCALMENTE BOUNDSTONE, GRIGIASTRI FOSSILIFERI.

STONE GRIGIO-
NTERCALAZIONI
LIVELLO DI
ODULI DI SELCE
LO.

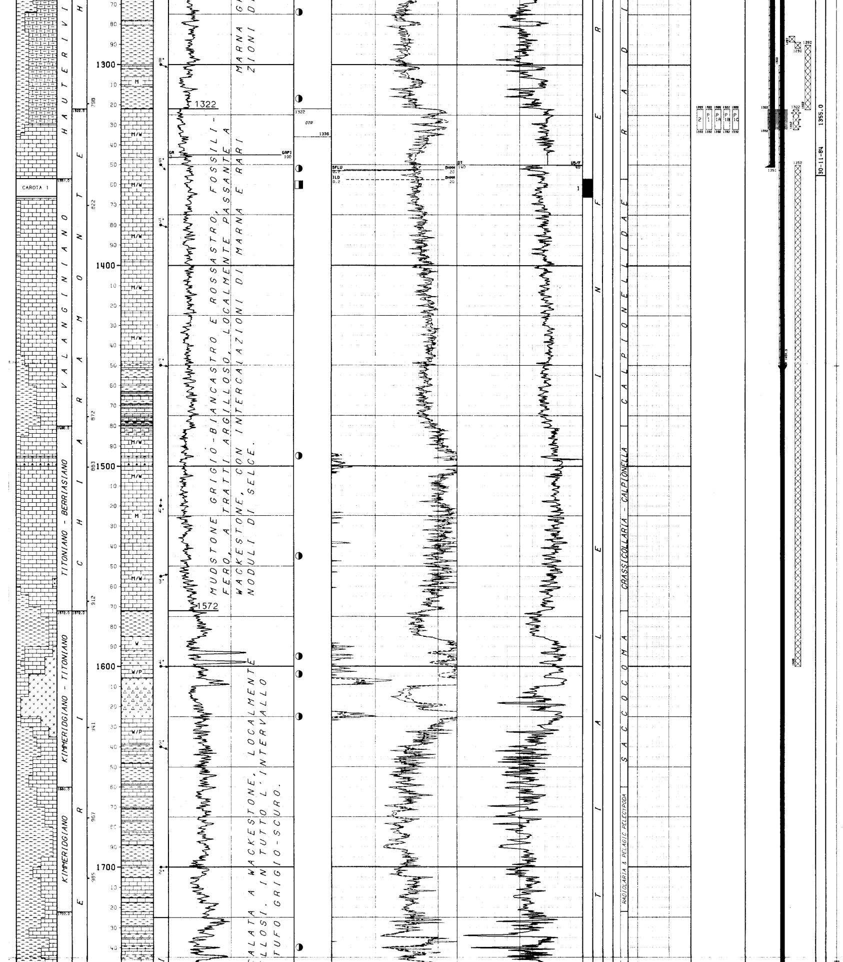


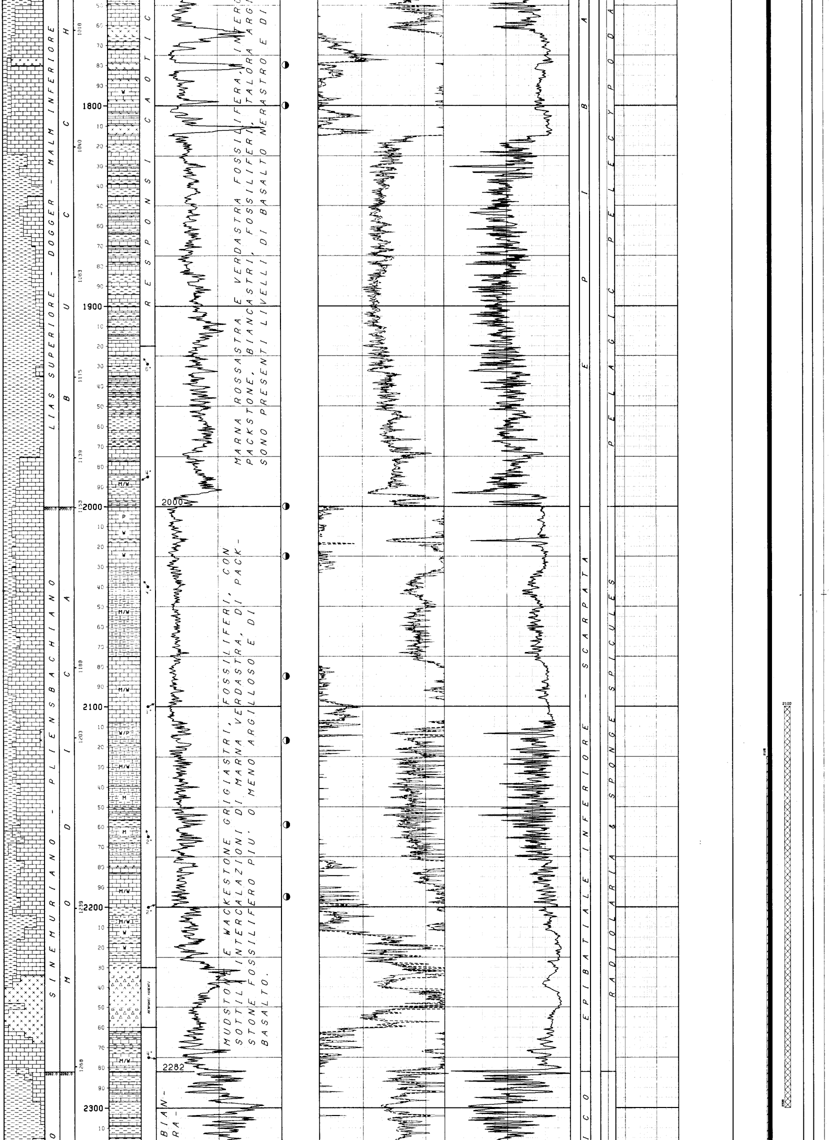
ALTERNANZE DI MUDSTONE E WACKE
BIANCASTRI, FOSSILIFERI, CON I
DI PACKSTONE E QUALCHE SOTTILE
MARNA E DI TUFO. PRESENZA DI N
NELLA PARTE ALTA DELL'INTERVAL

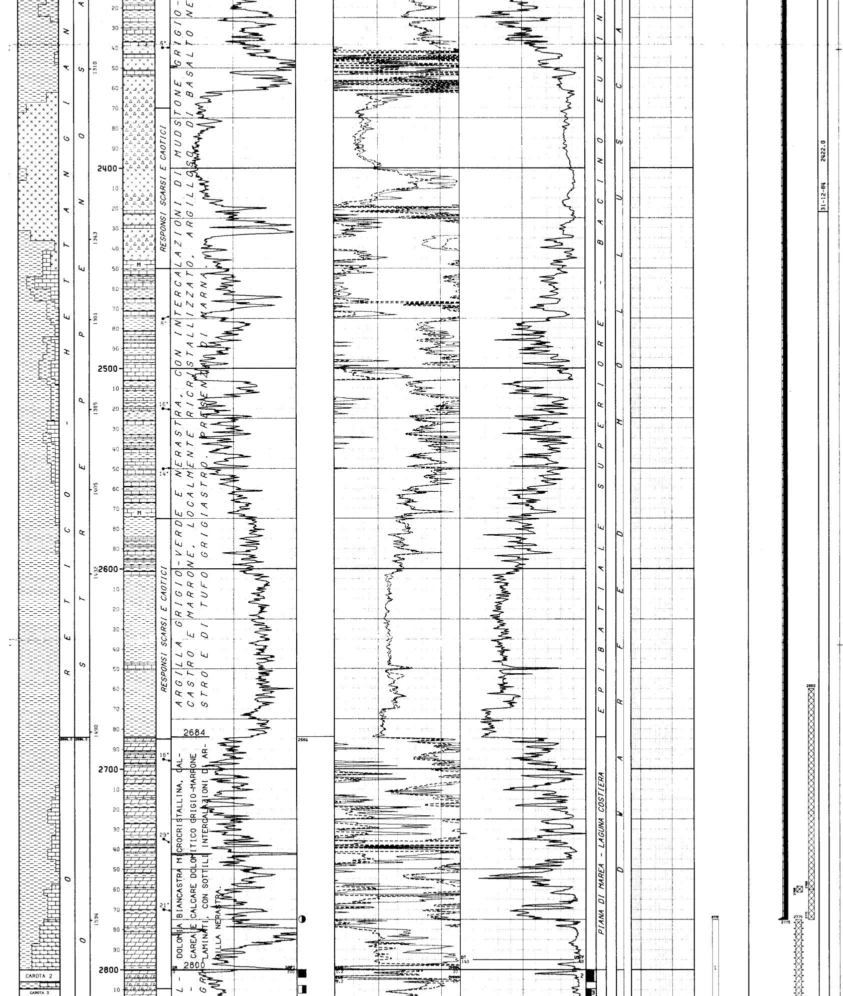
BASALTO E TUFO CON SOTTILI LIVELLI DI CALCARE

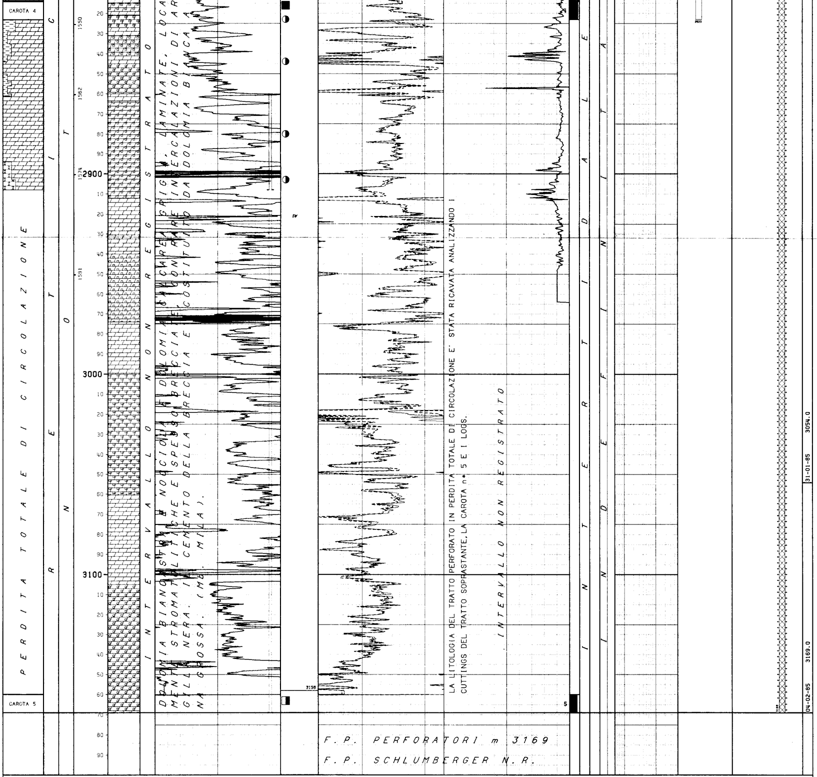
MUDSTONE/WACKESTONE BIANCASTRO, FOSSILIFERO CON LIVELLI DI TUFO E BASALTI. NODULI DI SELCE.

RIGIO-VERDASTRA, FOSSILIFERA, CON INTERCALA-
I MUDSTONE GRIGIASTRO LOCALMENTE ARGILLOSO.









DOLOMIA BIANCASTRA E NOCCIOLA E DOLOMIA CALCAREA GRIGIA, LAMINATE, LOCA
MENTE STROMATOLITICHE E SPESSO BRECCIATE, CON RARE INTERCALAZIONI DI AR
GILLA NERA. IL CEMENTO DELLA BRECCIA E' COSTITUITO DA DOLOMIA BIANCA A
NA GROSSA. (MB. MILA).

LA LITOLOGIA DEL TRATTO PERFORATO IN PERDITA TOTALE DI CIRCOLAZIONE E' STATA RICAVATA ANALIZZANDO I CUTTINGS DEL TRATTO SOPRASTANTE, LA CAROTA n° 5 E I LOGS.

INTERVALLO NON REGISTRATO

F. P. PERFORATORI m 3169

F. P. SCHLUMBERGER N. R.

LEGENDA CODICI

ETA'

PA L	--> PALEOCENE SUPERIORE
TU	--> TURONIANO

FORMAZIONI

GES	--> GESSOSO SOLFIFERA

BIOZONE

MISC	--> MISCELLANEA
GPER - GMAY	--> GLOBOROTALIA PERIPHERORONDA - GLOBOROTALIA MAYERI
GTRI - PRAE	--> GLOBIGERINOIDES TRILOBUS - PRAEORBULINA
TCER	--> TURBOROTALIA CERROAZULENSIS SL
MSUB - MARA	--> MOROZOVELLA SUBBOTINAE - MOROZOVELLA ARAGONENSIS
MVEL	--> MOROZOVELLA GR. VELASCOENSIS
HHEL	--> HELVETOGLOBOTRUNCANA HELVETICA

```
NUMERO IMPIANTO:  1     NOME IMPIANTO: IDECO HE 1700                Q.T.R.      31.4 m.s.l.m.

NOTA: Tutte le profondita' sono in metri e riferite al P.T.R, le pressioni sono in Kg/cmq, le temperature in gradi C, i tempi in ore,minuti.
-----
TUBAZIONI
===========(T=Tipo di rivestimento/C-Casing/L-Liner/F-Liner finestrato/R-Liner reintegrato)

Fr. Nr. T  Top      Bottom          Diametro  Note
--- --- -  -------  --------------  --------  ----------------------------------------
 1   1  C      8.6    305.0 Scarpa  20-00/00

                                      __CEMENTAZIONE_________________________________________COMPOSIZIONE__MALTE_____________________________________________
                                      Nr. Std  D.V.     Ris.teor. Nota                        M  Elemento     Descrizione                          Quantita'
                                      --- ---  -------  -------- ---------------------------  -  ---------    ---------------------------------    ---------
                                      1  1              8.6
```

```
!                                                                                                          1   CEMENTO   Geocem G                                              585.0  q   !
!                                                                                                              ADDITIVO  Bentonite (3% nei primi 285 q di cemento)               8.5  q   !
! 1  2  C      8.6  1351.0 Scarpa  13-03/08                                                                                                                                            !
!                                         __CEMENTAZIONE__________________________________________________COMPOSIZIONE__MALTE____________________________________________________!
!                                         Nr. Std  D.V.     Ris.teor. Nota                                    M  Elemento      Descrizione                                    Quantita'  !
!                                         --- --- -------  --------- ---------------------------------------- -  ---------  ----------------------------------------------  ---------  !
!                                          1  1              800.0                                                                                                                 !
!                                                                                                                                                                                  !
!                                                                                                          1   CEMENTO   Geocem G                                              421.0  q   !
!                                                                                                              ADDITIVO  Bentonite (3% nei primi 157 q di cemento)               4.8  q   !
!                                          2  2    403.0      8.6                                                                                                                  !
!                                                                                                                                                                                  !
!                                                                                                          2   CEMENTO   Geocem G                                              333.0  q   !
!                                                                                                              ADDITIVO  Bentonite (3% nei primi 142 q di cemento)               4.3  q   !
!                                         __PERFORAZIONE COLONNA_______________________________________________________________________________________________________________!
!                                               Top       Bottom    Apertura    Nr.  Den./ft.  Carica            Fucile e Diametro    Scopo                 Stato                  !
!                                               -------   -------   ----------  ---  --------  ----------------  -------------------  --------------------  ------                 !
!                                                1322.0    1332.0   Spari       393    12      Hyperjet II                                                                   !     !
!                                                                                                                                                                                  !
! 1  3  C      8.6  2775.0 Scarpa  09-05/08  Recuperata da m 450.                                                                                                                  !
!                                                                                                                                                                                  !
!                                         __CEMENTAZIONE__________________________________________________COMPOSIZIONE__MALTE____________________________________________________!
!                                         Nr. Std  D.V.     Ris.teor. Nota                                    M  Elemento      Descrizione                                    Quantita'  !
!                                         --- --- -------  --------- ---------------------------------------- -  ---------  ----------------------------------------------  ---------  !
!                                          1  1             2125.0                                                                                                                 !
!                                                                                                                                                                                  !
!                                                                                                          1   CEMENTO   Geocem G                                              343.0  q   !
!                                          2  2   1450.0  1300.0                                                                                                                   !
!                                                                                                                                                                                  !
!                                                                                                          2   CEMENTO   Geocem G                                              180.0  q   !
!                                         __CONTROLLO CEMENTAZIONE____________________________BOND_____________________________________________________________________________!
!                                           Tipo   Top     Bottom  Top cem. Press.  Nr.    Top     Bottom   Qualit.          ! Top      Bottom   Qualit.          ! Top      Bottom   Qualit.      !
!                                           ------ ------- ------- ------- ------- ----   ------- -------  ---------------  ! -------  -------  ---------------  ! -------  -------  ------------ !
!                                           CBLVDL  2070.0  2775.0  2125.0            2    2070.0  2125.0  ASSENTE          !  2277.0   2470.0  SCARSA           !                                 !
!                                                                                          2125.0  2277.0  CANALIZZATA      !  2470.0   2775.0  DISCRETA         !                                 !
!                                                                                                                                                                                  !
!                                           CBLVDL  1000.0  1465.0  1300.0            2    1000.0  1300.0  ASSENTE          !  1310.0   1336.0  DISCRETA         !                                 !
!                                                                                          1300.0  1310.0  SCARSA           !  1336.0   1450.0  SCARSA           !                                 !
!                                                                                                                                                                                  !
!----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------!
!                                                                                                                                                                                  !
! MISURE DI VERTICALITA'                                                                                                                                                           !
!======================(Gradi Sessagesimali-Frazioni di grado centesimali)                                                                                                         !
!                                                                                                                                                                                  !
!  Fr.  Prof.M.  Prof.V.  Str.  Dev.   Dir.Geog.  !  Fr.  Prof.M.  Prof.V.  Str.  Dev.   Dir.Geog.  !  Fr.  Prof.M.  Prof.V.  Str.  Dev.   Dir.Geog.  !  Fr.  Prof.M.  Prof.V.  Str.  Dev.   Dir.Geog.  !
!  ---  -------  -------  ----  -----  ---------  !  ---  -------  -------  ----  -----  ---------  !  ---  -------  -------  ----  -----  ---------  !  ---  -------  -------  ----  -----  ---------  !
!   1     305.0            TT    1.50              !   1     925.0            TT    1.60              !   1    1500.0            TT    1.50              !   1    1804.0            TT    2.00              !
!   1     668.0            TT    1.00              !   1    1026.0            TT    1.00              !   1    1698.0            TT    1.00              !   1    2807.0            TT    8.00              !
!   1     759.0            TT    1.75              !   1    1363.0            TT    1.25              !   1    1780.0            TT    2.00              !                                                  !
!----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------!
!----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------!
!                                                                                                                                                                                  !
! CUTTINGS                                                                                                                                                                         !
!==========                                                                                                                                                                        !
!                                                                                                                                                                                  !
!   Fr. Top       Bottom     Camp.   Tipo       Sr.  !   Fr. Top       Bottom     Camp.   Tipo       Sr.  !   Fr. Top       Bottom     Camp.   Tipo       Sr.  !   Fr. Top       Bottom     Camp.   Tipo       Sr.  !
!   --- -------   -------   ------   --------   ---- !   --- -------   -------   ------   --------   ---- !   --- -------   -------   ------   --------   ---- !   --- -------   -------   ------   --------   ---- !
!    1     10.0    1315.0      3.0   Lavati      4   !    1     50.0    2900.0     50.0   Head Sp     1   !    1   1315.0    1500.0      2.0   Source R    2   !    1   1500.0    2906.0      3.0   Source R    2   !
!    1     10.0    1315.0      3.0   Source R    2   !    1   1315.0    1500.0      2.0   Lavati      4   !    1   1500.0    2908.0      3.0   Lavati      4   !                                                    !
!                                                                                                                                                                                  !
!----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------!
!                                                                                                                                                                                  !
! CAROTE DI FONDO                                                                                                                                                                  !
!================                                                                                                                                                                  !
!                                                                                                                                                                                  !
! CAROTA NR.  1                                                                                  CAROTA NR.  2                                                                     !
!-------------FORO 1 DA  1357.0 A  1366.0 SCOPO MINERARIO           REC. m  9.0=100.0%  RQD 98.%  -------------FORO 1 DA  2800.0 A  2806.0 SCOPO PETROGRAFICO/MINERAR REC. m  4.8= 80.0%  RQD 71.%  !
!                                                                                                                                                                                  !
!              Manifestazione: rare tracce di bitume secco nelle fratture.                                      Manifestazione: macchie di olio nerastro e bituminoso lungo tutta la carota   !
!              Porosita' min. 8.83 % max 12.14 % Permeabilita' da 0.09    md a 136.76   md                      Porosita' min. 0.46 % max 7.62 %  Permeabilita' da 0.99    md a 2721.66  md  !
!              Pendenza subor.  Ultima verticalita' del foro 1* 25'     a m 1353                                 Pendenza 3-4*    Ultima verticalita' del foro 2*          a m 1804            !
!              Eta' e/o Formazione: VALANGINIANO/CHIARAMONTE                                                    Eta' e/o Formazione: RETICO/NOTO(Mb. Mila)                                     !
!              Descrizione Litologica: da m 1357 a m 1361.5 mudstone biancastro, a radio-                      Descrizione Litologica: m 2800-2800.3 dolomia calcarea, argillosa, nera, a     !
!              lari e subordinatamente tintinnidi, spicole di spugna, foraminiferi, fram-                      laminazione parallela.                                                         !
!              menti di echinidi ed aptici.                                                                     m 2800.3-2804.8 dolomia a grana grossa, alternata a dolomia e dolomia cal-     !
!              da m 1361.5 a m 1366 mudstone come il precedente, con gli stessi componenti                      carea a grana fine, grigie e nocciola, spesso laminate parallelamente,(in-     !
!              ma in percentuale molto minore. Lungo tutta la carota si notano veli argil-                      clinazioni comprese fra 5 e 15 gradi) localmente brecciate. Presenza di li-    !
!              losi suborizzontali e giunti strato marnosi, verdastri, decimetrici.                             velli stromatolitici anche negli elementi della breccia. Si nota carsismo      !
!                                                                                                               diffuso con fratture e vacuoli cementati da dolomia bianca a grana grossa.     !
!                                                                                                                                                                                  !
! CAROTA NR.  3                                                                                  CAROTA NR.  4                                                                     !
!-------------FORO 1 DA  2809.5 A  2813.5 SCOPO PETROGRAFICO/MINERAR REC. m  2.3= 57.0%  RQD 76.%  -------------FORO 1 DA  2814.0 A  2823.0 SCOPO MINERARIO           REC. m  8.0= 88.0%            !
!                                                                                                                                                                                  !
!              Manifestazione: tracce di olio denso bituminoso nei vacuoli e fratture                           Manifestazione: presenza di bitume nei vacuoli e nelle fratture.              !
!              Porosita' min. 1.02%  max 5.27%   Permeabilita' da 0.10    md a  18.28   md                      Porosita' min. 1.15 % max 8.88%   Permeabilita' da 0.03    md a 549.29   md    !
!              Pendenza n.r.    Ultima verticalita' del foro 8*          a m 2807                               Pendenza n.r.    Ultima verticalita' del foro 8*          a m 2807             !
!              Eta' e/o Formazione RETICO/NOTO (Mb. Mila)                                                       Eta' e/o Formazione RETICO/NOTO (Mb. Mila)                                     !
!              Descrizione Litologica: dolomia nocciola e grigia, a grana da fine a gros-                       Descrizione Litologica: dolomia grigia e nocciola, a grana da media a gros-    !
!              solana, in gran parte brecciata, con livelli stromatolitici. Sono presenti                       sa e dolomia, localmente calcarea, a grana da fine a media, a laminazione      !
!              microfratture generalmente subverticali e grossi vacuoli non completamente                       parallela, spesso brecciate ad elementi dolomitici a grana fine, cementati     !
!              cementati da dolomia a grana grossa.                                                             da dolomia a grana grossa. Locale presenza di livelli stromatolitici. La       !
!                                                                                                               porosita' vacuolare e' evidente nei livelli brecciati. (In questi ultimi si    !
!                                                                                                               nota anche porosita' intercristallina. Le fratture hanno orientazioni com-     !
!                                                                                                               prese tra 50 e 90 gradi.                                                       !
!                                                                                                                                                                                  !
! CAROTA NR.  5                                                                                                                                                                    !
!-------------FORO 1 DA  3160.0 A  3169.0 SCOPO PETROGRAFICO/MINERAR REC. m  7.0= 77.7%                                                                                            !
!                                                                                                                                                                                  !
!              Manifestazione: rare tracce di bitume                                                                                                                               !
!              Porosita' min. 0.75%  max 6.11%   Permeabilita' da 0.01    md a 28.44    md                                                                                        !
!              Pendenza n.r.    Ultima verticalita' del foro  8*          a m 2807                                                                                                 !
!              Eta' e/o Formazione RETICO/NOTO (Mb.Mila)                                                                                                                           !
!              Descrizione Litologica: breccia monogenica, costituita da clasti dolomitiz-                                                                                         !
!              zati a grana fine, di colore nocciola, talvolta laminati, cementati da                                                                                              !
!              dolomia bianca a grana grossa. Spesso la cementazione non e' completa e                                                                                             !
!              restano grossi vacuoli e fratture aperte.                                                                                                                           !
!                                                                                                                                                                                  !
!----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------!
!                                                                                                                                                                                  !
! CAROTE DI PARETE                                                                                                                                                                 !
!=================                                                                                                                                                                 !
!                                                                                                                                                                                  !
! NESSUNA                                                                                                                                                                          !
!                                                                                                                                                                                  !
!----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------!
!                                                                                                                                                                                  !
! FANGO DI PERFORAZIONE                                                                                                                                                            !
!=====================(Densita' espressa in g/l; Cloruri in g/l NaCl)                                                                                                              !
!                                                                                                                                                                                  !
!  Fr.    Top      Bottom    Tipo      Densita'   Clorurí    Olio% !  Fr.    Top      Bottom    Tipo      Densita'   Cloruri    Olio% !  Fr.    Top      Bottom    Tipo      Densita'   Cloruri    Olio% !
!  ---  -------   -------   -------   --------   -------    ----  !  ---  -------   -------   -------   --------   -------    ----  !  ---  -------   -------   -------   --------   -------    ----  !
!   1       9.0      22.0   AR          1060                       !   1     760.0     927.0   AR/LS       1200        2.3          !   1    2308.0    2602.0   SC          1120        3.5          !
!   1      22.0     103.0   AR          1200                       !   1     927.0    1304.0   AR/LS       1190        2.9          !   1    2602.0    2734.0   SC          1130        3.6          !
!   1     103.0     145.0   AR          1250                       !   1    1304.0    1355.0   LS          1190        2.9          !   1    2734.0    2830.0   SC          1160        3.5          !
!   1     145.0     217.0   AR          1230                       !   1    1355.0    1385.0   LS          1100        4.0          !   1    2830.0    2894.0   SC          1150        5.2          !
!   1     217.0     307.0   AR          1210                       !   1    1385.0    1493.0   SC          1090        4.5          !   1    2894.0    2908.0   SC          1140        5.2          !
!   1     307.0     458.0   AR/LS       1180        2.3            !   1    1493.0    1700.0   SC          1100        4.6          !   1    2908.0    3169.0   H2O/SC      1000                     !
!   1     458.0     760.0   AR/LS       1190        2.3            !   1    1700.0    2308.0   SC          1110        3.5          !                                                                    !
!                                                                                                                                                                                  !
!----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------!
!                                                                                                                                                                                  !
! ASSORBIMENTI                                                                                                                                                                     !
!============(T=Tipo/A-Assorbimento/P-Perdita)                                                                                                                                     !
!                                                                                                                                                                                  !
!   Fr. Top      Bottom    T   mc   Nota                           !  Fr. Top      Bottom    T   mc   Nota                           !  Fr. Top      Bottom    T   mc   Nota                           !
!   --- -------  -------  ---  ---- ------------------------------ !  --- -------  -------  ---  ---- ------------------------------ !  --- -------  -------  ---  ---- ------------------------------ !
!    1     62.0   307.0    A     27 Durante il ripasso del foro    !   1    694.0   611.0    A      6 In perforazione               !   1   2960.0  2960.0    A     60 Durante manovra cambio bit     !
!    1     86.0   294.0    A     10 Durante il ripasso del foro    !   1   2860.0  2908.0    A     29 In perforazione               !   1   2960.0  2960.0    A     25 Durante logs elettrici         !
!    1    292.0   307.0    A     12 In perforazione                !   1   2908.0  3169.0    P   6292 In perforazione               !   1   3160.0  3160.0    A     34 Durante manovra cambio bit     !
!                                                                                                                                                                                  !
!----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------!
!                                                                                                                                                                                  !
! MANIFESTAZIONI DI INTERESSE MINERARIO                                                                                                                                            !
!=====================================                                                                                                                                             !
!                                                                                                                                                                                  !
!   BITUME                                                                                           OIL                                                                           !
!-------------FORO 1 DA   475.0 A   600.0 OPERAZIONE IN CORSO : Perforazione                         -------------FORO 1 DA   685.0 A   685.0 OPERAZIONE IN CORSO : Perforazione         !
!                                                                                                                                                                                  !
```

BITUME
--------------FORO 1 DA 710.0 A 770.0 OPERAZIONE IN CORSO : Perforazione

OIL
--------------FORO 1 DA 895.0 A 1035.0 OPERAZIONE IN CORSO : Perforazione

OIL
--------------FORO 1 DA 1183.0 A 1275.0 OPERAZIONE IN CORSO : Perforazione

OIL
--------------FORO 1 DA 1315.0 A 1355.0 OPERAZIONE IN CORSO : Perforazione

BITUME
--------------FORO 1 DA 1357.0 A 1366.0 OPERAZIONE IN CORSO : Carota n* 1

OIL
--------------FORO 1 DA 1493.0 A 1601.0 OPERAZIONE IN CORSO : Perforazione

OIL
--------------FORO 1 DA 1595.0 A 1625.0 OPERAZIONE IN CORSO : Perforazione

OIL
--------------FORO 1 DA 1740.0 A 1800.0 OPERAZIONE IN CORSO : Perforazione

OIL
--------------FORO 1 DA 1995.0 A 2200.0 OPERAZIONE IN CORSO : Perforazione

OILBIT
--------------FORO 1 DA 2776.0 A 2905.0 OPERAZIONE IN CORSO : Perforazione

BITUME
--------------FORO 1 DA 2800.0 A 2823.0 OPERAZIONE IN CORSO : Carote n* 2,3,4

BITUME
--------------FORO 1 DA 3160.0 A 3169.0 OPERAZIONE IN CORSO : Carota n* 5

OPERAZIONI DI WELL LOGGING

(D = Discesa/R = Run)

Fr.	Nr	D	Codice	R	Top	Bottom	Data	Contrattista
1	1	1	GR	1	10.0	1353.0	26/11/84	Schlumberger
1	1	1	ISF	1	305.0	1353.0	"	"
1	1	1	SLS	1	305.0	1353.0	"	"
1	1	1	SP	1	305.0	1353.0	"	"
1	1	2	HDT	1	305.0	1355.0	"	"
1	1	3	BGT	1	305.0	1353.0		"
1	2	1	GR	2	1351.5	2810.5	13/01/85	"
1	2	1	ISF	2	1351.5	2810.5	"	"
1	2	1	SLS	2	1351.5	2810.5	"	"
1	2	1	SP	2	1351.5	2810.5	"	"
1	2	2	CNL	1	2250.0	2812.0	23/01/85	"
1	2	2	GR	3	2250.0	2812.0	13/01/85	Schlumberger
1	2	2	LDL	1	2250.0	2812.0	"	"
1	2	3	HDT	2	1351.5	2809.8	"	"
1	3	1	GR	4	2776.5	2960.0	28/01/85	"
1	3	1	ISF	3	2776.5	2960.0	"	"
1	3	1	SLS	3	2776.5	2960.0	"	"
1	3	1	SP	3	2776.5	2960.0	"	"
1	3	2	CNL	2	2776.5	2961.0	"	"
1	3	2	GR	5	2776.5	2961.0	"	"
1	3	2	LDL	2	2776.5	2961.0	"	"
1	3	3	NGT	1	2776.5	2956.6	"	"
1	3	4	CBLVDL	1	990.0	1470.0	30/01/85	Schlumberger
1	3	4	CBLVDL	1	2070.0	2776.5	"	"
1	3	4	GR	6	990.0	1470.0	"	"
1	3	4	GR	6	2070.0	2776.5	"	"
1	4	1	DLL	1	2775.0	3157.5	04/02/85	"
1	4	1	GR	7	2775.0	3157.5	"	"
1	4	2	CNL	3	2776.0	3160.7	"	"
1	4	2	GR	8	2776.0	3160.7	"	"
1	4	2	LDL	3	2776.0	3160.7	"	"
1	4	3	NGT	2	2776.0	3154.0	"	"
1	4	4	WSS	1	0.0	3100.0	04/02/75	"

RISULTATI LOGS DI PRODUZIONE

NESSUNO

TEMPERATURE DAI LOGS

Fr.	Nr	D	prof.M.	Prof.V.	T.Misur.	t	Dt	T.Calc.
1	1	1	1353.0		56.1	2.45	6.15	
1	1	2	1355.0	"	56.6	"	10.10	"
1	2	1	2810.5	"	64.5	2.00	9.00	"
1	2	2	2812.0		65.5	2.00	15.00	
1	2	3	2809.8	"	66.5	"	20.00	"
1	3	1	2960.0	"	62.0	0.45	8.30	"
1	3	2	2961.0	"	63.0	"	11.30	"
1	3	3	2956.6	"	"	"	"	"
1	4	1	3157.5	"	72.0	"	19.30	"
1	4	2	3160.7	"	74.0	"	24.15	"
1	4	3	3154.0	"	74.0	"	"	"

TAPPI

(TT=Tipo/ CM-Cemento/SS-Sabbia/BA-Barite)

Fr.	Nr.	TT	Top	Bottom	Scopo	Cl.Cem.	q.	Additivi	q.	Fresato per...	Fino a	Note
1	1	CM	2760.0	2775.0	CHIUSURA MINERARIA	G						Cemento rimasto in colonna in seguito allo squeezing eseguito attraverso BP di m 2760.
1	2	CM	2660.0	2760.0	CHIUSURA MINERARIA	G	57.0					
1	3	CM	2100.0	2300.0	CHIUSURA MINERARIA	G	102.0					
1	4	CM	1350.0	1600.0	CHIUSURA MINERARIA	G	102.0					
1	5	CM	1290.0	1322.0	SQUEEZING							Cemento rimasto in colonna in seguito alla chiusura degli spari da m 1322 a m 1332 con squeezing.
1	6	CM	1211.0	1244.5	SQUEEZING							Cemento rimasto in colonna in seguito alla chiusura degli spari da m 1244.5 a m 1249.5 con squeezings.
1	7	CM	1111.0	1211.0	CHIUSURA MINERARIA	G	53.0					
1	8	CM	370.0	470.0	CHIUSURA MINERARIA	G	92.0					
1	9	CM	10.0	150.0	CHIUSURA MINERARIA	G	154.0					

SQUEEZINGS

Fr.	Nr.	Top	Bottom	Scopo	Cl.Cem.	q.	Additivi	q.	Provato S/N	Pressione	Note
1	1	2775.0	3169.0	CHIUSURA MINERARIA	G	103.0					Eseguito attraverso BP di m 2760, per chiudere tratto di foro scoperto dalla scarpa della colonna 9" 5/8 a fondo pozzo.
1	2	1322.0	1332.0	CHIUSURA SPARI	G	53.0					
1	3	1244.5	1249.5	CHIUSURA SPARI	G	53.0					

BRIDGE PLUGS

Fr.	Nr.	Prof.	Tipo	Scopo	Fresato S/N	Provato S/N	Pressione	Note
1	1	2760.0	EZ DRILL SV	CHIUSURA MINERARIA	N	N		
1	2	1290.0	PACKER BAKER mod. D	SQUEEZING	N			
1	3	1287.0	EZ DRILL SV	CHIUSURA MINERARIA	N	S		La prova di tenuta e' risultata positiva.
1	4	1259.0	EZ SV	CHIUSURA MINERARIA	N	S		La prova di tenuta e' risultata negativa.
1	5	1211.0	EZ SV	SQUEEZING	N	S		La prova di tenuta e' risultata positiva.

PROVE DI STRATO

(P=Provenienza fluido/B-Batteria/S-Sotto packer/F-Formazione/P-Pozzo)
(S.op.=Sotto operazione/CIRC-Circolazione/CLUP-Spurgo/DISP-Spiazzamento/END-Stato finale del pozzo/FLOW-Erogazione/LIFT-Lifting/POUT-Pompaggio/RECO-Recupero dalle aste SHIN-Chiusura/STIM-Stimolazione/STRT-Stato iniziale del pozzo/SWAB-Pistonaggio)

NR. 1
--------------FORO 1 DA 2775.0 A 2823.0 PROVA ATTRAVERSO SCARPA

Tester Hydrosprig ful-flo Valvola di circolazione Pump out-APR-A
Packer RTTS Diam. 09-05/08 Fissato a 2760.0 IN COLONNA
Carico 200.0 Delta P. 82.0 Duse F. Fango S.Packer litri 4000
Batteria formata DP 5"-HW 5"-DC 6"3/4 Vol. Tot. litri 24080
Cuscino in Batt. m 2000 Vol. Tot. litri 17667
Fluido in Pozzo
Fango tipo SC; Densita' = 1160 g/l; Viscosita' = 49; Filtrato = 8; pH = 10; Salinita' (NaCl) = 3.5 g/l

MISURATORI PRESSIONE DI FONDO

Riferimento	Strumento	Prof.	Prof.Vert.
1	BT	2753.5	
2	BT	2754.7	

NR. 2
--------------FORO 1 DA 1322.0 A 1332.0 PROVA IN COLONNA

Tester LPR-N Valvola di circolazione APR-A
Packer RTTS Diam. 09-05/08 Fissato a 1311.5 IN COLONNA
Carico 65.0 Delta P. Duse F. Fango S.Packer litri 795
Batteria formata DP 5"+ DC 6"3/4 Vol. Tot. litri 11470
Cuscino in Batt. Acqua dolce Vol. Tot. litri 5600
Fluido in Pozzo
Tipo AR; Densita'= 1200 g/l; Viscosita'= 42; Filtrato = 8; pH = 10.2; Salinita' (NaCl) = 2.9 g/l; Pressione idrostatica calcolata a m 1315.2 = 157.80 Kg/cmq.
Intervalli Sparati
Colonne 13"3/8 e 9"5/8,Top m 1322 Bottom m 1332.

MISURATORI PRESSIONE DI FONDO

Riferimento	Strumento	Prof.	Prof.Vert.

```
! Oper. n Durata Dusi di testa     P.Testa P.Fondo R Fluido P Vol.mc Portata     Dens API Clor.  pH
! -------!------!--------!--------!-------!-------!-!------!-!------!----------!-----!---!-----!----
! STRT 1    0.00                             322.2 1
! FLOW 1    0.01                             205.0 1
! FLOW 1    0.04
! FLOW 1    0.10                             228.3 1
! -------   0.15 -Totale----------------------------
! SHIN 1    1.00                             282.8 1
! FLOW 2    0.01                             235.2 1
! FLOW 2    0.57
! FLOW 2    4.07
! FLOW 2    2.45
! -------   7.50 -Totale----------------------------
! LIFT 1    0.55
!                                                    FW     B   5.80            1000        0.6
! WAIT 1    1.20
! LIFT 2    0.30
!                                                    FW     B   5.00            1000        0.6
! WAIT 2    0.30
! LIFT 3    0.30
!                                                    FW     B   3.60            1000        0.6
! WAIT 3    0.45
! LIFT 4    0.15
!                                                    FW     B   3.24            1000        0.6
!                                                    MUD    S   0.36            1160        3.5
! WAIT 4    1.00
! LIFT 5    0.45
!                                                    MUD    S   3.64            1160        3.5
!                                                    SW     F   1.36            1040       40.0
! FLOW 2    0.57                             282.8 1
! SHIN 2    7.18
! CIRC 1    1.00                             282.8 1
!                                                    SW     F  23.90            1050       50.0
! END  1    3.30
!                                                    SW     F   0.13            1050       67.9  7.0
!
!                   RISULTATI DELLA PROVA
!                  ----------------------
!              MINERALIZZAZIONE AD ACQUA SALATA
!              .
!              Valutazione prova soddisfacente      Dusi Tappate NO
!              Filtri Tappati NO                    Gomme Usurate NO
!
!
!
!  NR. 3
!-------------FORO 1 DA  1244.5 A  1249.5 PROVA IN COLONNA
!
!              Tester Hydrospring ful flo    Valvola di circolazione Pump out
!              Packer RTTS                   Diam. 09-05/08 Fissato a  1215.0 IN COLONNA
!              Carico    51.0 Delta P.         Duse F.          Fango S.Packer litri   1340
!              Batteria formata DP 5" + DC 6" 3/4                      Vol. Tot. litri  10214
!              Cuscino in Batt. H2O dolce + fango                      Vol. Tot. litri   4387
!              Fluido in Pozzo
!              Fango tipo AR; Densita' = 1160 g/l; Viscosita' = 48; Filtrato = 8; pH = 9.5;
!              Salinita' NaCl = 2.14 g/l; pressione idrostatica calcolata a m 1249.5 = 145
!              Kg/cmq.
!              Intervalli Sparati
!              Top m 1244.5 Bottom m 1249.5
!
!              MISURATORI PRESSIONE DI FONDO
!
!              Riferimento ! Strumento !  Prof.  ! Prof.Vert.
!              -------------------------------------------
!                   1      !   BT      !  1208.7 !
!                   2      !   BT      !  1220.7 !
!
! Oper. n Durata Dusi di testa     P.Testa P.Fondo R Fluido P Vol.mc Portata     Dens API Clor.  pH
! -------!------!--------!--------!-------!-------!-!------!-!------!----------!-----!---!-----!----
! STRT 1    0.00 00-01/02                    144.7 2
! FLOW 1    0.01 00-01/02                     61.3 2
! FLOW 1    0.06 00-01/02
! FLOW 1    0.13 00-01/02                     63.6 2
! -------   0.20 -Totale----------------------------
! SHIN 1    1.00
! SHIN 1    2.57
! -------   3.57 -Totale----------------------------
! FLOW 2    0.01 00-01/02                     67.1 2
! FLOW 2    2.32 00-01/02
! FLOW 2    4.30 00-01/02                     79.8 2
! -------   7.03 -Totale----------------------------
! SHIN 2   12.00
! CIRC 1    0.30
!                                                    FW     B   3.60
!                                                    OILGSL F   2.00
!                                                    MUD    B   0.80            1130        4.4  9.0
!                                                    MUD    S   1.20            1160        2.1  9.5
! SHIN 2    1.30                             116.8 2
! END  1    4.00                             136.5 2
!
!                   RISULTATI DELLA PROVA
!                  ----------------------
!              La prova non e' conclusiva, in quanto l'olio contaminato da gasolio provie-
!              ne dall'intervallo sottostante, interessato in precedenza da prove di pro-
!              duzione, a causa della scarsa cementazione. La prova verra' ripetuta.
!              .
!              Valutazione prova insoffisfacente    Dusi Tappate N
!              Filtri Tappati N                     Gomme Usurate N
!
```

```
                        1      !   RPG     !  1316.2 !
                        2      !   RPG     !  1316.2 !

  Oper. n Durata Dusi di testa     P.Testa P.Fondo R Fluido P Vol.mc Portata     Dens API Clor.  pH
  -------!------!--------!--------!-------!-------!-!------!-!------!----------!-----!---!-----!----
  STRT 1    0.00                             167.0 2
  FLOW 1    0.01 00-01/02                     68.6 2
  FLOW 1    0.14 00-01/02                     69.1 2
  -------   0.15 -Totale----------------------------
  SHIN 1    1.20                             120.1 2
  FLOW 2    0.01 00-01/02                     69.1 2
  FLOW 2    0.14 00-01/02
  FLOW 2    5.30 00-01/02                     70.3 2
  -------   5.45 -Totale----------------------------
  SHIN 2   16.45                             131.4 2
  FLOW 3    0.01 00-01/02                     70.3 2
  FLOW 3    2.44 00-01/02
  -------   2.45 -Totale----------------------------
  LIFT 1    3.30
                                                     FW     B   2.00            1000        1.9  6.5
                                                     OTR    F
  WAIT 1    3.00
  LIFT 2    1.00
                                                     FW     B   3.00            1000        1.9  6.5
                                                     OTR    F
  FLOW 3    2.30 00-01/02                     26.9 2
  SHIN 3    9.00                             114.3 2
  FLOW 4    0.01 00-01/02                     26.9 2
  FLOW 4   12.09 00-01/02                     34.6 2
  -------  12.10 -Totale----------------------------
  CIRC 4    3.50                              93.7 2
                                                     FW     B   0.60            1000        1.9  6.5
                                                     OIL    F   1.00                   8
  END  1    6.00                             155.3 2
                                                     OIL    F   0.12

                    RISULTATI DELLA PROVA
                   ----------------------
               MINERALIZZAZIONE AD OLIO.
               La formazione e' caratterizzata da bassa permeabilita'.
               .
               Valutazione prova soddisfacente      Dusi Tappate N
               Filtri Tappati N                     Gomme Usurate N



     NR. 3 A
  -------------FORO 1 DA  1244.5 A  1249.5 PROVA IN COLONNA

               Tester                        Valvola di circolazione
               Packer RTTS                   Diam. 09-05/08 Fissato a  1212.0 IN COLONNA
               Carico    28.0 Delta P.         Duse F.          Fango S.Packer litri   1457
               Batteria formata TUBINGS 3"1/2 + DC 6"3/4               Vol. Tot. litri   5493
               Cuscino in Batt. ACQUA DOLCE + CMC                      Vol. Tot. litri   2500
               Fluido in Pozzo
               Fango tipo AR; Densita' = 1160 g/l; Viscosita' = 48; Filtrato = 8; pH = 9.5;
               Salinita' NaCl = 2.44 g/l; pressione idrostatica calcolata a m 1249 = 144.8
               Kg/cmq.
               Intervalli Sparati
               Top 1244.50 Bottom 1249.50

  Oper. n Durata Dusi di testa     P.Testa P.Fondo R Fluido P Vol.mc Portata     Dens API Clor.  pH
  -------!------!--------!--------!-------!-------!-!------!-!------!----------!-----!---!-----!----
  STRT 1    0.00
  PREP 1    0.30
  STIM 1    4.40
  WAIT 1    0.20                     120.0
  CLUP 1    1.30 00-03/08            110.0
                                                     OILACD F               58 CMD
  FLOW 1    0.15 00-03/08            105.0
                                                     OILACD B               58 CMD
  FLOW 1    1.30 00-01/02             70.0
                                                     OILACT F               19 CMD
  FLOW 1    2.45 00-01/02
  FLOW 1   14.00 00-01/02
  -------  18.30 -Totale----------------------------
  LIFT 1    4.40 00-01/02
                                                     OIL    F               10 CMD
  LIFT 2    2.50 00-01/02
                                                     OIL    F               22 CMD
  FLOW 1   26.00 00-01/02
  FIUP 1    0.30
  END  1    4.00

                    RISULTATI DELLA PROVA
                   ----------------------
               PROVA DUBBIA. Probabilmente lo strato provato e' impermeabile e i fluidi
               recuperati provengono dalla zona provata sottostante (1322-1332), a causa
               della cattiva cementazione.
               .
               Valutazione prova insoddisfacente    Dusi Tappate N
               Filtri Tappati N                     Gomme Usurate N
```

```
!-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------!
!
! PROVE DI PRODUZIONE
!================(P=Provenienza fluido/B-Batteria/S-Sotto packer/F-Formazione/P-Pozzo)
!                  (S.op.=Sotto operazione/CIRC-Circolazione/CLUP-Spurgo/DISP-Spiazzamento/END-Stato finale del pozzo/FLOW-Erogazione/LIFT-Lifting/POUT-Pompaggio/RECO-Recupero dalle aste
!                   SHIN-Chiusura/STIM-Stimolazione/STRT-Stato iniziale del pozzo/SWAB-Pistonaggio)
!
```

```
!
!  NR. 1
!-------------FORO 1 DA  1322.0 A  1332.0 PROVA IN COLONNA
!
!              Tester LPR-N                  Valvola di circolazione APR-A
!              Packer RTTS                   Diam. 09-05/08 Fissato a  1308.0 IN COLONNA
!              Carico   130.0 Delta P.         Duse F.          Fango S.Packer litri    460
!              Batteria formata TUBINGS 3"1/2 + DC 6"3/4               Vol. Tot. litri   5820
!              Cuscino in Batt. Acqua dolce                            Vol. Tot. litri   5000
!              Fluido in Pozzo
!              Fango tipo AR; Densita' = 1200 g/l; Viscosita' = 42; Filtrato = 8; pH = 10;
!              Salinita' (NaCl) = 2.9 g/l; Pressione idrostatica calcolata a m 1311.7 = 167
!              Kg/cmq.
!              Intervalli Sparati
!              Top m 1322 Bottom m 1332.
!
!              MISURATORI PRESSIONE DI FONDO
!
!              Riferimento ! Strumento !  Prof.  ! Prof.Vert.
!              -------------------------------------------
!                   1      !   RPG     !  1311.7 !
!                   2      !   RPG     !  1311.7 !
!
! Oper. n Durata Dusi di testa     P.Testa P.Fondo R Fluido P Vol.mc Portata     Dens API Clor.  pH
! -------!------!----------------!-------!-------!-!------!-!------!----------!----!---!-----!----
! STRT 1    0.00                             155.0 1
! FLOW 1    0.01                             119.8 1
! FLOW 1    1.34
! -------   1.35 -Totale----------------------------
! STIM 1    7.55
! DISP 1    1.00
! CLUP 1    0.01 00-01/04             73.8
! CLUP 1    0.29 00-01/04             26.7
!                                                    GSLACT B   8.00
! CLUP 1    0.25 00-01/04             35.2
!                                                    ACDGST F   5.20
! -------   0.55 -Totale----------------------------
! FLOW 1    1.20 00-01/04             17.6
! FLOW 1    2.30 00-01/04              3.5
! -------   3.50 -Totale----------------------------
! SHIN 1    8.45                      49.2
! FLOW 2    0.30 00-01/04
! SHIN 2    1.10                      35.2
! LIFT 1    2.45 00-01/02
!                                                    OIL    F   4.80
! LIFT 2    0.35 00-01/02
!                                                    OIL    F   3.80
```

```
     NR. 1 A
  -------------FORO 1 DA  1322.0 A  1332.0 PROVA IN COLONNA

               Tester LPR-N                  Valvola di circolazione APR-A
               Packer RTTS                   Diam. 09-05/08 Fissato a  1305.0 IN COLONNA
               Carico    60.0 Delta P.         Duse F.          Fango S.Packer litri    650
               Batteria formata DP 3"1/2 + HW 5" + DC 6" 3/4           Vol. Tot. litri   4050
               Cuscino in Batt. Acqua dolce                            Vol. Tot. litri   2500
               Fluido in Pozzo
               Fango tipo AR; Densita' = 1100 g/l; Viscosita' = 40; Filtrato = 8; pH = 10.5
               Salinita' (NaCl) = 2.16 g/l.
               Intervalli Sparati
               Top m 1322; Bottom m 1332.

               MISURATORI PRESSIONE DI FONDO

               Riferimento ! Strumento !  Prof.  ! Prof.Vert.
               -------------------------------------------
                    1      !   SDP     !  1318.1 !

  Oper. n Durata Dusi di testa     P.Testa P.Fondo R Fluido P Vol.mc Portata     Dens API Clor.  pH
  -------!------!----------------!-------!-------!-!------!-!------!----------!----!---!-----!----
  STRT 1    0.00
  POUT 1    5.45
                                                     FW     B   2.50
                                                     MUDOTR S
  POUT 1    2.00                       4.0
                                                     OILSWG F   0.60    7200 LPS
  POUT 1    6.00                       1.5
                                                     OILSWG F   9.07   36280 LPS
  POUT 1   16.00
                                                     OILGAS F   5.57    8360 LPS
  -------  29.45 -Totale----------------------------
  SHIN 1    1.30
  CIRC 1    4.30
                                                     MUD    B   3.50
  END  1    0.30

                    RISULTATI DELLA PROVA
                   ----------------------
               OLIO, GAS E TRACCE DI ACQUA SALATA.
               Prima della prova l'intervallo ha assorbito mc 10 di fango. Lo SDP ha ces-
               sato di funzionare durante la discesa della batteria di prova. La prova non
               e' tecnicamente riuscita a causa dell' apertura anticipata della APR-A, av-
               venuta durante la manovra di chiusura del tester per la prima risalita.
               .
```

```
! FLOW  3   0.01 00-01/04             18.3
! FLOW  3   0.49 00-01/04              3.5
!                                                    OIL    F   2.60     86 CMD
! FLOW  3   0.40 00-01/02
!                                                    OIL    F   0.50     18 CMD
! FLOW  3   0.30 00-01/02              3.5
! FLOW  3   0.45 00-01/02              7.0
!                                                    OIL    F   0.10      3 CMD
! -------   2.45 -Totale----------------------------
! LIFT  3   1.15 00-01/02              7.0
!                                                    OIL    F   0.80
! FLOW  3   1.35 00-01/02              7.0
! LIFT  4   0.40
!                                                    OIL    F   0.70
! FLOW  3   0.01 02-00/00             17.6
! FLOW  3   1.59 02-00/00
!                                                    OIL    F   0.70     13 CMD
! -------   2.00 -Totale----------------------------
! LIFT  5   0.45 02-00/00
! FLOW  3   2.30 02-00/00             31.6    87.5 1
!                                                    OIL    F  13.00    135 CMD
! SHIN  3   8.15                             119.8 1
! FLOW  4   0.01 00-01/02             45.7    95.9 1
! FLOW  4   0.04 00-01/02             45.7
! FLOW  4   0.40 00-01/02             10.5
!                                                    OIL    F   5.00    180 CMD
! FLOW  4   3.00 00-01/02             10.5
! -------   3.45 -Totale----------------------------
! LIFT  6   0.45 01-00/00             28.1
!                                                    OIL    F   0.26      8 CMD
! FLOW  4   4.00 01-00/00             17.6
! LIFT  7   1.05 01-00/00
!                                                    OIL    F   0.46    111 CMD
! LIFT  8   0.25 01-00/00
!                                                    OIL    F   0.20     12 CMD
! FLOW  4   1.00 01-00/00
!                                                    OIL    F   0.20      5 CMD
! FLOW  4   0.45 01-00/00                     94.5 1
! -------   1.45 -Totale----------------------------
! SHIN  4  34.00                             119.8 1
! SHIN  4  11.35
! -------  45.35 -Totale----------------------------
! CIRC  1   0.25
!                                                    OILACD F   5.00
! SHIN  4   1.15
! END   1  11.14
!
!                   RISULTATI DELLA PROVA
!                  ----------------------
!              OLIO CON GAS.
!              La prova non ha dato risultati soddisfacenti poiche' non e' stata raggiun-
!              ta la stabilizzazione delle portate e delle pressioni; verra' ripetuta con
!              unita' di pompamento.
!              .
!              Valutazione prova insoddisfacente    Dusi Tappate N
!              Filtri Tappati N                     Gomme Usurate N
!
!
!
!   NR. 1 B
!--------------FORO 1 DA  1322.0 A  1332.0 PROVA IN COLONNA
!
!              Tester                        Valvola di circolazione APR-A
!              Packer RTTS                   Diam. 09-05/08 Fissato a  1306.0 IN COLONNA
!              Carico    54.4 Delta P.         Duse F.          Fango S.Packer litri     609
!              Batteria formata TBG 3"1/2 + DP 5" + DC 6"3/4         Vol. Tot. litri
!              Cuscino in Batt. Fango a D = 1100 g/l                 Vol. Tot. litri    2240
!              Fluido in Pozzo
!              Fango tipo AR; Densita' = 1100 g/l; Viscosita' = 40; Filtrato = 8; pH = 10.5
!              Salinita' (NaCl) = 2.16 g/l. Pressione idrostatica calcolata a m 1321.30 = -
!              145.3 Kg/cmq.
!              Intervalli Sparati
!              Top m 1322 Bottom m 1332.
!
!              MISURATORI PRESSIONE DI FONDO
!
!              Riferimento ! Strumento !  Prof.  ! Prof.Vert.
!              ----------------------------------------------
!                    1     !   DEMG    !  1321.3 !
!
! Oper. n Durata Dusi di testa     P.Testa P.Fondo R Fluido P Vol.mc Portata    Dens API Clor.  pH
! -------!------!-----------------!-------!-------!-!------!-!------!----------!----!---!-----!----
! STRT  1   0.00                             143.3 1
! POUT  1  17.00
! POUT  1   3.30
!                                                    OIL    F   0.20   1368 LPS
! POUT  1   1.30
! POUT  1   0.30
! POUT  1   6.00
! POUT  1   1.05                              82.3 1
!                                                    OILSW  F   0.20
! -------  29.35 -Totale----------------------------
! SHIN  1  42.30                             109.7 1
! FLOW  1   0.05
! CIRC  1   0.10
!                                                    OIL    B   0.01
! END   1   0.10                             144.9 1
!
!                   RISULTATI DELLA PROVA
!                  ----------------------
!              OLIO, GAS, ACQUA SALATA.
!              In 29 ore e 35 minuti il pozzo ha erogato l 1100 di olio gasato e una quan-
!              tita' imprecisata di acqua salata. La prova verra' ripetuta a causa della
!              mancata tenuta della pompa Navi pump.
!              Il misuratore di fondo e' il Demeter della GEOSERVICES.
```

```
             Valutazione prova insoddisfacente
             Filtri Tappati S/N N    Gomme Usurate parzialmente quella inferiore


  NR. 1 C
-------------FORO 1 DA  1322.0 A  1332.0 PROVA IN COLONNA

             Tester                        Valvola di circolazione
             Packer Baker "D"              Diam. 09-05/08 Fissato a  1290.1 IN COLONNA
             Carico          Delta P.         Duse F.          Fango S.Packer litri    1700
             Batteria formata TUBINGS 3"1/2 + 2"3/8                 Vol. Tot. litri
             Cuscino in Batt. L 400 GSL in macaroni string          Vol. Tot. litri
             Fluido in Pozzo
             Tipo Brine; Densita' = 1060 g/l; Salinita' (NaCl) = 83.5 g/l.
             Intervalli Sparati
             Top m 1322 Bottom m 1332.

             MISURATORI PRESSIONE DI FONDO

             Riferimento ! Strumento !  Prof.  ! Prof.Vert.
             ----------------------------------------------
                   1     !   DPPT    !  1279.0 !

Oper. n Durata Dusi di testa     P.Testa P.Fondo R Fluido P Vol.mc Portata    Dens API Clor.  pH
-------!------!-----------------!-------!-------!-!------!-!------!----------!----!---!-----!----
STRT  1   0.00
FIUP  1   0.20
PREP  1   3.30
PREP  1  13.02
-------  16.32 -Totale----------------------------
IN    1   0.48
IN    2   3.50
SHIN  1   1.52                             218.0 1
IN    3   1.28
SHIN  2   7.59                             204.0 1
IN    4   0.21
STIM  1   1.13
SHIN  3   0.04
DISP  1   0.23
WAIT  1   0.02                     127.5   244.0 1
CLUP  1   0.31 00-01/04             85.0   223.0 1
                                                   GSL    B   5.80
CLUP  1   1.32 00-01/04             78.2   205.4 1
                                                   ACD    F  13.70
CLUP  1   2.55 00-01/02             18.1    97.0 1
                                                   OILGSL F  13.70
                                                   SW     F   9.20                       48.0  7.0
CLUP  1   2.00 00-01/02             11.9    95.6 1
                                                   OILGSL F  19.60    235 CMD
                                                   SW     F   6.90     83 CMD            48.0  7.0
CLUP  1   5.00 00-01/02              3.2    93.8 1
                                                   OILGSL F   5.18     25 CMD
                                                   SW     F   3.44      8 CMD            48.0  7.0
-------  11.58 -Totale----------------------------
FLOW  1   3.00 00-01/02              3.2    83.8 1
                                                   GSL    B   1.00      8 CMD
                                                   OILGSL F   4.40     35 CMD
                                                   SW     F   2.93     23 CMD
FLOW  1  10.00 00-01/04                     85.9 1
                                                   GSL    B   3.53   8472 LPS
                                                   OILGSL F   6.93  16632 LPS
                                                   SW     F   4.62  11088 LPS            52.0  7.0
FLOW  1   2.30 00-01/04
FLOW  1   5.30 00-01/04                     77.5 1
                                                   GSL    B   1.91
                                                   OILGSL F   6.80
                                                   SW     F   4.50
FLOW  1  17.45 00-01/04                     96.5 1
                                                   GSL    B   4.66
                                                   OILGSL F   3.45
                                                   SW     F   2.30
-------  38.45 -Totale----------------------------

                  RISULTATI DELLA PROVA
                 ----------------------
             MODESTA QUANTITA' DI OLIO
             (L'acqua salata e' di incerta provenienza).
             .
             Valutazione prova soddisfacente
```

```
!----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------!
!
! VACUUM TESTS
!=============
!
! NESSUNO
!
!----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------!
```

LEAK OFF TEST

NESSUNO

WIRELINE FORMATION TESTS

NESSUNO

STIMOLAZIONI/INIEZIONI

(F.op. = fase operativa/PREP-preparazione/WASH-pulizia foro/DISP-spiazzamento/PREF-preflush/INJ-iniezione/AFTF-afterflush/SHUT-chiusura/WAIT-attesa)

STIM. ACIDA DI MATRICE

FORO 1 DA 1322.0 A 1332.0 IN COLONNA

NR. 1

Litologia mudstone/wackestone
Composizione Fluido di Trattamento
HCl al 28% = 14 mc; HAI-75 = 1 75 (0.5%); LOSURF 259=1 75 (0.5%); AS-5=1 75 (0.5%). Spiazzamento eseguito con gasolio mc 8.

F.op.	nr.	Durata	P.Tubing	Note
WASH	1	0.55		Con ETU a m 1337 pompato cuscino viscoso di mc 3.
DISP	1	1.45		Con ETU a m 1337 pompato acido (mc 6).
PREP	1	1.15		Estratto ETU, chiusa testa pozzo.
INJ	1	4.00	61.5	Squeezz. mc 14 di acido al 28%:mc 6+8. Q=116 l/1' - WHP=61.5 Kg/cmq
DISP	1	1.00		Spiazzato acido con mc 8 di gasolio.

STIM. ACIDA DI MATRICE

FORO 1 DA 1322.0 A 1332.0 IN COLONNA

NR. 2

Litologia mudstone/wackestone
Composizione Fluido di Trattamento
mc 8.1 gasolio per test iniettivita', 150.000 SCF di azoto, mc 30.8 di gasolio per test iniettivita', mc 27 di HCl al 28%, mc 8 di gasolio di spiazzamento.

F.op.	nr.	Durata	P.Tubing	Note
DISP	1	0.20		Riempita Macaroni string con l 400 di gasolio
PREP	1	3.30		Pressurizzato annulus 9"5/8 a 1000 psi e intercapedine 9"5/8-13"5/8 a 880
PREP	1	13.02		Disceso ETU a m 954 e pompati mc3 acqua visc.,mc4 gasolio,mc1.5 acqua
INJ	1	0.48		Estratto ETU,press.annulus a 1200 psi,test iniettivita' con gasolio
INJ	2	3.50		Pompati 155.000 SCF di AZOTO
SHUT	1	1.52		Chiuso testa pozzo per risalita
INJ	3	1.28		Eseguito test iniettivita' con gasolio
SHUT	2	7.59		Chiusa testa pozzo per risalita
INJ	4	0.21		Eseguito test iniettivita' con gasolio
INJ	5	1.13		Pompata miscela acida
SHUT	1	0.04		Chiusa testa pozzo
DISP	2	0.23		Spiazzata miscela acida con gasolio

STIM. ACIDA DI MATRICE

FORO 1 DA 1244.5 A 1249.5 IN COLONNA

NR. 3

Litologia mudstone
Composizione Fluido di Trattamento
mc 10 di miscela acida composta da: HCl al 28% + 0.3% di HAY75 + 0.3% di Losurf 259 + 0.2% di AS5. Fluido di spiazzamento = gasolio.

F.op.	nr.	Durata	P.Tubing	Note
PREP	1	1.30		Disceso ETU NOWSCO a m 1250.
DISP	1	0.30		Pompato attraverso ETU mc 2.5 di acqua piu' CMC
INJ	1	4.40	132.2	Pompato in formazione miscela acida e spiazzata con gasolio

ANALISI

CAMP.OIL

FORO 1 DA 1322.0 A 1332.0 OPERAZIONE: PROVA DI PRODUZIONE NR. 1 B

NR. 1 PRELEVATO: testa pozzo

```
**14685**BOLLETTINO ANALISI
         BASE DELL'OLIO NAFTENICA
            CARATTERISTICHE GENERALI
            ------------------------
         Acqua          21.30   % in volume    ceneri                2.45      % in peso
         Salinita'  (NaCl )  N.D.        g/l    Aspetto massa viscosa
         Colore nerastro                        Fluorescenza giallastra
         Peso spec 15*    C   1009       g/l    API gravity  8.74
         Viscosita'   37.8* C  26532.42 cps    Paraffina              0.81     % in peso
         Asfalteni    10.16        % in peso   Zolfo                  4.36     % in peso
         .
            ANALISI CROMATOGRAFICA (METODO FIA ASTM DD1319/65T)
            -----------------------------------------------
         Sulla frazione di 200-250*C       a pressione atmosferica
         Idrocarburi aromatici   24.9     %    Idrocarburi olefini          2.9    %
         Idrocarburi saturi      72.2     %
         .
            DATI DI CLASSIFICAZIONE
            -----------------------
         Benzina leggera      -           %    Benzina totale        -              %
         Cherosene            -           %    Gasolio              10.5            %
         Lubrificanti non viscosi 4.0     %    Lubrificanti viscosi  11.0           %
         Residuo                  68.5    %    Perdite               2.0            %
         Note le analisi sono state fatte su campioni di greggio degasato e disidra-
         tato.
```

CAMP.GAS

FORO 1 DA 1322.0 A 1332.0 OPERAZIONE: PROVA DI STRATO NR. 2

NR. 1 PRELEVATO: testa pozzo durante l'erogazione

```
**14685**BOLLETTINO ANALISI
         Metano   98.50 %in vol   Etano    0.64   %in vol  Propano    0.22   %in vol
         Iso but   0.05 %in vol   N.but    0.05   %in vol  Iso pent   0.02   %in vol
         N.pent    0.01 %in vol   Esani    0.01   %in vol  Eptani  tracce
         Ottani .  -    %in vol   Idr.solf.-      %in vol  An.carb.   0.03   %in vol
         Azoto     0.47 %in vol
         Densita'  ( aria=1 ) 0.565
         Peso spec 15*  C   0.692      Kg/Nmc
         Potere calorifico superiore  15* C   9083   Kcal/mc.
         Potere calorifico inferiore  15* C   8181   Kcal/mc.
```

CAMP.GAS

FORO 1 DA 1244.5 A 1249.5 OPERAZIONE: PROVA DI STRATO NR. 3

NR. 1 PRELEVATO: Testa pozzo durante l'erogazione

```
**51885**BOLLETTINO ANALISI
         Metano  74.04  %in vol   Etano   0.58    %in vol  Propano    0.20    %in vol
         Iso but. 0.06  %in vol   N.but.  0.04    %in vol  Iso pent.  0.02    %in vol
         N.pent.  0.01  %in vol   Esani   0.02    %in vol  Eptani     0.01    %in vol
         Ottani tracce            Idr.solf. -     %in vol  An.carb.   0.83    %in vol
         Azoto   24.20  %in vol
         Densita'  ( aria=1 )  0.670
         Peso spec  15* C      0.821  Kg/Nmc
         Potere calorifico superiore  15* C   6870   Kcal/mc.
         Potere calorifico inferiore  15* C   6188   Kcal/mc.
```

NOTE TECNICHE

NESSUNA

RISULTATI MINERARI

NR. 1

FORO DA 0.0 A 3169.0 PERFORAZIONE, PP, DST

Il pozzo e' risultato sterile . L'obiettivo principale , costituito dalle dolomie della f.ne Naftia , non e' stato raggiunto . Tuttavia e' stato incontrato il reservoir dolomitico (porosita' e permeabilita' principalmente per fratturazione) che e' risultato produttivo nei campi di Irminio e Mila . Questo reservoir attribuito alla f.ne Noto e' stato attraversato per 485 m ed e' risultato ad acqua salata .
Solo la f.ne Chiaramonte e' risultata mineralizzata ad olio . Tuttavia , data la bassa permeabilita' della formazione , la produzione in tali livelli e' risultata cosi' scarsa da non avere importanza mineraria (porosita' primaria 9 - 11 % e permeabilita' 0.1 - 0.2 mD) .

RISULTATI GEOLOGICI

Stratigrafia aggiornata al 01.11.1989 da STIG (dr. M. BERTAMONI)
Petrografia aggiornata al 01.11.1989 da PETR (dr. A. FRIXA)

Il pozzo Bimmisca 1 e' stato ubicato nella parte orientale del permesso "Rosolini" (ai margini del plateau Ibleo) . L'area in cui ricade il permesso fa parte del dominio Ibleo ed e' stata soggetta , fino al Cretaceo inferiore , ad una tettonica prevalentemente distensiva .
Movimenti di trascorrenza successivi , impostatisi probabilmente su preesistenti faglie , hanno indotto dei fenomeni di tipo compressivo che hanno a loro volta generato sistemi di faglie inverse , cosi' come e' stato evidenziato con i rilievi sismici.
Tali sistemi di faglie vanno a determinare due trend strutturali principali con orientamento NE-SO: il primo di questo e' posto lungo l'allineamento dei pozzi Noto - Belliscala - Carrubo , mentre il secondo si sviluppa parallelamente al primo ma piu' ad Est , verso il Mar Jonio. Si presupponeva che il pozzo Bimmisca 1 fosse ubicato su un'alto strutturale lungo questo secondo trend .
L'obiettivo minerario primario era rappresentato dalle dolomie triassiche della f.ne Gela - Naftia . Obiettivi secondari sarebbero stati i livelli calcarei e calcareo - dolomitici della F.ne Noto ed i calcari della f.ne Chiaramonte .
Il sondaggio non ha raggiunto la formazione Gela - Naftia , ma ha attraversato la F.ne Noto notevolmente ispessita e dolomitizzata . L'intervallo dolomitico della f.ne Noto (membro Mila) avrebbe potuto costituire un buon reservoir .
L'alto strutturale orientato NE-SW evidenziato dalla sismica , dalle indicazioni del dipmeter sembra collocarsi ad ovest del pozzo Bimmisca 1 e , qualora una revisione dell'interpretazione dovesse delineare l'esistenza di una chiusura significativa , vi sarebbero le condizioni per la perforazione di un nuovo pozzo esplorativo .