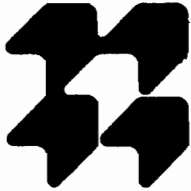


ID 157



GRUPPO  
MONTEDISON

**SELM**

Società Energia Montedison

Concessione C. C4. ME

Campo MILA

(Pozzi MILA 4 e MILA 6)

PROVE DI PRODUZIONE E PROVE DI STRATO

(MILA 4 e MILA 4 S.T. Giugno 1979 - Febbraio 1986)

(MILA 6 Dir.                      Luglio 1981 - Settembre 1985)

PRODUZIONE PILOTA

(27 Dicembre 1986 - 31 Gennaio 1987)

Milano, Settembre 1987

<b>SEZIONE IDROCARBURI</b> di NAPOLI	
12 OTT. 1987	
Prot. N.	6284
Sez.	Pozz.

I N D I C E

PARTE I) PROVE DI PRODUZIONE E PROVE DI STRATO	Pag. 1
A) POZZO MILA 4	" 3
B) POZZO MILA 4 SIDE-TRACK	" 11
C) POZZO MILA 6 D	" 19
D) GRADIENTE DI PRESSIONE	" 27
PARTE II) STORIA PRODUTTIVA DEL CAMPO	" 29
E) SISTEMA DI PRODUZIONE DEI POZZI MILA 4 S.T. E MILA 6 D.	" 30
F) COMPORTAMENTO PRODUTTIVO DEL POZZO MILA 4 S.T.	" 31
G) COMPORTAMENTO PRODUTTIVO DEL POZZO MILA 6 D	" 35

CAMPO MILA

Produzione Pilota

La produzione dei pozzi MILA 4 e MILA 6 è stata eseguita in forza della autorizzazione all'installazione ed esercizio provvisorio di un sistema per la produzione pilota del campo MILA, concessa dall'Ingegnere Capo dell'Ufficio Nazionale Minerario Idrocarburi - Sezione di Napoli il 14 dicembre 1985.

PARTE IPROVE DI PRODUZIONE E PROVE DI STRATO

A) POZZO MILA 4	
1.A) PREMESSA	Pag. 3
2.A) ASSORBIMENTI E PERDITE	" 4
3.A) PROVE DI STRATO E DI PRODUZIONE	" 5
B) POZZO MILA 4 SIDE-TRACK	
1.B) PREMESSA	" 11
2.B) ASSORBIMENTI E PERDITE	" 13
3.B) PROVE DI STRATO	" 14
C) POZZO MILA 6 DIR.	
1.C) PREMESSA	" 19
2.C) ASSORBIMENTI E PERDITE	" 20
3.C) PROVE DI STRATO E DI PRODUZIONE	" 21
D) GRADIENTE DI PRESSIONE	" 27

FIGURE

- FIG. I.1) CONCESSIONE C.C4 ME - UBICAZIONE POZZI MILA 4 e MILA 6 D.  
FIG. I.2) POZZO MILA 4: LOGS ELETTRICI DEL RESERVOIR  
FIG. I.3) POZZO MILA 4 S.T.: LOGS ELETTRICI DEL RESERVOIR  
FIG. I.4) POZZO MILA 6 D: LOGS ELETTRICI DEL RESERVOIR  
FIG. I.5) PROVE DI PRODUZIONE E DST: POZZO MILA 4 - POZZO MILA 4 S.T.  
FIG. I.6) PROVE DI PRODUZIONE E DST: POZZO MILA 6 D.  
FIG. I.7) CAMPO MILA - GRADIENTE DI PRESSIONE DEL GIACIMENTO

TABELLE

- TAB. 1) SOMMARIO PROVE POZZO MILA 4  
TAB. 2.1-2.2) SOMMARIO PROVE POZZO MILA 4 S.T.  
TAB. 3) SOMMARIO PROVE POZZO MILA 6 D.

ALLEGATI

- ALL. 1) COMPOSITE LOG POZZO MILA 4  
ALL. 2) COMPOSITE LOG POZZO MILA 6 D  
ALL. 3) LOG MULTIPLO POZZO MILA 4  
ALL. 4) LOG MULTIPLO POZZO MILA 4 S.T.  
ALL. 5) LOG MULTIPLO POZZO MILA 6 D

A) - POZZO: MILA 41.A) PREMESSA

- Il pozzo MILA 4 è stato perforato nella concessione C-C4-ME nel periodo compreso fra il 10/4/1979 ed il 15/8/1979.
- Per la perforazione è stata utilizzata la "drill-ship" GLOMAR GRAND BANKS della GLOBAL MARINE.
- Il top strutturale del reservoir (calcari del membro MILA - Formazione NOTO - TRIAS SUPERIORE) è stato incontrato alla profondità di 3544 m RTMD (3512 m VDSS) mentre la profondità finale è stata di 3686 m RTMD- (3650 m VDSS).
- Sono state eseguite complessivamente 13 prove delle quali 12 sono state condotte dopo la fase di perforazione nel periodo compreso fra il 22/06 1979 e il 20/9/79 e l'ultima è stata condotta a partire dal 3/11/85 (PRODUCTION-TEST 2).  
Tale prova di produzione è stata condotta dopo il work-over (ottobre 1985).  
Come si spiegherà nei paragrafi successivi la prova aveva lo scopo di verificare se il pozzo era nelle condizioni di produrre olio anidro.

## 2.A) ASSORBIMENTI E PERDITE

- Durante la fase di perforazione del reservoir sono stati assorbiti in totale 2559 BBLs di fango con densità  $d = 1.07$  Kg/litro.  
Di questi, 207 BBLs sono stati assorbiti in corrispondenza dell'intervallo mineralizzato ad olio, mentre i rimanenti 2352 BBLs sono stati assorbiti dall'acquifero al di sotto del contatto olio-acqua.  
Tale contatto è stato stimato dai logs (FIG. I.2) alla profondità di 3630 m RTMD (-3597 m VDSS).
- Durante l'esecuzione del work-over (ottobre 85) il pozzo ha assorbito 2500 BBLs di fluido e precisamente:
  - 100 BBLs di acqua di mare ( $\text{NaCl} = 33$  gr/lit)
  - 500 BBLs di salamoia con salinità  $\text{NaCl} = 106$  gr/lit e 115-130 ppm di traccianti  $\text{I}^-$  (Ioduri)
  - 1900 BBLs di acqua di mare arricchita con  $\text{NaCl}$  fino a 50 gr/litro e 115-130 ppm di traccianti  $\text{I}^-$ .

### 3.A) PROVE DI STRATO E DI PRODUZIONE

Per valutare la potenzialità del reservoir, nonché le caratteristiche petrofisiche, sono state eseguite in totale 13 prove delle quali 12 al termine della perforazione del pozzo e l'ultima in occasione del work-over.

#### PROVE ESEGUITE AL TERMINE DELLA PERFORAZIONE

- DST 1 : condotta il 22/6/79, essa ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 8'' 1/2$ ) compreso fra 3481-3497 m RTMD (3452-3467 m s l).  
Tale intervallo è situato al di sopra del reservoir principale il cui top è a 3544 m RTMD (3512 m VDSS).  
E' stato prodotto fango con tracce di olio e manifestazioni gassose (Cl = 44%).
- DST 2 : condotta il 26/6/79, ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 8'' 1/2$ ) compreso fra 3481-3518 m RTMD (3452-3487 m VDSS).  
La prova , che ha interessato la parte sovrastante il reservoir principale, non è tecnicamente riuscita.
- DST 3 : iniziata il 27/6/79 essa ha interessato il medesimo intervallo nel foro scoperto che aveva caratterizzato la DST 2.  
E' stato prodotto del fango emulsionato con olio e soffio di gas in superficie.



- DST 4 : iniziata l'11/7/79, ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) compreso fra 3564 e 3584 m RTMD (3532-3551 m VDSS). Durante le 28 ore di erogazione sono stati prodotti complessivamente 805 BBLS di olio anidro (36.4 °API) e 758 MSCF di gas con un valore medio del rapporto gas-olio (GOR) pari a 940 SCF/STBO.
  
- DST 5 : iniziata il 19/7/79, ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) compreso fra 3564 e 3603 m RTMD (3532 -3568 m VDSS). Durante l'erogazione protrattasi per 12h 52' sono stati prodotti in totale 1912 BBLS di olio e 2178 MSCF di gas senza produzione di acqua.  
Nel corso dell'erogazione il GOR ha avuto un valore medio di 1140 SCF/STBO.
  
- DST 6 : Tale prova, iniziata il 21/7/79, è una prova di produzione (P.T.1) che ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) compreso fra 3564 e 3603 m RTMD (3532-3568 m VDSS).  
Essa è stata caratterizzata da un'erogazione che, con differenti portate di olio, si è protratta per 105h 24'.  
Sono stati prodotti complessivamente 9170 BBLS di olio (38.6 °API) con una produzione di gas di 15125 MSCF.  
Il GOR nel corso della prova è variato da un minimo di 1250 SCF/STBO, riscontrato nella prima erogazione, fino ad un massimo di 1750 SCF/STBO nella terza erogazione.  
Non è stata riscontrata alcuna produzione di acqua di formazione.  
La pressione di strato, misurata all'inizio del production-test, è stata di 5202 psia (365.7 kg/cm<sup>2</sup> a) alla quota della sonda HP (3531 m VDSS).

La pressione misurata nella risalita finale, dopo 23 ore di chiusura, è stata di 5164 psia, mentre la pressione estrapolata è stata di 5198 psia.

- DST 7 : iniziata il 2/8/79, essa ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) compreso fra 3564-3624 m RTMD (3532-3589 m VDSS).  
Ha avuto un'erogazione complessiva di 35 h 30' con una produzione di 2580 BBLs di olio anidro e di 3575 MSCF di gas. Il GOR medio nel corso della prova è variato fra 1273 e 1460 SCF/STBO.
- DST 8 : iniziata il 12/8/79, ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) compreso fra 3564 e 3648 m RTMD (3532-3613 m VDSS). Sono stati erogati solamente 85 BBLs di acqua salata (NaCl = 53 gr/litro) con deboli manifestazioni di olio e gas.
- DST 9 : iniziata il 24/8/79, ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) compreso fra 3564-3609 m RTMD (3532-3574 m VDSS).  
Dopo aver prodotto in 15 h 30' di erogazione 1127 BBLs di olio anidro e 1315 MSCF di gas, è stato deciso di condurre una stimolazione acida per migliorare la capacità produttiva del pozzo. Durante l'acid-job sono stati iniettati in formazione 238 BBLs di acido (HCL = 28%) e 48 BBLs di acido (HCL = 5%).  
E' stato quindi ripetuto il test sul medesimo intervallo facendo erogare il pozzo per 73 ore e producendo in totale 9020 BBLs di olio e 21726 MSCF di gas con un GOR medio di 2410 SCF/STBO. E' stata riscontrata anche una produzione di 282 BBLs di acqua salata (NaCl = 46.6 gr/litro).  
Alla fine del test, onde prevenire la venuta di acqua, è stato eseguito un tappo di cemento con top a 3613 m RT (3578 m VDSS).

- DST 10: tale prova condotta a partire dal 31/8/79 ha interessato lo intervallo 3597-3613 m RTMD(3551-3578 m VDSS). In pratica essa si è tradotta in una prova di tenuta del tappo di cemento precedentemente eseguito (SHUT-OFF TEST).  
L'esito è stato positivo.  
Sono stati recuperati circa 200 litri di fango (NaCl = 3.8 gr/l) con tracce di olio e gas.
  
- DST 11: è iniziata il 31/8/79 ed ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) compreso fra 3564-3613 m RTMD (3532-3578 m VDSS).  
E' stata caratterizzata da un' erogazione di lunga durata (463.7 ore) nella quale sono stati prodotti complessivamente 12435 BBLs di olio, 27919 MSCF di gas e 12034 BBLs di acqua salata (NaCl = 51.4 gr/litro). La percentuale di acqua è via via aumentata nel corso della prova, passando dal 30% al 300% ( $\Delta p$  di fondo finale = 7.7%).  
Il rapporto gas-olio è variato sensibilmente durante l'erogazione passando da un valore iniziale di 1100 SCF/STBO, registrato nel corso della prima portata ( $Q = 829$  STBO/D), ad un massimo di oltre 2760 SCF/STBO registrato nel corso della terza portata ( $Q = 840$  STBO/D).
  
- DST 12: iniziata il 20/9/79 ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) compreso fra 3586 e 3613 m RTMD (3553-3578 m VDSS). Obiettivo principale è stato quello di verificare la tenuta del tappo di cemento. L'esito è stato positivo. Sono stati prodotti 350 lt di fango con acqua salata e tracce di olio.

WORK-OVER : Il pozzo è stato ripreso nell'ottobre 85.

E' stato quindi eseguito un work-over allo scopo di isolare l'acqua per produrre olio anidro.

Dopo aver spinto il tappo di cemento, ritrovato a 3610 m RTMD (3577 m VDSS), al fondo, è stato pompato in acquifero del meta-silicato di sodio ("ZONELOCK").

Tale sostanza, in presenza di acqua, ha la proprietà di solidificare tappando così le vie preferenziali di arrivo dell'acqua. Come accennato in precedenza sono stati assorbiti durante il work-over 2500 BBLs di fluido costituiti principalmente di acqua di mare arricchita fino a 50 gr/litro di NaCl e salamoia con 115+130 ppm di traccianti I<sup>-</sup>.

#### PROVA DI PRODUZIONE ESEGUITA DOPO IL WORK-OVER

- P.T. 2 : dopo aver eseguito il work-over è stata condotta una prova di produzione in foro scoperto  $\varnothing = 6"$  a partire dal 3/11/85.

L'intervallo provato è stato di 3564-3613 m RTMD (3532-3578 m VDSS).

Tale prova ha avuto un'erogazione di lunga durata (412 ore).

Durante il test il pozzo ha assorbito 1825 BBLs di acqua salata con NaCl = 32+80 gr/litro e con 120 ppm di traccianti I<sup>-</sup>.

Sono stati prodotti in totale 7543 BBLs di olio con 26170 MSCF di gas e 20538 BBLs di acqua di formazione (NaCl, max = 76 gr/litro).

L'elevato quantitativo di acqua prodotta ha evidenziato l'esito negativo del tentativo di isolamento dell'acquifero.

La pressione di strato riscontrata all'inizio della prova di produzione è stata di 5192 psia ( $365 \text{ kg/cm}^2$  a) alla quota della sonda HP (3520 m VDSS).

Nel corso del test la sonda HP ha cessato di funzionare.

Nelle 13 prove di strato e di produzione condotte al pozzo MILA 4 sono stati prodotti complessivamente 44.592 BBLS di olio (38.6 °API).

E' stato possibile valutare la produttività del pozzo, espressa come productivity index (P.I.), solo per la DST n° 6,

Per essa è stato stimato un P.I. = 1.1 STBOPD/PSI.

Non è stato possibile valutare il P.I. per le altre prove per la mancanza di dati di fondo e per valori incerti della portata di olio, soprattutto quando ad essa era associata produzione di acqua.

Per maggiori dettagli si rimanda alla TAB. 1 ed alla FIG. I.5.

B) POZZO : MILA 4 SIDE-TRACK1.B) PREMESSA

Poichè la prova di produzione eseguita all'inizio del novembre 85 al pozzo MILA 4, subito dopo il work-over, è stata caratterizzata da elevata produzione di acqua salata (Wp = 20.538 BBLs con NaCl, max = 76 gr/litro) è stato deciso di eseguire un side-track.

Obiettivo principale è stato quello di raggiungere il reservoir in un punto strutturalmente più alto nel tentativo di ottenere produzione di olio anidro.

Tale operazione è stata condotta nel periodo compreso fra il 29/11/85 ed il 6/1/86 utilizzando la drill-ship "CONCEPTION" della GLOBAL-MARINE.

Essa si è sviluppata secondo le seguenti fasi principali:

- 1) Posizionamento del Bridge-Plug nella colonna da 7" alla profondità di 3536 m RT.  
Successivamente, sopra il medesimo, è stato realizzato un tappo di cemento con top a 3414 m RT.
- 2) Esecuzione di una "finestratura" nel casing da 9 5/8" dalla profondità di 2715 m RT fino a 2739 m RT ed esecuzione di un tappo di cemento.
- 3) Fresaggio del tappo di cemento fino alla finestratura e perforazione in direzione NORD-NORD/OVEST fino al raggiungimento del nuovo fondo pozzo (T.D. = 366<sup>9</sup> m RT).

Il top strutturale è stato incontrato a 3512.5 m RT corrispondenti a 3434 m VDSS (Fig. 1.2).

Rispetto al top strutturale del MILA 4, incontrato a 3544 m RT (3512 m VDSS), il pozzo MILA 4 S.T. è pertanto più alto di 78 mt (in verticale).

4) Tubaggio di un liner da 7" con scarpa posta alla profondità di 3519 m RT (3439 m VDSS).

Dopo tale operazione sono state eseguite 7 prove di strato, tutte in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ), nel periodo compreso fra il 15/1/1986 ed il 21/2/86.

## 2.B) ASSORBIMENTI E PERDITE

Nel corso della perforazione del pozzo MILA 4 S.T. non sono stati riscontrati assorbimenti.

Durante le prove di strato sono stati invece registrati i seguenti assorbimenti:

- Dopo il DST n° 2 (3519 - 3604 m RT) sono stati assorbiti 1600 BBLs di salamoia con salinità, espressa come NaCl, di 140 grammi/litro e 80 ppm di traccianti  $I^-$  (ioduri).
- Dopo il DST n° 5 (3519 - 3629 m RT) sono stati assorbiti 1200 BBLs di salamoia con salinità, espressa come NaCl, di 140 grammi/litro e 80 ppm di traccianti  $I^-$ .



### 3.B) PROVE DI STRATO

Per valutare la potenzialità del pozzo MILA 4 S.T., soprattutto ai fini di una sua eventuale messa in produzione, sono state eseguite, dopo la fase di perforazione, 7 prove di strato.

Esse sono state condotte in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) nel periodo compreso fra il 15/1/86 ed il 21/2/86 utilizzando la drill-ship "CONCEPTION" della GLOBAL MARINE. I risultati principali delle DST sono stati i seguenti:

DST n° 1 : iniziata il 15/1/86, esso ha interessato l'intervallo compreso fra 3519 e 3557 m RT (3440-3471 m VDSS). Ha avuto una durata complessiva di 36.5 ore. Nel corso dell'erogazione principale (DD n° 2 - t = 16.5 ore) è stata riscontrata una produzione totale di gas pari a 265 MSCF con un valore massimo di portata di 3040 MSCF/D.

Sono stati recuperati 29 BBLS di acqua e salamoia (NaCl, max = 142.2 gr/litro).

L'intervallo provato è risultato costituito da roccia caratterizzata da bassa permeabilità.

DST n° 2 : iniziata il 21/1/86, essa ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) compreso fra 3519 - 3604 m RT (3440 - 3508 m VDSS).

Ha avuto una durata complessiva di 45 ore e 2 min. Nella erogazione principale (DD n° 2- t = 35 ore) sono stati prodotti complessivamente 1158 BBLS di olio e 3446 MSCF di gas.

La portata di olio , partita con 1655 STBOPD, è andata via via diminuendo fino al valore finale di 701 STBOPD. Nel corso della prova il GOR è passato da un minimo di 2189 SCF/STBO ad un massimo di 3890 SCF/STBO.

E' stata registrata una produzione totale di 463 BBLS di acqua di mare e salamoia (NaCl, max = 108 gr/litro).

Nella risalita iniziale è stata stimata una pressione di 5175 psia ( $363.8 \text{ kg/cm}^2$  a) alla profondità della sonda SSDP (FLOPETROL) di 3582 m RT (3490 m VDSS).

DST n° 3 : iniziata il 26/1/86, essa ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) compreso fra 3519 -3629 m RT (3440-3528 m VDSS). Ha avuto una durata complessiva di 30 ore e 58 min. Nel corso della prova si sono avute solo delle bolle di gas in superficie non quantificabili.

1° ACID-JOB : dopo il DST n° 3, il giorno 29/1/87 è stata condotta una stimolazione acida per migliorare la capacità produttiva. L'acidificazione, che ha interessato il medesimo intervallo della DST 3°, è stata condotta iniettando 95 BBLS di acido (HCL = 28%).

Nel corso dell'operazione è stata raggiunta una pressione massima di iniezione alla testa pari a 2460 psig.

DST n° 4 : è stata eseguita subito dopo l'acidificazione ed è durata complessivamente 51 ore e 26 min. Ha interessato lo stesso intervallo della DST n° 3 (3519-3629 m RT).

Il pozzo è stato avviato con lifting di azoto tramite coil-tubing. Nel corso dell'erogazione principale (DD2-T = 43h 35') sono stati prodotti complessivamente 1062 BBLS di olio, 3657 MSCF di gas e 359 BBLS di acqua composta essenzialmente da salamoia con salinità massima pari a 134 gr/litro NaCl.

Il GOR nel corso della prova è stato estremamente variabile passando da 1760 a 5089 SCF/STBO.

2° ACID-JOB : dopo il DST n° 4, a partire dal 2/2/86, è stata eseguita un'ulteriore stimolazione acida allo scopo di incrementare la produttività di olio. L'acidificazione che ha interessato sempre il medesimo intervallo, è stata condotta iniettando 333 BBLS di acido (HCL = 28%) con una portata di iniezione variabile tra 2.5-0.5 BPM.

La pressione di iniezione alla testa ha raggiunto il valore massimo di 2640 psig.

DST n° 5 : eseguita subito dopo l'acidificazione essa è terminata il 4/2/86. Ha interessato lo stesso intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) delle DST 3 e 4.

L'avviamento del pozzo è stato ottenuto con lifting di azoto tramite coil tubing. Tale prova è stata caratterizzata da un unico periodo di erogazione (t = 28 ore - 15 min.) nel quale sono stati prodotti 1007 BBLS di olio e 2849 MSCF di gas con 397 BBLS di salamoia avente salinità massima di 164 gr/litro.

Il GOR nel corso della prova è oscillato fra 3000 e 2600 SCF/STBO.

Al termine della DST n° 5 sono stati assorbiti 1200 BBLs di salamoia (NaCl = 140 gr/litro).

DST n° 6 : iniziata il 7/2/86 essa ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) compreso tra 3519 e 3669 m RT (3440 - 3560 m VDSS).

Tale prova non è tecnicamente riuscita poichè, dopo aver riposizionato la nave per precedente rottura della catena, è stata riscontrata la rottura del casing 9 5/8" a circa 1000 mt.

3° ACID-JOB : il giorno 21/2/86 è stato deciso di acidificare l'intervallo della DST n. 6. Sono stati iniettati 714 BBLs di acido (HCL = 28%).

Nel corso della stimolazione la portata media di iniezione è stata dell'ordine di 8 BPM con una pressione massima alla testa di 2750 psig.

DST n° 7 : iniziata il 21/2/86 si è protratta fino al 28/2/86. L'intervallo provato in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) è rimasto il medesimo.

La prova ha avuto una durata complessiva di 94 ore e 20 min. Sono stati prodotti complessivamente 8343 BBLs di olio anidro con 13780 MSCF di gas. Nel corso della prova il pozzo ha spurcato in totale 406 BBLs costituiti principalmente da acido spento (PH = 6-6.5) e salamoia con un valore finale di salinità di 146 gr/litro. Durante la prova il GOR è variato da un minimo di 1138 ad un massimo di 2070 SCF/STBO.

Dopo la prima chiusura ( t = 6 ore) è stata valutata una pressione statica iniziale di 5204 psia ( $365.9 \text{ Kg/cm}^2$  a) alla quota della sonda elettronica tipo SSDP-FLOPETROL (3516 m VDSS).

Le prove di strato (DST 1 + 7) condotte in foro scoperto al pozzo MILA 4 S.T. hanno fornito una produzione complessiva di olio anidro (38.6 ° API) di 11.570 STBO.

Solo nella DST n° 7 è stato possibile caratterizzare la produttività del pozzo attraverso il productivity-index, che è stato valutato in 11.5 STBOPD/PSI.

Durante le prove non è stata riscontrata produzione di acqua di formazione.

I risultati conseguiti hanno portato alla decisione di completare il pozzo MILA 4 S.T. per la produzione.

Per ulteriori dettagli sulle prove si rimanda alla TAB. 2 ed alla FIG. I.5.

C) - POZZO : MILA 6 DIR.1.C) PREMESSA

- Nella concessione C.C4.ME, nel periodo tra il 17/3/81 ed il 27/5/81 è stato perforato il pozzo MILA 6 raggiungendo la profondità finale di 3675m RT (3654 m VDSS). Poichè tale pozzo è risultato sterile per assenza del reservoir è stato deciso di eseguire una deviazione in direzione sud partendo dalla profondità di 2760 m RT (2745 m VDSS).
- L'operazione, eseguita utilizzando la "dril-ship" GLOMAR-GRAND-BANKS della GLOMAR-MARINE, è iniziata l'1/6/81 ed è terminata il 26/8/81. Il nuovo pozzo, denominato MILA 6 Dir., ha incontrato il top strutturale del reservoir (calcari del membro MILA - Formazione NOTO-TRIAS SUPERIORE) alla profondità di 3313 m RT (3284 m VDSS) e la profondità finale raggiunta è stata di 3589 m RT (3545 m VDSS).
- Sono state eseguite in totale 8 prove, delle quali le prime 7 sono state condotte subito dopo la fase di perforazione nel periodo compreso fra il 26/7/81 ed il 15/9/81 e l'ultima (Production-Test 2) è stata condotta a partire dal 12/9/85.

2.C) ASSORBIMENTI E PERDITE

- Nel corso della perforazione del reservoir sono stati assorbiti in totale 1582 BBLs di fango. Di questi, 1132 sono stati assorbiti a partire dal top strutturale fino alla profondità di 3366 m RT, mentre i rimanenti 450 BBLs sono stati assorbiti tra le profondità di 3557 e 3564 m RT.
- Durante l'esecuzione delle prove sono stati riscontrati ulteriori assorbimenti di acqua di mare ( $\text{NaCl} = 33 \text{ gr/litro}$ ) e precisamente:
  - 22 BBLs prima del DST n. 1 (agosto 1981)
  - 2168 BBLs prima del Production Test 2 (settembre 1985).

### 3.C) PROVE DI STRATO E DI PRODUZIONE

Al pozzo MILA 6D sono state condotte in totale 8 prove al fine di valutare la produttività del reservoir. Di queste, le prime 7 sono delle prove di strato effettuate nel periodo compreso fra il 26/7 e l'11/9/81 al termine della perforazione.

Nel settembre 1985 il pozzo è stato ripreso per eseguire una prova di produzione (PRODUCTION-TEST 2).

#### PROVE ESEGUITE AL TERMINE della perforazione

DST n° 1 : la prova, iniziata il 26/7/81, ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 8 \frac{1}{2}$ " ) compreso fra 3372-3409 m RT (3339-3374 m VDSS).

Sono stati prodotti, in 17 h 48' di erogazione, un totale di 95 BBLs di olio anidro (35.5 °API) accompagnati da produzione di gas.

Prima del test sono stati assorbiti 22 BBLs di acqua di mare (NaCl = 33 gr/litro).

DST n° 2 : il test è iniziato il 3/8/81 ed ha interessato l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 8 \frac{1}{2}$ " ) compreso tra 3372 - 3416 m RT (3339-3381 m VDSS). La prova è stata caratterizzata da erogazione a giorno. Sono stati recuperati con circolazione inversa 17.5 BBLs di olio emulsionato con fango e 110 BBLs di acqua di mare.



DST n° 3 : il test è iniziato il 14/8/81 ed ha interessato l'intervallo in foro scoperto da 8" 1/2 compreso fra 3372-3435 m RT (3339-3399 m VDSS).

La prova è stata caratterizzata da un periodo di erogazione di 36 ore e 30'.

Sono stati prodotti 137 BBLs di olio.

Non è stata riscontrata produzione di acqua.

Dopo la DST n. 3 è stata messa in opera la colonna 7" con scarpa a 3579 m RT (3537 m VDSS), eseguendo successivamente un tappo di cemento il cui top è stato riscontrato a 3516 m RT (3476 m VDSS).

E' stato quindi aperto, con fucili SCHLUMBERGER, l'intervallo compreso fra 3454 e 3463 m RT (3416-3425 m VDSS).

1° ACID-JOB : Allo scopo di rimuovere il danneggiamento ed aumentare la potenzialità del pozzo è stato deciso di eseguire una stimolazione acida pompando in formazione 107 BBLs di acido (HCl = 28%).

DST n° 4 : la prova, iniziata il 3/9/81, ha interessato l'intervallo in foro tubato e precedentemente acidificato compreso fra 3454 e 3463 m RT.

Essa è stata caratterizzata da due erogazioni consecutive per una durata complessiva di 20 ore e 24 min.

Sono stati prodotti in totale 2377 BBLs di olio anidro con una produzione di gas di 2860 MSCF. Il GOR nel corso della prova si è mantenuto sufficientemente costante e pari a 1200 SCF/STBO.

Non è stata riscontrata alcuna produzione di acqua.

Dopo la DST n° 4 è stato deciso di aprire l'intervallo in foro tubato ( $\emptyset = 7''$ ) compreso fra 3414 e 3430 m RT (3379-3394 m VDSS).

Per isolare gli spari sottostanti (DST n° 4) è stato posizionato un Bridge-plug alla profondità di 3445 m RT (3408 m VDSS).

DST n° 5 : tale prova , iniziata l'8/9/81, ha interessato l'intervallo in foro tubato ( $\emptyset = 7''$ ) compreso fra 3414 e 3430 m RT.

E' stato eseguito un tentativo di acidificazione pompando in formazione acido cloridrico al 28%.

IL tentativo si è dimostrato negativo poichè la formazione aveva notevoli difficoltà ad assorbire raggiungendo una pressione massima a testa pozzo di 2200 Psig.

La DST n° 5 è stata considerata come prova secca.

DST n° 6 : il giorno 9/9/81 è stato deciso di ripetere la prova, risparmiando il medesimo intervallo della DST n° 5.

E' stata quindi effettuata una seconda stimolazione acida.

Tuttavia, nonostante si fosse raggiunta una pressione massima di iniezione a testa pozzo di 4350 psig, la formazione non mostrava alcun cenno di assorbimento. Pertanto anche la DST n° 6 è stata considerata come prova secca.

P.T. n° 1 : essa è iniziata l'11/9/81 interessando solo l'intervallo sparato nella parte inferiore 3454-3463 m RT (3416-3425 m VDSS).

Operativamente è stata inserita la string di prova nel bridge-plug posto a 3445 m RT (3408 m VDSS).

In tal modo venivano esclusi dal test gli spari superiori (DST n° 5 - 6).

La prova è stata caratterizzata da una durata totale di 403 ore e 36 minuti e suddivisa in 4 erogazioni consecutive. L'ultima erogazione si è protratta per 351 ore e 36 minuti. In totale sono stati prodotti 71.761 BBLS di olio con una produzione di gas pari a 88.000 MSCF.

Il GOR medio di prova si è mantenuto stabilizzato attorno ai 1200 SCF/STBO.

Nel corso della prova non è stata riscontrata alcuna produzione di acqua.

La pressione di giacimento, valutata nel corso della prima risalita di pressione, è stata di 5143 psia (361.6 kg/cm<sup>2</sup> a) alla quota della sonda elettronica tipo HP (3407 m VDSS).

PROVA DI PRODUZIONE ESEGUITA NEL SETTEMBRE 1985

A partire dal 12/9/85 al pozzo MILA 6 D è stata eseguita una prova di produzione (P.T. 2) il cui scopo principale era quello di confermare i dati ottenuti dal P.T. n. 1 e decidere quindi di completare il pozzo.

Il test ha interessato l'intervallo in foro tubato compreso fra 3454-3463 m R T (3416-3425 m VDSS).

Prima del test la formazione ha assorbito 2168 BBLs di acqua di mare con salinità di 33 gr/litro NaCl.

Si è avuta un'erogazione di 86 ore e 30 min. nel corso della quale sono stati prodotti 6541 BBLs di olio con una portata media di 2000 STBOPD.

La produzione totale di gas è stata di 6097 MSCF con un rapporto gas-olio medio di 975 SCF/STBO.

Durante la prova è stata riscontrata produzione di acqua rilevabile solo al ministill (B.S.W.).

Essa si è mantenuta costante ed attorno all'1.5% della produzione di olio.

Il quantitativo ridotto non ha consentito di condurre misure attendibili di salinità.

All'inizio del PRODUCTION-TEST è stata misurata una pressione iniziale di 5229 psia ( $367.6 \text{ kg/cm}^2$  a) alla quota della sonda elettronica HP (3424 m VDSS).

E' stato possibile stimare la potenzialità del pozzo, attraverso il Productivity-Index ottenendo il valore 3.9 STBOPD/PSI.

I risultati conseguiti hanno comunque portato alla decisione di completare il pozzo MILA 6 DIR. per la produzione.

Per ulteriori dettagli sulle prove condotte si rimanda alla TAB. 3 ed alla FIG. I.6.

D) GRADIENTE DI PRESSIONE DEL CAMPO

Le analisi delle prove di produzione e di strato condotte ai pozzi MILA 4, MILA 4 ST e MILA 6 Dir. ha consentito di valutare le seguenti pressioni iniziali di reservoir:

POZZO	TEST	DATA	INTERVALLO (m RT)	PRESSIONE psia(kg/cm <sup>2</sup> a)	QUOTA (m VDSS)
MILA 4	PT-1	21/07/79	3564-3603	5202(365.7)	3531
MILA 4	PT-2	03/11/85	3564-3613	5192(365.2)	3520
MILA 4 S.T.	DST-2	21/01/86	3519-3604	5175(363.8)	3490
MILA 4 S.T.	DST-7	21/02/87	3519-3669	5204(365.9)	3516
MILA 6 D.	P.T.1	11/09/81	3454-3463	5143(361.6)	3407
MILA 6 D.	P.T. 2	12/09/85	3454-3463	5229(367.6)	3424
MILA 6 D.	INIZ.PROD.	27/12/85	3454-3463	5096(358.3)	3342

Tali valori di pressione sono stati riportati in FIG. I.7.

Allo scopo valgono le seguenti considerazioni:

- a) i gradienti di pressione dei due pozzi sono paralleli fra loro ed hanno un valore di 0.055 kg/cm<sup>2</sup>/mt.

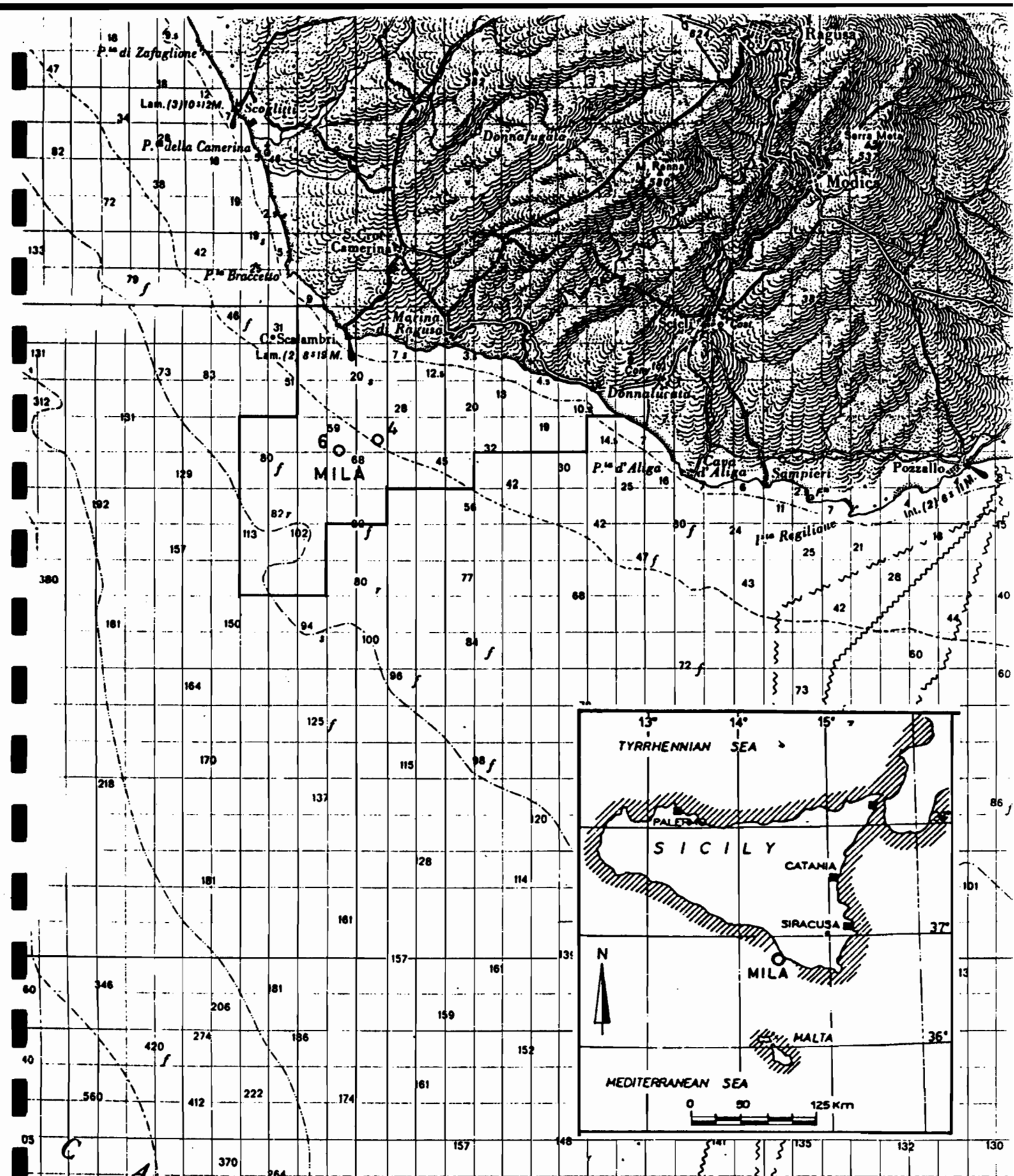
Tale valore è perfettamente in accordo con la densità dell'olio, alle condizioni di giacimento, valutata dall'analisi della P.V.T. condotta al pozzo MILA 6 D (P.V.T. STUDY-REPORT-FLOPETROL del Luglio 1982.

- b) il pozzo MILA 6 mostra un differente valore di pressione (maggiore di ca 2 kg/cm<sup>2</sup>) rispetto al MILA 4. Ciò è spiegabile ammettendo che i due pozzi drenino due accumuli fra loro compartimentati e con differenti regimi idraulici.

Tale ipotesi è supportata anche da considerazioni geologiche e dal fatto che durante la vita produttiva i due pozzi hanno mostrato un differente andamento del GOR.

Infatti al pozzo MILA 4 ST il rapporto gas-olio si è mantenuto sempre più alto, con valore medio finale non inferiore a 1200 SCF/STBO e punte superiori ai 3200 SCF/STBO, del corrispondente GOR al MILA 6 Dir.

In quest'ultimo il GOR è stato generalmente inferiore ai 1000 SCF/STBO.



GRUPPO  
MONTEDISON

**SELM**  
Società Energia Montedison

SETTORE IDROCARBURI

**Concessione" "C.C4 ME**  
**Ubicazione pozzo MILA 4**

Coord. di	Lat. N	36° 44' 18",33
superficie	Long.E	14° 30' 42",68
<b>MILA 6D</b>		
Coord. di	Lat. N	36° 44' 09",43
superficie	Long.E	14° 29' 23",54

Scala 1: 25'000

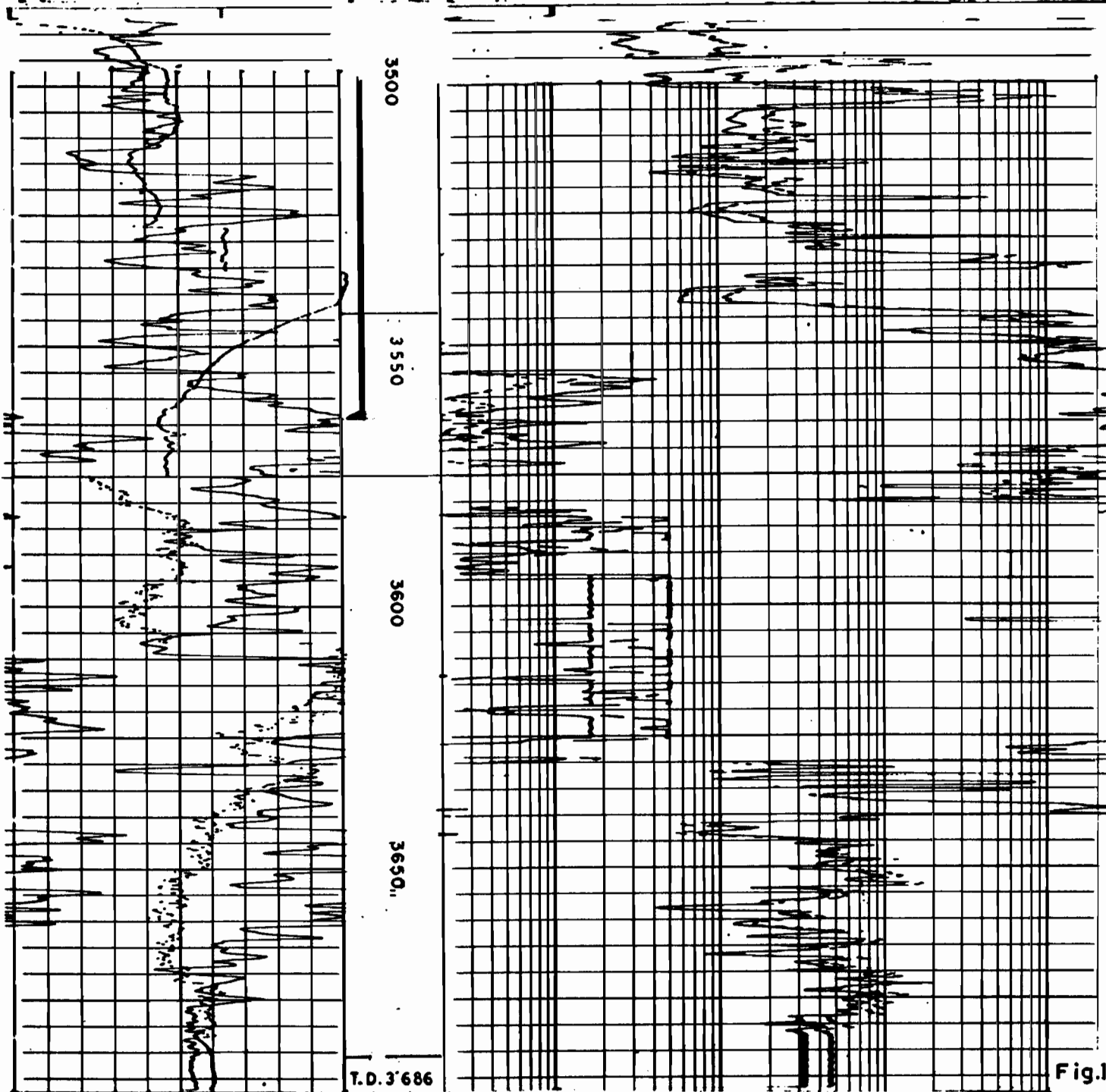
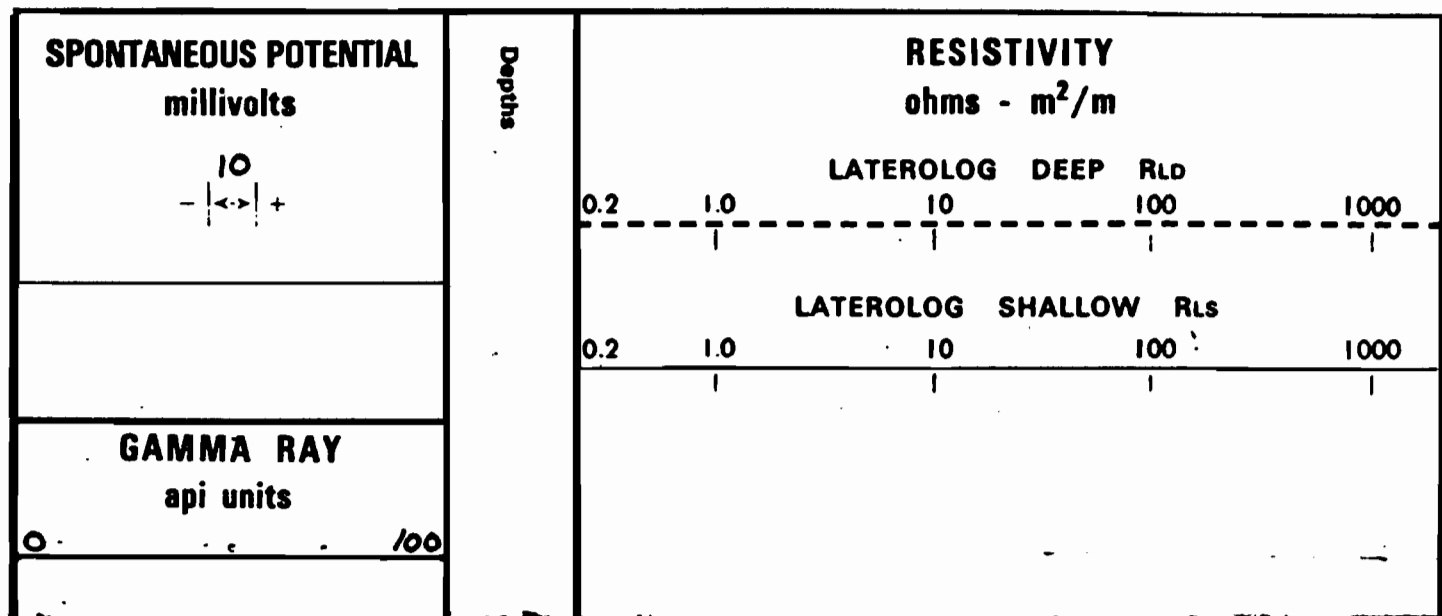
Data

**FOGLIO**  
917 M

Fig. I.1



**POZZO MILA 4**  
LOGS ELETTRICI DEL RESERVOIR



# POZZO MILA 4 S.T.

## LOGS ELETTRICI DEL RESERVOIR

		LLD (OHMM)	
		2000.0	20000
BS (IN )		LLS (OHMM)	
4.0000	14.000	2000.0	20000
CAL (IN )		MSFL (OHMM)	
4.0000	14.000	.20000	2000.0
GR (GAPI)		LLD (OHMM)	
0.0	100.00	.20000	2000.0
SP (MV )		LLS (OHMM)	
-80.00	20.000	.20000	2000.0

CP 26.4

FILE 6  
DATA ACQUIRED 25-JAN-86 13:23

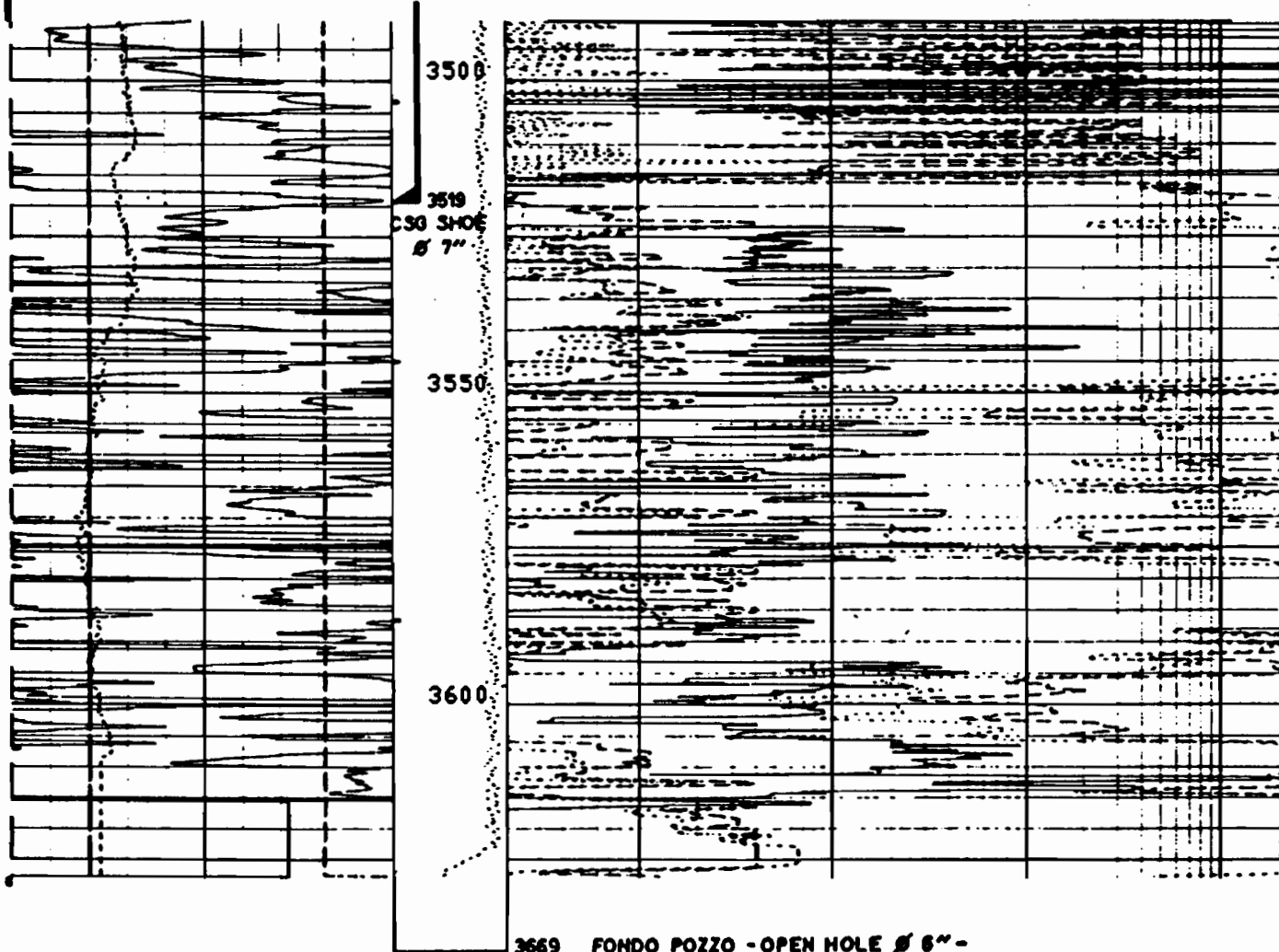


Fig.I.3

# POZZO MILA 6 D

## LOGS ELETTRICI DEL RESERVOIR

(1) SPARI NON PRODUTTIVI (TENTATIVO DI ACIDIFICAZIONE NON RIUSCITO)  
 (2) SPARI IN PRODUZIONE

		LLS (DHMM)	
		2000.	200000
		LLD (DHMM)	
		2000.	200000
		MSFL (DHMM)	
		0.2000	2000.
		LLS (DHMM)	
		0.2000	2000.
		LLD (DHMM)	
		0.2000	2000.

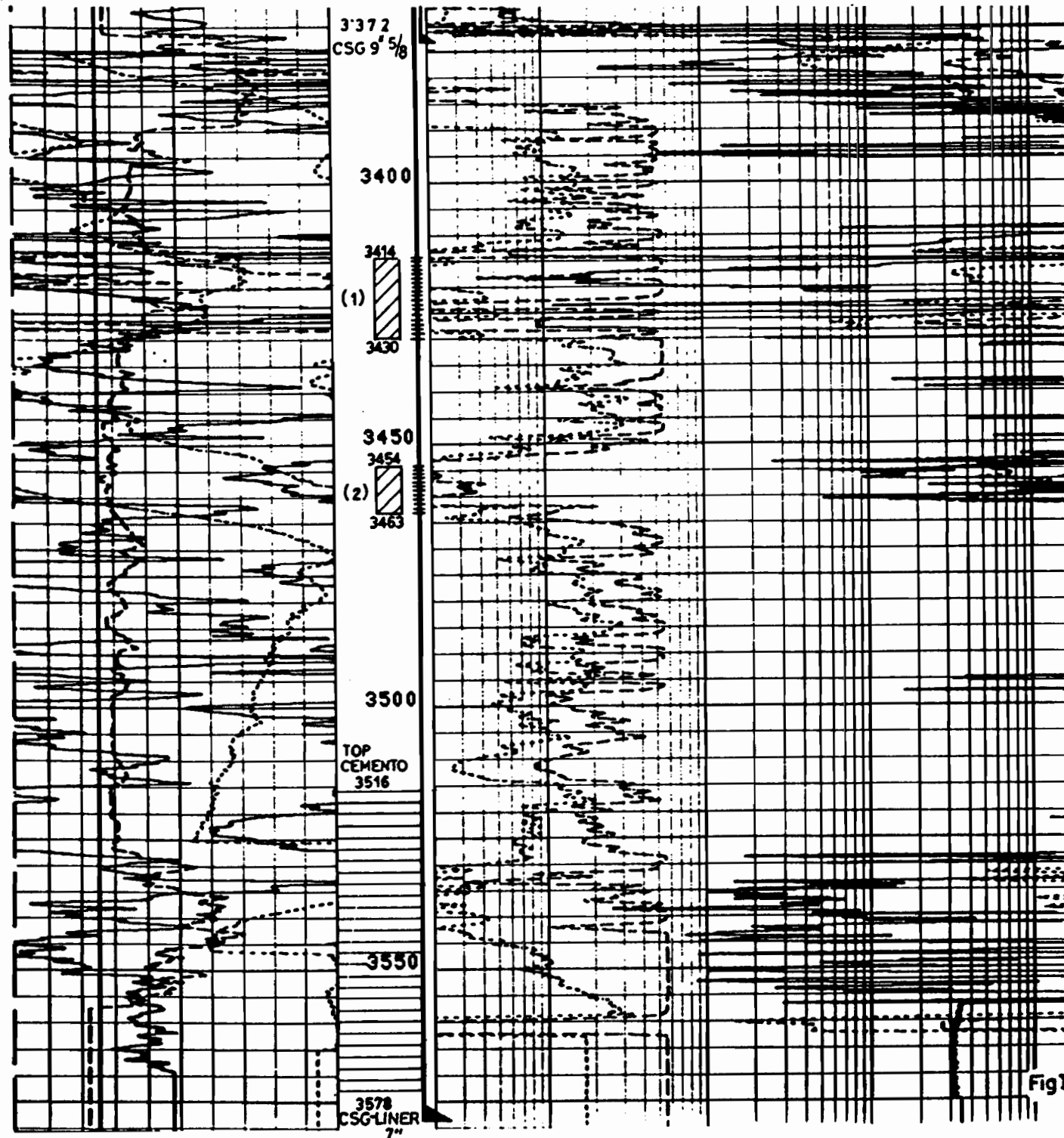
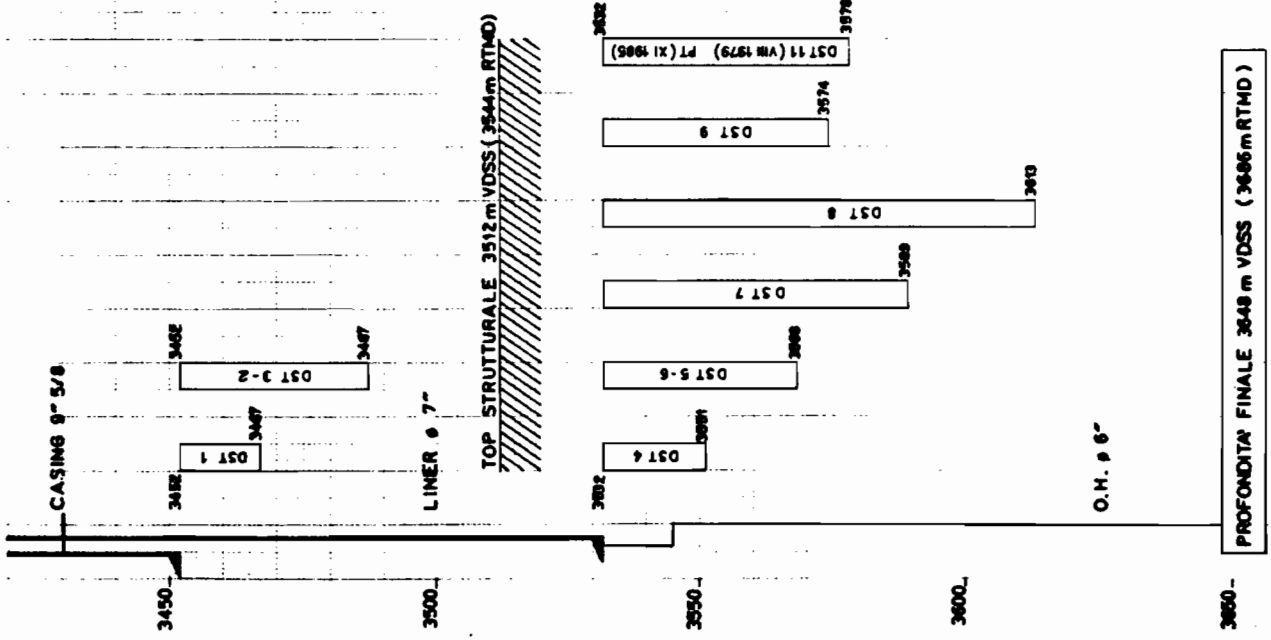
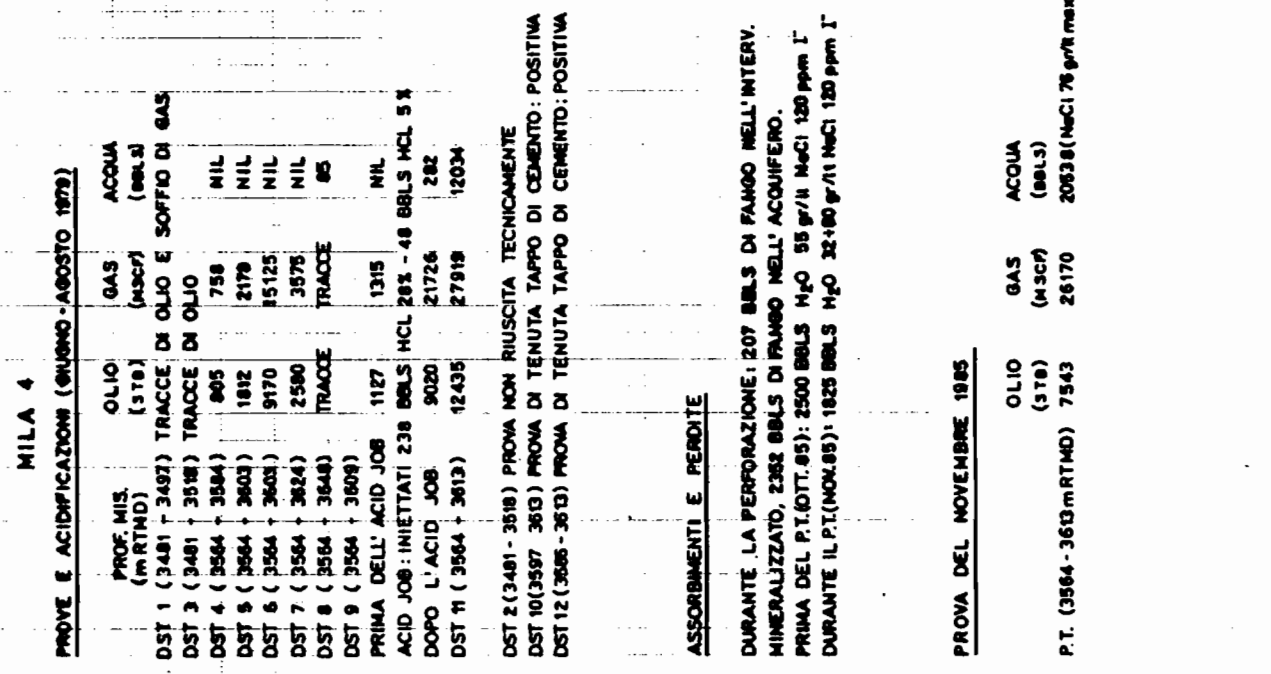


Fig 1

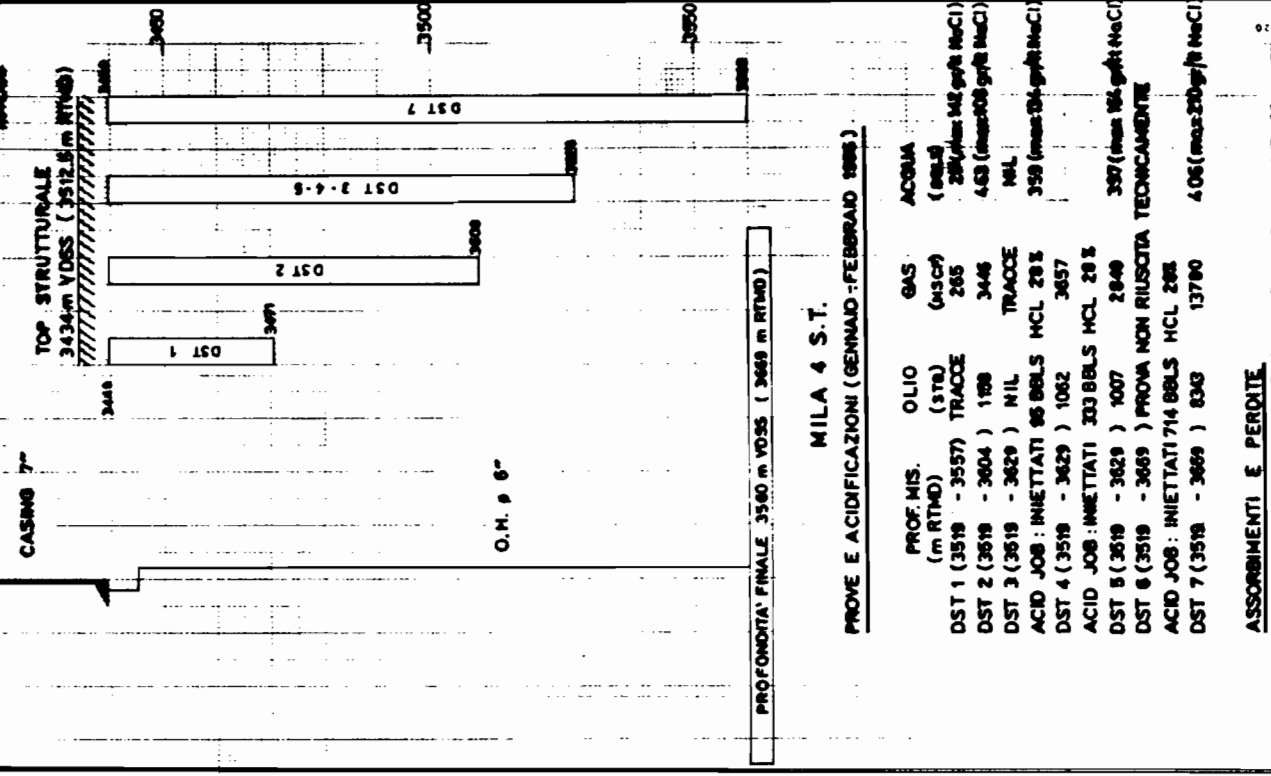
MILA 4



MILA 4



MILA 4 S.T.



MILA 4

PROVE E ACIDIFICAZIONI (GIUGNO - AGOSTO 1979)

PROF. MIS. (m RTMD)	OLIO (STB)	GAS (MSCF)	ACQUA (BBL)
DST 1 (3481 - 3497)	TRACCE DI OLIO E SOFFIO DI GAS		
DST 3 (3481 - 3518)	TRACCE DI OLIO	758	NIL
DST 4 (3564 - 3584)	805	2178	NIL
DST 5 (3564 - 3603)	1812	15125	NIL
DST 6 (3564 - 3603)	9170	3575	NIL
DST 7 (3564 - 3624)	2580	TRACCE	65
DST 8 (3564 - 3648)	TRACCE		
DST 9 (3564 - 3609)			
PRIMA DELL' ACID JOB	1127	1315	NIL
ACID JOB: INIETTATI 238 BBLs HCL 28% - 48 BBLs HCL 5%			
DOPO L' ACID JOB	9020	21726	282
DST 11 (3564 - 3613)	12435	27918	12034

DST 2 (3481 - 3518) PROVA NON RIUSCITA TECNICAMENTE  
 DST 10 (3597 - 3613) PROVA DI TENUTA TAPPO DI CEMENTO: POSITIVA  
 DST 12 (3585 - 3613) PROVA DI TENUTA TAPPO DI CEMENTO: POSITIVA

ASSORBIMENTI E PERDITE

DURANTE LA PERFORAZIONE: 207 BBLs DI FANGO NELL' INTERV. MINERALIZZATO, 2382 BBLs DI FANGO NELL' ACQUIFERO.  
 PRIMA DEL P.T. (OTT. 85): 2500 BBLs H<sub>2</sub>O 55 gr/l NaCl 120 ppm I<sup>-</sup>  
 DURANTE IL P.T. (NOV. 85): 1825 BBLs H<sub>2</sub>O 32+80 gr/l NaCl 120 ppm I<sup>-</sup>

PROVA DEL NOVEMBRE 1985

OLIO (STB)	GAS (MSCF)	ACQUA (BBLs)
7543	26170	20538 (NaCl 76 gr/l max)

PROFONDITA' FINALE 3648 m VDS (3686 m RTMD)

MILA 4 S.T.

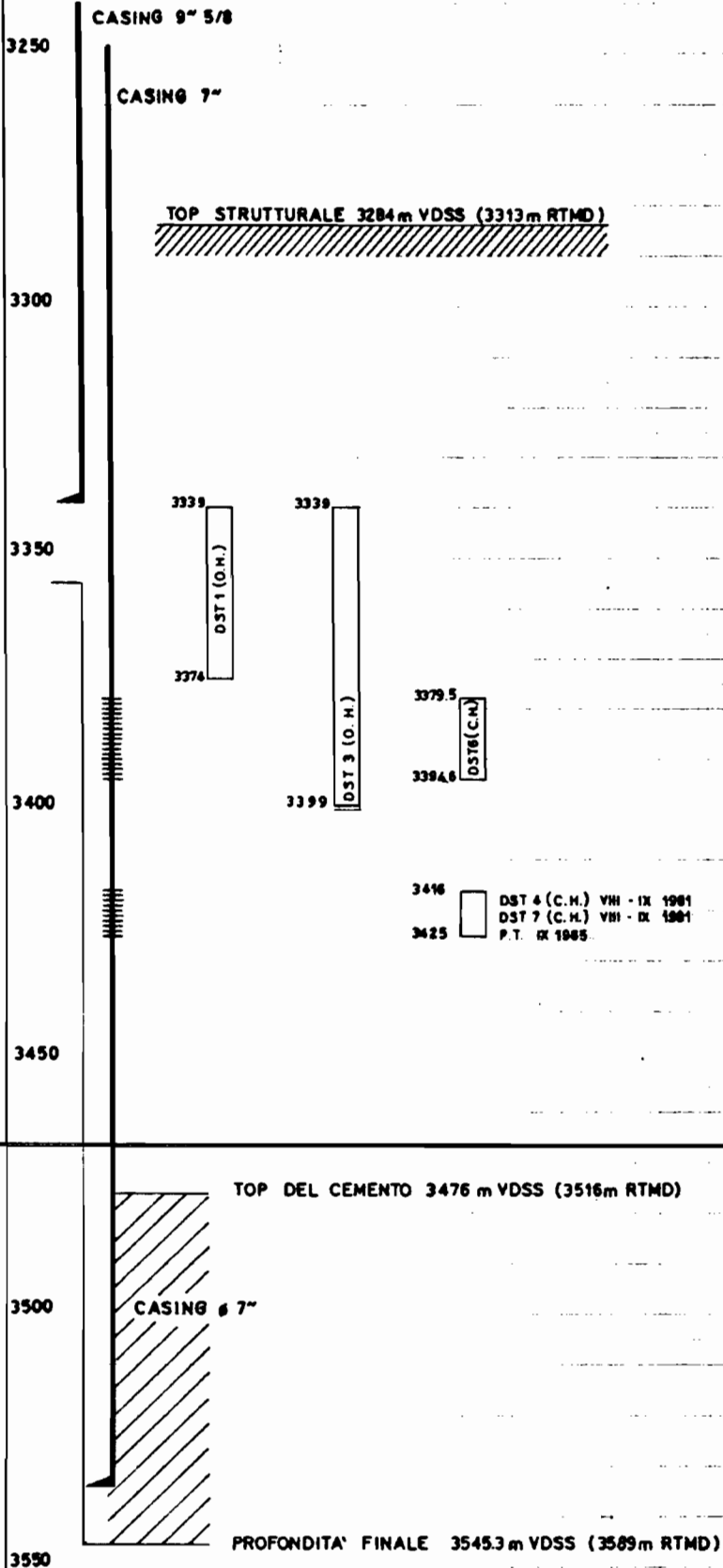
PROVE E ACIDIFICAZIONI (GENNAIO - FEBBRAIO 1985)

PROF. MIS. (m RTMD)	OLIO (STB)	GAS (MSCF)	ACQUA (BBLs)
DST 1 (3518 - 3557)	TRACCE	265	28% (max 142 gr/l NaCl)
DST 2 (3518 - 3604)	1188	3448	4.63 (max 108 gr/l NaCl)
DST 3 (3518 - 3629)	NIL	TRACCE	NIL
ACID JOB: INIETTATI 95 BBLs HCL 28%			359 (max 104 gr/l NaCl)
DST 4 (3518 - 3629)	1082	3657	
ACID JOB: INIETTATI 333 BBLs HCL 28%			337 (max 164 gr/l NaCl)
DST 5 (3518 - 3629)	1007	2848	
DST 6 (3518 - 3669)	PROVA NON RIUSCITA TECNICAMENTE		
ACID JOB: INIETTATI 714 BBLs HCL 28%			
DST 7 (3518 - 3669)	8343	13780	4.06 (max 230 gr/l NaCl)

ASSORBIMENTI E PERDITE  
 DOPO IL DST 2: 1800 BBLs DI SALAMOA 140 gr/l NaCl 88 ppm I<sup>-</sup>  
 DOPO IL DST 5: 1200 BBLs DI SALAMOA 140 gr/l NaCl 88 ppm I<sup>-</sup>

# MILA 6 D

PROFONDITA'  
m VDSS



## PROVE E ACIDIFICAZIONE (AGOSTO - SETTEMBRE 1981)

	OLIO (STB)	GAS (MSCF)	ACQUA (BBL)
DST 1 (3372 - 3409 m RTMD)	95	N.M.	NL
DST 3 (3372 - 3435 m RTMD)	137	N.M.	NL
ACID JOB: INIETTATI 107 BBL HCL 28%			
DST 4 (3454 - 3463 m RTMD)	2377	2860	NL
DST 5-6 (3414 - 3430 m RTMD) PROVE SECCHIE (A.J. NON RIUSCITO)			
DST 7 (3454 - 3463 m RTMD)	71761	88000	NL
DST 2 (3372 - 3416 m RTMD) PROVA NON RIUSCITA TECNICAMENTE			

## PROVA DEL SETTEMBRE 1985

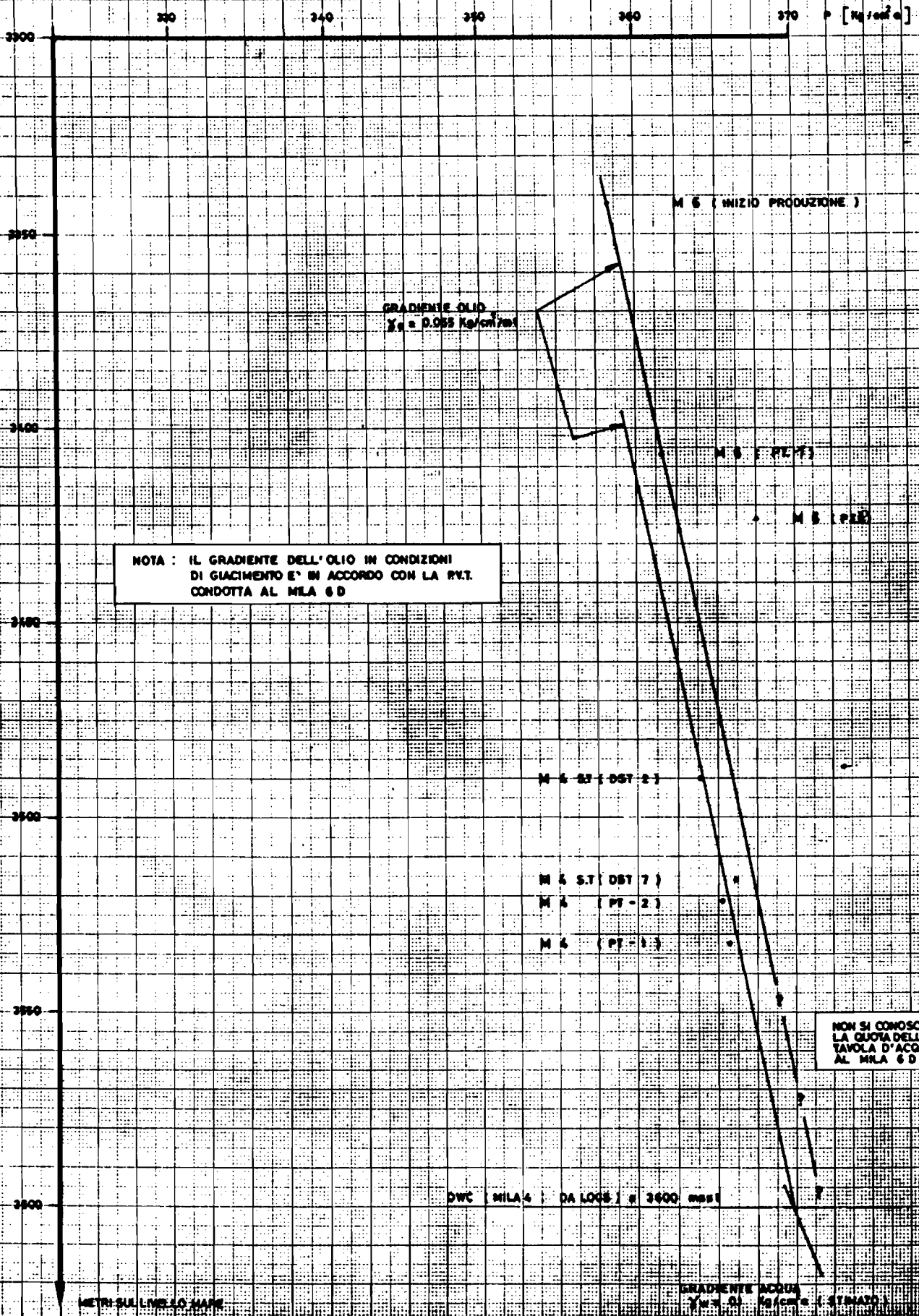
	OLIO (STB)	GAS (MSCF)	ACQUA (BBL)
P.T. (3454 - 3463 m RTMD)	8541	6886	1.5% <sup>20</sup> Co

\*\* RILEVABILE SOLO AL MINISTILL

## ASSORBIMENTI E PERDITE DURANTE LA PERFORAZIONE

1132 BBL DI FANGO A 3366 m RTMD  
 450 BBL DI FANGO DA 3557 A 3584 m RTMD  
 PRIMA DEL DST 1 (AGOSTO 81) 22 BBL DI ACQUA DI MARE  
 PRIMA DEL PT (SETT. 85) 2168 BBL DI ACQUA DI MARE

**CAMPO : MILA**  
**GRADIENTE DI PRESSIONE DEL GIACIMENTO**



**CAMPO MILA**  
**SOMMARIO PROVE CONDOTTE AL POZZO MILA 4**

DST N	DATA	INTERVALLO MRT	INTERVALLO OO1	CHOKES INCH	TIME ORE	WHFP PSIG	BHFP PSIA	Qo STBOPD	Qg MSCFD	GOR SCF/STB	NP STBO	Gp MSCF	Wp BBLs	NaCl gr/1%			
1	22/6/78	3481-3487	3452-3467												* -P. STATICA MISURATA		
2	26/6/78	3481-3518	3452-3487												** -STIMATO		
3	27/6/78	3481-3518	3452-3487														
4	11/7/78	3564-3584	3532-3551	1/2	26.00	488	4838	800	650	840	805	759	/	/			
5	18/7/78	3564-3603	3532-3568	1/2	12.75	885	2278	3888	4100	1148	1812	2178	/	/			
6 PT1	21/7/78	3564-3603	3532-3568	2	3.48	1216	/	/	/	/	588	2328	/	/			
				1/2	17.50	1238	3398	2222	2777	1258	1628	2025	/	/			
				3/4	35.25	838	2532	2843	4858	1425	4188	5858	/	/			
				1/2	23.00	1332	3383	2888	3588	1758	1828	3358	/	/			
1/4	26.25	2128	4778	785	1358	1788	878	1488	/	/					Pi-5282 poia HP a 3531 ma1		
TOTALE	185.48	2468	8184 *								8178	15125	/	/			
7	2/8/78	3564-3624	3532-3588	1/4	12.88	1885	4584	788	1148	1468	398	578	/	/			
				1/2	12.88	1128	3182	1888	2528	1273	885	1263	/	/			
				3/4	11.58	738	NR	2485	3838	1453	1185	1742	/	/			
TOTALE	38.58										2588	3575	/	/			
8	12/8/78	3584-3648	3532-3613														
9	24/8/78	3584-3688	3532-3574	1/2	18.58	887	NR	1638	1848	1188	713	848	/	/			
				5/8	5.88	728	NR	1887	2248	1127	414	487	/	/			
				TOTALE	15.58	2248 *							1127	1315			
ACIDO	25/8/78	3564-3688	3532-3574														
9	25/8/78	3564-3688	3532-3574	1/2	72.88	2315	NR	2885	7143	2418	9828	21728	282	48.8			
10	31/8/78	3587-3613	3551-3578														
11	31/8/78	3564-3613	3532-3578	1/4	18.58	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
				1/8	3.78	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
				1/4	132.58	1755	5118	828	813	1181	4578	5848	1354	/	/		
				5/16	255.58	1785	5833	584	1482	2538	8221	15778	7264	/	/		
3/8	28.58	1888	4858	848	2328	2784	927	2582	1858	/	/						
1/2	26.88	1815	4755	854	3728	2687	788	438	2358	/	/						
TOTALE	463.78	2382 *	8154 *								12435	27819	12834	51.4			
12	28/8/78	3588-3613	3553-3578														
PT2	3/11/85	3564-3613	3532-3578	VARIAB	412.88	NR	NR	448	**1525	**4	3478	7543	26178	28538	78(MAX)	Pi-5182 poia HP a 3528 ma1	

CAMPO MILA

SOMMARIO PROVE CONDOTTE AL POZZO MILA 4ST

DST N	DATA	INTERVALLO MRT	INTERVALLO msl	CK INCH	TIME HR	WHFP		BHFP PSIA	Qo STBOPD	Qg MSCFD	GOR SCF/STB	Np STBO	Gp MSCF	Mp BBLs	NaCl gr/lit	KI ppm		
						PSIG	PSIG											
1(OH)	15/1/86	3519-3557	3440-3471	DD1	0.02	/	/	/										
				BU1	2.0	/	/											
				DD2	16.5	/	/	TR	3040		NN	265	29 *	142.2				
				BU2	18.0	/	/	MAX	MAX									
(*) EMULSIONE DI OLIO E ACQUA + 3100 l DI ACQUA E SALAMOIA																		
2(OH)	21/1/86	3519-3604	3440-3508	DD1	0.03													
				BU1	2.0													
				DD2	35.0	427	4100	2189		1158	3446	463	108	73				
				BU2	0.0	255	2800	3890										
P1 = 5175 PSIA a 3490 msl																		
3(OH)	26/1/86	3519-3629	3440-3528	DD1	0.02													
				BU1	3.0													
				DD2	7.2													
				BU2	4.3													
				DD3	9.1													
BU3	7.4																	
ASSORBITI 1600 BBLs DI SALAMOIA NaCl = 140 gr/lit - KI = 80 ppm																		
ACIDO	29/1/86	3519-3629	3440-3528	AJ	INIETTATI 95 BBLs (HCl-20%) WHPmax = 2460 psig SPURGO CON N2 WHPmax = 2460 psig RECUPERATI 74 BBLs DI ACIDO SPENTO + 70 BBLs DI GASOLIO													
					DD1	0.10												
4(OH)	29/1/86	3519-3629	3440-3528	BU1	7.7		5248											
				DD2	43.6	350	3900	1760	1062	3657	359	134	55					
ACIDO	2/2/86	3519-3629	3440-32528	AJ	INIETTATI 333 BBLs (HCl-20%) WHPmax = 2640 psig SPURGO CON N2 WHPmax = 2640 psig													
					DD1	28.3	150	861	1539	2600	3000	1007	2849	397	164	76		
5(OH)	2/2/86	3519-3629	3440-3528	DD1	2			889	2100	2600	1007	2849	397	148	76			



CAMPO MILA

SOMMARIO PROVE CONDOTTE AL POZZO MILA 4ST

DST	DATA	INTERVALLO MRT	INTERVALLO msl	CK INCH	TIME HR	WHFP PSIG	BHFP PSIA	Oo STBOPD	Og MSCFD	GOR SCF/STB	Np STBO	Gp MSCF	Hp BBLs	NaCl gr/1%	KI ppm
6(OH)	7/2/86	3519-3669	3440-3560												
ASSORBITI 1200 BBLs DI SALAMOIA (NaCl=140 gr/1% - KI=80ppm) RECUPERATI 53 BBLs DI ACQUA DOLCE + 2143 BBLs DI SALAMOIA PROVA TECNICAMENTE NON RIUSCITA															
ACIDO	21/2/86	3519-3669	3440-3560												
INIETTATI 714 BBLs (HCl - 28%)      WHPmax = 275 psig															
				DD1	1/2	13.8	2340	3700 2750	5800	1170 2070	1612	3350	116	210	82
				DD2	1/2	15.7	2350	2920	5500	1954	2323	3600	134	143	65
				DD3	1/2	2.0		2887	5700	1985	203	480	16		
				DD4	1/2	3.2	2370	3382	3900	1138	399	700	30		
				DD5	1/2	8.0	2350	3000	4700	1160		1600			
7(OH)	21/2/86	3519-3669	3440-3560												
					20/	24.0	2350	1430	2000	1400		2000			
					64										
					21/	17.0	2425	1730	2900	1680	3806	2050	110	146	60
					64										
												8343	13780	406	

Pi = 5204 psia a 3516 msl

CAMPO MILA

SOMMARIO PROVE CONDOTTE AL POZZO MILA 6D

DST	DATA	INTERVALLO mRT	INTERVALLO msl	CHOKE INCH	TIME HR	WHFP PSIG	BHFP PSIA	Qo STBOPD	Og MSCFD	GOR SCF/STB	Np STBO	Gp BMC	Hp BBLs
1(OH)	26/7/81	3372-3408	3339-3374	variab	17.8	/	/	/	/	/	95	NM	NIL
2(OH)	3/8/81	3372-3416	3339-3381	PROVA TECNICAMENTE NON RIUSCITA									
3(OH)	14/8/81	3372-3435	3339-3399	variab	36.5	/	/	/	/	/	137	NM	NIL
ACIDO	3/9/81	3454-3463	3416-3425	INIETTATI 107 BBLs DI ACIDO (HCI=28%)									
4	3/9/81	3454-3463	3416-3425	1/2	4.8	1913	NR	3100	3720	1200	618	750	NIL
CH 7''				1	16.6	459	NR	2540	3048	1200	1759	2110	NIL
5(CH)	8/9/81	3414-3430	3379-3394	PROVA SECCA - ACID JOB NON RIUSCITO									
6(CH)	9/9/81	3414-3430	3379-3394	PROVA SECCA - ACID JOB NON RIUSCITO									
7				1/2	20	1707	NR	2900	3480	1200	2417	2900	NIL
(PT 2	11/9/81	3454-3463	3416-3425	3/4	16	1139	NR	4450	5340	1200	2967	3560	NIL
(CH)				1	16	745	NR	5050	6060	1200	3367	4040	NIL
				1	351.6	571	NR	4300	5290	1230	63010	77500	NIL
PT2(CH)	12/9/85	3454-3463	3416-3425	3/8	86.5	1730	4716	2000	1950	975	6451	6097	1.5X *

(\*) Produzione di acqua rilevabile solo al minitelli

PT-1 7: Pressione iniziale di reservoir P1 = 5143 PSIA a 3444 mRT (3407 msl)

PT-2: Pressione iniziale di reservoir P1 = 5229 PSIA a 3462 mRT (3424 msl)

PARTE II  
=====

- E) SISTEMA DI PRODUZIONE DEI POZZI MILA 4 S.T. E MILA 6 D.
- F) COMPORTAMENTO PRODUTTIVO DEL POZZO MILA 4 S.T.
- G) COMPORTAMENTO PRODUTTIVO DEL POZZO MILA 6 D

FIGURE

- FIG. II.1) CAMPO MILA: SCHEMA DELLE LINEE DI COLLEGAMENTO CON LE TESTE POZZO SOTTOMARINE
- FIG. II.2) PETROLIERA "ACQUA BLU": DISPOSIZIONE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA E TRATTAMENTO DELL'OLIO DI MILA
- FIG. II.3) SITUAZIONE POZZO MILA 4 S.T. (SCHEMA DI COMPLETAMENTO)
- FIG. II.4) SITUAZIONE POZZO MILA 6 D (SCHEMA DI COMPLETAMENTO)
- FIG. II.5) ANDAMENTO DELLA PORTATA DI OLIO, DEL GOR E PRODUZIONE CUMULATIVA DI OLIO: POZZO MILA 4 S.T.
- FIG. II.6) ANDAMENTO WATER-CUT, SALINITA' E PRODUZIONE CUMULATIVA ACQUA POZZO MILA 4 S.T.
- FIG. II.7) ANDAMENTO DELLA PRESSIONE DI TESTA POZZO ED ORE DI EROGAZIONE PER GIORNO: POZZO MILA 4 S.T.
- FIG. II.8) ANDAMENTO DELLA PORTATA DI OLIO E GOR: POZZO MILA 6 D.
- FIG. II.9) PRODUZIONE CUMULATIVA DI OLIO E CHOKES UTILIZZATE: POZZO MILA 6 D.
- FIG. II.10) ANDAMENTO WATER-CUT, SALINITA' E PRODUZIONE CUMULATIVA ACQUA POZZO MILA 6 D.
- FIG. II.11) ANDAMENTO DELLA PRESSIONE DI TESTA POZZO ED ORE DI PRODUZIONE PER GIORNO: POZZO MILA 6 D.

E) SISTEMA DI PRODUZIONE DEI POZZI MILA 4 S.T. E MILA 6 DIR.

I pozzi MILA 4 S.T. e MILA 6 Dir. sono entrati in produzione rispettivamente il 3/4/86 ed il 27/12/85.

I fluidi prodotti (olio, gas e acqua) sono stati inviati alla petroliera "ACQUA BLU" (Fig. II.1)

Per entrambi i pozzi il sistema di collegamento prevedeva due flow-lines sottomarine separate che univano le teste pozzo ad una boa di ormeggio alla quale era collegata l'ACQUA BLU".

Le lunghezze complessive delle flow-lines, misurate dalle teste pozzo alla boa, erano di 1315 mt per il MILA 4 S.T. e di 1424 mt per il MILA 6 Dir. Esse avevano un diametro interno di 3".

Dalla boa di ormeggio i fluidi venivano inviati, tramite due linee separate in COFLEXIP, al choke manifold posto a poppa sulla petroliera.

Le linee avevano una lunghezza complessiva di 150 metri ed un diametro interno di 3".

Al choke manifold era predisposto il sistema di registrazione delle pressioni di superficie (FIG. II.2).

I fluidi dei due pozzi, sempre attraverso linee di superficie separate tra loro, venivano quindi inviati al sistema di misura delle produzioni.

Entrambi i pozzi hanno prodotto fino al 31.1.1987. Complessivamente il MILA 4 S.T. ha erogato dall'inizio 104.379 STBO mentre il MILA 6 D ha erogato 213.447 STBO pari ad una produzione totale di 317.826 STBO.

L'olio prodotto è stato inviato alla Raffineria SELM di Priolo.

F) COMPORAMENTO PRODUTTIVO DEL POZZO MILA 4 S.T.

- Il pozzo MILA 4 S.T. è stato completato con tubing da 3" 1/2 e packer fissato nella colonna da 7" alla profondità di 3464.7 m RT.
- E' stato messo in produzione l'intervallo in foro scoperto ( $\emptyset = 6''$ ) e mineralizzato ad olio (38.6 ° API) compreso fra la scarpa casing da 7", posta a 3519 m RT (3440 m s l) ed il fondo pozzo posto a 3669 m RT (3560 m s l).  
Lo spessore totale mineralizzato e misurato sulla verticale risulta di 120 metri.
- Il MILA 4 S.T. è entrato in produzione il 3/4/86 ed i fluidi prodotti (olio, acqua e gas) sono stati inviati alla petroliera "ACQUA BLU"
- Complessivamente, dall'inizio della produzione fino alla chiusura del pozzo (31/1/87), sono stati prodotti 104.379 BBLs di olio e 5.784.000 Smc di gas. Il gas è stato bruciato. Aggiungendo i 56.162 BBLs di olio, prodotti durante le prove di produzione dei pozzi MILA 4 e MILA 4 S.T. si raggiunge un totale di 160.541 BBLs di olio.

Per maggiore chiarezza il comportamento produttivo del pozzo è stato analizzato individuando cinque periodi principali:

1° periodo: compreso fra l'inizio della produzione (3/4/86) fino al 15 giugno 1986.

Esso è caratterizzato da una portata di olio estremamente variabile che è passata da un valore massimo di 2740 STBOPD, registrato il 26/4/86, fino ad minimo di ca. 500 STBOPD alla metà di maggio.

Alla fine la portata di olio si era stabilizzata attorno ad un valore medio di 600 STBOPD.

Parallelemente anche il rapporto gas-olio (GOR) ha avuto delle sensibili oscillazioni con punte superiori a 3200 SCF/STBO dopo appena una settimana dall'inizio della produzione . Il valore minimo di 1120 SCF/STBO è stato riscontrato il 15/5/86. Alla fine esso era nuovamente risalito a valori elevati (oltre 2500 SCF/STBO).

Fin dall'inizio il pozzo ha evidenziato produzione di acqua.

In una prima fase (dal 3/4 al 27/4/86) il water-cut si è mantenuto basso (2%-4%). Gli elevati valori di salinità, fino a 118-120 gr/litro, inducono a pensare che il pozzo fosse ancora in fase di spurgo.

A tal proposito si ricorda che durante le prove condotte al MILA 4 S.T. erano stati assorbiti 2800 BBLs di salamoia (NaCl = 140 gr/litro).

Da aprile in poi il water-cut è andato via via crescendo raggiungendo un valore finale del 70%. La salinità dell'acqua prodotta è variata in un "range" compreso fra 72 e 85 gr/litro NaCl.

La pressione di testa (WHP), dopo aver oscillato mediamente attorno ad un valore di 2250 psig nei primi 10 gg. di produzione è andata via via decrescendo fino ad un valore finale di 1380 psig.

2° periodo: compreso fra il 15/6 ed il 14/8/86. Nei primi 23 giorni il pozzo è stato chiuso a causa di un sensibile aumento del water-cut, con punta max del 70% : (14/6).

Il 9/7/86 il pozzo è stato riaperto e si registrava produzione di sola acqua (WC = 100%) con salinità, espressa come NaCl, di 82 gr/litro.

Il 18/7/86 è stato eseguito un tentativo di ripristino della produzione di olio iniettando 300 BBLS di gasolio con esito negativo.

3° periodo: compreso tra il 14/8 ed il 31/10/86.

Il pozzo ha ricominciato a produrre spontaneamente olio, con una portata iniziale di 460 STBOPD che è andata via via diminuendo fino a raggiungere i 140+150 STBOPD. Tale valore si è mantenuto sufficientemente stabilizzato fino alla fine.

Il rapporto gas/olio (GOR) è stato molto variabile. In particolare dal 20/9 al 15/10 è stato mediamente superiore ai 3200 SCF/STBO.

Poi è andato diminuendo fino a raggiungere un valore di 1500 SCF/STBO.

Dall'inizio di tale periodo fino al 20/9 il water-cut è aumentato dal 52% fino a 86% circa. Tale valore si è mantenuto, al pari della portata di olio, sufficientemente costante fino alla fine.

L'acqua prodotta è sicuramente imputabile ad acqua di formazione con valore di salinità rigorosamente stabilizzato e pari a 78 gr/ litro NaCl.

La WHP ha avuto sempre un "trend" decrescente passando da un valore iniziale di 1630 a 750 psig.

4° Periodo: compreso tra l'1/11/86 ed il 10/1/87.

Tale periodo è caratterizzato da un'estrema stabilizzazione di tutti i parametri erogativi. In particolare la portata di olio si è mantenuta attorno ad un valore di 140+150 STBOPD. La corrispondente produzione di gas è definita da un GOR medio 1200+1300 SCF/STBO.

Il water-cut si è mantenuto su un valore di 84+86%, mentre la salinità dell'acqua prodotta è stata rigorosamente pari a 78 gr/litro NaCl.

La pressione di testa da dicembre in poi ha oscillato attorno ad un valore medio di 670 psig.

5° periodo: compreso tra l'11/1/87 ed il 31/1/87 (fine produzione).

Il pozzo è stato chiuso dall'11/1/87 fino al 24/1/87 causa malfunzionamento del circuito idraulico.

Tentativi di rimettere il pozzo in produzione hanno dato esito negativo.

Per maggior dettaglio sul comportamento produttivo si rimanda alle Figg.

II.5-II.6-II.7.



G) COMPORAMENTO PRODUTTIVO DEL POZZO MILA 6 D.

- Il pozzo MILA 6 Dir. è stato completato con tubing da 3½" e packer fissato nel casing da 7" alla profondità di 3400 m RT. La scarpa della colonna da 7" è posizionata a 3579 m RT ed il fondo pozzo è rappresentato da un tappo di cemento posto a 3516 m RT.  
E' stato messo in produzione l'intervallo mineralizzato ad olio perforando la colonna da 7" da m 3454 a m 3463 RT (3416-3425 m s.l.m.)  
Tale intervallo è stato provato sia durante il DST 7 (settembre 81) sia durante il production-test condotto nel settembre 85.
- Il MILA 6 D è entrato in produzione il 27/12/85 ed i fluidi prodotti (olio, acqua e gas) sono stati inviati alla petroliera "ACQUA BLU".
- Complessivamente, dall'inizio della produzione sino alla chiusura definitiva del pozzo, avvenuta il 31/1/87, sono stati prodotti 213447 BBLS di olio e 6.265.000 Smc di gas. Il gas è stato bruciato.  
Aggiungendo gli 80.911 BBLS di olio prodotti nel corso delle 8 prove condotte si raggiunge un totale di 294.358 BBLS di olio.  
Come per il MILA 4 S.T., il comportamento produttivo del pozzo MILA 6 D è stato analizzato individuando quattro periodi principali:  
1° periodo: compreso dall'inizio della produzione (27/12/85) fino al 28/2/86.  
Esso è caratterizzato da produzione di olio anidro. Infatti la acqua è presente come B.S.W. con valori di salinità estremamente variabili tra di loro fra un minimo di 33 gr/litro NaCl (acqua di mare) a valori prossimi a 140 gr/litro NaCl riscontrati verso la fine di gennaio 86.  
Il B.S.W. è caratterizzato da un valore medio di 1.5% sulla produzione totale.

La portata di olio si è mantenuta attorno ai 850+900 STBOPD ed anche il rapporto gas/olio è calato proporzionalmente da 1100 a 900 SCF/STBO verso la fine di febbraio.

La pressione di testa pozzo in erogazione è calata in modo lineare passando da 2030 psig a 1700 psig.

2° periodo: compreso tra la fine di febbraio ed il 10/6/86.

La produzione di olio è stata aumentata rispetto al periodo precedente a step crescenti passando da valori minimi dell'ordine dei 1200 STBOPD a valori massimi nella prima settimana di giugno con punte fino a 1700 STBOPD (6/6/86).

Il GOR è andato aumentando in modo parallelo passando da 950+1000 SCF/STBO fino ai 1150 SCF/STBO nei primi di giugno.

La pressione di erogazione a testa pozzo è diminuita con "trend" lineare passando da un massimo di 1700 psig ad un minimo di 1250 psig (10/6/86).

Durante tale periodo non è stata registrata apprezzabile produzione di acqua (intesa come B.S.W.).

Dal 15/4 alla fine di maggio è stata misurata una portata di acqua dell'ordine dei 20-30 BBLs/giorno con water-cut appena superiore a qualche per cento.

3° periodo: compreso dall'11/6/86 alla fine di agosto. Tale periodo coincide con l'inizio della produzione di acqua al pozzo MILA 6 D. Il water-cut è rapidamente aumentato raggiungendo alla fine di giugno un valore del 26%. Si è mantenuto sufficientemente stabilizzato attorno al 18+22% fino alla fine di luglio e si è nuovamente impennato in agosto raggiungendo un valore finale del

56%. Il valore costante della salinità dell'acqua prodotta (NaCl = 70 gr/litro) e gli elevati quantitativi prodotti hanno portato alla conclusione che si tratta di acqua di formazione.

La portata di olio, al momento della venuta di acqua, è stata ridotta sensibilmente passando da ca 1600 STBOPD (15/6) a 650 STBOPD. Tale valore medio si è mantenuto per tutto il mese di luglio 1986.

A partire dal mese di agosto esso si è ridotto drasticamente fino a 250 STBOPD.

Il GOR, partito da valori molto alti (max 1500 SCF/STBO, al 23/6/87) è andato, a seguito della riduzione di portate di olio, via via smorzandosi fino ad un valore medio di 950+1000 SCF/STBO. Esso è aumentato nuovamente, nonostante la riduzione progressiva della produzione di olio, fino al valore massimo di 1150 SCF/STBO, riscontrato alla fine di agosto.

La pressione di testa pozzo è diminuita progressivamente passando da 1250 psig fino a 300 psig.

4° periodo: compreso fra l'inizio di settembre ed il 31/1/87 (fine produzione). A causa dell'incremento del water-cut (max 56%) e della progressiva riduzione della portata di olio è stato deciso di chiudere il pozzo (5/9/86). Obiettivo principale era quello di abbattere il "coning" che si era innescato.

A pozzo chiuso sono stati iniettati 300 BBLs di gasolio.

Il periodo di chiusura si è protratto per un mese, fino al 5 ottobre.

In tale periodo la pressione di testa è andata aumentando fino a raggiungere il valore massimo di 630 psig.

L'aumento è imputabile alla presenza di gas che, liberandosi dall'olio, si è accumulato per gravità nella parte alta della string di produzione.

Il giorno 6/10/86 il pozzo MILA 6 Dir. è stato riaperto senza avere alcuna produzione causa autocolmatamento di acqua di formazione.

Il pozzo è rimasto aperto fino al 10/1/87 senza alcuna produzione ed il 31/1/87 è stato definitivamente chiuso.

Per maggior dettaglio sul comportamento produttivo si rimanda alle Figg. II.8-II.9-II.10-II.11.

#### STATO DEI POZZI E DELLE FLOW-LINES

Sia al pozzo MILA 4 che al MILA 6, sono state chiuse le valvole di testa pozzo e le valvole di sicurezza entro i tubing.

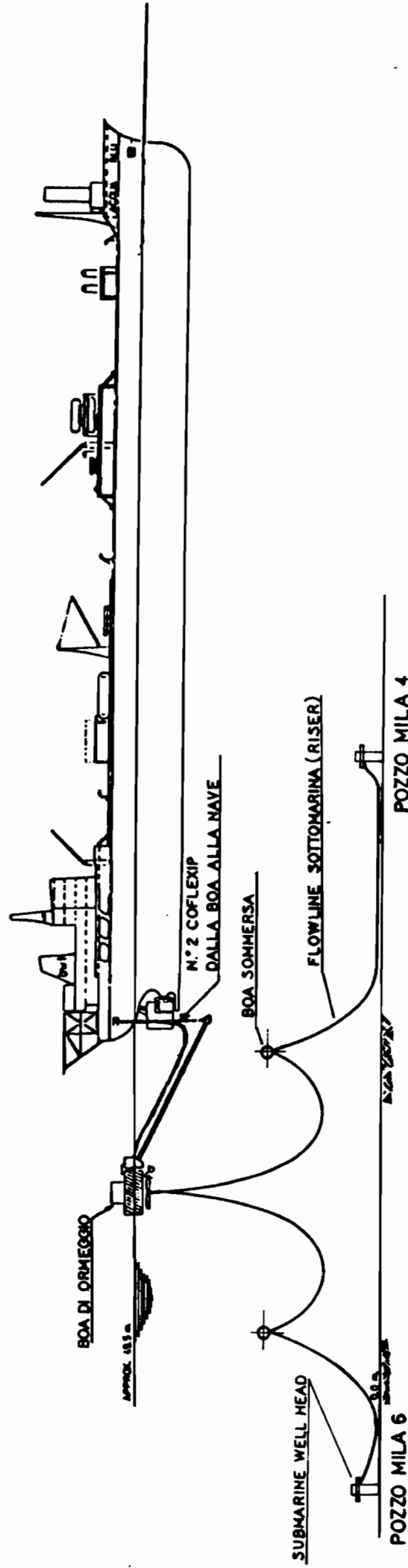
Le flow-lines sono state spiazzate con salamoia.

Le flow-lines sono state abbandonate sul fondo mare ed il terminale è stato flangiato.

Parallelamente alle flow-lines insistono anche gli ombelicati intercettati alle estremità.

# CAMPO MILA

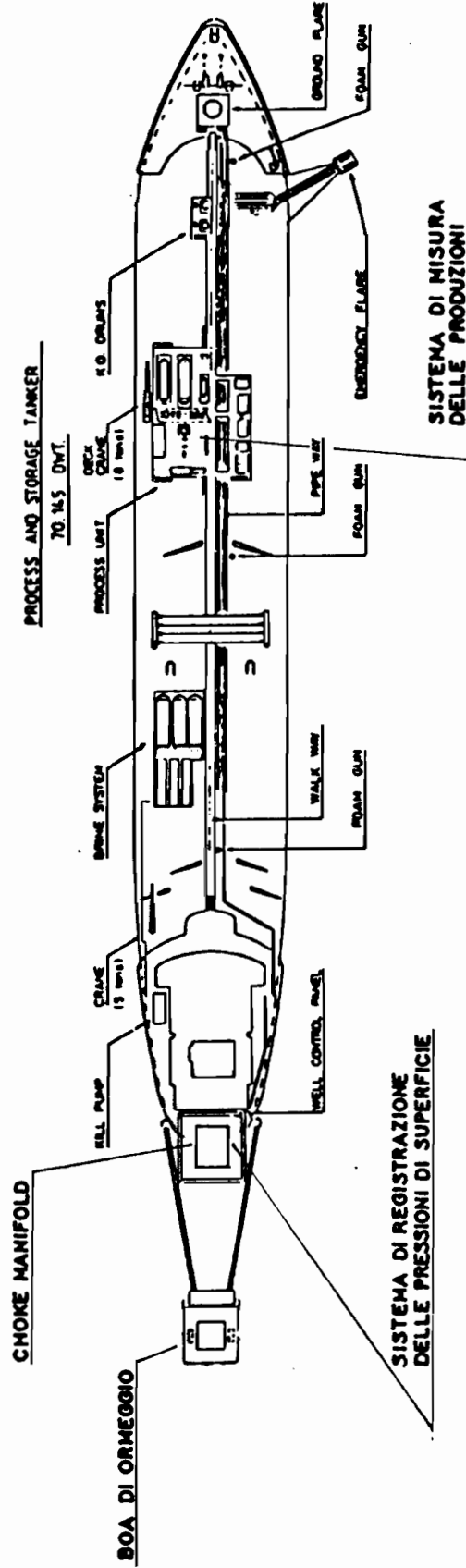
## SCHEMA DELLE LINEE DI COLLEGAMENTO CON LE TESTE POZZO SOTTOMARINE



SITUAZIONE LINEE SOTTOMARINE IN COFLEXIP	DIAM. INT. INCHES	LUNGHEZZA METRI
FLOWLINE DALLA TESTA POZZO DI MILA 4 S.T. ALLA BOA DI ORMEGGIO	3	1315
FLOWLINE DALLA TESTA POZZO DI MILA 6 D ALLA BOA DI ORMEGGIO	3	1424
FLOWLINE DALLA BOA DI ORMEGGIO AL CHOKE MANIFOLD (N° 2 LINEE)	3	150

Fig. II.1

**PETROLIERA "ACQUA BLU"**  
**DISPOSIZIONE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA  
 E TRATTAMENTO DELL'OLIO DI MILA**



FLOWLINE SEPARATE PER I POZZI MILA 4 S.T. E MILA 6D

# SITUAZIONE POZZO MILA 4 S.T.

QUOTA TAVOLA ROTARY = 9.8 m LIVELLO MARE

DRIFT INCHES	I. O. INCHES	O. D. INCHES	QUOTE m RTMO
			58.5
6.056	6.184	7.656	
2.867	2.972	3.862	
		0.250	
	2.972	3.872	96.9
	2.750	5.880	98.0
	2.972	3.872	
			3448.7
2.750	2.750	4.280	3450.7
			3463.4
2.406	2.406	5.687	3464.0
			3464.7
3.250			3471.2
			3481.1
2.205	2.313	2.875	
2.347	2.441	3.197	
1.791	1.875	2.875	3509.8
	2.347	4.500	3512.2
			3519.2
			3668.8

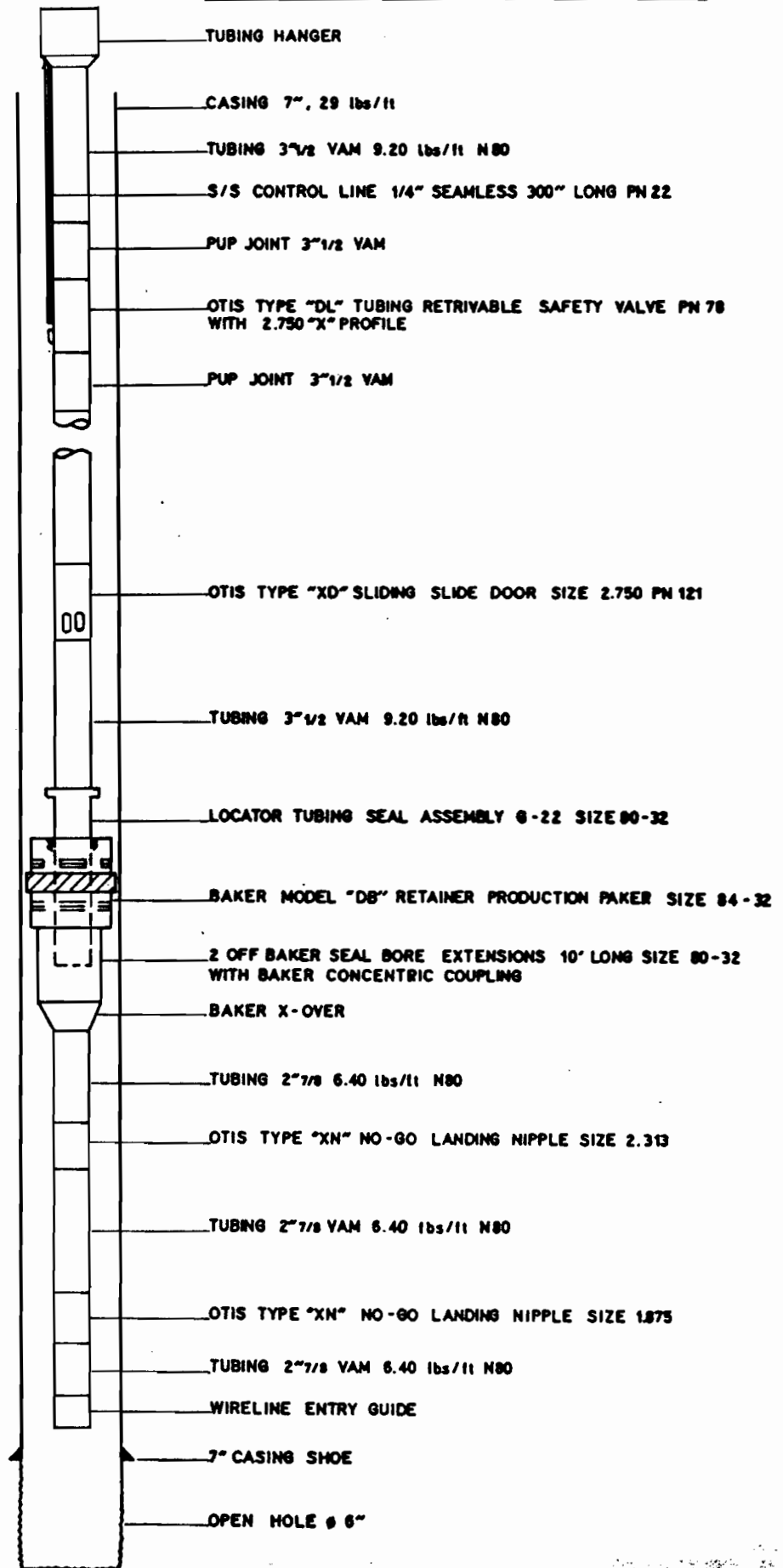
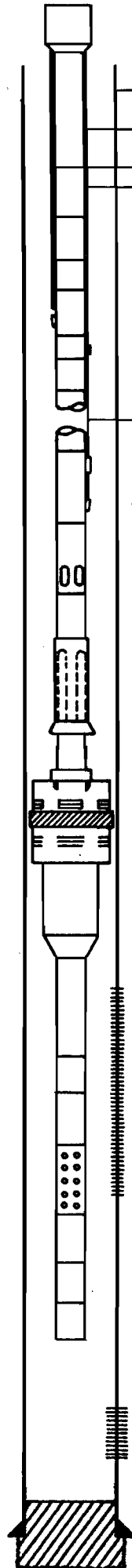


Fig II.3

# SITUAZIONE POZZO MILA 6D

DRIFT INCHES	I. D. INCHES	O. D. INCHES	QUOTE m RTMO
			74.7
6.056	6.184	7.656	
2.867	2.972	3.862	
		0.250	
		0.118	
	2.972	3.872	
	2.750	5.880	
			133.9
			135.9
		0.313	
			3373.5
	2.972		
			3376.0
	2.750	4.280	
			3377.2
	2.972	3.852	
			3388.5
2.313	2.313	5.750	
			3396.7
	3.250	4.750	
			3398.1
	3.250	5.687	
			3400.7
	3.906	4.500	
	2.972	5.000	
			3402.2
			3414.0
			3424.6
2.205	2.313	2.875	
			3424.9
2.347	2.441	3.197	
			3427.8
			3430.0
			3431.3
1.791	1.875	2.875	
			3431.6
			3441.2
	2.347	4.500	
			3441.4
			3454.0
			3463.0
			3516.0
			3578.0
			3589.0



**QUOTA TAVOLA ROTARY = 9.8 m LIVELLO MARE**

- TUBING HANGER
- CASING 7" , 29 lbs/ft
- TUBING 3" 1/2 VAM , 9.20 lbs/ft
- S/S CONTROL LINE 1/4" SEAMLESS 300" LONG PN 22
- FLOPETROL ELECTRICAL CABLE 3 mm TYPE PYROTENAX
- PUP JOINT 3" 1/2 VAM
- X-OVER 3" 1/2 VAM X 3" 1/2 EUE
- OTIS TYPE "DL" TUBING RETRINABLE SAFETY VALVE PN 78 WITH 2.750 "X" PROFILE
- X-OVER 3" 1/2 EUE X 3" 1/2 VAM
- PUP JOINT 3" 1/2 VAM
- FLOPETROL ELECTRICAL CABLE 5/16" TYPE 1-322
- FLOPETROL MANDREL FOR DOWN HOLE TEMPERATURE AND PRESSURE GAUGE SYSTEM
- OTIS TYPE "XD" SLIDING SLIDE DOOR PN 121
- PUP JOINT 3" 1/2 VAM
- BAKER MOD "EBA 1" EXTRALONG T80 SEAL RECEPTACLE SIZE 4320 WITH 2.313 OTIS "X" PROFILE
- BAKER MOD "K 22" ANCHOR T80 SEAL NIPPLE SIZE 80SA40
- BAKER MOD "SAB" HYDRO-SET RETAINER PRODUCTION-PACKER SIZE 84
- BAKER MILLOUT EXTENSION SIZE 84-32
- BAKER X-OVER 4" 1/2 LTC X 2" 7/8 VAM
- TOP INTERVALLO NON PRODUTTIVO (DST 5-6: PROVE SECCHIE) APERTO CON CARICHE SCHLUMBERGER HYPERJET 4" A 4 COLPI/PIEDE
- TUBING 2" 7/8 VAM 6.40 lbs/ft N80
- OTIS TYPE "XN" NO-GO LANDING NIPPLE SIZE 2.313
- TUBING 2" 7/8 VAM 6.40 lbs/ft N80
- PERFORATED PUP JOINT 2" 7/8 VAM
- BOTTOM INTERVALLO NON PRODUTTIVO (PROVE SECCHIE)
- OTIS TYPE "XN" NO-GO LANDING NIPPLE SIZE 1.875
- TUBING 2" 7/8 VAM 6.40 lbs/ft N80
- WIRELINE ENTRY GUIDE
- INTERVALLO APERTO CON CARICHE SCHLUMBERGER HYPERJET 4" A 4 COLPI/PIEDE
- TOP DEL CEMENTO
- 7" CASING SHOE
- MASSIMA PROFONDITA' RAGGIUNTA DURANTE LA PERFORAZIONE (ø 8" 1/2)