

Agip SpA

Ingegneria del Petrolio

Giacimenti

Studio Giacimenti Italia

COLLE TAVO n. 1Analisi preliminare delle prove di
produzione

P. TORCHI E. BERETTA N. MANCUSO

GERC	<input checked="" type="checkbox"/>	TEPE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
PROI	<input checked="" type="checkbox"/>	PEIT	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
GESO	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
TEPR	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Commessa n° : 280112

Titolo commessa :

Relazione n° : 3/157

Data : Dicembre '83

Protocollo n° :

Trasmessa da : GIAI

GIAI - Il Responsabile (A. MONTANARI)

A. Montanari

INDICE

1. PREMESSA
2. INTRODUZIONE
3. CONCLUSIONI
4. DISCUSSIONE
 - 4.1. Caratteristiche principali dei reservoir provati
 - 4.2. Situazione prove effettuate al pozzo
 - 4.3. Gradienti di pressione e temperatura delle formazioni provate
 - 4.4. Analisi delle prove
 - 4.4.1. P.P. n° 3 (int. 3075 - 3088 m RT)
 - 4.4.2. P.P. n° 5 (int. 2377 - 2383/2391 - 2410 m RT)
 - 4.4.3. P.P. n° 6a (int. 2377 - 2385 m RT)
 - 4.5. Caratteristiche del gas
 - 4.6. Caratteristiche del greggio
 - 4.7. Caratteristiche dell'acqua di formazione



TABELLE

1. Sommario delle prove e risultati principali
2. P.P. n. 3 bis : Analisi risalita dopo $Q = 30500 \text{ Nm}^3/\text{g}$
3. P.P. n. 5 : Analisi risalita (Arps)
4. P.P. n. 5 : Analisi risalita (GIAC 21)
5. P.P. n. 5 : Risultati analisi (GIAC 21)
6. P.P. n. 6 a : Analisi risalita (Arps)
7. P.P. n. 3 : Analisi del gas (Boll. n. 694/82)
8. P.P. n. 3 : Analisi del gas (Boll. n. 650/82)
9. P.P. n. 3 : Analisi del greggio
10. P.P. n. 5 : Analisi del gas n. 914/82



FIGURE

1. Carta indice
2. Situazione prove
3. P.P. n. 2 : P-vs-Prof (Profilo statico)
4. P.P. n. 3 bis : Analisi della risalita (ARPS)
5. P.P. n. 3 bis : P-vs-Prof. (Profilo Dinamico)
6. P.P. n. 3 : P-vs-Prof. (Profilo statico)
7. P.P. n. 5 : Analisi della risalita (ARPS)
8. P.P. n. 5 : Analisi della risalita (Odeh)
Progr. GIAC 21)
9. P.P. n. 6 a : Analisi della risalita (ARPS)
10. P.P. n. 6 a : P-vs-Prof. (Profilo statico)



1. PREMESSA

Questo rapporto è un'analisi preliminare delle prove (DST e PP) effettuate al pozzo Colle Tavo 1 nei mesi di Agosto, Novembre e Dicembre 1982.

Il rapporto ha carattere preliminare perchè le analisi dei fluidi prodotti (gas, olio, acqua) sono ancora in corso mentre le prove, trattandosi di reservoir fratturati, richiedono altre analisi più approfondite e un confronto dei risultati con reservoirs analoghi come Cavone, Ravizza, Bagnolo etc.

Il modello di giacimento seguito nel valutare queste prove è stato quello di considerare la presenza di idrocarburi solo nelle microfratture mentre la matrice non darebbe alcun contributo alla produzione.



2. INTRODUZIONE

Il pozzo Colle Tavo 1, ubicato nel permesso Picciano (AG 89.3% - SI 10.7%), ha trovato modeste produzioni di olio e gas in diversi reservoirs calcarei compresi tra 2370 e 3200 m RT.

Alcune prove hanno dato produzione di gas ($\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}$) mentre altre hanno evidenziato presenza di olio leggero ad alto GOR.

In questo rapporto vengono riportati i risultati principali di tutte le prove eseguite (DST e PP) e l'analisi di alcune prove di produzione.

Il presente rapporto è stato preparato su richiesta del GERC ai fini della istanza di concessione.



3. CONCLUSIONI

- Le prove di produzione effettuate nel pozzo esplorativo Colle Tavo 1 hanno evidenziato presenza di idrocarburi (olio leggero e gas) nelle formazioni seguenti (dall'alto verso il basso):

Formazione	Profondità m RT	Prova n.	Fluido
Bolognano	2377	5 - 6a	Olio + gas
Aptici eq.	2797	2	Gas acido
Cupello	3075	3	Olio+gas acido

- Le caratteristiche principali di questi idrocarburi sono:

Formazione	Gravità °API	CO2 %	H2S ppm
Bolognano	30°	-	-
Aptici eq.	-	58	4000-12000
Cupello	37°.3	> 70	25000-30000

Non
- Si conosce ancora la reale geometria di questi pools poiché il contatto dei fluidi, trattandosi di reservoir fratturali, è di difficile determinazione.

- I reservoirs sono rappresentati, in generale da calcari a bassa porosità primaria ($\emptyset = 2+4\%$) e con scarsa permeabilità di matrice ($K = 0.1+0.4$ md per Cupello)
- Gli idrocarburi sono contenuti principalmente nelle fratture (micro e macro) mentre la matrice è compatta e caratterizzata da alta saturazione in acqua.



- Tutti i reservoirs mineralizzati sono in sovrappressione mentre sembrano avere un gradiente di temperatura normale (i.e. 2.8°C/100 m), come riassunto qui di seguito:

Formazione	Pressione Kg/cm ²	Temp. °C	Prof. m RT
Bolognano	390	70°	2354
Aptici eq.	(303.6)*	75°	2750
Cupello	410	76.5°	2917.5

(*) Profilo statico non stabilizzato

- L'analisi delle prove ha messo in evidenza che i reservoir indiziati a idrocarburi sono caratterizzati da una rete di microfrazture molto limitata.

L'analisi delle risalite di pressione indicano però che siano in presenza di un sistema infinito, con alimentazione molto scarsa per bassa capacità produttiva della formazione, come indicano questi risultati:

Formazione	Prova n.	PI m ³ /g/Kg/cm ²	Kh mdxm	CF %
Bolognano	5 + 6 a	0.32	0.255	100
Aptici eq.	2	non interpretabile		
Cupello	3	0.02	0.0122	100

- Dalle prove sono stati recuperati questi quantitativi di fluido:

Formazione	Prova n.	Olio m ³ STO	Acqua m ³	Note
Bolognano	5 + 6 a	(31)	(57)	
Aptici eq.	2	tracce di gasolina		CO ₂ + H ₂ S
Cupello	3 ter	(0.91)	(7.4)	(spurgo incompleto)



18

LIRE 500

- Dei tre pool finora menzionati (i.è. Cupello, Aptici eq. Bolognana) si può dire: .

a) Cupello (olio 37.3°API, gasolina e gas)

E' un pool ad olio, con probabile gas cap e con acquifero di fondo; quest'ultimo è stato controllato con la prova n.4 (int. 3120 - 3135 m RT) che ha dato acqua di strato con salinità compresa tra 50 e 20 gr/lt di NaCl.

Le prove PP 3 - 3 bis - 3 ter sono da considerarsi invece spurghi. (L'acqua prodotta come water cut ha sempre avuto una salinità compresa tra 160 e 130 gr/lt di NaCl che contrasterebbe con quella dell'acquifero).

b) Aptici eq. (gas : CO₂ + H₂S + C₁)

E' caratterizzato da gas acido con tenore di CO₂ superiore al 50% mentre l'H₂S è compreso tra 1000+12000 ppm.

La prova che ha interessato questo pool (pp. n.2) è risultata incompleta sia per motivi di sicurezza (alto tenore di CO₂ e H₂S) che per formazione di idrati.

- Da un profilo statico di pressione risulta che il gas di questo pool contiene gasolina (gradiente in pozzo 0.068 Kg/cm²/m).

c) Bolognana (olio 30° API e gas)

Questo pool è quello che merita ulteriori controlli sia per la sua modesta profondità (2377 m RT) che per la mancanza di CO₂ e H₂S nel gas (CH₄= 73.3%). L'olio potrebbe avere un gas cap.

Un eventuale secondo pozzo sulla struttura dovrebbe controllare, tra l'altro, il contatto dei fluidi e con un carotaggio meccanico continuo del pay, lo studio delle fratture e dei fluidi nella matrice .

Il sommario delle prove con i risultati principali delle analisi sono riportati in Tab. 1.



4. DISCUSSIONE

4.1. Caratteristiche principali dei reservoirs provati

Le prove di produzione eseguite al pozzo Collo Tavo 1 hanno interessato le seguenti formazioni: Cupello, Aptici eq. Scaglia e Bolognano.

Gli intervalli provati, in genere, sono costituiti da reservoirs calcarei, a bassa porosità primaria ($\emptyset = 1+4\%$), con una rete di microfratture molto scarsa e limitata ai dintorni del pozzo.

L'analisi delle carote prelevate in alcune delle formazioni citate sopra, hanno fornito i seguenti risultati:

<u>Carota</u>	<u>Intervallo</u>	<u>\emptyset</u>	<u>K</u>
<u>n.</u>	<u>m RT</u>	<u>%</u>	<u>md</u>
2	2503 - 2512	1.3 + 4.1	0.01 + 0.07
3	2522 - 2523	2.6	0.10
4	2687 - 2690	0.6 + 2.4	0.01 + 0.92
5	2872 - 2879	1.0 + 11.6	0.4 + 52.99
7	3194 - 3202	1.0 + 7.0	0.3 + 8.5
8	3337 - 3346	0.1 + 2.2	0.2 + 52

Da un esame preliminare risulta che le carote n. 5-7-8 sono fratturate; la carota n. 7 presenta un valore di permeabilità superiore a 1 Darcy.

4.2. Situazione prove effettuate al pozzo

Nel pozzo Colletavo 1 sono state eseguite n. 1 DST attraverso scarpa e n. 7 di produzione in colonna interessando i seguenti intervalli:



Prova n.	Intervallo m RT	Risultato
DST 1	2495 - 2545	- Secca
PP 1	3182 - 3196	- Acqua+Fango (Nacl=3.5 gr/lt)
PP 1 bis	3182 - 3196	- Acqua (Nacl= 14.9 gr/lt)
PP 2	2750 - 2763 2792 - 2797	- Gas (CO2; H2S, tracce Cl)
PP 3	3075 - 3088	- Olio (37.2°API), Acqua (Nacl=51-145 gr) (CO2= 70+80%, H2S=3.2%)
PP 3 bis	3075 - 3088	- Gas (CO2= 70%, H2S (25000+30000 ppm), olio(tracce) Acqua (Nacl=128+115 gr/lt)
PP 3 ter	3075 - 3088	- Olio, Gas, Acqua (Nacl 134 gr/lt) (Peso specifico olio= 0.809 gr/lt)
PP 4	3120 - 3135	- Acqua (Nacl = 54+18 gr/lt) H2S, CO2.
PP 5	2377 - 2383 2391 - 2410	- Gas, olio, Acqua (Nacl=120- 108 gr/lt).
PP 6	2377 - 2385	- Secca
PP 6 a	2377 - 2385	- Secca
PP 6 b	2377 - 2385	- Olio, Acqua
PP 7	641 - 644	- Acqua (Nacl= 2.9+3.8 gr/lt)

Ad eccezione della prova di produzione n. 7 che è stata fatta in un livelletto sabbioso, tutte le altre hanno interessato reservoirs carbonatici, più o meno fratturati.

Il sommario delle prove con i risultati principali ottenuti è riportato in Tab. 1.

18 GEN



4.3. Gradienti di pressione e di temperatura

La sezione interessata dalle prove (i.e. la serie carbonatica da 2400 m RT a fondo pozzo) è in un regime di sovrappressione, come si ricava dalle pressioni statiche estrapolate:

Formazione	PP n.	Ps Kg/cm ²	Prof. m ssl	$\frac{dP}{dz}$ Kg/cm ² /m
Bolognano	5 - 6	390	1996	0.195
Cupello	3 bis	410	2559	0.160

Il gradiente di temperatura, invece, sempre riferito alla stessa sezione, è pressochè normale essendo di circa 2.8°C/100M. I valori di temperatura rilevati dai logs e SRO sono i seguenti:

Prof. m RT	T °C	Strumento
1205.0	55.0	Logs
1205.0	56.0	Logs
2346.6	70.6	SRO
2462.0	70.0	SRO
2499.0	73.3	Logs
2499.0	75.0	Logs
3278.0	79.4	Logs
3346.0	82.7	Logs

I valori di pressione e di temperatura sono diagrammati, in funzione della profondità, in Fig. 2.

18 Gt



4.4. Analisi delle prove

Le prove hanno interessato reservoirs calcarei, a bassa porosità di matrice ($\phi = 1 + 4\%$) con una rete di microfratture molto scarsa e limitata ai dintorni del pozzo.

Le risalite di pressione indicano che siamo in presenza di un sistema infinito, con alimentazione molto scarsa per bassa capacità produttiva della formazione (KH).

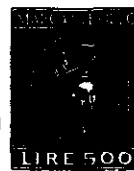
La mancanza di erogazioni stabilizzate, di informazioni sulla geometria dei pools e di dati di fondo hanno limitato l'analisi delle prove all'esame delle sole risalite delle prove PP n. 3 bis, PP n. 5, PP n. 6a.

Le Build up sono state analizzate con il metodo di Arps e controllate con altri metodi che tengono conto sia della variazione della portata (GIAC 21) che della presenza in pozzo di una frattura verticale in un sistema anisotropo infinito (GIAC 45).

4.4.1. P.P. n. 3 bis (int. 3075 - 3088 m RT)

Questa prova ha interessato un intervallo costituito da calcari più o meno fratturati, con porosità primaria compresa tra 2 + 3 %.

La presenza delle fratture in questo intervallo è confermata dagli assorbimenti (fango + brine) che ammontano a circa 100 m³ (PP 3 bis + PP 3 ter).



a) Dati di prova

Duse inch	Qo m ³ /g	Qg m ³ /g	Qw m ³ /g	FTHP Kg/cm ²	STHP Kg/cm ²	BHFP Kg/cm ²	BHSP Kg/cm ²
chiuso	-	-	-	-	124	-	300
3/4"				22.1		69.5	
1/2"		75600		49.6		100.3	
chiuso in testa					113.9		276.2
1/4"		30500		71.6		156.3	
chiuso					103.7		276.8
1/2"		84250		46.4		97.1	
chiuso in testa							258.3

Il fluido prodotto durante la prova consiste in:

- Gas (> 75 % CO₂)
- Olio (tracce) 36°API
- Acqua (NaCl = 128 - 115 gr/lt)

Durante tutte le erogazioni c'è stata presenza di H₂S con percentuali variabili da un minimo di 5000 ppm ad un max di 30000 ppm.

b) Analisi e risultati principali

È stata analizzata la risalita di pressione registrata dopo l'erogazione di 30500 Nm³/g di gas.

L'analisi, effettuata con il metodo di Arps, mette in evidenza una curva (P - vs - $\Delta b/b + \Delta t$) tipica di un giacimento a scarsa permeabilità con microfratture solo intorno al pozzo; in particolare si nota che:

- Il sistema di fratture è limitato

18 GEN.



- Il sistema è infinito con permeabilità molto scarsa
- Il pool è in sovrappressione
 $(\rho = 0.160 \text{ Kg/cm}^2/\text{m})$ e la pressione statica è di 410 Kg/cm^2
 (a 2917.5 m RT).
- La presenza di acqua e la sua alta salinità (fino a 163 gr/lt di NaCl) indicano che il pozzo fino a questa portata (i.e. $30500 \text{ Nm}^3/\text{g}$) non si è ancora spurgato.
- L'andamento della risalita di pressione è dello stesso tipo dei reservoirs di Gaggiano, Cavone, Ravizza, Bagno-
 lo ed altri.
- Non c'è presenza di danneggiamento.

L'analisi della risalita è riportata in Tab. 2 e Fig. 4. I risultati principali della prova sono riassunti in Tab. 1 insieme a quelli delle altre prove per confronto.

In Fig. 5 e 6 sono riportati i profili di pressione (dinamico e statico) relativi alle prove 3 e 3 bis.

4.4.2. P.P. n 5 (int. 2377 - 2383/2391 - 2410 m RT)

L'intervallo interessato da questa prova è costituito da calcari fratturati, con porosità di matrice del 4 % ca.

Le fratture sono ben evidenziate dal log FDC - CNL.

a) Dati di prova

Duse inch.	Qo m ³ /g	Qg Nm ³ /g	Qw m ³ /g	FTHP Kg/cm ²	STHP Kg/cm ²	BHFP Kg/cm ²	BHSP Kg/cm ²
3/8"	Spurgo			150.49			N.R.
1/4"		16700	53.4 (35% olio)	77			
Chiuso	-	-	-	-	159.14	-	N.R.
1/4"	3.5	9910	8.0	40.6			
chiuso	-	-	-	-	30.94	-	158.4
1/4"	0.5	4690	2.78	37.9		144.8	
	3.5	2930	3.88	30.9		164.2	
							304.5



Le pressioni di fondo sono state registrate con lo strumento SRO messo a 2342.3 m RT.

Il fluido prodotto durante la prova consiste in Gas, olio e acqua raggiungendo questi valori cumulativi:

Olio : 17.1 m³ ST

Acqua : 29.8 m³ (NaCl = 110 + 120 gr/lt).

b) Analisi e risultati principali (P.P. n. 5)

E' stata analizzata la risalita di pressione registrata dopo l'erogazione con duse $\varnothing \frac{1}{4}$ " ($Q_0 = 3.5 \text{ m}^3/\text{g}$, $Q_g = 2930 \text{ Nm}^3/\text{g}$, $Q_w = 3.88 \text{ m}^3/\text{g}$.)

L'analisi è stata effettuata con il metodo di Arps che ha messo in evidenza una curva (P-vs- /t+ y) tipica di un reservoir a bassa permeabilità con microfratture solo nelle immediate vicinanze del pozzo; in particolare si nota che:

- Il sistema di fratture non è tutto in comunicazione.
- Il sistema è infinito con permeabilità scarsa
- Il pool è in sovrapposizione
(Ps = 392.78 Kg/cm² 2346.69 m RT) Arps
(Ps = 387.55 " " ") Programma GAIC 21.
- La produzione di acqua è dovuta al fenomeno del coning richiamata dal forte ΔP che si è avuto durante tutte le erogazioni (Durante l'ultima erogazione P= 228 Kg/cm²).
- Non si nota presenza di danneggiamento

./.

18 GE



- Il PI è molto basso ($0.32 \text{ m}^3/\text{Kg}/\text{cm}^2$ e così la capacità produttiva della formazione ($\text{KH} = 0,25 \text{ m dxm}$).

L'analisi della risalita è riportata nelle Fig. 7-8 e nelle Tab. 3-4-5.

4.4.3. P.P. n. 6 bis (int. 2377 - 2385 m RT) (*)

Questa prova è una ripetizione della prova n.5 con l'esclusione della parte bassa perchè ritenuta troppo vicino all'acquifero. L'intervallo è stato risparato previo la messa in opera di un tappo di cemento a 2389 m RT per prevenire possibili venute d'acqua dal basso.

Questo intervallo, almeno in base ai logs, sembra essere meno fratturato di quello sottostante (i.e. 2391 - 2410 m RT).

a) Dati di prova

Duse	Qo	Qg	Qw	FTHP	STHP	BHP	BHSP
inch	m^3/g	Nm^3/g	m^3/g	Kg/cm^2	Kg/cm^2	Kg/cm^2	Kg/cm^2
$\emptyset \frac{3}{8}$ "	Spurgo (Residuo acido 90% e olio 10%)						
chiuso	-	-	-	-	123.7	-	-
$\emptyset \frac{3}{8}$ "	1.71 *		6.87			55.6	-
chiuso	-	-	-	-	-	-	220.4

(*)

- La portata di olio è stata discontinua, a cuscini, variando da un minimo di $0.8 \text{ m}^3/\text{g}$ a un massimo di $15 \text{ m}^3/\text{gSTO}$ (Gravità olio = 30° API)
- E' stato registrato il log di produzione (PLT) nell'int. 2399.5-2350 m RT con pozzo in erogazione per localizzare

(*) Nel ripetere gli spari è stato aperto anche l'int.

2383 - 2385 m RT.

18



la venuta d'acqua.

- Dal Gradiomanometro l'acqua sembra venire dal bottom degli spari (i.e. 2383 - 2385 m RT) mentre dalla parte superiore sembra entrare solo olio e Gas.

b) Analisi del prova e risultati principali

E' stata analizzata la risalita di pressione dopo la erogazione con duse da 3/8" \emptyset che ha prodotto gas, olio e acqua ($Q_g = 10700 \text{ Nm}^3/\text{g}$, $Q_w = 3.5 \text{ m}^3/\text{g}$, $Q_o = 0.8-15 \text{ m}^3/\text{g}$ STQ)

L'analisi della prova ha fornito queste indicazioni:

- L'andamento della curva di risalita è tipica di un reservoir compatto con qualche microfrattura intorno al pozzo.
- Il sistema comunque è infinito ma con permeabilità scarsissima.
- Il pool è in sovrappressione ($P_s = 390 \text{ Kg/cm}^2$ 2354 m RT).
- La produzione di acqua è dovuta al fenomeno del coning se si considera il grande ΔP che si è avuto durante la erogazione ($\Delta P = 300 \text{ Kg/cm}^2$).
- Non si nota presenza di danneggiamento
- La capacità produttiva della formazione è molto scarsa.
- Il profilo statico di pressione (Fig. 10) rilevato il 24.12.82 mostra, davanti agli spari, un residuo di fluido di acidificazione ($f = 0.170 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$).

18 6E



- L'erogazione di olio a cuscini e il residuo acido davanti agli spari fanno ritenere che lo spurgo non sia stato completato.

L'analisi della prova è riportata in Fig. 9 e Tab. 6 mentre i risultati principali sono riportati in Tab. 1 insieme a quelli delle altre prove.

18



LIRE 500

4.5. Caratteristiche del gas

Il gas prodotto durante la PP 3 ter Cupello (int.3075-3088 m RT) è costituito prevalentemente da CO₂ (>75%) con valori di CH₄ sul 15% e presenza di H₂S con valori superiori al 2%.

In base alle analisi chimiche ed isotopiche il gas di questo intervallo è da considerarsi di origine termogenica.

L'analisi completa di questo gas è riportata nei boll. CIFL n° 649/82 e 650/82 (Tab. 7-8).

Per quanto riguarda il pool a gas della formazione Aptici eq. l'analisi cromatografica del gas ancora non è disponibile. In base alle determinazioni di cantiere la percentuale di CO₂ è superiore al 50% e l'H₂S compreso tra 4000 e 1200 ppm.

Il gas del pool Bologniano invece è costituito da 73.31 % di metano e assenza di CO₂ e H₂S. L'analisi è riportata nel Boll. n. 914/82 (Tab. n. 10).



4.6. Caratteristiche del greggio

E' disponibile, al momento, solo l'analisi dell'olio relativo all'intervallo 3075-3088 m RT, campionato durante la P.P. n. 3 (Agosto '82 e PP. n. 3 ter (Nov. 82).

Le caratteristiche principali di questi oli sono:

	<u>PP 3</u>	<u>PP 3 ter</u>
Peso specifico 15°C	: 0.838	0.821 - 0.804
Gravità API°	: 37.3	40.8 - 44.5
Viscosità 20°C cp	: 2.07	1.72 - 1.18
Residuo carbonatico % p	: 0.28	? ?
Paraffina % p	: 2.97	? ?
Asfalteni % p	: assenti	0.36 - 0.14
Zolfo % p	: 1.92	1.59 - 1.41
Punto di scorrimento °C	: - 7	← - 30 - ← - 30
Base del greggio	: Mista	Mista - Mista

L'analisi chimica completa dell'olio della PP3 è riportata nel boll. 504/82 CIFL (Gra) (Tab. 9).

Per quanto riguarda l'olio delle prove : PP 3 ter - 5 - 6 si ricorda che le rispettive analisi sono ancora in corso.



4.7. Caratteristiche dell'acqua di formazione

Ad eccezione della PP n.2, in tutte le prove è stata recuperata acqua di strato.

Le analisi chimiche di questi campioni sono ancora in corso; a giudicare dai valori di salinità di cantiere, si rileva che la salinità delle acque prodotte è molto variabile e comunque compresa tra 3.5 gr/lt e 125 gr/lt di NaCl come mostrano le seguenti determinazioni:

<u>P.P.</u> <u>n.</u>	<u>Intervallo</u> <u>m RT</u>	<u>NaCl</u> <u>gr/lt</u>	<u>Formazione</u> <u>(Eta)</u>
1	3182-3196	3.5	Cupello (Lias)
4	3120-3135	18 + 30	Cupello (Lias)
5	2377-2410	108 + 125	Bolognana (Miocene)
7	641-644	2.9 + 3.8	(Pliocene)

Questi valori di salinità indicano che le acque di strato sono state contaminate da acque circolanti attraverso fratture o faglie.

P. Torchi

P. Torchi

E. Beretta

E. Beretta

M. Mancuso

M. Mancuso

18



3

Agip SpA
RENI

Joint Venture AGIP 89,3% - SIR 10,7%

Figura

Permesso PICCIANO

1

CARTA INDICE

Autore

Disegnatore

Data

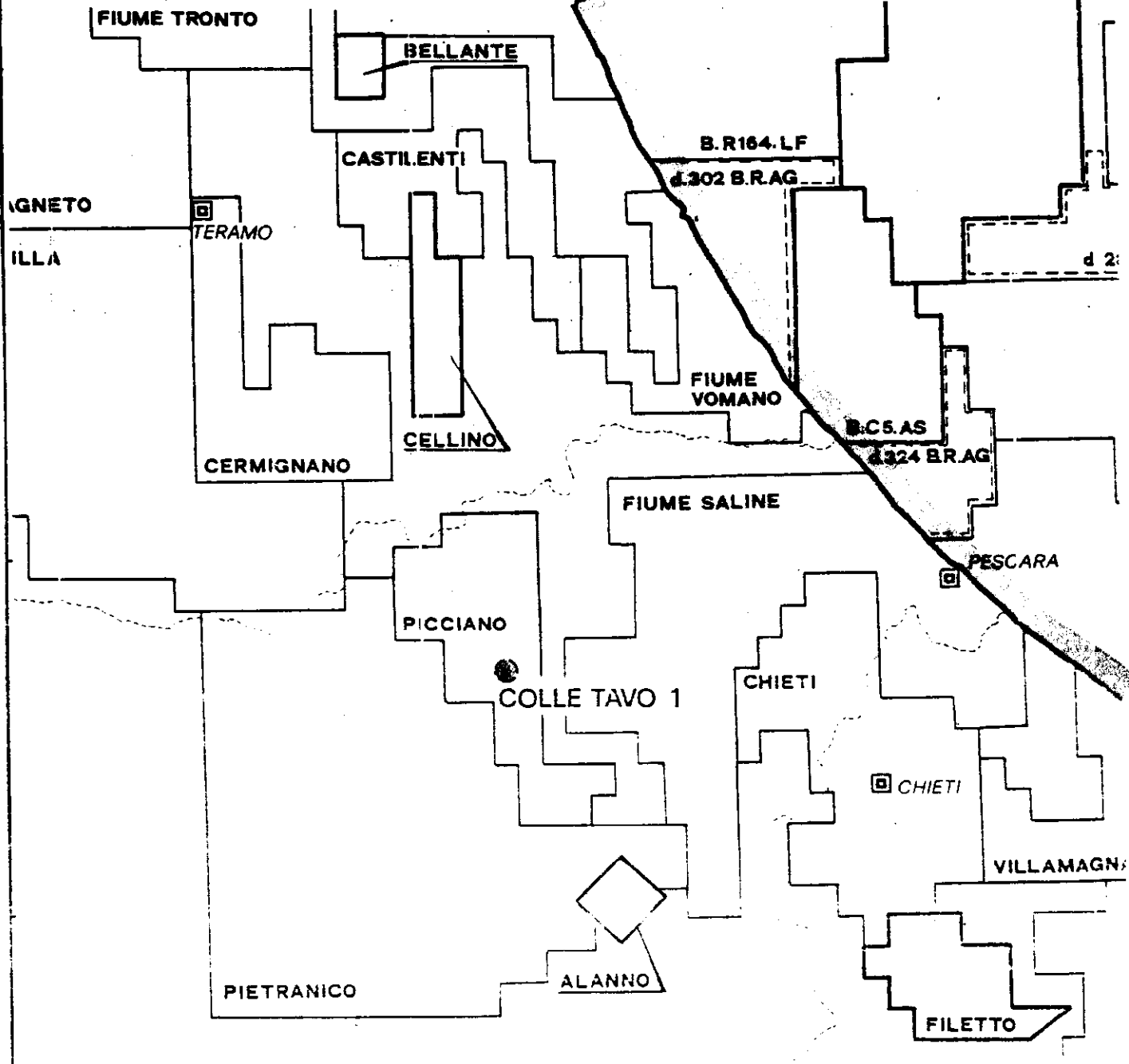
MARZO 1982

Scala

1:375'000

Disegno n°

457



0 10 20 30km

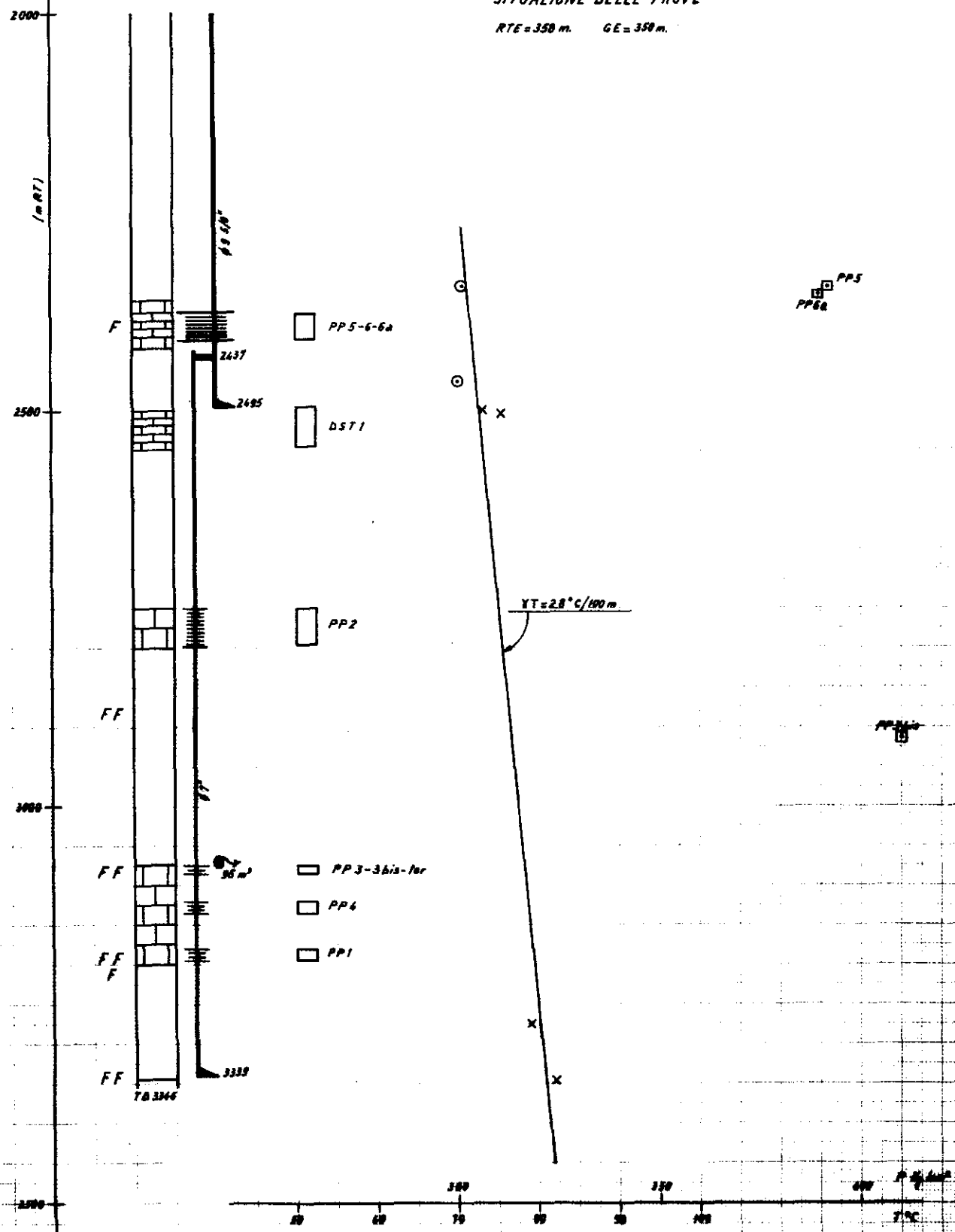


Fig. 2

POZZO COLLE TAVO 1

SITUAZIONE DELLE PROVE

RTE=350 m. GE=350 m.

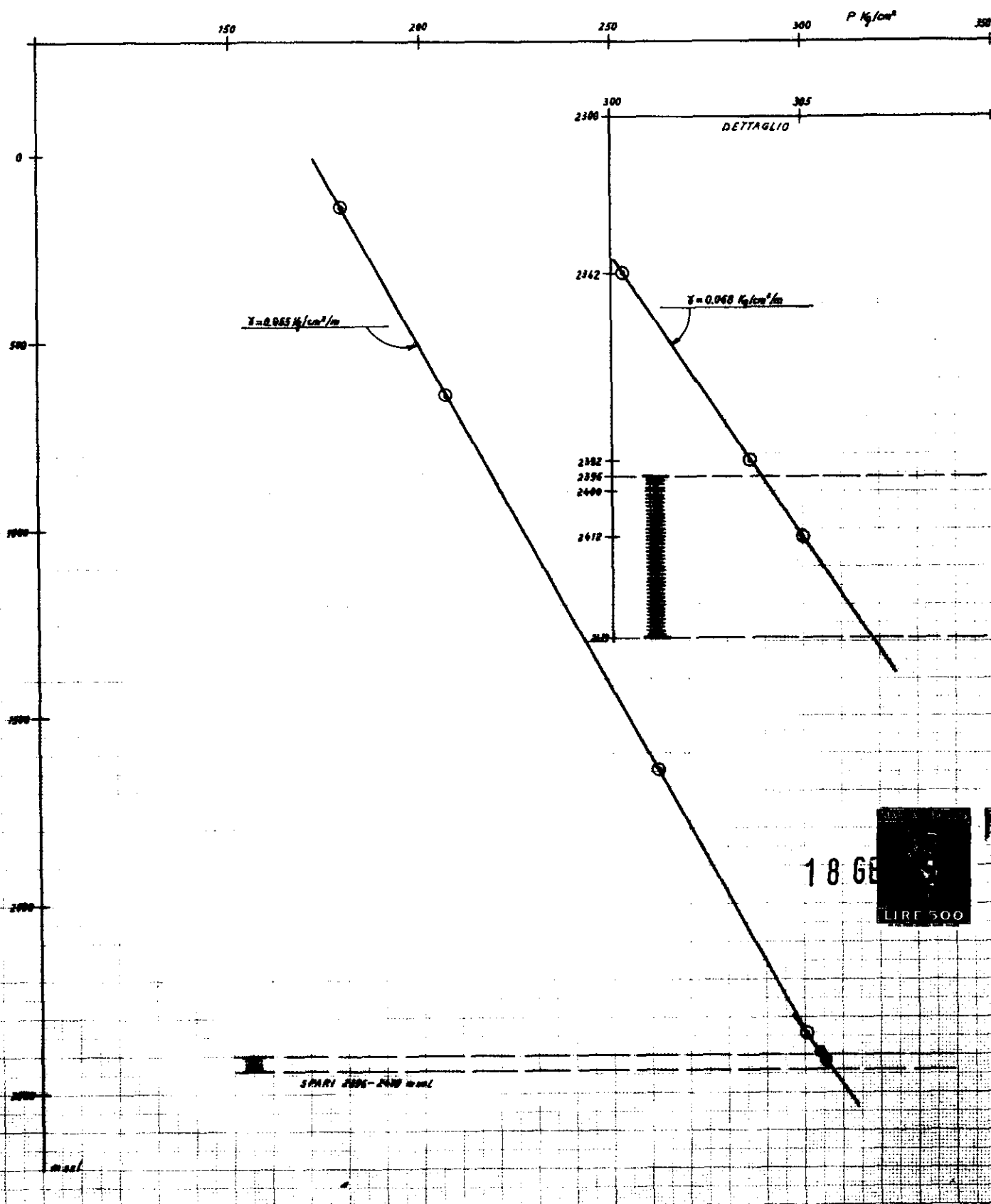


F = FRATTURE (MAGNITUDE > 1.000)
FF = ASSEMBLAMENTI

186

LIRE 500

POZZO COLLE TAVO 1
P.P. N°2
A-V₆- PROFONDITÀ (2-8-1982)



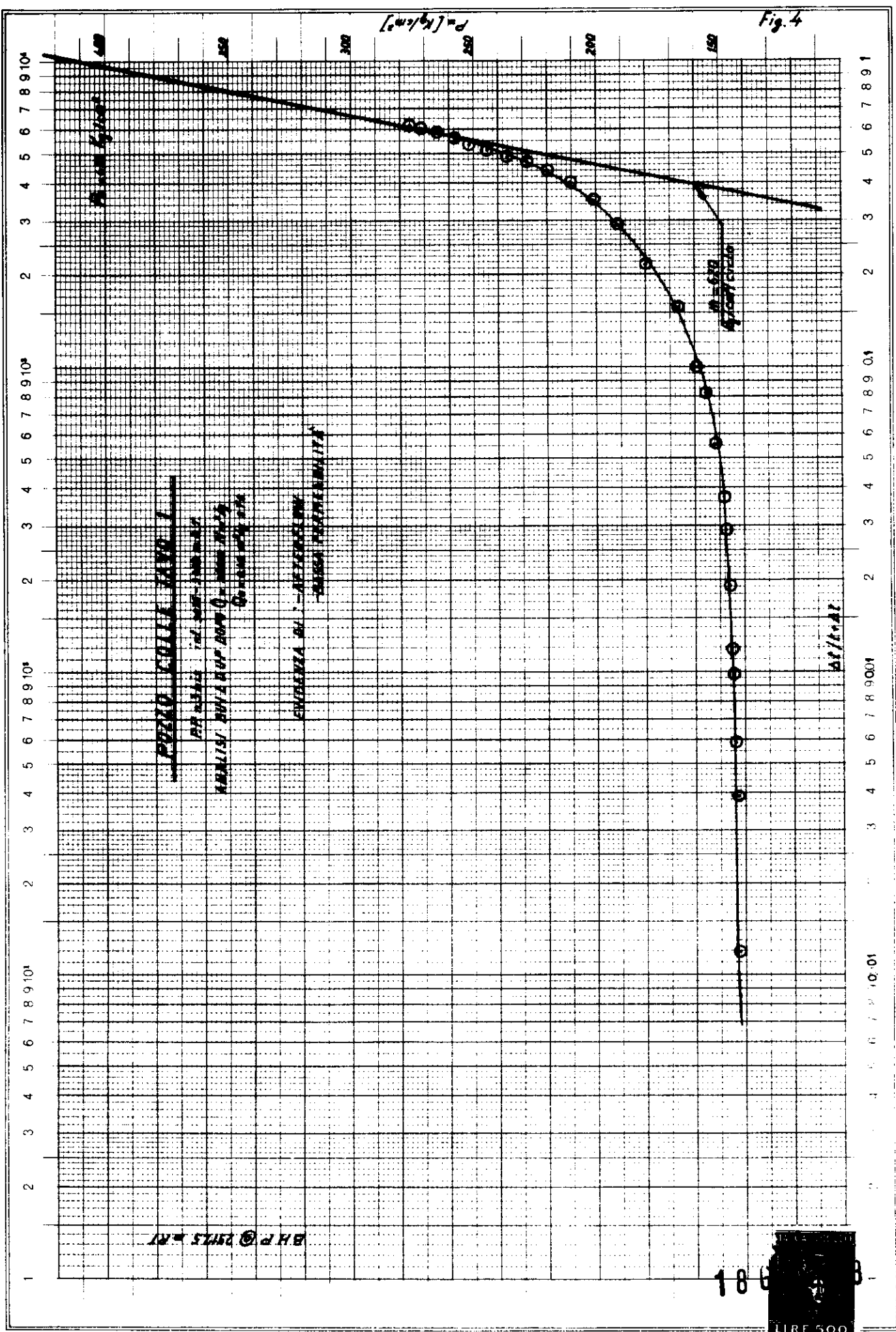
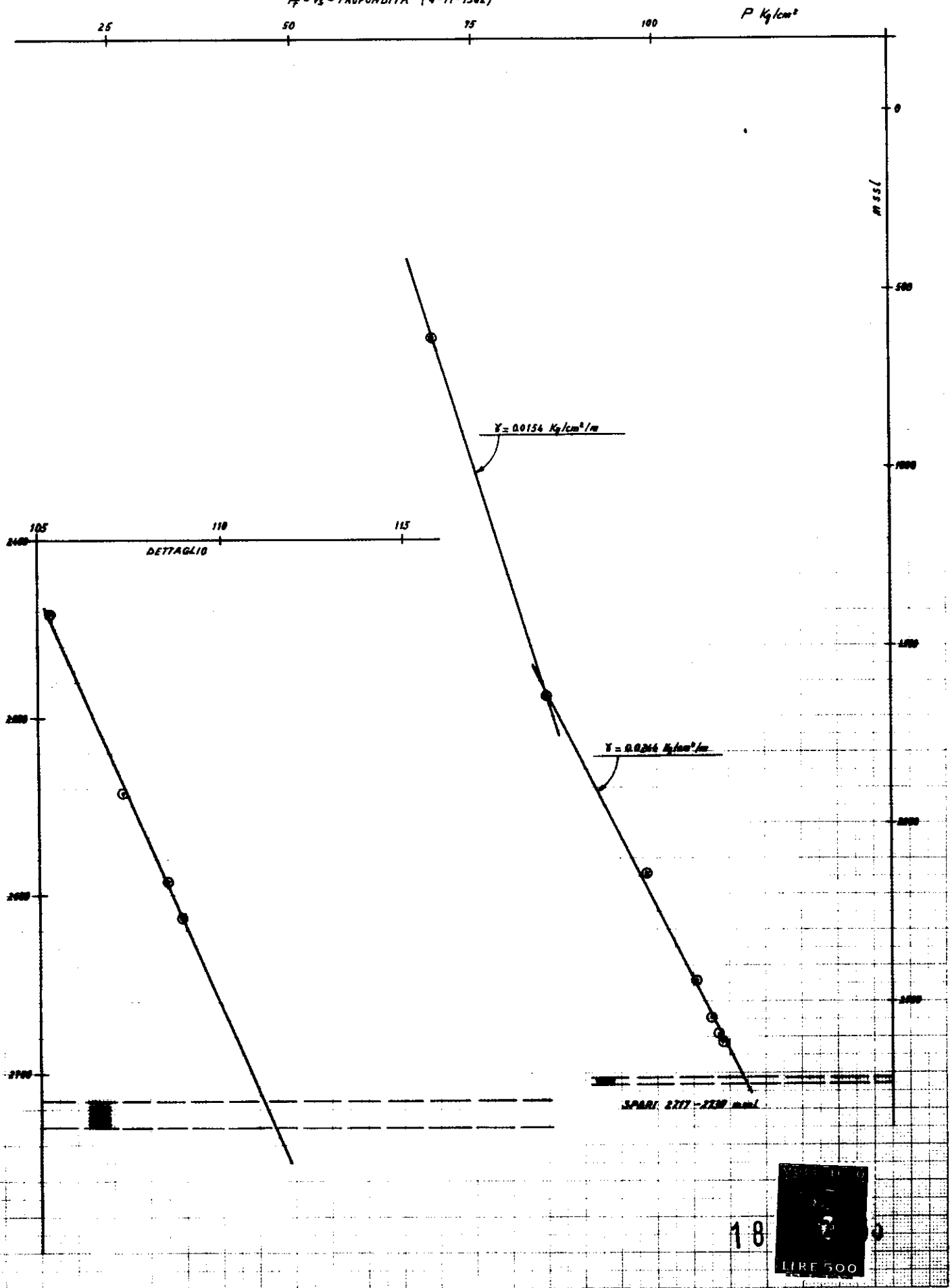


Fig. 5

POZZO COLLE TAVO 1

P.P. N° 3 bis
P_r-V_s-PROFONDITÀ (4-11-1982)

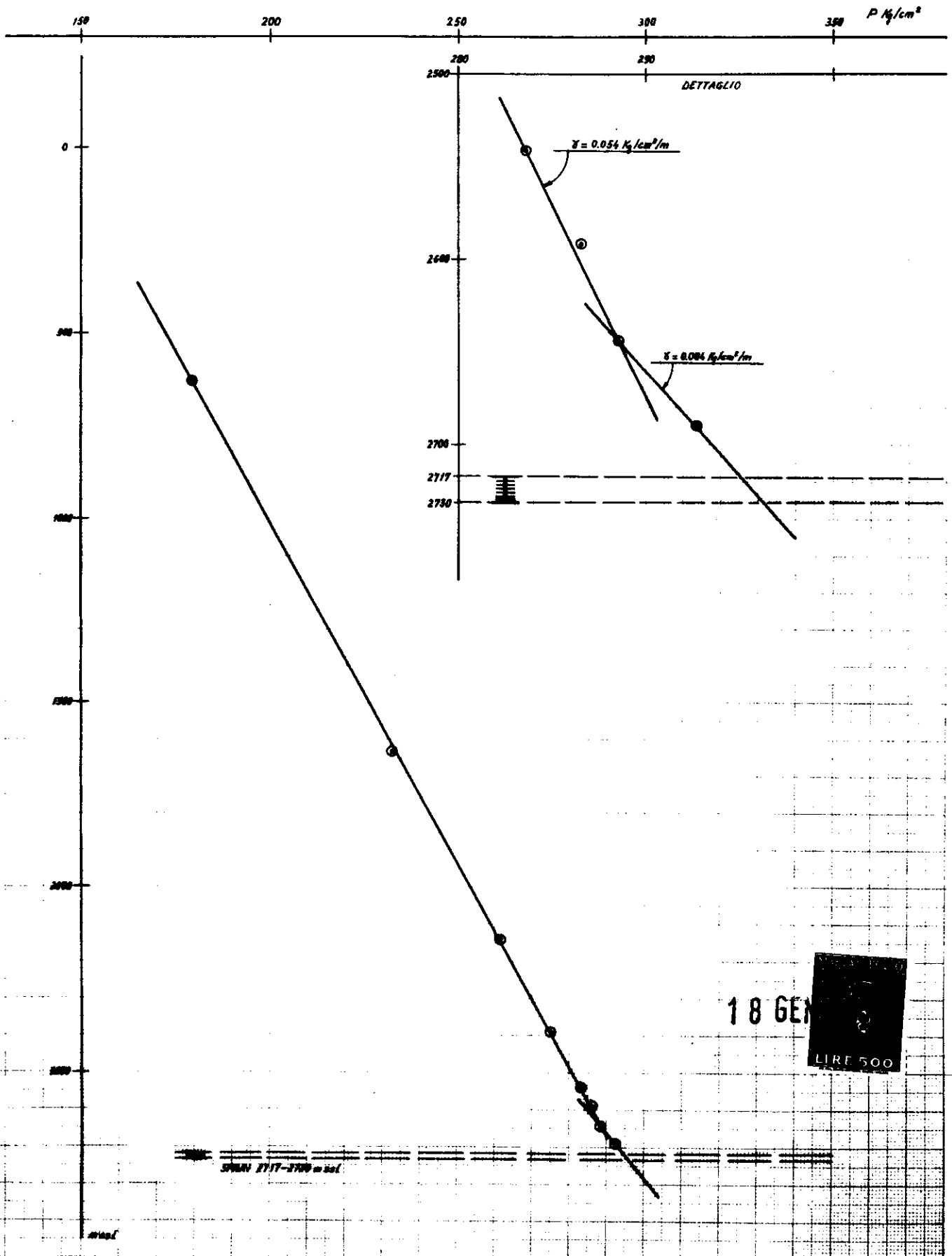


18



Fig. 6

POZZO COLLE TAVO 1
P.P. N°3
R- γ_0 - PROFONDITÀ (16-8-1982)



18 GEN
LIRE 500

SPAZIO 2717-2780 m s.l.c.

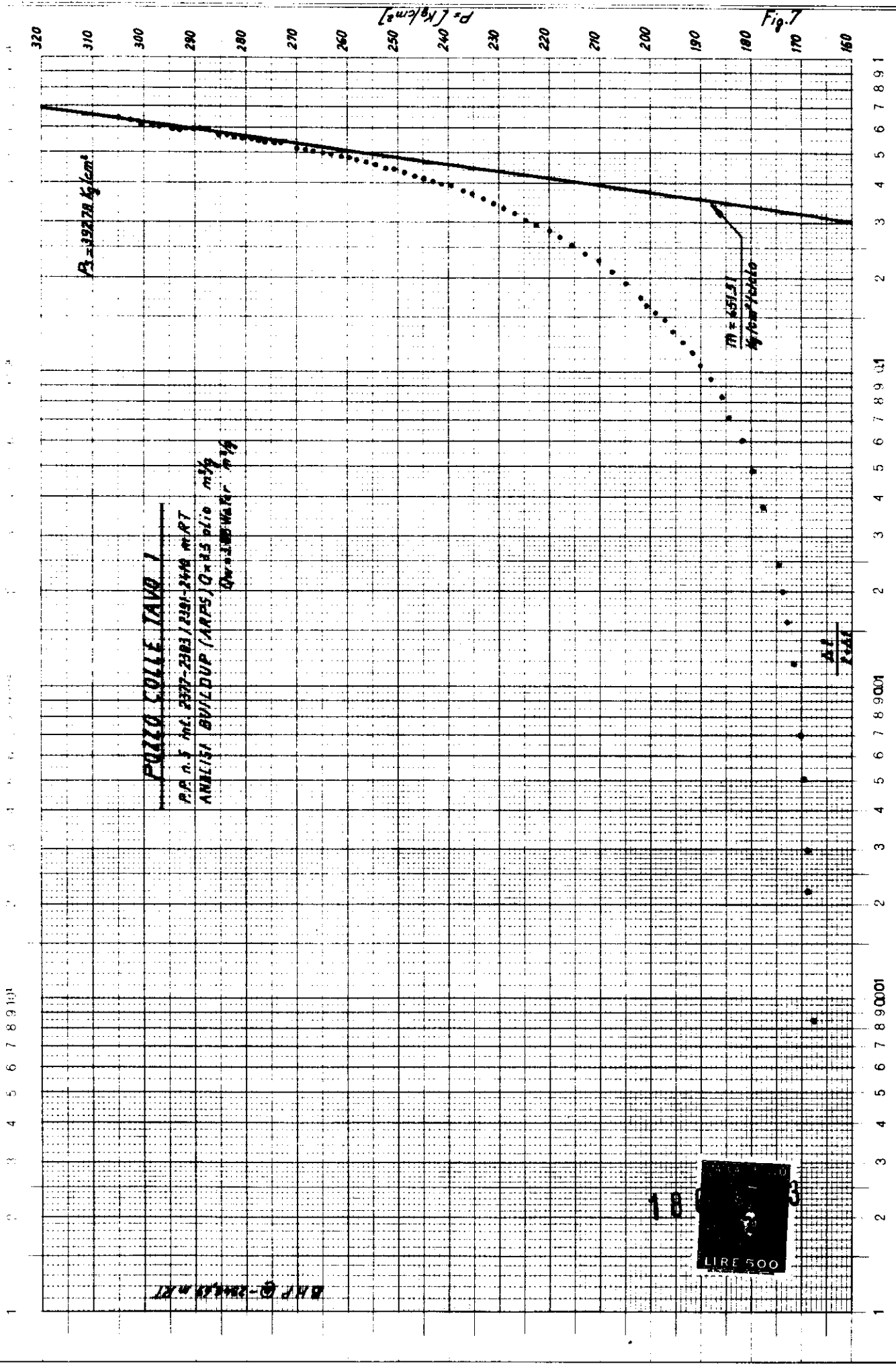
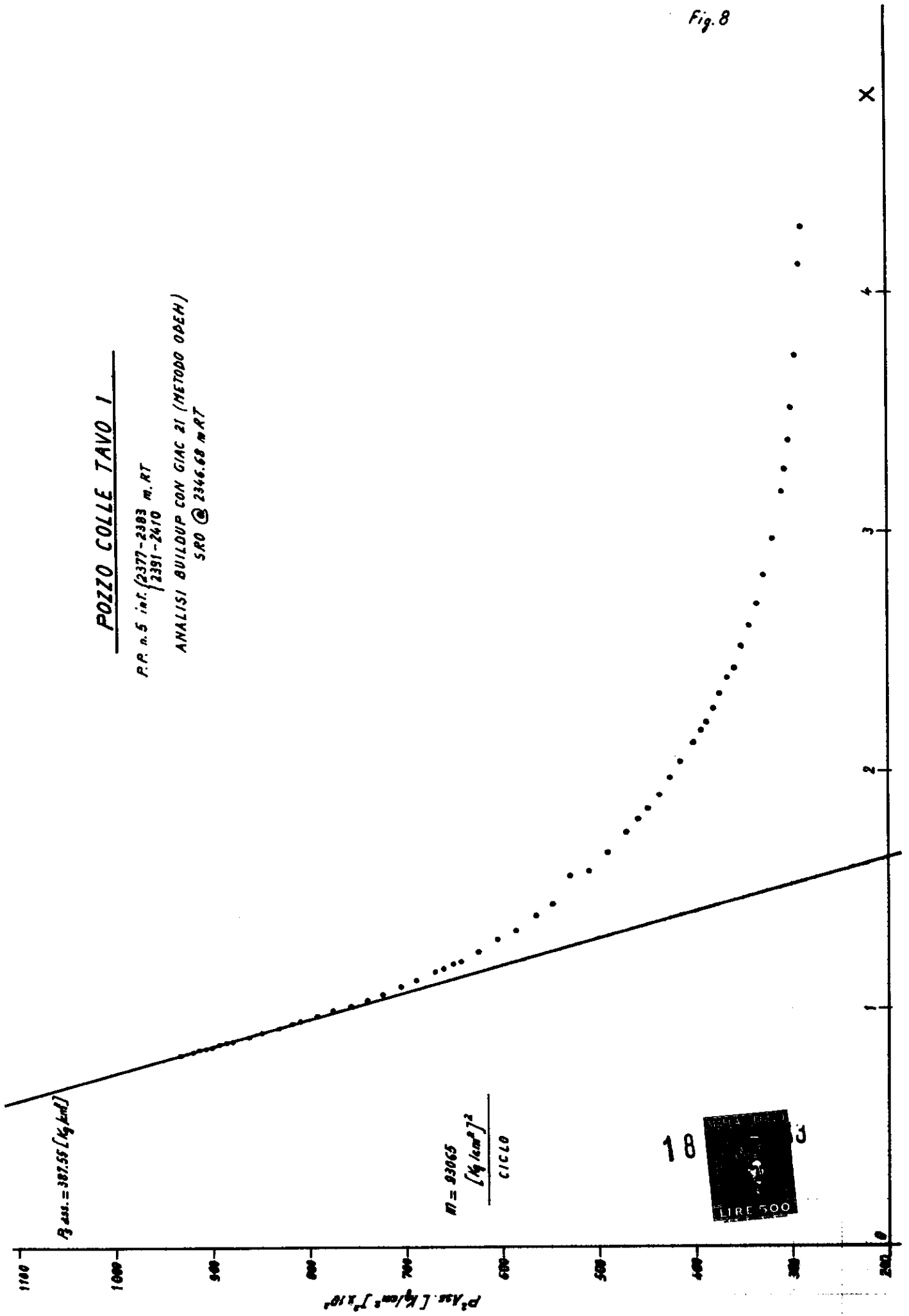


Fig. 8

POZZO COLLE TAVO I

P.R. n. 5 int. (2377-2383 m. RT
2391-2410

ANALISI BUILDUP CON GIAC 21 (METODO ODEH)
SR0 @ 2346.68 m. RT



X

4

3

2

1

0

POZZO COLLE TAVO 1

PROVA DI PRODUZIONE N° 66

RIABILITA' DI FONDO (M/P - P/P)

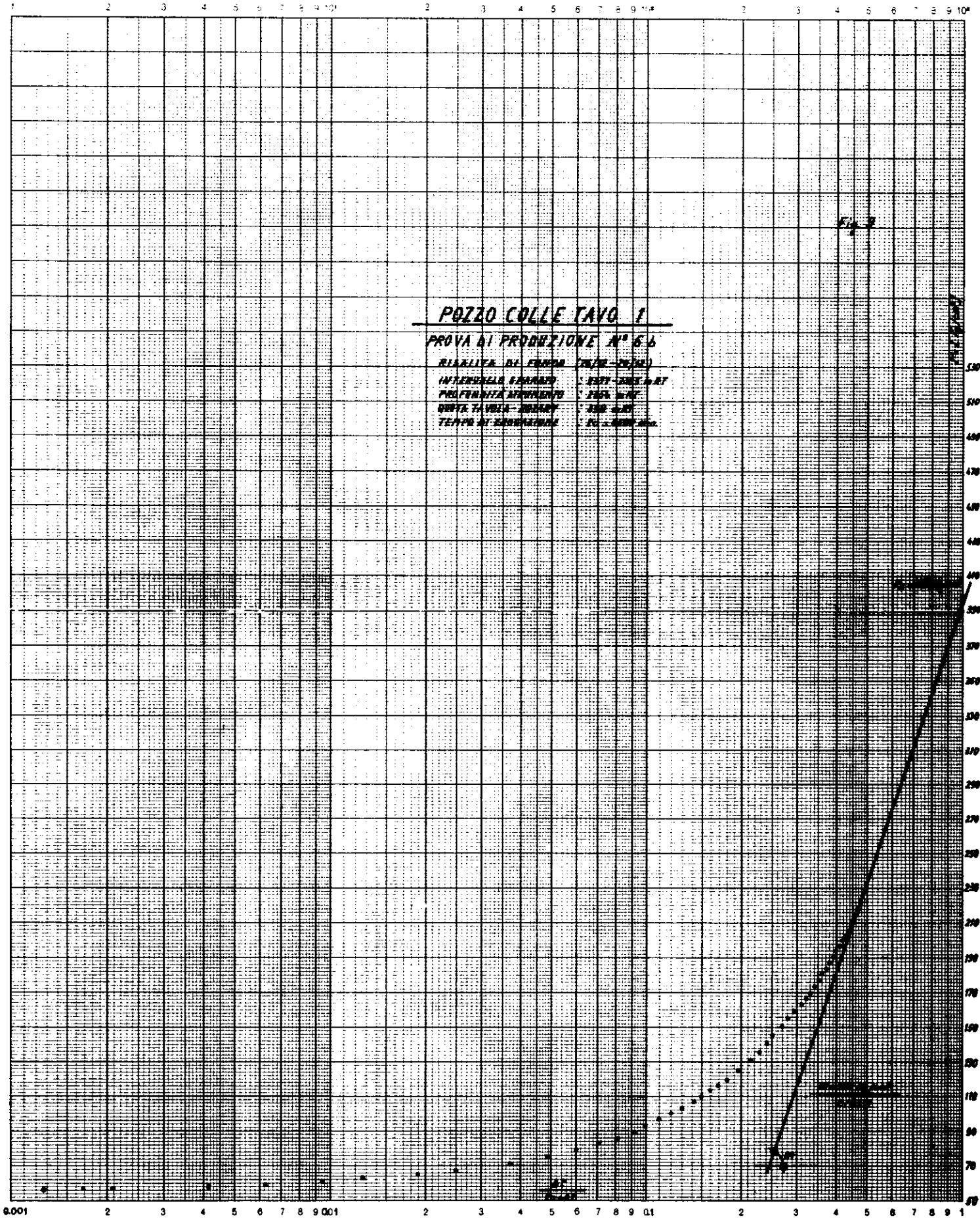
INTERVALLO SPERIMENTALE : 1500 - 2000 MET

PROFONDITA' SPERIMENTALE : 2100 MET

QUOTA TAVOLA - MARE : 210 MET

TEMPO DI ESTERMINAZIONE : 10 - 2000 MET

Fig. 3



Logar. Teilung } 1 - 1000 Einheit } 30 mm
 Division } Unité }

Standardoption Nr. 534 T

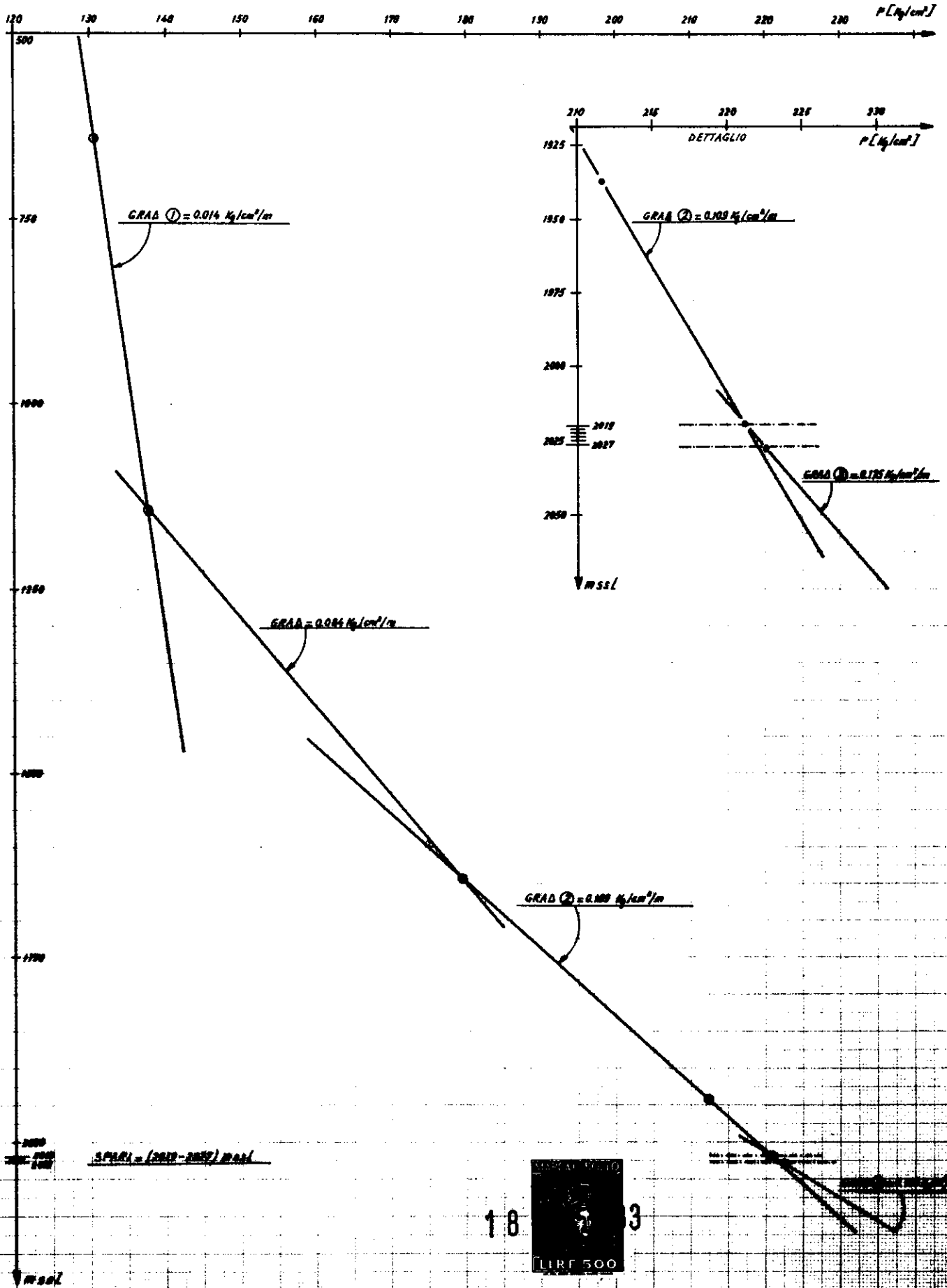
18 3
 LIRE 500

POZZO COLLE TAVO 1

PROFILO STATICO DI PRESSIONE

TAVOLA ROTARY = 358 m RT

Fig. 10



POZZO COLLE TAVO 1 : SOMMARIO DELLE PROVE E RISULTATI PRINCIPALI



Test n.	Intervallo m. RT	Fluido erogato	Qo m ³ /g	Qg Nm ³ /g	Qw m ³ /g	PTHF kg/cm ²	STHP kg/cm ²	BHFP kg/cm ²	BHSP kg/cm ²	Ps ext. kg/cm ²	PI m ³ /g/kg/cm ²	KH mdxm	K mdi	CF %	NOTE
DST 1	2490 - 2545	F	-	-	-	-	-	127.5	223	-	-	-	-	-	Prova secca (non interpretabile)
PP 1	3182 - 3196	W + F (Rec. 16.400 lt di fluido con n. 8 Lifting di azoto)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NaCl = 3.5 gr/lt; H2S = 200 ppm
AJ	" "	Totale acido pompato per acidificazione 23.3 m ³ (HCl @ 28%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PP 1 bis	" "	Totale fluido recuperato con Lifting : 35 m ³ NaCl = 14.9 gr/lt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Presenza di H2S 4000 ppm.
PP 2	2797 - 2792	Gas (CO2 + H2S 12000 ppm) con Ø 9 m/m	-	-	-	120	155	-	-	-	-	-	-	-	Chiuso pozzo per formazione di idrati
	2763 - 2750	(CO2 = 58%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Fluido di strato: CO2 + H2S + C1.
PP 3	3075 - 3088	O = 2% + W = 68% + solidi = 30% (Recuperato tramite Lifting 3.5 m ³)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
AJ	" "	Pompato 18500 lt @ Q = 3b/1" P = 2000 psi spiazzato acido con 12.5 m ³ di Gasolio, P max = 2700 psi e Q = 4b/1".	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Gravità API = 37.2° - CO2 = 70:80% (campione N° 56:
PP 3	" "	G+O+W	-	91000	-	95	120	-	-	-	-	-	-	-	olio = 80%, W = 20%, NaCl = 51 gr/lt).
PP 3 bis	3075 - 3088	G + O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Chiuso	-	-	-	-	124	-	300	-	-	-	-	-	
		(Ø 3/4")	-	-	-	22.1	-	69.5	-	-	-	-	-	-	
		(Ø 1/2")	-	75600	-	49.6	-	100.3	-	-	-	-	-	-	
		Chiuso in testa	-	-	-	-	113.9	-	276.2	-	-	-	-	-	
		(Ø 1/4")	-	30500	-	71.6	-	156.3	-	-	-	-	-	-	
		Chiuso	-	-	-	-	103.7	-	276.8	410	-	0.0122	-	> 100	
		(Ø 1/2")	-	84250	-	46.4	-	97.1	-	@ 2217.5 m RT	-	-	-	-	
		Chiuso in testa	-	-	-	-	-	-	258.3	-	-	-	-	-	
PP 3 ter	3075 - 3088	G+O+W (Ø 7/8")	-	59726	11.7	13.0	-	54.1	-	3046 m RT	-	-	-	-	
		Chiuso	-	-	-	-	110.19	-	273.9	-	-	-	-	-	CO2 > 70% (Fluido = 98% W, 2% O, NaCl = 145 gr/lt)
		(Ø 7/8")	-	55498	6.1	13.36	-	49.6	-	-	-	-	-	-	H2S = 3.2% ; NaCl = 131.4 gr/lt ; NaCl = 163 gr/lt
		Chiuso	-	-	-	-	100.14	-	245.7	-	-	-	-	-	Olio D = 0.809 gr/lt
		(Ø 7/8")	0.74	52157	3.1	11.81	-	44.7	-	-	-	-	-	-	
		Chiuso	-	-	-	-	93.17	-	224.1	-	-	-	-	-	
		(Ø 7/8")	0.38	53528	2.4	11.74	-	42.5	-	-	-	-	-	-	
		Chiuso	-	-	-	-	88.46	-	206.4	-	-	-	-	-	
		(Ø 7/8")	0.38	48913	1.6	11.46	-	39.8	-	-	-	-	-	-	NaCl = 130 gr/lt (Fluido = 80% W, 20% O)
		Chiuso	-	-	-	-	85.09	-	192.2	-	-	-	-	-	
		(Ø 7/8")	0.19	48700	1.7	10.68	-	37.0	-	-	-	-	-	-	NaCl = 134 gr/lt (Fluido = 89% W, 11% O)
		Chiuso	-	-	-	-	84.38	-	179.2	-	-	-	-	-	Cumulativa Fluidi prodotti : Olio 910 lt ; Acqua = 7406 lt
PP 4	3120 - 3135	Brine (Lifting con Azoto)	-	-	-	-	-	88.97	-	-	-	-	-	-	Fluido prodotto : lt 12500 di Brine
		Chiuso	-	-	-	-	72.13	-	258.98	-	-	-	-	-	
		(Ø 1/2")	" " "	-	-	0	-	98.38	-	-	-	-	-	-	Fluido prodotto lt 13750 di Acqua
		Chiuso	-	-	-	-	62.57	-	250.95	-	-	-	-	-	NaCl = 54.9 gr/lt
		(Ø 1/2")	" " "	-	-	4.21	-	76.31	-	H2S = 3.45, CO2 > 70%	-	-	-	-	Fluido prodotto lt 21500 di Acqua (30.9 gr/lt)
		Chiuso	-	-	-	-	60.11	-	236.99	-	-	-	-	-	
		(Ø 1/2")	" " "	-	-	1.75	-	93.19	-	H2S = 3.7%, CO2 > 70%	-	-	-	-	Fluido prodotto lt 26000 di acqua (21 gr/lt)
		Chiuso	-	-	-	-	62.22	-	236.51	-	-	-	-	-	
		(Ø 1")	" " "	-	-	0.7	-	86.90	-	H2S = 4.8% CO2 > 70%	-	-	-	-	Fluido prodotto lt 24500 di Acqua (18.6 gr/lt) TOT. FLUIDO PRODOTTO lt 98250 Acqua.
PP 5	2377 - 2383 2391 - 2410	(Ø 1/4")	?	16700	53.4	77.0	-	-	-	-	-	-	-	-	Fluido prodotto: Olio = 7380 lt Acqua = 11040 lt (NaCl=108 gr/lt)
		Chiuso	-	-	-	-	159.14	-	-	-	-	-	-	-	
		(Ø 1/4")	3.5	9910	8	40.6	-	-	-	-	-	-	-	-	Fluido prodotto: Olio = 8746 lt Acqua = 16758 lt (NaCl=125 gr/lt)
		Chiuso APR-N	-	-	-	-	-	156.4 2347.5	-	-	-	-	-	-	Fluido prodotto: Olio = 945 lt Acqua = 1978 lt (NaCl=111 gr/lt)
		(Ø 1/4")	0.5	4690	2.78	37.9	-	144.8	-	392.78 @ 2346.69 m RT	0.295	0.033 (GIACZ) 0.255 (MPS)	-	> 100	TOT. FLUIDO PROD. lt 17071 Olio, e lt 29876 Acqua (NaCl 110:120 gr/lt)
		3.5	2930	3.88	30.9	-	-	164.20	-	-	-	-	-	-	
		Chiuso	-	-	-	-	-	304.5	-	-	-	-	-	-	
PP 6	2377 - 2383	(Nuovispari)	Nessuna erogazione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PP 6a			Nessuna erogazione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
AJ	2377 - 2385	Spiazzato in pozzo 10 m ³ di miscela acida 28% Hcl (Tot. Fluido in formazione 19.38 m ³)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PP 6 bis		(Ø 3/8")	Spurgo (Res. Acido 90%, Olio 10%)	-	-	-	54.8	-	-	-	-	-	-	-	TOT. FLUIDO POMPAIO : 19.3 m ³ TOT. FLUIDO EROGATO : 30.3 m ³
		Chiuso	-	-	-	-	-	123.7	-	-	-	-	-	-	
		(Ø 3/8")	1.71	-	6.85	-	-	55.6	-	-	-	-	-	-	TOT. FLUIDO EROGATO : 71.7 m ³ OLIO = 20% NaCl = 120 - 130 gr/lt W = 80%
PCT : GOC OWC	2110 mRT 2290 mRT	Chiuso	-	-	-	-	-	-	220.4	-	0.024	0.26	0.03	> 100	
			-	-	-	-	-	-	-	390	-	-	-	-	
PP 7	641 - 644	Tracce di gas	-	-	-	-	-	-	-	a 2354 m RT	-	-	-	-	

POZZO COLLE TAVO n. 1

P.P. n. 3 bis int. 3075 - 3088 m RT

Analisi Risalita dopo $Q = 30500 \text{ Nm}^3/\text{g}$ e $Q_0 = 20 \text{ lt/h} = 0.48 \text{ m}^3/\text{g}$

Δt min.	SBHP Kg/cm ²	$t + \Delta t$	$t/t + \Delta t$	NOTE
0	142.8	-	0.00000	$t_0 = 501 \text{ min}$
1	143.2	502	0.00199	
2	143.7	503	0.00397	
3	144.2	504	0.00595	
5	145.0	506	0.00988	
7	145.7	508	0.01377	
10	146.6	511	0.01956	
15	148.0	516	0.02906	
20	149.4	527	0.03795	
30	152.1	531	0.05649	
45	156.0	540	0.08241	
60	159.8	561	0.10695	
90	167.0	591	0.15228	
120	173.0	621	0.19323	
154	180.2	655	0.23511	
214	191.3	715	0.29930	
274	201.7	775	0.35350	
334	211.2	835	0.4000	
394	220.3	895	0.44000	
454	229.0	955	0.47539	
478	237.3	979	0.48800	
538	245.1	1039	0.51780	
598	252.6	1099	0.54400	
658	259.4	1159	0.5677	
718	165.8	1219	0.58900	
778	271.6	1279	0.60820	
838	276.8	1339	0.62584	

$$Kh = \frac{21.92 \times Q \times \mu_0 \times B_0}{m}$$

$$Kh = \frac{21.92 \times 0.48 \times 0.6 \times 1.2}{m} ; Kh = 0.0122 \text{ md cm}$$

620

186



AGIP S.p.A. DIREZIONE MINERARIA Servizio Tecnico Giacimenti		INTERPRETAZIONE DELLE CURVE DI RISALITA DI PRESSIONE - METODO ARPS			
Campo <u>COLLE TAVO 1</u> Livello <u>Bologano</u> Pozzo n° <u>1</u> Data <u>Dic. 82</u>					
DATI: Portata stabilizz. Q = _____ mc/g Spessore netto pay h = _____ mt Porosità ϕ = <u>0.04</u> Fattore di volume β = <u>1.2</u> Viscosità μ = <u>0.6</u> op Comprimibilità c = _____ v/v/a Raggio pozzo R_w = _____ mt Produz. cumulativa q = _____ mc Pseudo tempo erogaz. \bar{t} $\bar{t} = 1440 \frac{q}{Q} = \underline{\hspace{2cm}} = 2280 \text{ min}'$		Δt min 1'	$\bar{t} + \Delta t$	$\frac{\Delta t}{\bar{t} + \Delta t}$	P Kg/cmq
ANALISI RISULTATI: 1) Pendenza retta m = $\frac{451.51}{\text{ciclo}}$ Kg/cmq.ciclo 2) Pressione statica ricavata dalla estrapolazione della curva di ri- salita al tempo $\frac{\Delta t}{\bar{t} + \Delta t} = 1$; $P_s = \underline{392.78}$ Kg/cmq. 3) Capacità produttiva $Kh = \frac{21.92 \mu Q \beta}{m} = \frac{21.92 \times 0.6 \times 7.3 \times 1.2}{451.51}$ $Kh = \underline{0.255}$ md x mt 4) Permeabilità K = _____ md 5) Cicli n = $\log \frac{1.3 \cdot 10^{-5} K \bar{t}}{\phi \mu c R_w^2} = \underline{\hspace{2cm}}$ 6) Fattore di completamento C.F. = $\frac{\Delta P \text{ teorico}}{\Delta P \text{ effettivo}} = \underline{\hspace{2cm}}$ $C.F. = \underline{100}$ % 7) Indice di produttività P.I. = $\frac{Q}{P_s - P_r} = \frac{7.3}{392.78 - 164.20}$ $P.I. = \underline{0.32}$ mc/g/kg/cmq					
OSSERVAZIONI:					

186

POZZO DI COLLETAVO 1

intervallo sparato : 2377 - 2383/2391 - 2410 m RT (Prova n. 5)

t (min)	$\Delta t / \Delta t + t$	P Kg/cm ²	Δt	$\frac{\Delta t}{t + \Delta t}$	p
2	0.00087	167.26	1737	.4324	248.75
5	.00218	168.49	1797	.4407	250.57
7	.003	168.84	1857	.4488	252.4
12	.0052	169.69	1917	.4560	254.23
17	.007	170.28	1977	.4644	256.02
27	.0117	171.51	2037	.4718	257.82
37	.0159	172.67	2097	.4790	259.57
47	.02	173.80	2257	.4861	261.33
57	.0244	174.78	2217	.4929	263.02
87	.0367	177.49	2277	.4996	264.71
117	.0488	179.84	2377	.5061	266.39
147	.06056	181.95	2397	.5125	268.01
177	.07204	184.34	2457	.5186	269.7
207	.0832	186.17	2577	.5305	272.87
237	.0941	188.07	2637	.5363	274.27
267	.1048	189.97	2697	.5419	276.02
297	.11525	191.87	2757	.5473	277.5
327	.1254	193.69	2817	.5526	278.98
357	.13538	195.45	2877	.5578	280.45
387	.1451	197.14	1937	.5629	281.93
417	.1546	198.83	2977	.5679	283.41
447	.1639	200.44	3057	.5728	284.81
477	.1730	202.06	3117	.5775	286.22
537	.1906	205.02	3177	.5822	287.56
597	.2075	207.76	3237	.5867	288.96
657	.2237	210.42	3297	.5911	290.3
717	.2392	212.96	3357	.5955	291.56
777	.25417	215.42	3417	.5997	292.83
837	.2685	217.82	3477	.6039	294.16
897	.28234	220.13	3537	.608	295.43
957	.29564	222.45	3597	.612	296.63
1017	.30846	224.63	3657	.6159	297.89
1077	.32082	226.81	3717	.6198	299.1
1137	.33274	228.92	3777	.6235	300.21
1197	.34426	231.03	9837	.6272	301.42
1257	.35538	233.07	3882	.63	302.18
1317	.36661	235.11	4002	.637	304.42
1377	.37653	237.08			
1437	.3866	239.11			
1497	.39634	241.08			
1557	.4057	242.98			
1617	.4149	244.95			
1677	.4238	246.85			



INTERPRETAZIONE DELLE RISULTATE DI PRESSIONE DOPO EROGAZIONE

A PORTATA VARIABILE

CAMPO DI COLLETAVO
PROVA N. ***POZZO N.100
DATA **=**/**/1982

INTERVALLO *****

TEMPO DI EROGAZIONE MINUTI	PRESSIONE DI FONDO (KG/CMQ) **2/100	PORTATA NMC/G/1000
1.	0.04	11.021
330.	0.04	22.042
331.	0.04	11.021
1049.	0.04	0.0
1050.	0.04	9.343
1110.	0.04	18.686
1350.	0.04	26.429
1470.	0.04	29.618
1650.	0.04	20.825
1900.	0.04	13.634
1960.	0.04	10.881
1990.	0.04	10.703
2200.	0.04	9.214
2260.	0.04	7.600
2320.	0.04	6.663
2380.	0.04	5.804
2440.	0.04	5.330
2500.	0.04	5.015
2560.	0.04	4.800
2620.	0.04	4.441
2680.	0.04	4.067
2740.	0.04	4.067
2800.	0.04	4.042
2800.	0.04	3.827
2920.	0.04	4.122
2980.	0.04	4.422
3040.	0.04	4.157
3100.	0.04	4.113

186

LIRE 500

INTERPRETAZIONE DELLE RISALITE DI PRESSIONE DOPO ERUGAZIONE

A PORTATA VARIABILE

CAMPO DI COLLETAVO
PROVA N. ***

POZZO N.100
DATA *****/**/1982

INTERVALLO *****

TEMPO DI RISALITA MINUTI	PRESIONE DI RISALITA (KG/CMQ)**2/100	VALORE X
2.	283,11	0,44752E 01
5.	287,13	0,40748E 01
7.	288,35	0,39270E 01
12.	291,21	0,36889E 01
17.	293,37	0,35336E 01
27.	297,49	0,33249E 01
37.	301,01	0,31805E 01
47.	305,55	0,30693E 01
57.	308,99	0,29783E 01
87.	316,44	0,27742E 01
117.	327,03	0,26262E 01
147.	334,89	0,25088E 01
177.	343,51	0,24109E 01
207.	350,33	0,23265E 01
237.	357,21	0,22521E 01
267.	364,81	0,21854E 01
297.	372,10	0,21250E 01
327.	379,08	0,20696E 01
357.	386,12	0,20185E 01
387.	392,59	0,19709E 01
417.	399,32	0,19266E 01
447.	407,39	0,18849E 01
477.	412,09	0,18457E 01
537.	424,36	0,17735E 01
597.	435,81	0,17083E 01
657.	447,03	0,16489E 01
717.	457,96	0,15945E 01
777.	468,29	0,15442E 01
897.	488,98	0,14542E 01
1017.	509,09	0,13756E 01
1037.	529,00	0,13634E 01
1257.	546,03	0,12439E 01
1377.	566,92	0,11880E 01
1497.	586,12	0,11373E 01
1617.	605,16	0,10911E 01
1737.	624,00	0,10487E 01
1857.	642,12	0,10097E 01
1917.	651,27	0,99135E 00
1977.	661,00	0,97368E 00
2037.	669,77	0,95666E 00
2157.	688,01	0,92444E 00
2277.	705,96	0,89441E 00
2397.	723,01	0,86635E 00
2517.	741,47	0,84007E 00
2637.	757,90	0,81539E 00
2757.	775,62	0,79218E 00
2877.	792,42	0,77029E 00

2997.	806.83	0.74961E 00
3057.	810.81	0.73970E 00
3177.	832.32	0.72066E 00
3297.	848.56	0.70259E 00
3417.	863.18	0.68544E 00
3537.	878.71	0.66913E 00
3597.	885.00	0.66126E 00
3657.	893.41	0.65359E 00
3717.	900.00	0.64609E 00
3777.	907.21	0.63877E 00
3837.	914.46	0.63161E 00
3882.	919.30	0.62635E 00
4002.	932.69	0.61275E 00

LOG. T3 EQUIVALENTE 0.4778E 01 VOLUME ENTRATO IN RIEMPIMENTO MC 0.0



10 JUN 1964

INTERPRETAZIONE DELLE CURVE DI RISALITA DI PRESSIONE, PER CAMPI A GAS, DOPO EROGAZIONE A PORTATA VARIABILE (METODO DI ODEH - GIAC 21)

CENTRO	SECE	CAMPO DI	COLLE TAVO
POZZO	I°	DATA	Dic. '82
Intervallo provato m	2377-2383 / 2391-2410		TR
Profondità strumento m	2346.68 m RT		TR

DATI DI BASE

Pressione in erogazione alla chiusura	$(P_{w(NFIN)})^2$	= 27281	$(Kg/cm^2 ab)^2$
Pay netto	h	= 25	m
Porosità	ϕ	= 0,08	
Densità del gas (in cond. standard)	ρ_g	= 0,75	g/l assunto
Viscosità	μ_g	= 0,018	cp assunto
Fattore di comprimibilità	z	= 0,8	assunto
Raggio del pozzo	r_w	= 0,1084	m
Temperatura di giacimento	T	= 343,82	°K

RISULTATI DELL'INTERPRETAZIONE (Vedi output GIAC 21 e grafico)

Ultima portata	$Q_{(NFIN)}$	= 4113	m^3/g
$lg_{10} T_3$ equivalente (vedi output GIAC 21)	S_y	= 4,778	
Pendenza della risalita di pressione (vedi grafico: $P_w^2 - vs - X$)	m	= 930 65	$\frac{(Kg/cm^2)^2}{ciclo}$
Pressione statica di giacimento (ricavata per estrapolazione della pendenza m, dal suddetto grafico, per X = 0)	P_{ws}^2	= 150195	$(Kg/cm^2 ab)^2$
$P_{ws} = \sqrt{P_{ws}^2} = \sqrt{150195}$		= 387,55	$Kg/cm^2 ab.$

Capacità produttiva - Kh

$$Kh = 0,1552 \frac{Q_{(NFIM)} U_g z T}{m} = 0,1552 \frac{4113 \times 0,018 \times 0,8 \times 343,82}{93065} = 0,033959217 \text{ md-c}$$

Permeabilità - K

$$K = Kh/h = \frac{0,0339592}{25} = 0,001358358 \text{ md}$$

Numero dei cicli - n

$$n = S_y + \lg_{10} \frac{1,3 \cdot 10^{-5} P_{ws} K}{\phi U_g r_w^2} = 4,778 + \lg_{10} \frac{1,3 \times 10^{-5} \times 387,55 \times 0,00135836}{0,08 \times 0,018 \times (0,1084^2)} = 4,3848 \text{ cicli}$$

Fattore di turbolenza - β_{ND}

Si ricava dal diagramma: Fattore di turbolenza - vs - permeabilità, in funzione della porosità della roccia.

$$\beta_{ND} = \frac{\text{Kg/cm}^2 \text{ sec}^2}{\text{gr mt}}$$

Coefficiente di turbolenza - B'

$$B' = 1,53737 \times 10^{-10} \frac{\beta_{ND} \rho_g K}{h r_w U_g Q_{(NFIM)}} = 1,53737 \times 10^{-10} \frac{1,84762 \times 10^5 \times 0,75 \times 0,001358358 \times 93065}{25 \times 0,1084 \times 0,018 \times 4113} = 1,2886164 \times 10^{-5} \left(\frac{\text{Kg/cm}^2}{\text{cm}^3/\text{s}} \right)^2$$

Perdita di pressione totale - $(DP)^2$

$$(DP)^2 = P_{ws}^2 - (P_{w(NFIM)})^2 = 150195 - 27291 = 122914 \text{ (Kg/cm}^2)^2$$

Perdita di pressione senza danneggiamento - $(DP)_{ND}^2$

$$(DP)_{ND}^2 = m \cdot n + B' \cdot (Q_{(NFIL)})^2 =$$
$$= 93065 \times 4,3848 + 1,2886164 \times 10^{-5} \times 4113^2 = 408289,4043 \text{ (Kg/cm}^2\text{)}^2$$

Perdita di pressione per danneggiamento - $(DP)_D^2$

$$(DP)_D^2 = (DP)^2 - (DP)_{ND}^2 = 122914 - 408289,4 = -285375,4 \text{ (Kg/cm}^2\text{)}^2$$

Fattore di completamento - CF

$$CF = \frac{(DP)_{ND}^2}{(DP)^2} \times 100 = \frac{408289}{122903} \times 100 = 332,174 \%$$

Skin effect - SE

$$SE = \frac{(DP)_D^2}{(DP)^2} \times 100 = \frac{-285375,4}{122903} \times 100 = -2322,8\%$$

Fattore di danneggiamento - IDR

$$IDR = 1/CF \times 100 = \frac{100}{332,174} \times 100 = 30,10\%$$



POZZO DI COLLETAVO 1RISALITA DI PRESSIONE DI FONDO

- Il tempo di erogazione precedente a tale risalita è stato di $t_0 = 4680$ min.
- La profondità dello strumento è 2354 m RT
- L'intervallo sparato è 2377 - 2385 m RT

ΔT (min)	$\Delta t / t + \Delta t$	P (Kg/cm ²)
2	0.00042	55.60
4	0.00085	55.70
6	0.00128	56.50
8	0.00171	56.70
10	0.00213	57.00
20	0.00426	58.40
30	0.00637	59.50
45	0.00952	61.50
60	0.0127	62.90
90	0.0189	65.60
120	0.0250	67.60
180	0.0370	71.60
240	0.0480	75.50
300	0.0602	79.20
360	0.0710	82.80
420	0.0824	85.30
480	0.0930	89.30
540	0.0103 x 10	93.10
600	0.0114 x 10	95.60
660	0.0124 x 10	100.00
720	0.0133 x 10	103.30
780	0.0143 x 10	106.50
840	0.0152 x 10	109.70
900	0.0161 x 10	112.80
960	0.0170 x 10	115.90
1020	0.0179 x 10	118.90
1140	0.0196 x 10	124.80
1260	0.0212 x 10	130.30
1380	0.0228 x 10	135.60
1500	0.0243 x 10	140.60
1620	0.0257 x 10	145.40
1740	0.0271 x 10	149.90
1860	0.0284 x 10	154.30



Δt (min)	$\Delta t / t + \Delta t$	P (Kg/cm ²)
1980	0.0297 x 10	158.50
2100	0.0310 x 10	162.40
2200	0.0322 x 10	166.10
2340	0.0333 x 10	169.70
2460	0.0345 x 10	173.20
2580	0.0355 x 10	176.70
2700	0.0366 x 10	180.00
2820	0.0376 x 10	183.40
2940	0.0386 x 10	186.70
3060	0.0395 x 10	189.90
3180	0.04045 x 10	193.00
3300	0.04135 x 10	196.10
3420	0.0422 x 10	199.20
3540	0.0430 x 10	202.30
3660	0.0438 x 10	205.30
3780	0.0446 x 10	208.30
3900	0.0454 x 10	211.30
4020	0.0462 x 10	214.20
4140	0.0469 x 10	217.10
4260	0.0476 x 10	220.00
4274	0.0477 x 10	220.40

. Risultati della risalita di fondo (HORNER)

- . Pressione statica estrapolata $P_s = 390 \text{ Kg/cm}^2$
- . Pendenza della retta $m = 528 \text{ Kg/cm}^2$



Agip

S.p.A.

Sviluppo e Coltivazione Giacimenti
Servizio Chimica Fisica e Laboratori

S. Donato Milanese, 20-9-1982

BOLLETTINO N. 649/82 CIFL(Gas)

186E



Campione di gas del pozzo COLLETAVO 1
Bombola n° 2-192924

Dati di campionamento

Intervallo	3075-3088 m		
Pressione	30 bar	Temperatura	20°C
Portata			
Punto di prelievo	separatore		
Data di prelievo	12-8-82	Data di arrivo	6-9-82
Inviato da	SECE		

Risultati analitici

Composizione centesimale
(cromatografia di gas)

	% in volume
Idrogeno solforato	-
Anidride carbonica	78,85
Azoto	5,57
Metano	14,69
Etano	0,31
Propano	0,17
i-Butano	0,04
n-Butano	0,08
i-Pentano	0,06
n-Pentano	0,05
Esani	0,11
Eptani +	0,04
Ottani	0,03
	100,00

Zolfo organico totale	mg/Nm ³
Zolfo da mercaptani	mg/Nm ³
Zolfo da ossisolfuro di carbonio	mg/Nm ³

Caratteristiche fisiche calcolate

Densità (aria = 1)	1,357	
Peso specifico a 0°C e 760 mm Hg	kg/Nm ³	
Peso specifico a 15°C e 760 mm Hg	1,663	kg/Nm ³
Potere calorifico superiore		
a 0°C e 760 mm Hg	-	kcal/m ³
a 15°C e 760 mm Hg	1582	kcal/m ³
Potere calorifico inferiore		
a 0°C e 760 mm Hg	-	kcal/m ³
a 15°C e 760 mm Hg	1430	kcal/m ³

Nota - L'H₂S è presente nel gas dell'intervallo in prova (vedi Boll. 650/82). Nel campione esaminato probabilmente è stato assorbito dalle parti metalliche con le quali è venuto in contatto.

Il Responsabile Analisi Gas

Agip

S.p.A.

Sviluppo e Coltivazione Giacimenti
Servizio Chimica Fisica e Laboratori

20-9-1982

S. Donato Milanese,

BOLLETTINO N. 650/82 CIFL(Gas)

18



Campione di gas del pozzo COLLETAVO 1
Bombola n. 5-529495

Dati di campionamento

Intervallo	3075-3088 m		
Pressione	Temperatura		
Portata			
Punto di prelievo	manifold		
Data di prelievo	11-8-82	Data di arrivo	6-9-82
Inviato da	SECE		

Risultati analitici

Composizione centesimale
(cromatografia di gas)

	% in volume
Idrogeno solforato	2,00
Anidride carbonica	75,73
Azoto	5,92
Metano	15,46
Etano	0,33
Propano	0,18
i-Butano	0,05
n-Butano	0,09
i-Pentano	0,05
n-Pentano	0,04
Esani	0,09
Eptani +	0,03
Ottani	0,03
	100,00

Zolfo organico totale mg/Nm³Zolfo da mercaptani mg/Nm³Zolfo da ossisolfuro di carbonio mg/Nm³

Caratteristiche fisiche calcolate

Densità (aria = 1) 1,341

Peso specifico a 0°C e 760 mm Hg kg/Nm³Peso specifico a 15°C e 760 mm Hg 1,643 kg/Nm³

Potere calorifico superiore

a 0°C e 760 mm Hg - kcal/m³a 15°C e 760 mm Hg 1758 kcal/m³

Potere calorifico inferiore

a 0°C e 760 mm Hg - kcal/m³a 15°C e 760 mm Hg 1590 kcal/m³

Nota - Il valore dell'H₂S può non rappresentare
il reale contenuto del gas in quanto il campionamento
è stato prelevato in bombola di acciaio.

Il Responsabile Analisi Gas

Stefanini

S. Donato Milanese, 18/11/1982

BOLLETTINO N. 504/82 CIFL(Gra)

Campione di greggio del pozzo COLLE TAVO 1 prelevato durante la prova di produzione n° 3

Intervallo	m 3075-3088		
Punto di prelievo	--		
Data di prelievo	Agosto 1982	Data di arrivo	21 Settembre 82
Inviato da	GESO-SECE		

1. Caratteristiche generali

Acqua (ASTM D95), % vol.	tracce	cSt	2,48
Ceneri (ASTM D482), % p	assenti	Viscosità a 20°C (ASTM D445)	°E 1,17
Salinità come NaCl (IP 77), mg/l	9,0		cP 2,07
Aspetto	liquido traspar.	Punto d'infiammabilità (IP 170), °C	< a +20
Colore	giallastro	Punto d'anilina (ASTM D611), °C	-
Fluorescenza	azzurra	Ramsbottom (ASTM D524)	0,28
Peso specifico a 15°C (IP 190)	0,838	Residuo carbonioso Conradson (ASTM D189)	-
API gravity	37,3	Paraffina (BP 237)	% p 2,97
Indice di rifrazione a 20°C	1,4626	Asfalteni (IP 143)	% p assenti
Punto di ebollizione medio, °C	236,1	Zolfo (ASTM D129)	% p 1,92
Fattore K (UOP 375)	11,6	Punto di scorrimento (ASTM D97) °C	-7

2. Distillazione ASTM D285 (Hempel)

88 °C	punto iniziale	cm ³ %	cm ³ %
107 °C	1 cm ³ %	130°C 5 "	230°C 55 "
40°C		140°C 10 "	240°C 59 "
50°C		150°C 15,5 "	250°C 62,5 "
60°C		160°C 21,5 "	260°C 66 "
70°C		170°C 28 "	270°C 70 "
80°C		180°C 33 "	280°C 72,5 "
90°C		190°C 37,5 "	290°C 74 "
100°C		200°C 41,5 "	300°C 75,5 "
110°C	1,5 "	210°C 46 "	Residuo 23,5 "
120°C	3 "	220°C 50,5 "	Perdite 1 "

3. Analisi di caratterizzazione (Bureau of Mines)

Distillazioni (Hempel)

A pressione atmosferica (760 mm Hg)

88 °C	punto iniziale		
107 °C	1 cm ³ %	parziale %	d ₁₅ ^o
40°C			
50°C			
60°C			
70°C			
80°C			
90°C			
100°C		-	-
110°C	1,5		
120°C	3		
125°C	4	4,0	-
130°C	5		
140°C	10		
150°C	15,5	11,5	-
160°C	21,5		
170°C	28		
175°C	30,5	15,0	0,797
180°C	33		
190°C	37,5		
200°C	41,5	11,0	0,805
210°C	46		
220°C	50,5		
225°C	53	11,5	0,816
230°C	55		
240°C	59		
250°C	62,5	9,5	0,831
260°C	66		
270°C	70		
275°C	72	9,5	0,852

A 40 mm Hg

170°C	punto iniziale		
°C	cm ³ %	parziale %	Viscosità a 100°F, °E =
175°C	-	-	-
200°C	77	5,0	-
225°C	83,5	6,5	1,42
250°C	89	5,5	1,72
275°C	93	4,0	2,43
			4,20
			d ₁₅ ^o = 0,920
300°C	96	3,0	Zolfo, % p 3,07
			C.I. 53,5
			BASE: Mista

Residuo	cm ³ %	2
Perdite	cm ³ %	2

Penetrazione sul residuo a 25°C, dmm	-
Residuo carbonioso sul residuo, % p	3,73
Residuo carbonioso sulla II frazione chiave, % p	-



Zolfo, % p	1,77	C.I.	38,6
BASE	Mista		

BASE DEL GREGGIO MISTA

4. Caratterizzazione e costituzione chimica delle frazioni chiave

1° Frazione chiave (250 - 275°C a pressione atmosferica)

		%	
Densità a 20/4°C	0,8476	Carbonio aromatico (CA)	14,5
Indice di rifrazione a 20°C	1,4716	Carbonio naftenico (CN)	30,0
Viscosità a 20°C, cSt	4,04	Carbonio paraffinico (CP)	55,5
Zolfo, % p	1,77		

2° Frazione chiave (275 - 300°C a 40 mm Hg)

		%	
Densità a 20/4°C	0,9163	Carbonio aromatico (CA)	20,0
Indice di rifrazione a 20°C	1,5085	Carbonio naftenico (CN)	27,5
Viscosità a 20°C, cSt	78,00	Carbonio paraffinico (CP)	52,5
Zolfo, % p	3,07		

5. Analisi cromatografica sulla frazione 200-250° C a pressione atmosferica - Metodo FIA ASTM D1319/65T

	%
Idrocarburi aromatici	20,1
Idrocarburi olefinici	0,9
Idrocarburi paraffinici	79,0

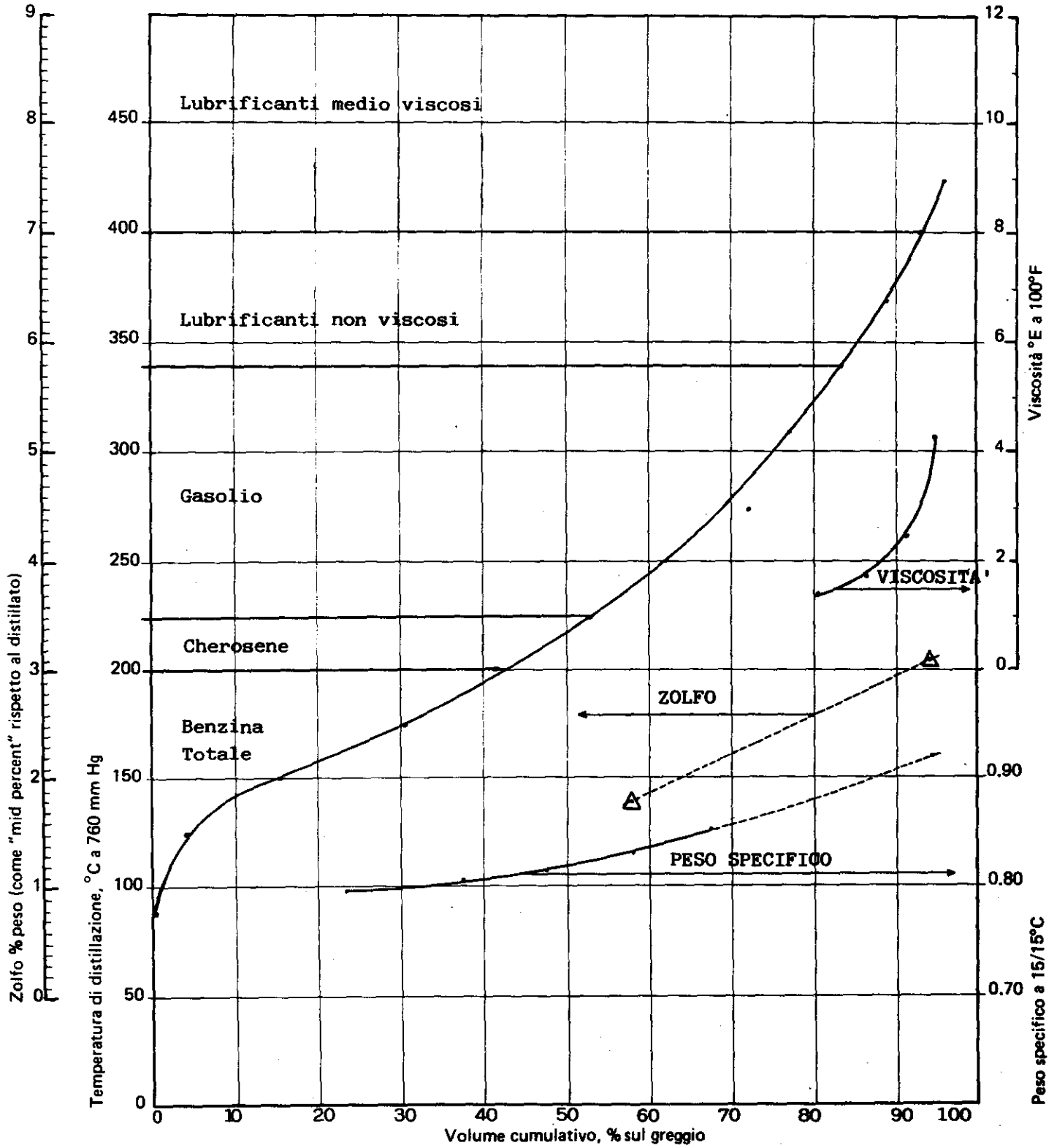
6. Dati di classificazione (Bureau of Mines)

	%
Benzina leggera	-
Benzina totale	41,5
Cherosene	11,5
Gasolio	30,5
Lubrificanti non viscosi	9,5
Lubrificanti medio viscosi	3,0
Lubrificanti viscosi	-
Residuo	2,0
Perdite	2,0

186



7. Curva di distillazione e caratteristiche dei distillati



Il Responsabile Laboratorio

Greppi - Acquisti



Agip

S.p.A.

Ingegneria del Petrolio
Laboratori Chimico Fisica

S. Donato Milanese, 5-1-1983

BOLLETTINO N. 914/82 CIFL(GAS)

Campione di gas del pozzo COLLETAVO 1

Dati di campionamento

Intervallo : m.2377-2383/2391-2410

Punto di prelievo: separatore Press. - Bar Temp. - C

Data di prelievo: 10-12-1982 Data di arrivo: 28-12-1982

Inviato da SECE Bombola N. 4-618101

Risultati analitici

COMPOSIZIONE CENTESIMALE
(cromatografia di gas)

	%vol
Azoto	19.86
Anidride carbonica	0.26
Idrogeno solforato	-
Metano	73.31
Etano	3.44
Propano	1.56
I-Butano	0.37
N-Butano	0.55
Neo-Pentano	0.01
I-Pentano	0.24
N-Pentano	0.19
Esani	0.18
Eptani	0.02
Ottani	0.01

CARATTERISTICHE FISICHE CALCOLATE

Densita'(aria=1)	0.701
Peso specifico 15 C e 760 Hg	0.859 kg/m ³
Potere calorifico superiore 15 C e 760 Hg	8059 kcal/m ³
Potere calorifico inferiore 15 C e 760 Hg	7284 kcal/m ³

Nota-

18 11 500 83

Il Responsabile Analisi Gas

Stefanini