

ID 168



**MONTEDISON**

**DISE-SETTORE IDROCARBURI**

**POZZO MILA - 4**

**ANALISI DELLA PROVA DI PRODUZIONE N° 6**

**CDG-EP/ca**

**Milano, Novembre 1979**

La prova n. 6 eseguita al Pozzo MILA 4 nell'intervallo 3564-3604 m. per le modalità operative messe in atto e per la tecnica impiegata è da considerarsi a tutti gli effetti una prova di produzione nel corso della quale sono state accertate la potenzialità massima e la capacità produttiva del pozzo unitamente alle caratteristiche petrofisiche del reservoir.

Nel corso della prova, protrattasi per circa una settimana, non sono stati raggiunti i limiti del reservoir e pertanto non è stato possibile accertare le dimensioni del giacimento.

L'interpretazione dei dati raccolti durante le varie erogazioni e nella risalita finale della pressione hanno permesso di inquadrare il comportamento del giacimento in uno schema le cui linee essenziali sono riportate nelle conclusioni che seguono.

Si fa notare che all'atto della stesura del presente rapporto non sono ancora pervenuti i dati relativi alle analisi PVT.

## I N D I C E

• <u>CONCLUSIONI</u>	Pag. 1
• Sviluppo della prova	" 4
• Pressione della formazione	" 4
• Potenziale	" 5
• Deliverability	" 6
• Fratture	" 7
• Danneggiamento	" 8
• Volumi drenati	" 10
1. <u>SVILUPPO DELLA PROVA</u>	" 11
2. <u>ANALISI DEL DRAW-DOWN</u>	" 12
2.1 <u>Prima erogazione - Duse <math>\frac{1}{2}</math>"</u>	" 12
2.1.1 Regime di flusso	" 12
2.1.2 Permeabilità	" 12
2.1.3 Raggio di drenaggio	" 13
2.1.4 Danneggiamento	" 13
2.1.5 Fattore di completamento	" 14
2.1.6 Fratture	" 14
2.2 <u>Seconda erogazione - Duse <math>\frac{3}{4}</math>"</u>	" 16
2.2.1 Regime di flusso	" 16
2.2.2 Permeabilità	" 16
2.2.3 Raggio di drenaggio	" 17
2.2.4 Danneggiamento	" 18
2.2.5 Fattore di completamento	" 18
2.2.6 Fratture	" 18
2.3 <u>Terza erogazione - Duse <math>\frac{1}{2}</math>"</u>	" 19
2.4 <u>Quarta erogazione - Duse <math>\frac{1}{4}</math>"</u>	" 20
3. <u>PERMEABILITA' DALLE EROGAZIONI</u>	" 20
4. <u>POTENZIALE ASSOLUTO</u>	" 21
5. <u>DANNEGGIAMENTO</u>	" 23

6.	<u>RISALITA FINALE DI PRESSIONE</u>	Pag. 24
6.1	Metodo di Miller	" 25
6.2	Metodo di Matthews	" 26
6.3	Determinazione della permeabilità	" 28
6.4	Danneggiamento	" 29
6.5	Fattori di completamento	" 29
7.	<u>DETERMINAZIONE DEL GOR</u>	" 29
8.	<u>AREE E VOLUMI DRENATI</u>	" 30
9.	<u>CARATTERISTICHE DEL RESERVOIR</u>	" 31
9.1	Mobilità totale	" 33
9.2	Fattore di volume del gas	" 34
9.3	Compressibilità dell'olio	" 34
9.4	Compressibilità del gas	" 35
9.5	Compressibilità dell'acqua e della formazione	" 35
9.6	Compressibilità totale	" 36
9.7	Compressibilità equivalente dell'olio	" 36
9.8	Fattore di volume dell'olio	" 36

## CONCLUSIONI

La prova di produzione (DST n. 6 ) eseguita al pozzo Mila 4 ha interessato l'intervallo 3564-3604 m ed è stata condotta per una durata di circa 105 ore, ottenendo complessivamente una produzione di 9170 STB di olio a 38,6°API ( 1230 tons) e 15,125 MMSCF di gas (428.500 Smc) con un GOR medio uguale a 1640 SCF/STB (290 Smc/Smc).

Sono state effettuate quattro erogazioni con tre duse ( $3/4''$ - $1/2''$  e  $1/4''$ ) secondo il metodo flow-after-flow nella reverse sequence rilevando le pressioni di fondo con uno strumento molto sensibile e preciso (Hewlett - Packard) e le pressioni di testa pozzo con manometro a pesi.

L'attrezzatura di superficie costituita da un separatore, da una vasca di decantazione e da strumenti vari, riportati nello schema n. 1 , è stata fornita dalla Società OTIS Pressure Control.

In ciascuna delle ultime tre erogazioni sono state raggiunte le condizioni di stabilizzazione della portata e della pressione di fondo e di superficie.

Nel corso della prova non è stata prodotta acqua, nonostante l'ampiezza del  $\Delta P$  di fondo. Durante l'erogazione con duse da  $3/4''$  si è infatti registrato un  $\Delta P$  uguale a 2670 psi corrispondente al 51,3% della pressione statica, che si è successivamente ridotta a 423 psi pari all'8,1% con la duse da  $1/4''$ .

Dopo la produzione dei volumi sopra riportati la pressione del giacimento sembra essere rimasta costante e uguale a 5202 psia.

L'assenza di depletion non consente valutazioni quantitative delle dimensioni del reservoir.

Data la presenza del gas cap (accertata al pozzo Mila 1) e l'età delle formazioni mineralizzate (Trias) è ragionevole ipotizzare che il giacimento sia in condizioni di equilibrio termodinamico e che pertanto possa essere considerato appartenente alla categoria dei giacimenti saturi con pressione di bolla uguale alla pressione statica della formazione valutata in 5202 psia a 11.693 piedi (365.74 Kg/cmqa a 3563.70 mt).

Nella situazione attuale non è stato ancora possibile accertare se il gas cap sia a condensazione retrograda oppure no.

In conseguenza di questo tipo di reservoir, nel corso delle varie erogazioni, in vicinanza delle pareti del pozzo, si è avuta separazione della fase gassosa dalla fase liquida fino a provocare uno pseudo-danneggiamento della formazione da "gas blocking" per cadute di pressione superiori a 400-450 psi.

Le differenti erogazioni hanno inoltre permesso di accertare che si ha flusso monofasico con  $\Delta P$  inferiori a 400-450 psi, mentre si ha flusso bifasico (gas + olio) con  $\Delta P$  superiori.

La massima portata di olio ottenibile con flusso monofasico ricavata dalla curva dell'inflow è di circa 800 STBD.

Le possibilità di rimuovere lo pseudo-danneggiamento da gas-blocking sono piuttosto limitate; una stimolazione potrebbe comunque ridurre sensibilmente il  $\Delta P$  attenuando così il fenomeno. E' da osservare tuttavia che l'elevato  $\Delta P$  causato dal gas-blocking dovrebbe esaurirsi entro breve spazio intorno al pozzo e non dovrebbe quindi limitare la produzione per formazione di water-coning.

Sulla base di questa ipotesi, comunque da verificare nei prossimi pozzi, e supponendo un water-drive piuttosto attivo, è ragionevole assumere una produzione giornaliera di circa 2000 STB con una pressione di fondo di circa 3700 psia, a cui corrisponde un  $\Delta P$  del 29% circa.

(5000 tonni)

Nel corso delle diverse erogazioni si è avuto un regolare aumento del GOR ad eccezione della prova con duse da 1/4", durante la quale il GOR è rimasto pressochè costante.

Oltre al gas disciolto è stato quasi certamente prodotto gas libero specialmente con le duse 3/4" e 1/2". Se si tiene conto che il valore globale del GOR uguale a 1640 SCF/STB è congruente con il valore del gas disciolto  $R_g$  calcolato alle condizioni di giacimento, è presumibile che il gas libero prodotto provenga direttamente dalla fase gassosa liberata dall'olio per riduzione di pressione al di sotto del punto di bolla, e non dal gas del gas-cap.

Resta infine da osservare che le prime due erogazioni hanno messo in evidenza un reservoir fratturato con fratture verticali profonde 6-7 piedi.

La permeabilità media all'olio calcolata dalla risalita finale della pressione è di circa 22 md, che si riduce a 7 md circa nella produzione bifasica per la contemporanea presenza di gas.

Per quanto riguarda infine il volume drenato durante la prova, l'analisi della risalita di pressione dà un valore compreso fra 8,2 e 10,5 Mil. STB nel caso di acquifero totalmente attivo durante la prova. Se, per contro, durante la prova l'acquifero è rimasto inattivo, il volume drenato risulta compreso fra 18 e 33,5 Mil. STB di olio.

Esaminando in particolare alcuni punti salienti messi in evidenza dalla prova si nota quanto segue :

#### SVILUPPO DELLA PROVA

L'andamento della prova è sintetizzata nella tabella che segue :

#### PROVA N° 6 - DATI RIASSUNTIVI

OPERAZIONI EFFETTUATE	Duse T.P. g <sup>m</sup>	Durata t (h,m)	PRESS. DI EROG.		$\Delta P$ %	PORTATE		GOR (SCF/ STB)	PRODUZIONE	
			fondo pozzo (psia)	testa pozzo (psia)		olio (STB/D)	gas (MSCF/D)		olio (STB)	gas (MSCF)
Pezzo chiuso	-	-	5202	2190	-	-	-	-	-	-
Spurge	-	3,25	-	1218	-	-	-	4000	580	2320
1° Erogazione	½"	17,30	3398	1230	35	2222	2777	1250	1620	2025
1° Chiusura(*)	-	4,45	5178	2320	-	-	-	-	-	-
2° Erogazione	¾"	35,15	2532	830	32	2843	4050	1425	4180	5950
3° Erogazione	½"	23,00	3303	1332	36	2000	3500	1750	1920	3350
4° Erogazione	¼"	26,15	4779	2120	8	795	1350	1700	870	1480
Chiusura finale(*)	-	23,06	5164	2466	-	-	-	-	-	-

(\*) chiusura a testa pozzo

Si fa notare che nelle ultime tre erogazioni le portate e le pressioni a fondo e testa pozzo erano praticamente stabilizzate.

L'andamento della pressione, delle portate e del GOR durante la prova sono riportate nelle Fig. 2 e Fig. 3.

#### PRESSIONE DELLA FORMAZIONE

La pressione di strato misurata all'inizio della prova era 5202 psia (365.74 Kg/cmqa) a 11.693 ft (profondità misurata dalla Tavola Rotary).

Alla fine della prova, l'estrapolazione della risalita finale della pressione (Horner-plot) ha dato un valore di  $P^* = 5198$  psia inferiore di 4 psi alla pressione iniziale. Da notare che la pressione estrapolata nel test n. 11 dopo l'acidificazione fornisce ancora  $P^* = 5202$  psia.

Non è escluso che durante la prova l'acquifero sia rimasto parzialmente o totalmente inattivo e che la formazione abbia prodotto per internal gas drive oppure per gas cap-drive.

In base alle informazioni finora acquisite è ragionevole ipotizzare che la formazione non abbia subito alcuna depletion e che la diminuzione a 4 psia sia un fatto meramente tecnico o piuttosto imputabile a tempi insufficienti di chiusura. Si spera di chiarire definitivamente la situazione analizzando i successivi DST, determinando in particolare, se possibile, la pressione interfacciale acqua-olio dell'acquifero  $P_e$  (boundary pressure) e la pressione media del giacimento  $\bar{P}$  relativamente alla zona mineralizzata ad olio.

La determinazione di  $P_e$  e  $\bar{P}$  richiede la perfetta conoscenza delle caratteristiche geometriche del reservoir e fino a quando queste conoscenze non saranno acquisite non sarà possibile esprimere giudizi conclusivi. L'impiego di metodi alternativi suggeriti da Odeh e Al-Aussainy potranno contribuire a chiarire la situazione nelle analisi succesive.

#### POTENZIALE ASSOLUTO

Trattandosi di un giacimento saturo con una pressione di bolla uguale alla pressione statica della formazione, è

stato possibile costruire la curva del potenziale con le stesse metodologie usate per i pozzi a gas (\*)

La retta di back-pressure la cui equazione è data da :

$$Q_o = 0.00318 (P^2 - P_{wf}^2) 0.813369$$

fornisce come portata massima corrispondente all' AOF dei pozzi a gas, circa 3550 STBD.

Con il sistema LIT (Laminar-Inertial-Turbolent) la portata massima risulta uguale a 3400 STBD come si ricava dalla relazione seguente :

$$\Delta P^2 = 4516.18 Q_o + 1,0105 Q_o^2$$

Il potenziale calcolato solo sul termine lineare fornisce come  $Q_{max}$  il valore di 6000 STBD e rappresenta la potenzialità massima teorica del pozzo senza danneggiamenti.

#### DELIVERABILITY

Nel corso della prova non si è avuta produzione di acqua nonostante il  $\Delta P$  di fondo abbia raggiunto il valore di 2670 psia (51,3% della pressione statica) durante l'erogazione prolungata con duse da 3/4".

Le curve dell'inflow costruite con le equazioni di back-pressure e LIT mostrano un indice di produttività non costante in apparente contrasto col tipo di meccanismo di spinta ipotizzato, in quanto il giacimento produce con una pressione di fondo inferiore alla pressione di bolla.

La curva inflow tratteggiata rappresenta la portata in funzione della pressione tenendo presente solo il termine lineare della equazione LIT. Tale curva dovrebbe rappresentare la capacità teorica del pozzo una volta eliminate

---

(\*)V. RC Earlougher - Advances in well Test Analysis-pag.42

le perdite di carico per skin effect. E' una capacità limite che nel caso in esame difficilmente potrà essere raggiunta data la natura del danneggiamento che presenta il pozzo Mila - 4. (V. Fig. 15)

La portata massima con flusso monofasico con  $\Delta P$  uguale a 400 psi, risulta uguale a 800 STBD.

Con  $\Delta P$  superiori a 400-450 psi si ha flusso bifasico con conseguente formazione di gas-blocking e riduzione di permeabilità all'olio.

Poichè la caduta di pressione per pseudo-danneggiamento in conseguenza del gas-bloking dovrebbe esaurirsi a breve distanza dal pozzo senza innescare, allo stato attuale, il water-coning, è ipotizzabile produrre in regime bifasico con  $\Delta P$  superiori a 400 psi a condizione che la pressione rimanga costante.

E' preferibile comunque non scendere a pressione di erogazione inferiore a 3700-3500 psi.

#### FRATTURE

La prima e la seconda erogazione fatte rispettivamente con duse  $\frac{1}{2}$ " e  $\frac{3}{4}$ " evidenziano la presenza di un sistema di fratture verticali interessate dal pozzo, attraverso le quali il flusso è stato lineare. Trattasi probabilmente di fratture verticali con portata costante.

All'inizio delle erogazioni il fenomeno è mascherato dal well-bore-storage che scompare comunque dopo 8 minuti di produzione con duse da  $\frac{1}{2}$ " e dopo 6 minuti con duse da  $\frac{3}{4}$ ". (V. Fig. 5, 6, 10)

Il flusso lineare relativo alla presenza di fratture

verticali scompare in entrambe le erogazioni dopo circa 25 minuti di produzione.

Nell'ipotesi di una unica frattura interessata dal pozzo Mila-4, l'interpretazione della prova mostra che la profondità della frattura sarebbe di circa 6-7 piedi.

Nonostante i vari tentativi col Type-curve matching non è stato possibile correlare estensivamente ed in modo esauriente la curva di erogazione con le tipiche curve relative a fratture con portata costante oppure con conducibilità infinita. Pertanto non è stato possibile, seguendo la metodologia del match-point, avanzare ipotesi circa l'area drenata nel corso della prova (determinazione del rapporto  $X_e / X_f$ ). V. Fig. 19

La presenza di fessure si rileva inoltre anche dalla risalita finale della pressione secondo l'Horner-plot. Non sembra tuttavia possibile determinare il rapporto tra la porosità dovuta a fratture e la porosità totale (determinazione del rapporto  $\phi_f / (\phi_f + \phi_m)$ ).

#### DANNEGGIAMENTO

L'andamento della prova evidenzia la presenza di un pseudo-danneggiamento legato a fenomeni di gas-blocking con forte riduzione di permeabilità effettiva all'olio.

In effetti trattandosi molto probabilmente di un giacimento saturo, la riduzione di pressione nel corso delle varie erogazioni, ha provocato la separazione della fase gassosa da quella liquida, il gas libero è rimasto intrappolato in formazione fino a quando la saturazione del gas non ha superato il valore critico di soglia ( $S_g = 10-15\%$ ) per poi erogare liberamente con l'olio in un regime di flusso bifasico. Come conseguenza di questo

fenomeno la permeabilità effettiva all'olio si è abbassata notevolmente con conseguente aumento del GOR.

La possibilità di rimuovere questo pseudo-danneggiamento sono molto scarse. Una stimolazione consentirebbe di produrre con  $\Delta P$  contenuti e tali da ridurre sensibilmente la quantità di gas libero in modo da avere un GOR non molto elevato.

In effetti con  $\Delta P$  molto bassi nella zona drenata dal pozzo la saturazione in gas dovrebbe essere inferiore al valore critico per cui il processo di liberazione del gas dovrebbe avvenire per "flash liberation process" per cui il gas liberato rimarrebbe nel reservoir in contatto con l'olio.

Con  $\Delta P$  elevati invece la saturazione in gas nella zona drenata dal pozzo supera il valore critico, il gas eroga liberamente per cui nel reservoir dovrebbe avere luogo un "differential liberation process" con un GOR superiore al gas disciolto.

Dalle indicazioni emerse nel corso della prova sembra che il gas libero cominci a fluire liberamente (differential liberation) con  $\Delta P$  dell'ordine di 400-450 psi.

Infatti come si può dedurre dalla tabella che segue, la permeabilità effettiva all'olio rimane costante per  $\Delta P$  superiori a 400-450 psi.

<u>DUSE</u>	<u><math>\Delta P</math>-psi</u>	<u>Ko-md</u>	<u>GOR - SCF/STB</u>
1/2"	1804	8.2	1250
3/4"	2670	7.1	1425
1/2"	1899	7.0	1750
1/4"	423	12.6	1700
build-up	-	22	-

Anche dopo una eventuale fratturazione sarebbe forse preferibile produrre con  $\Delta P$  non superiori a 400 - 450 psi. Con tali valori di drawdown il  $\Delta P$  sarebbe uguale al 10% circa della pressione statica della formazione.

Ovviamente questo valore del  $\Delta P$  deve essere compatibile con il problema del water-coning;  $\Delta P$  più elevati si possono avere qualora la stimolazione modifichi profondamente le caratteristiche petrofisiche del reservoir.

#### VOLUMI DRENATI NEL CORSO DELLA PROVA

Nel prospetto che segue vengono riassunti i dati relativi ai volumi di olio drenati nel corso della prova, secondo le varie metodologie utilizzate.

Per la determinazione dei volumi, la porosità media del reservoir è stata ipotizzata pari al 4%, e la saturazione media in olio = 80%.

<u>VOLUME DRENATO</u>	<u>METODO UTILIZZATO</u>
1,4 Mil. STB	Raggio di drenaggio
8,2 Mil. STB	Build-up e acquifero attivo
10,5 Mil. STB	Build-up e compressibilità
17,9 Mil. STB	Build-up e compressibilità
33,5 Mil. STB	Build-up e acquifero non attivo
8,2 Mil. STB	Build-up Ramey-Cobb
16,2 Mil. STB	

Si fa osservare che nel particolare caso in esame il volume drenato ricavato con il metodo del raggio di drenaggio fornisce un valore molto conservativo.

## 1. SVILUPPO DELLA PROVA

Il DST n. 6 è stato effettuato in foro tubato con liner  $\phi$  7" aperto sull'intervallo da m 3564 a m 3604 = 40 m. Il reservoir è costituito dai calcari della Fm Streppe-nosa.

La prova ha avuto inizio alle ore 19.15 del 21.7.79 ed è terminata il 27.7.79 alle 10.06. La durata complessiva è stata di 134h51'. Nel corso della prova, dopo lo spurgo iniziale, sono state effettuate quattro erogazioni, rispettivamente con duse  $\frac{1}{2}$ ",  $\frac{3}{4}$ ",  $\frac{1}{2}$ ", ed  $\frac{1}{4}$ " secondo la tecnica del flow-after-flow.

La prima erogazione, protratta per 17h.30 ha avuto una portata di 2.222 STB/D per l'olio e 2.777 MSCF/D per il gas con un  $\Delta P$  di 1804 psi non stabilizzati.

La seconda erogazione è durata 35h.15' con una portata di 2843 STB/D per l'olio e 4050 MSCF/D per il gas con un  $\Delta P$  di 2670 psi sufficientemente stabilizzati.

La terza erogazione è durata 23h.00', ad una portata di 2000 STB/D per l'olio e 3500 MSCF/D per il gas con un  $\Delta P$  uguale a 1899 psia stabilizzati.

La quarta erogazione, infine, è durata 26h.15' ad una portata di 795 STB/D per l'olio e 1350 MSCF/D per il gas con  $\Delta P$  uguale a 423 psi stabilizzati.

E' stata adottata una "reverse sequence" a causa dell'elevato valore di  $\Delta P$  raggiunto

( $\Delta P$  = 51% nella seconda erogazione)

Al termine della prima erogazione il pozzo è stato chiuso durante 5h.45' per una risalita parziale della pressione.

## 2 . ANALISI DEL DRAW-DOWN

I rilevamenti di pressione effettuati nel corso della prova di strato hanno consentito la ricostruzione delle curve di declino.

Particolarmente significativi risultano i diagrammi di draw-down relativi alla prima erogazione ( $\bar{Q}_o \simeq 2222$  STB/D;  $\bar{Q}_g = 2777$  MSCF/D) ed alla seconda ( $\bar{Q}_o = 2843$  STB/D;  $\bar{Q}_g = 4050$  SCF/D).

### 2 . 1 PRIMA EROGAZIONE - DUSE $\phi \frac{1}{2}$ " - (Fig. n. 4)

#### 2.1.1 REGIME DI FLUSSO :

L'esame della curva di draw-down (P, lgt) evidenzia un regime di flusso di tipo transitorio, durante l'intero tempo di erogazione ( $t_p = 17,5$  ore).

#### 2.1.2 PERMEABILITA' :

Dalla curva di draw-down, relativa alla prima erogazione si ricavano i valori della permeabilità relativa all'olio ( $K_o$ ), ed al gas ( $K_g$ )

a) La permeabilità relativa all'olio risulta :

$$K_o = \frac{162,6 \cdot \bar{Q}_o \cdot u_o \cdot B_o}{m \cdot h}$$

$$K_o = \frac{162,6 \cdot 2222 \cdot 0,4 \cdot 1,80}{380 \cdot 130}$$

$$K_o = \underline{5,27 \text{ md.}}$$

b) Il valore della permeabilità relativa al gas risulta:

$$K_g = \frac{162,6 \cdot \bar{Q}_g \cdot U_g \cdot B_g}{m \cdot h} \quad \text{dove } (Q_g = Q_t - R_s Q_o)$$

$$K_g = \frac{162,6 \cdot (2.777.000 - 1050 \cdot 2222) \cdot 0,178 \cdot 0,025 \cdot 0,00425}{380 \cdot 130}$$

Il valore della permeabilità relativa al gas risulta notevolmente inferiore a quello della permeabilità relativa all'olio, data la bassa saturazione in gas.

$$K_g = 0,03 \text{ md}$$

### 2.1.3 RAGGIO DI DRENAGGIO

Durante la prima erogazione si è sviluppato il seguente raggio di drenaggio :

$$r_d = 0.029 \cdot \sqrt{\frac{Kt}{\phi u c_t}} \quad (t_{DA} = 0,1)$$

$$r_d = 0.029 \cdot \sqrt{\frac{17.50 \cdot 60.07}{0.04 \cdot 46,4 \cdot 10^{-6}}}$$

$$r_d = \underline{690 \text{ ft}} \rightarrow \sim \underline{210 \text{ m.}}$$

### 2.1.4 DANNEGGIAMENTO

Nel corso della prima erogazione il danneggiamento viene quantificato dalla relazione sotto riportata :

$$S = 1,15 \cdot \left[ \frac{P_i - P_1 h_e}{m} - \lg \left( \frac{K}{\phi u C r_w^2} \right) + 3,23 \right],$$

$$= 1,15 \cdot \left[ \frac{5202 - 3880}{380} - \lg \frac{7}{0,04 \cdot 0,4 \cdot 46,4 \cdot 10^{-6} \cdot 0,25} + 3,23 \right]$$

$$= 1,15 \cdot [3,47 - 7,58 + 3,23]$$

$$S = - 1,01$$

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{skin}} &= 0,87 \cdot S \cdot m \\ &= 0,87 \cdot (-1,01) \cdot 380\end{aligned}$$

$$\Delta P_{\text{skin}} = -334 \text{ psia} \rightarrow \underline{-23,48 \text{ Kg/cm}^2}$$

#### 2.1.5 FATTORE DI COMPLETAMENTO, C.F.

$$J_a = \frac{Q_o}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{2.222}{5202 - 2298} = 1,23 \quad \text{STD/psia}$$

$$J_t = \frac{Q_o}{(\bar{P} - P_{wf}) - \Delta P_{\text{skin}}} = \frac{2.222}{(5202 - 3398) + 334} = 1,04 \quad \text{STD/psia}$$

$$\underline{J_a} = \underline{1,23} = 1,18 \quad \text{STBD/psia}$$

$$J_t = 1,04$$

$$\underline{CF} = \underline{1,18}$$

$$\underline{DR} = \underline{-0,18}$$

Come si può notare dall'esame della prima erogazione il pozo non sembra presentare danneggiamento.

#### 2.1.6 FRATTURE

Analizzando l'andamento della differenza di pressione  $P_i - P_{wf}$  in funzione del tempo di erogazione su scala doppia logaritmica si può notare che nell'intervallo di tempo compreso tra 7 e 26 minuti la retta ha un coefficiente angolare prossimo a 0,5 psi/ciclo. Questo comportamento evidenzia la presenza di fratture di tipo verticale (\*) nelle quali si ha flusso lineare. Per determinare la profondità della frattura si è fatto uso del procedimento seguente :

Utilizzando le pressioni dinamiche dal diagramma (Pi-Pwf) vs  $\sqrt{t}$  si ottiene la pendenza  $m_{vf}$  relativa all'effetto delle fratture : (V. Fig. 5, 6, 7)

$$m_{vf} = 227.5 \text{ psia} \cdot (\text{m}^t)^{-\frac{1}{2}} \rightarrow 1762 \text{ psi} \cdot (\text{h})^{-\frac{1}{2}}$$

Dalla relazione :

$$Kx_f^2 = \left( \frac{-4,064 \cdot q B}{m_{vf} h} \right)^2 - \frac{u}{\phi C_t} \quad \text{si ricava}$$

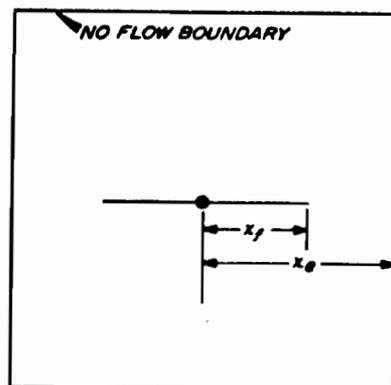
$$Kx_f^2 = \left( \frac{-4.064 \cdot 222 \cdot 1.80}{1762 \cdot 130} \right)^2 \cdot \frac{0,4}{0,04 \cdot 46,40 \cdot 10^{-6}}$$

$$Kx_f^2 = 0,005 \cdot 215.517,241 = 1077,59$$

$$x_f = \sqrt{\frac{1077,59}{21,70}} = 7,05 \text{ ft}$$

$x_f = 7,05 \text{ ft}$  = profondità delle fratture.

Col match-point non è stato possibile determinare il rapporto  $X_e / X_f$  per cui da questa metodologia non emergono precise indicazioni circa l'estensione del reservoir.



Vertically fractured system.

## 2.2 SECONDA EROGAZIONE - DUSE $\phi$ 3/4" (Fig. n. 8)

### 2.2.1 REGIME DI FLUSSO

Durante la seconda erogazione si è avuto un regime tipicamente transitorio per un tempo quantificabile, in via approssimata, in circa 20 ore. Trascorso tale periodo, la pressione evidenzia una tendenza piuttosto marcata alla stabilizzazione.

La pressione stabilizzata ha raggiunto un valore di circa 2540 psia, con una portata parzialmente stabilizzata di circa 2800 STB/D di olio e 4100 MSCF/D di gas. Il GOR ha subito un aumento lineare, da valori di 1200 a 1500 SCF/STB.

Dalle pressioni rilevate nel corso della seconda erogazione non è possibile ottenere una curva di draw-down con pendenza definita. Ciò è dovuto al persistere di quegli effetti iniziali, legati alle caratteristiche del pozzo, che ne hanno alterato il normale andamento di declino.

Pur tuttavia è stata tentata l'interpolazione degli ultimi punti del diagramma ricavando una possibile pendenza.

### 2.2.2 PERMEABILITA'

Dalla seconda curva di draw-down (Fig. 8 ) con un tentativo di interpolazione degli ultimi punti, è stata costruita una possibile retta la cui pendenza fornisce i seguenti valori di permeabilità relativa :

- a) Permeabilità relativa all'olio del draw-down si esprime tramite la relazione :

$$K_o = \frac{162,6 \cdot \bar{Q}_o \cdot u_o \cdot B_o}{m \cdot h}$$

$$K_o = \frac{162,6 \cdot 2843 \cdot 0,4 \cdot 1,80}{120 \cdot 130}$$

$$K_o = \underline{21,34 \text{ md}}$$

b) Permeabilità relativa al gas :

$$K_g = \frac{162,6 \cdot \bar{Q}_g \cdot u_g \cdot B_g}{m \cdot h}$$

$$K_g = \frac{162,6 \cdot (4.050.000 - 770 \cdot 2843) \cdot 0,178 \cdot 0,025 \cdot 0,00425}{120 \cdot 130}$$

$$K_g = \underline{0,37 \text{ md}}$$

### 2.2.3 RAGGI DI DRENAGGIO

Di seguito viene riportato il calcolo del raggio di drenaggio relativo alla seconda erogazione, nel periodo durante il quale il regime di flusso sembra mantenersi transitorio ( $t_{pt} \approx 20$  ore).

Risulta quindi applicabile la relazione sotto riportata :

$$r_d = 0,029 \cdot \sqrt{\frac{Kt}{\phi u c_t}} \quad , \quad (t_{DA} = 0,1)$$

$$r_d = 0,029 \cdot \sqrt{\frac{60,07 \cdot 20,0 (*)}{0,04 \cdot 46,4 \cdot 10^{-6}}} =$$

da cui si ottiene  $r_d = 738 \text{ ft} \rightarrow \underline{225 \text{ m. ca}}$

verosimilmente, nel caso in esame  $r_d$  non coinciderà

---

(\*) Il tempo è stato posto pari a 20 ore in quanto dopo tale limite il regime di flusso non è più di tipo transitorio.

con re raggio del giacimento, potendo tutt'al più, in una ipotesi particolarmente pessimistica, rappresentare il valore minimo.

#### 2.2.4 DANNEGGIAMENTO

Dall'esame dei dati di pressione ricavati durante la seconda erogazione il danneggiamento è risultato :

$$S = 1,15 \cdot \left[ \frac{P_i - P_{1h}}{m} - \lg \left( \frac{K}{\phi \cdot u_c \cdot r_w^2} \right) + 3,23 \right]$$

$$S = 1,15 \cdot \left[ \frac{5202 - 2660}{120} - \lg \left( \frac{7}{0,04 \cdot 0,4 \cdot 46,4 \cdot 10^{-6} \cdot 0,25} \right) + 3,23 \right]$$

$$S = 1,15 \cdot [21,5 - 7,58 + 3,23]$$

$$S = 19,32$$

$$\Delta P_{\text{skin}} = 0,87 \cdot S \cdot m = 0,87 \cdot 19,32 \cdot 120 = \underline{2017 \text{ psia}}$$

$$\text{pari a } \underline{141,8 \text{ Kg/cm}^2}$$

#### 2.2.5 CALCOLO DEL FATTORE DI COMPLETAMENTO, C.F.

$$J_a = \frac{Q_o}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{2843}{5202 - 2532} = \underline{1,07} \text{ STBD/psia}$$

$$J_t = \frac{Q_o}{(\bar{P} - P_{wf}) - \Delta P_{\text{skin}}} = \frac{2843}{(5202 - 2532) - 2017} = \underline{4,38} \text{ STBD/psia}$$

$$\frac{J_a}{J_t} = 0,24 \text{ da cui } CF = 0,24$$

$$DR = 0,76$$

#### 2.2.6 FRATTURE

Dall'analisi del diagramma logaritmico delle pressio

ni differenziali ( $P_i - P_{wf}$ ) in funzione del tempo di erogazione, si nota che nell'intervallo di tempo, compreso fra il 6° ed il 23° minuto di produzione la retta ha un coefficiente angolare pari a circa 0,5 psi/ciclo. Ciò evidenzia fratture con andamento verticale.

La profondità della frattura viene determinata come segue :

Dal diagramma  $P_i - P_{wf}$  vs.  $\sqrt{t}$ , costruito con le pressioni dinamiche si ottiene la pendenza  $m_{vf}$ , dovuta alle fratture : (V. Fig. 9, 10, 11)

$$m_{vf} = 390 \text{ psia} \cdot (\text{m}^t)^{-\frac{1}{2}} \rightarrow \underline{3021 \text{ psia} \cdot (\text{h})^{-\frac{1}{2}}}$$

dalla relazione :

$$Kx_f^2 = \frac{(-4,064 \cdot q \cdot B)^2}{m_{vf} \cdot h} \cdot \frac{u}{\phi C_t} \quad \text{si ha :}$$

$$Kx_f^2 = \frac{(-4,064 \cdot 2843 \cdot 1,80)^2}{3021 \cdot 130} \cdot \frac{0,4}{0,04 \cdot 46,40 \cdot 10^{-6}}$$

$$Kx_f^2 = 0,0028 \cdot 215517,241 = 603,45$$

$$x_f = \sqrt{\frac{603,45}{21,70}} = 5,27 \text{ ft}$$

$$x_f = \underline{5,27 \text{ ft}} = \text{profondità delle fratture}$$

### 2.3 TERZA EROGAZIONE (Fig. 12)

Nel corso della terza erogazione, effettuata con duse da  $\frac{1}{2}$ " si evidenzia una stabilizzazione delle pressioni dinamiche di fondo su valori di circa 3310 psia, mentre la portata si è stabilizzata su circa 2000 STB/D per l'olio e 3500 MSCF/D per il gas.

Il gas durante l'erogazione ha manifestato una tendenza abbastanza regolare all'aumento, passando da valori iniziali di circa 1700 SCF/STB a valori finali di circa 1800 SCF/STB.

#### 2.4 QUARTA EROGAZIONE (Fig. 13)

Durante la quarta erogazione la pressione si è parzialmente stabilizzata su un valore di circa 4780 psia; la portata dell'olio è risultata non ben stabilizzata, denotando una lieve tendenza all'aumento (gli ultimi valori rilevati oscillano attorno a gli 800 STB/D).

La portata del gas è risultata ben stabilizzata su valori di circa 1300 MSCF/D. Per quanto riguarda il GOR si nota come quest'ultimo risenta della non perfetta stabilizzazione della portata dell'olio, evidenziando una generale tendenza alla diminuzione.

#### 3.0 CALCOLO DELLA PERMEABILITA' DALLE EROGAZIONI

$u_o = 0,4$	cps		
$T^o = 718$	$^oR$	$K_o = \frac{Q_o \cdot u_o \cdot \ln \frac{r_e}{r_w} \cdot B_o}{7,07 \cdot h \cdot (P_e - P_w)}$	
$r_e = 2500$	ft		
$r_w = 0,5$	ft		
$h = 130$	ft		
$P_i = 5202$	psia		
$B_o = 1,8$	bb1/STB (valore stimato)		
I EROGAZIONE ( $\phi = \frac{1}{2}$ " )		$\left\{ \begin{array}{l} Q_o = 2222 \text{ STB} \\ P_{wf} = 3398 \text{ psia} \end{array} \right.$	$K_1 = 8,2 \text{ md}$

$$\begin{array}{l}
 \text{II} \quad \text{EROGAZIONE } (\phi = 3/4") \quad \left\{ \begin{array}{l} Q_o = 2843 \text{ STB} \\ P_{wf} = 2532 \text{ psia} \end{array} \right. \quad K_2 = 7,1 \text{ md} \\
 \\
 \text{III} \quad \text{EROGAZIONE } (\phi = 1/2") \quad \left\{ \begin{array}{l} Q_o = 2000 \text{ STB} \\ P_{wf} = 3303 \text{ psia} \end{array} \right. \quad K_3 = 7,0 \text{ md} \\
 \\
 \text{IV} \quad \text{EROGAZIONE } (\phi = 1/4") \quad \left\{ \begin{array}{l} Q_o = 795 \text{ STB} \\ P_{wf} = 4779 \text{ psia} \end{array} \right. \quad K_4 = 12,6 \text{ md}
 \end{array}$$

#### 4.0 POTENZIALE ASSOLUTO

Seguendo la procedura suggerita dalla letteratura di assimilare il comportamento di un giacimento saturo a un giacimento a gas, è stata costruita la curva di back-pressione dai dati emersi nel corso della prova e di seguito riportati :

Duse	Pwf psia	Pi-Pwf psia	Pi <sup>2</sup> -Pwf <sup>2</sup> M psia <sup>2</sup>	Q STBD
1/2"	3398	1804	15514,40	2222
3/4"	2532	2670	20649,78	2843
1/2"	3303	1899	16150,99	2000
1/4"	4779	423	4221,96	795

l'equazione di flusso ricavata dalla Fig. 14 è data da :

$$Q = 0,00318 (\bar{P}_2 - P_{wf}^2)^{0.813369}$$

Il potenziale assoluto, corrispondente all' AOF dei pozzi a gas, risulta uguale a :

$$\text{AOF} = 3550 \text{ STBD}$$

Col metodo LIT (Laminar-inertial-turbolent) il potenziale assoluto risulta uguale a 3400 STBD.

Esprimendo infatti l'equazione di flusso nella forma non

Il metodo

$$\Delta P^2 = a Q + bQ^2$$

e ricavando a, b col metodo di minimi quadrati secondo le equazioni :

$$a = \frac{(\sum \Delta P^2/Q) \cdot (\sum Q^2) - (\sum \Delta P^2) (\sum Q)}{N Q^2 - Q \cdot Q}$$

$$b = \frac{N \sum \Delta P^2 - (\sum \Delta P^2/Q) \cdot \sum Q}{N \sum Q^2 - \sum Q \cdot \sum Q}$$

si ottiene, in base ai valori della seguente tabella :

TABELLA DEI DATI RELATIVI AL METODO LIT

EROGAZIONI	$\Delta P^2$ (M Psi <sup>2</sup> )	Q (M STB/D)	$\Delta P^2/Q$ (MPsi <sup>2</sup> /MSTB/D)	Q <sup>2</sup> (MMSTB/D <sup>2</sup> )
I	15.472	2.222	6.963	4.937
II	20.608	2.843	7.249	8.083
IV (*)	4.180	0.795	5.258	0.632
$\Sigma$	40.260	5.860	19.470	13.652

(\*) La II erogazione non è stata presa in considerazione in quanto ha fornito un valore di  $P_{wf}$  non congruo.

$$a = \frac{(19470) (13.652) - (5.860) (40.260)}{3 (13.652) - (5.860)^2} = 4516.18 \text{ Psi}^2/\text{STBD}$$

$$b = \frac{3(40260) - (5860)(19470)}{3(13.652) - (5.860)^2} = 1.0105 \text{ Psi}^2/\text{STBD}^2$$

L'equazione di flusso LIT risulta pertanto

$$\Delta P^2 = 4516.18 Q + 1.0105 Q^2$$

da cui si ricava per  $P_{wf} = 0$ , la portata massima corrispondente all' AOF, pari a  $Q = 3400$  STBD.

Calcolando il potenziale in base al solo termine lineare cioè ponendo

$$\Delta P^2 = 4516.18 Q$$

si ricava per la portata massima il valore di 6000 STBD che rappresenta il potenziale del pozzo in assenza di danneggiamento. Questo valore limite si può determinare graficamente dalla retta di back-pressure tratteggiata che rappresenta l'equazione  $\Delta P^2 = 4516.18 Q$ .

## 5.0 DANNEGGIAMENTO

Utilizzando l'equazione di flusso LIT si è cercato di separare le perdite di carico dovute al termine lineare da quelle dovute al termine quadratico legate alla presenza di flusso non lineare e gas blocking.

I risultati vengono così riassunti :

Duse	$\Delta P$ Totale psia	$\Delta P$ formazione psia	$\Delta P$ skin psia	Q STBD
1/2"	1804	1076	728	2222
3/4"	2670	1431	1239	2843
1/2"	1899	956	943	2000
1/4"	423	357	66	795

Come si nota dalla Fig.15 nella quale sono state ripor-

tate le portate con le relative perdite di carico  $\Delta P_{skin}$  sembra che fino a portate dell'ordine di 700 STBD non vi sono danneggiamenti. Si direbbe dunque che la formazione non presenta danneggiamento dovuto a cause meccaniche per l'azione del fango o per effetto della perforazione etc.

Tenendo presente che

$$S_t = S_d + S(q,t) + DQ$$

assumendo  $S_d = 0$  (assenza di danneggiamento meccanico) dal diagramma  $S_t$  in funzione di  $Q$  si possono ricavare  $D$  e  $S(q,t)$ .

E' da osservare che il termine  $S(q,t)$  rappresenta lo skin effect dovuto essenzialmente a gas-blocking derivanti da variazioni di saturazione in gas nella zona drenata dal pozzo, mentre  $Dq$  è il termine dovuto alla presenza di flusso turbolento nel corso della prova.

E' importante osservare che nè  $S(q,t)$  nè  $Dq$  sono eliminabili con stimolazioni o trattamenti acidi in quanto riflettono caratteristiche intrinseche del reservoir in esame.

## 6.0 ANALISI DELLA RISALITA DI PRESSIONE FINALE

La risalita della pressione finale è stata esaminata con i metodi MILLER-DYES-HUTCHINSON e MATTHIEWS - BRONS-HAZE-BROEK.

In un reservoir con spinta d'acqua occorre determinare la "boundary pressure"  $P_e$  - pressione interfacciale al contatto olio-acqua, e la pressione media  $\bar{P}$  della zona mineralizzata ad olio.

La boundary pressure  $P_e$  serve per calcolare il water in-

flux e la pressione media  $\bar{P}$  serve per l'equazione del bilancio materiale per determinare il comportamento del reservoir e per il calcolo delle riserve.

Per determinare queste due pressione occorre conoscere con esattezza le dimensioni del reservoir, la sua forma e la posizione del pozzo. Non avendo conoscenza di questi dati sono stati fatti alcuni tentativi di interpretazione come di seguito descritto.

#### 6.1 METODO DI MILLER-DYES-HUTCHINSON (V. Fig. 16, 17)

Non conoscendo le caratteristiche geometriche del reservoir non è possibile avvalersi di questo metodo per il calcolo della pressione media.

Al contrario supponendo la pressione media alla fine della prova uguale alla pressione media misurata all'inizio della prova, ossia supposto  $\bar{P} = 5202$  psia, è possibile determinare l'area del reservoir come di seguito esposto.

$$\bar{P} = P_{ws} + \frac{m P_{dmdh} (\Delta t_{da})}{1.1513}$$

Per  $\Delta t = 20$  ore si ha dalla Fig. 16  $P_{ws} = 5162$  psia per cui

$$5202 = 5162 - \frac{33 P_{dmdh}}{1.1513}$$

da cui si ricava

$$P_{dmdh} = 1.396$$

Per la determinazione dell'area drenata dal pozzo sono possibili due casi :

1) Pressione costante  $P_e$  (at drainage boundary) - water-drive

$$\text{Per } P_D = 1.396 \quad \text{segue } \Delta t_{DA} = 0,0086 \quad (*)$$

ossia

$$A = \frac{0.0002637 K \Delta t}{\phi u c \Delta t_{DA}} = \frac{(0.0002637)(60.07)(20)}{(0.04)(46.4 \cdot 10^{-6})(0.0086)} = 19.85 \cdot 10^6 \text{ sq ft}$$

2) Nessun flusso (at drainage boundary) - no water drive

$$\text{Per } P_D = 1.396 \quad \text{segue } \Delta t_{DA} = 0.0021 \quad (*)$$

ossia

$$A = \frac{(0.0002637)(60.07)(20)}{(0.04)(46.4 \cdot 10^{-6})(0.0021)} = 81.28 \cdot 10^6 \text{ sq ft}$$

Come si nota se durante la prova la pressione è rimasta costante, l'area drenata dal pozzo MILA-4 è compresa tra 20 e 81 milioni di piedi quadrati a seconda che l'acquifero sia totalmente attivo oppure completamente inattivo.

$$20 \cdot 10^6 \leq A \leq 81 \cdot 10^6 \quad \text{sq ft}$$

Se l'acquifero è stato attivo nel corso della prova la pressione interfacciale acqua-olio  $P_e$  risulta uguale alla pressione media  $\bar{P}$  in quanto si è in condizioni di equilibrio.

6.2 METODO DI MATTHEWS-BRONS-HAZEBROEK (V. Fig. 18)

Confrontando il tempo equivalente di erogazione con i tempi  $tp_{ss}$  e  $T_R$  per l'Horner-plot si ha :

---

(\*) V. R.C. Earlougher - Advances in well test Analysis  
pag. 66

$$t_p = \frac{24 V}{Q} = \frac{(24)(6970)}{795} = 210 \text{ ore}$$

$$t_{pss} = \frac{\phi u c A t_{DA}}{0.0002637 K} = \frac{(0.04)(46.4 \cdot 10^{-6})(19.85 \cdot 10^6)(0.1)}{(0.0002637)(60.07)} = 232 \text{ h.}$$

$$t_R = 946 \frac{\phi u c A}{K} = \frac{(946)(0.04)(46.4 \cdot 10^{-6})(19.85 \cdot 10^6)}{60.07} = 580 \text{ ore}$$

Si è pertanto utilizzato come tempo di erogazione  $t_p = 210$  ore

La boundary pressure  $P_e$  è data da

$$P_e = P^* - \frac{m P_{DMBHe} (t_p DA)}{2.3025}$$

dove  $P^*$  è il valore estrapolato dall'Horner-plot che nel caso in esame vale  $P^* = 5198$  psia

$$t_{pDA} = \frac{0.0002637 K t_p}{\phi u c A} = \frac{(0.0002637)(60.07)(210)}{(0.04)(46.4 \cdot 10^{-6})(19.85) \cdot 10^6} = 0.0903$$

Per  $t_{pDA} = 0.0903$  si ha  $P_D = 0$  per cui  $P_e = P^* = 5198$  psia

La pressione media  $\bar{P}$  è data da

$$\bar{P} = P^* - \frac{m \bar{P}_{DMBH} (t_{pDA})}{2.3035}$$

Per  $t_{pDA} = 0.0903$  si ha  $\bar{P}_D = 0,7$  per cui

$$\bar{P} = 5198 - \frac{33 (0.7)}{2.3025} = 5188 \text{ psia}$$

Con una diminuzione di  $5202 - 5188 = 14$  psi rispetto al valore iniziale.

Se l'acquifero è rimasto inattivo, assumendo come area di drenaggio il valore precedentemente trovato di  
 $A = 81.28 \cdot 10^6$  sq ft si ha :

$$t_{pDA} = \frac{(0.0002637)(60.07)(210)}{(0.04)(46.4 \cdot 10^{-6})(81.28) \cdot 10^6} = 0.0221$$

Per  $t_{pDA} = 0.0221$  segue  $P_D = 0.3$  da cui

$$\bar{P} = 5198 - \frac{33(0.3)}{2.3025} = 5193.7 \text{ psia}$$

con un calo, rispetto al valore iniziale di 5202-5193.7= 8.3 psi.

### 6.3 DETERMINAZIONE DELLA PERMEABILITA'

Sono state determinate la permeabilità all'olio e la permeabilità al gas considerando il flusso bifasico.

#### Permeabilità all'olio

Dalla relazione

$$K_o = \frac{162.6 Q_o u_o B_o}{m h}$$

segue

$$K_o = \frac{(162.6)(795)(0.4)(1.80)}{(130)(33)} = 21.70 \text{ md}$$

#### Permeabilità al gas

$$K_g = \frac{162.6 Q_g u_g B_g}{m d} \quad (Q_g = Q_t - R_s Q_o)$$

$$K_g = \frac{162.6 (1.356 \cdot 000 - 1450.795) 0.178 \cdot 0,025 \cdot 0,00425}{33.130} = 0.15 \text{ md}$$

#### 6.4 DETERMINAZIONE DEL DANNEGGIAMENTO

Dalla relazione

$$S = 1.151 \left[ \frac{P_{1h} - P_{wf}}{m} - \lg \frac{K}{\phi u c r w^2} + 3.23 \right]$$

$$= 1.151 \left[ \frac{5122-4779}{33} - \lg \frac{60.07}{(0.04)(46.4 \cdot 10^{-6})(18.06)} + 3.23 \right]$$

$$S = 8.48$$

$$\Delta P_s = 0.87 \text{ mS}$$

$$= (0.87)(33)(8.48) = 243 \text{ psi}$$

#### 6.5 DETERMINAZIONE DEL FATTORE DI COMPLETAMENTO

$$J_a = \frac{Q}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{795}{5202-4779} = 1.88 \text{ STBD/psi}$$

$$J_t = \frac{Q}{(\bar{P} - P_{wf}) - \Delta P_s} = \frac{795}{(5202-4779) - 243} = 4.42 \text{ STBD/psi}$$

$$\frac{J_a}{J_t} = 0,425$$

$$CF = 0,425$$

$$DR = 0,575$$

#### 7.0 DETERMINAZIONE DEL GOR

$$(GOR)_{1/4"} = R_s + \frac{u_o B_o K_g}{u_g B_g K_o}$$

$$= 1450 + \frac{(0.4)(1.80)(0.15)}{(0.025)(00007572)(2170)}$$

$$= 1450 + 263$$

$$= 1713 \text{ SCF/STB}$$

### 8.0 AREE E VOLUMI INTERESSATI DURANTE LA PROVA

Nell'ipotesi che il massimo raggio di drenaggio accertato sia quello relativo alla seconda erogazione, nella quale il regime transitorio si protrae per circa 20 ore, si ricava una stima dell'area minima drenata nel corso della prova :

$$A = \pi r_d^2 \text{ dove } r_d = 738 \text{ ft dopo 20 h. di erogazione}$$

$$A = (738)^2 \cdot \pi = \underline{1.711 \cdot 10^6 \text{ Sq ft.}},$$

$$\text{pari a } \underline{158.957 \text{ m}^2}.$$

Considerando lo spessore del net pay costante ed omogeneo si ricava il volume delle riserve interessate dalla prova:

$$V_B = A \cdot h = 158.957 \cdot 80 = 12,717 \cdot 10^6 \text{ mc.}$$

Amnesso che sia  $S_o = 80\%$  ed  $S_w = 20\%$ , il volume dell'olio in posto, alle condizioni di reservoir risulta :

$$V_o = V_B \cdot \phi \cdot S_o$$

$$V_o = 12,717 \cdot 10^6 \cdot 0,04 \cdot 0,8$$

$$V_o = 407.000 \text{ mc} \rightarrow \underline{2.560.000 \text{ reservoir barrel}}$$

$$V_o = 1.420 \cdot 10^6 \text{ STB}$$

In base alla risalita di pressione analizzata con il metodo MDH i volumi drenati dal pozzo sono rispettivamente :

$$V_1 = \frac{A \cdot \phi \cdot h \cdot S_o}{B_o} = \frac{19,85 \cdot 10^6 \cdot 0,04 \cdot 130 \cdot 0,8}{1,8 \cdot 5,615} =$$

=  $8,170 \cdot 10^6$  STB nel caso di acquifero attivo al 100%  
durante la prova, oppure

$$V_2 = \frac{A \cdot \phi \cdot h \cdot S_o}{B_o} = \frac{81,28 \cdot 10^6 \cdot 0,04 \cdot 130 \cdot 08}{1,8 \cdot 5,615} = 33,455 \cdot 10^6 \text{ STB}$$

se l'acquifero è rimasto inattivo durante la prova.

Con il metodo MBH infine i volumi drenati dal pozzo risul-  
terebbero :

$$V_3 = \frac{9170}{14 \cdot 62,875 \cdot 10^{-6}} = 10,417 \cdot 10^6 \text{ STB}$$

nel caso che l'acquifero sia intervenuto al 100% durante  
la prova oppure :

$$V_4 = \frac{9170}{8,3 \cdot 62,875 \cdot 10^{-6}} = 17,872 \cdot 10^6 \text{ STB}$$

Nel caso di acquifero completamente inattivo.

Concludendo, il volume drenato dal pozzo nel corso della  
prova risulta di :

$$8,2 \cdot 10^6 \leq V \text{ drenato} \leq 10,5 \cdot 10^6 \text{ STB (acquifero attivo al 100\% durante la prova)}$$

$$17,9 \cdot 10^6 \leq V \text{ drenato} \leq 33,5 \cdot 10^6 \text{ STB (acquifero completamente inattivo durante la prova)}$$

Ulteriori indagini circa l'area e quindi i volumi di olio drenati nel corso della prova possono essere fatte applicando la teoria di Ramey-Cobb.

Per un reservoir chiuso

$$\Delta P_D = \frac{K H}{u Q B} \frac{P_i - \bar{P}}{141,2} = 2 \pi t_{DA}$$

dove  $Q$  è la portata media uguale a  $9170 \times 1440 / 6325 = 2088$  STBD.

Supponendo la pressione finale di erogazione uguale alla pressione media, cioè posto (restrittivamente)

$$\bar{P} = FFP = 5164 \text{ psia}$$

segue

$$\Delta P_D = \frac{60,07 \times 130}{2088 \times 1,80} \frac{5202 - 5164}{141,2} = 2 \pi t_{DA}$$

ossia

$$t_{DA} = 0,089$$

da cui segue

$$A = \frac{0,0002637 Kt}{\phi u c t_{DA}}$$

$$A = \frac{(0,0002637)(60,07)(210)}{(0,04)(46,4) \cdot 10^{-6} \cdot 0,089} = 20,14 \cdot 10^6 \text{ sq. ft.}$$

$$V = \frac{(20,14) \cdot 10^6 (130)(0,8)(0,04)}{(1,80)(5.615)} = 8,3 \cdot 10^6 \text{ STB}$$

Nel corso della prova è stato drenato un volume di olio non inferiore a 8,3 milioni di STB di olio.

Nell'ipotesi conservativa che la fine della chiusura in

pressione corrisponda al termine del regime transitorio,  
l'area drenata è data da :

$$A = \frac{0,0002637 K \Delta t}{\phi u c \left( \Delta t_{DA} \right)_{est.}},$$

$$\text{posto} \left( \Delta t_{DA} \right)_{est.} = 0,005 \text{ per l'Horner-plot,}$$

si ricava :

$$A = \frac{0,0002637 \cdot 60,07 \cdot 23}{0,04 \cdot 46,4 \cdot 10^{-6} \cdot 0,005} = 39,26 \cdot 10^6 \text{ sq. ft.}$$

da cui si ottiene il volume drenato :

$$V = \frac{(39,26) \cdot 10^6 \cdot (130) \cdot (0,8) \cdot (0,04)}{(1,8) \cdot (5,615)}$$

$$V = \underline{16,16 \cdot 10^6} \quad \text{STB}$$

Secondo questa metodologia nel corso della prova è stato drenato un volume di olio non inferiore a 16,16 milioni STB.

Concludendo, il volume di olio drenato nel corso di questa prova risulterebbe compreso fra 8,3 e 16,2 milioni STB.

## 9.0 CARATTERISTICHE DEL RESERVOIR

### 9.1 DETERMINAZIONE DELLA MOBILITA' TOTALE

La mobilità totale del sistema risulta dalla somma delle mobilità relative :

$$\left( \frac{K}{u} \right)_t = \frac{K_o}{u_o} + \frac{K_g}{u_g} + \frac{K_w}{u_w}$$

applicando la relazione generale, si ottiene :

$$\left(\frac{K}{u}\right)_t = \frac{162,6 \cdot Q \cdot B}{m h}$$

da cui :

$$\left(\frac{K}{u}\right)_t = \frac{162,6}{m h} \cdot \left[ B_o Q_o + B_g (Q_{gt} - R Q_o) + R_w \cdot Q_w \right]$$

$$\left(\frac{K}{u}\right)_t = \frac{162,6}{33 \cdot 130} \cdot \left[ (1,80) \cdot (795) + 0,0007572 \cdot (1,356 \cdot 000 - 1450 \cdot 795) + 0 \right]$$

$$\left(\frac{K}{u}\right)_t = 60,07 \text{ md/cp}$$

### 9.2 DETERMINAZIONE DEL FATTORE DI VOLUME DEL GAS

Il fattore volumetrico  $B_g$  è stato ottenuto dall'espressione seguente

$$B_g = 0,0504 \frac{Z \cdot T}{P}$$

$$B_g = 0,0504 \cdot \frac{1 \cdot (460 + 258)}{4779}$$

$$B_g = 0,0007572 \left[ \text{BBL/SCF} \right]$$

### 9.3 DETERMINAZIONE DELLA COMPRESSIBILITA' DELL'OLIO, $C_o$

La compressibilità dell'olio si ha dalla relazione :

$$C_o = \frac{B_g}{B_o} \cdot \frac{d R_s}{d P} - \frac{I}{B_o} \cdot \frac{d B_o}{d P}$$

$$\text{dove } \frac{d R_s}{d P} = \frac{R_s}{0,83P + 21,75} = \frac{1450}{(0,83)(4779) + 21,75}$$

$$\frac{dR_s}{dP} = 0,364 \left[ \text{SCF/STB} \cdot \text{psi} \right]$$

inoltre si ha che :

$$\frac{Bg}{B_o} = \frac{0,0007572}{1,8} = 0,000421 \left[ \frac{\text{bbl / SCF}}{\text{bbl / STB}} \right]$$

e che :

$$\frac{dB_o}{dP} = \frac{dB_o}{dR_s} \cdot \frac{dR_s}{dP}$$

$$\frac{dB_o}{dP} = 0,364 \cdot 4,95 \cdot 10^{-4} = 0,000180 \left[ \frac{\text{bbl}}{\text{STB} \cdot \text{psi}} \right]$$

per cui :

$$C_o = \frac{0,0007572}{1,80} \cdot 0,364 - \frac{1}{1,80} \cdot 0,00018$$

$$C_o = 0,0000531 = 53 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

#### 9.4 COMPRESSIBILITA' DEL GAS

$$C_g = \frac{I}{P} - \frac{I}{Z} \cdot \frac{dz}{dP} \quad \begin{array}{l} Z \approx 1,0 \\ Y = 0,70 \end{array}$$

$$C_g = \frac{I}{4779} - 195 \cdot 10^{-6}$$

$$C_g = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

#### 9.5 COMPRESSIBILITA' DELL'ACQUA E DELLA FORMAZIONE

$$C_w = 3,0 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$C_f = 7,3 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

### 9.6 COMPRESSIBILITA' TOTALE

Nell'ipotesi che sia :

$$S_o = 70\%$$

$$S_g = 10\%$$

$$S_w = 20\%$$

la compressibilità totale risulta :

$$C_t = (53.0,70 + 14,3.0,10 + 3,0.0,2 + 7,3) \cdot 10^{-6}$$

$$C_t = 46,4 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

### 9.7 COMPRESSIBILITA' EQUIVALENTE ALL'OLIO, $C_{co}$

$$C_{co} = \frac{(53.0,8 + 3.0,2 + 7,3) \cdot 10^{-6}}{0,80} = \underline{62,875} \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

### 9.8 FATTORE DI VOLUME DELL'OLIO

E' stato assunto  $B_o = 1.80 \text{ bbl /STB}$

DST N° 6

FINAL BUILD-UP

$$t_p = 12.625$$

$\Delta t$ minuti	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	$\frac{P_{ws}}{\text{psia}}$	$\frac{P_{ws} - P_{wf}}{\text{psia}}$
0	-	4779	-
2	6314.5	4853	74
4	3157	4914	135
6	2105	4968	189
7	1805	4986	207
8	1579	5008	229
9	1404	5028	249
11	1149	5059	280
13	972	5076	297
21	602	5106	327
23	550	5108	329
25	506	5107	328
27	469	5108	329
32	396	5109	330
37	342	5110	331
42	302	5111	332
47	270	5112	333
52	244	5112	333
62	205	5113	334

$\Delta t$ minuti	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	$\frac{P_{ws}}{\text{psia}}$	$\frac{P_{ws} - P_{wf}}{\text{psia}}$
77	165	5114	335
92	138	5117	338
107	119	5119	340
122	104	5120	341
137	93	5122	343
152	84	5123	344
167	76.6	5122	343
182	70.4	5122	343
197	65.1	5123	344
212	60.6	5124	345
227	56.6	5125	346
242	53.2	5126	347
257	50.1	5127	348
272	47.4	5128	349
287	45.0	5130	351
302	42.8	5132	353
317	40.8	5134	355
332	39.0	5136	357
347	37.4	5140	361
362	35.9	5139	360
377	34.5	5140	361
392	33.2	5142	363
407	32.0	5143	364
437	29.9	5144	365
467	28.0	5146	367
497	26.4	5148	369
527	25.0	5150	371

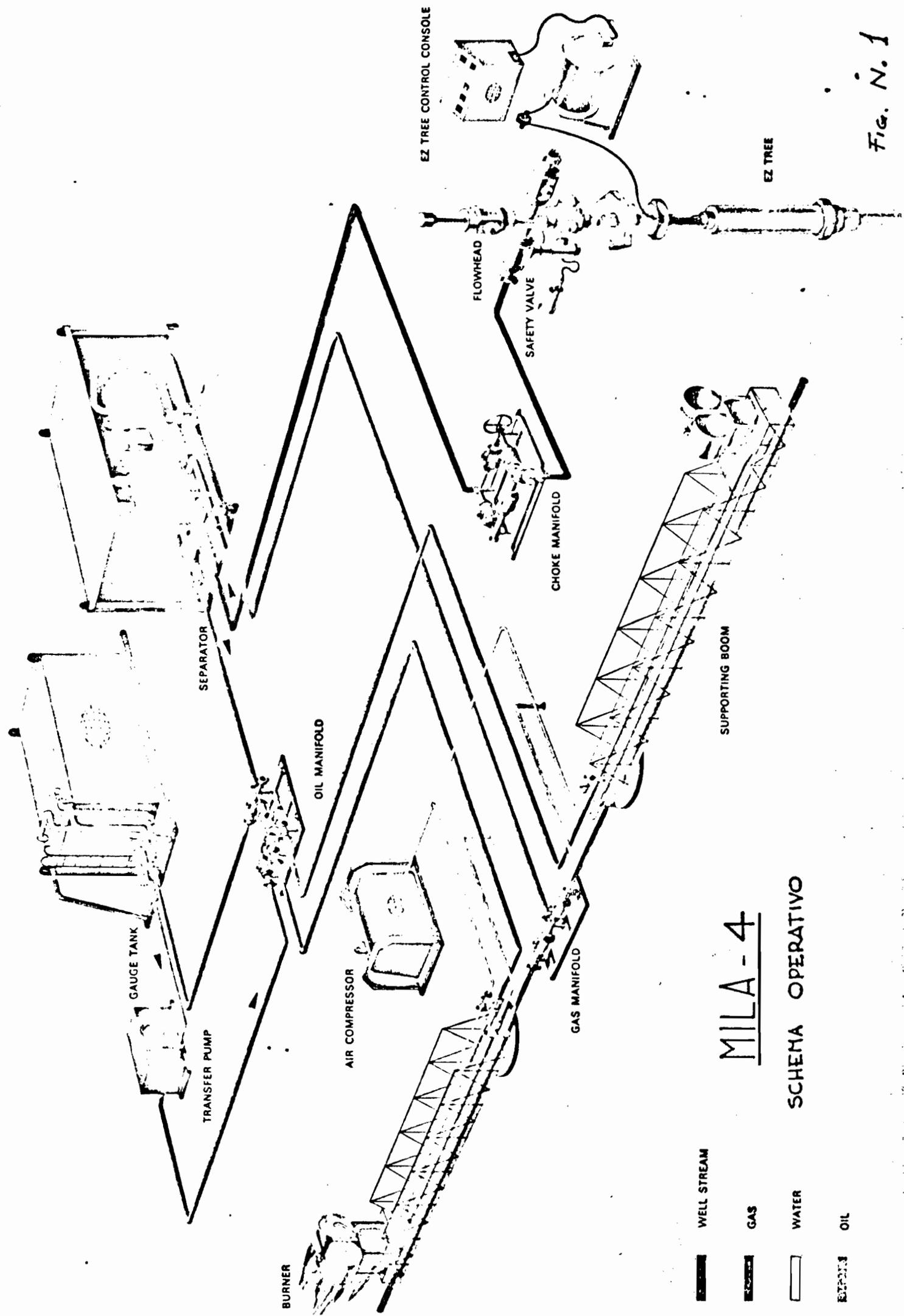
$\Delta t$ minuti	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	$\frac{P_{ws}}{\text{psia}}$	$\frac{P_{ws} - P_{wf}}{\text{psia}}$
557	23.7	5151	372
587	22.5	5152	373
617	21.5	5154	375
647	20.5	5154	375
677	19.6	5155	376
707	18.9	5155	376
737	18.1	5156	377
767	17.5	5156	377
797	16.8	5157	378
827	16.3	5157	378
857	15.7	5158	379
887	15.2	5158	379
917	14.8	5159	380
947	14.3	5159	380
977	13.9	5159	380
1007	13.5	5160	381
1037	13.2	5160	381
1067	12.8	5160	381
1097	12.5	5161	382
1127	12.2	5161	382
1157	11.9	5162	383
1187	11.6	5162	383
1217	11.4	5162	383
1247	11.1	5163	384
1277	10.9	5163	384
1307	10.66	5164	385
1337	10.44	5164	385

$\Delta t$ minuti	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	$\frac{P_{ws}}{\text{psia}}$	$\frac{P_{ws} - P_{wf}}{\text{psia}}$
1367	10.23	5164	385
1372	10.20	5164	385

Volume prodotto dall'ultima chiusura : 6970 BBL

Portata stabilizzata prima della chiusura : 795 BBL/D

$$t_p = \frac{24 \times 6970}{795} \times 60 = 12.625 \text{ minuti}$$



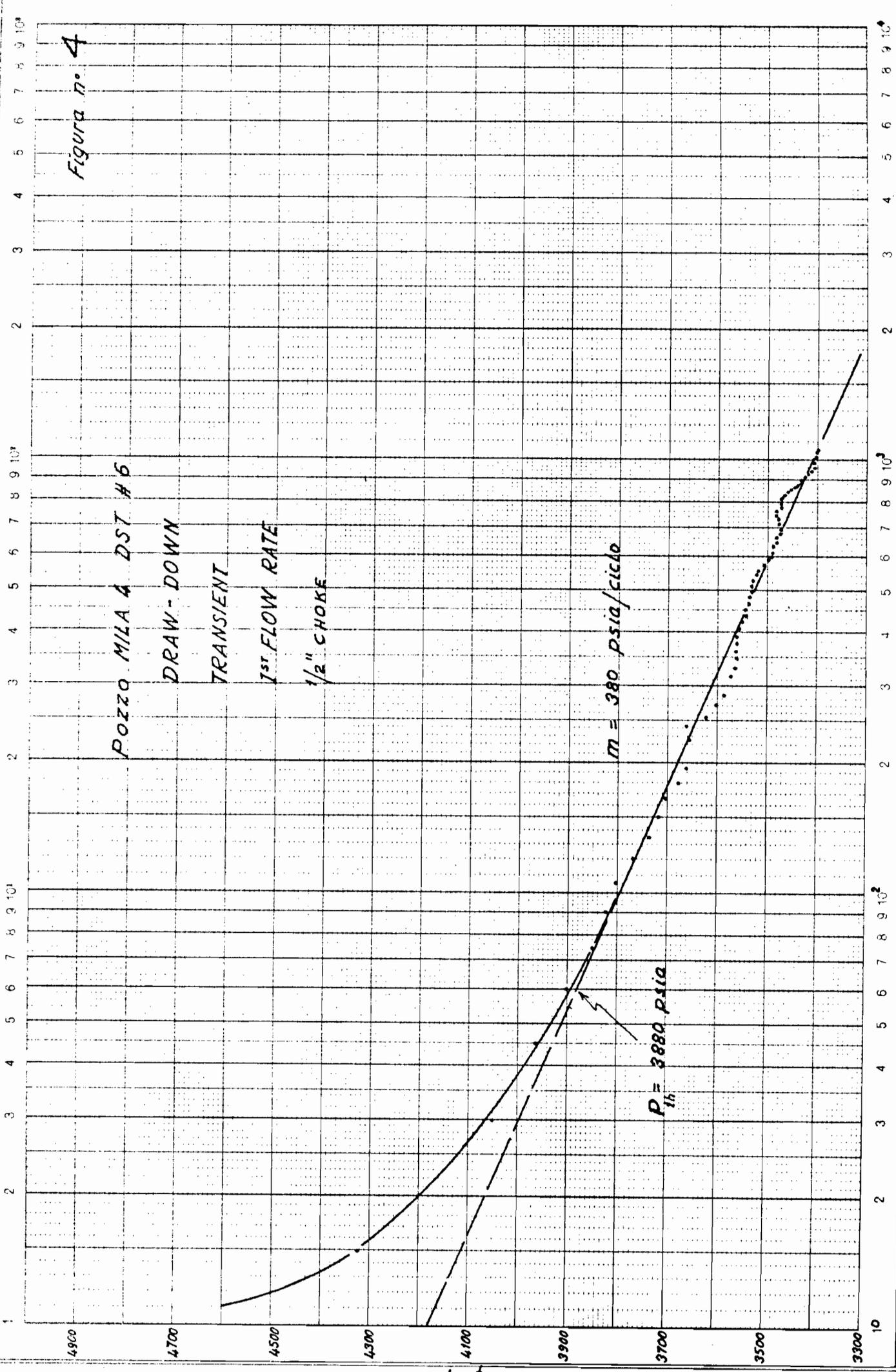
■ WELL STREAM  
 ■ GAS  
 □ WATER  
 □ OIL

**MILA - 4**

**SCHEMA OPERATIVO**

Figura n. 4

POZZO MILA 4 DST #6  
DRAW-DOWN  
TRANSIENT  
1<sup>ST</sup> FLOW RATE  
1/2" CHOKE



Logar. Division } 1 - 1000 Einheit } 90 mm

$t_p$  (m')

Figura n° 5

POZZO MILA 4 DST # 6  
1ST FLOW RATE  
1/2" CHOKE

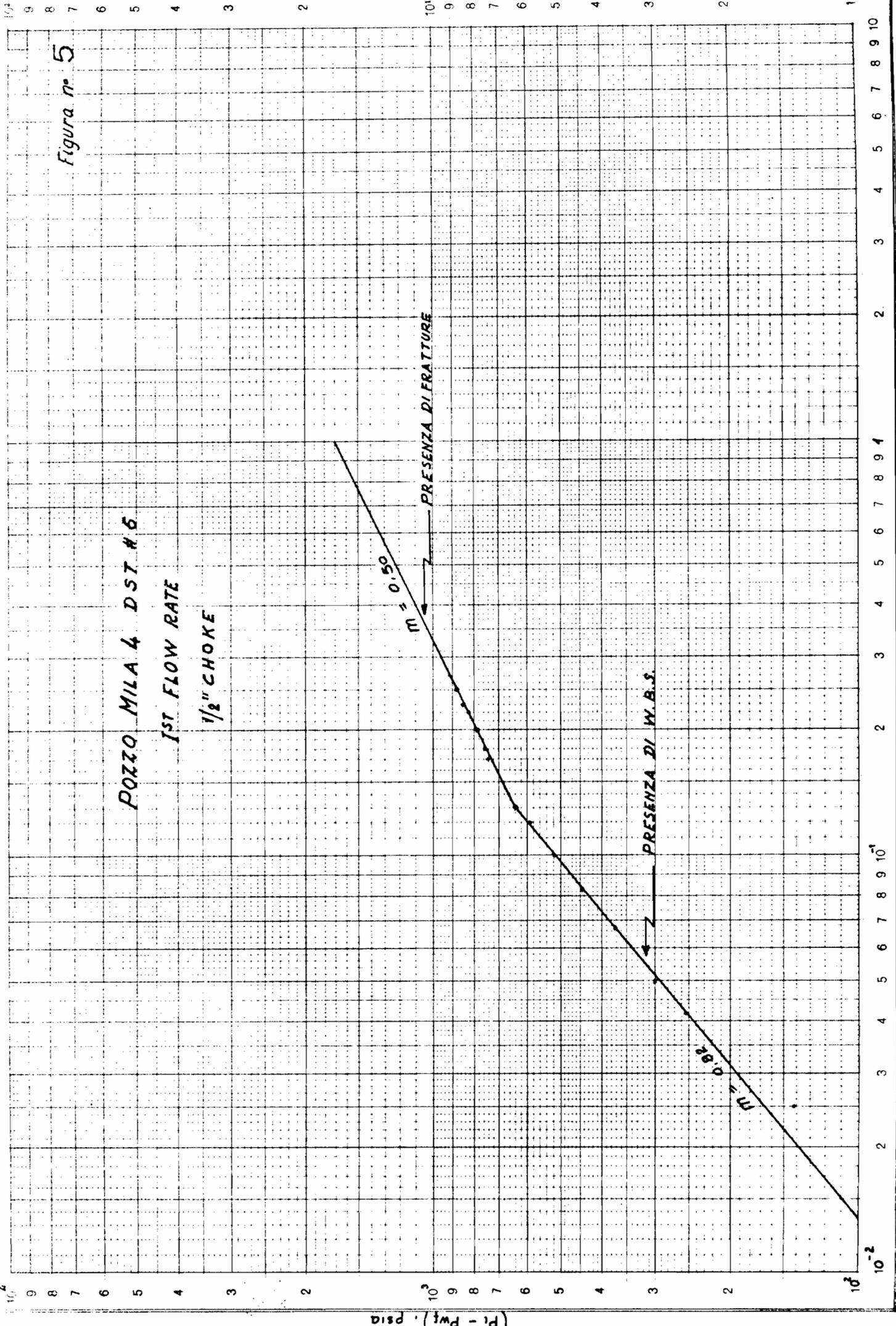


Figura n. 6

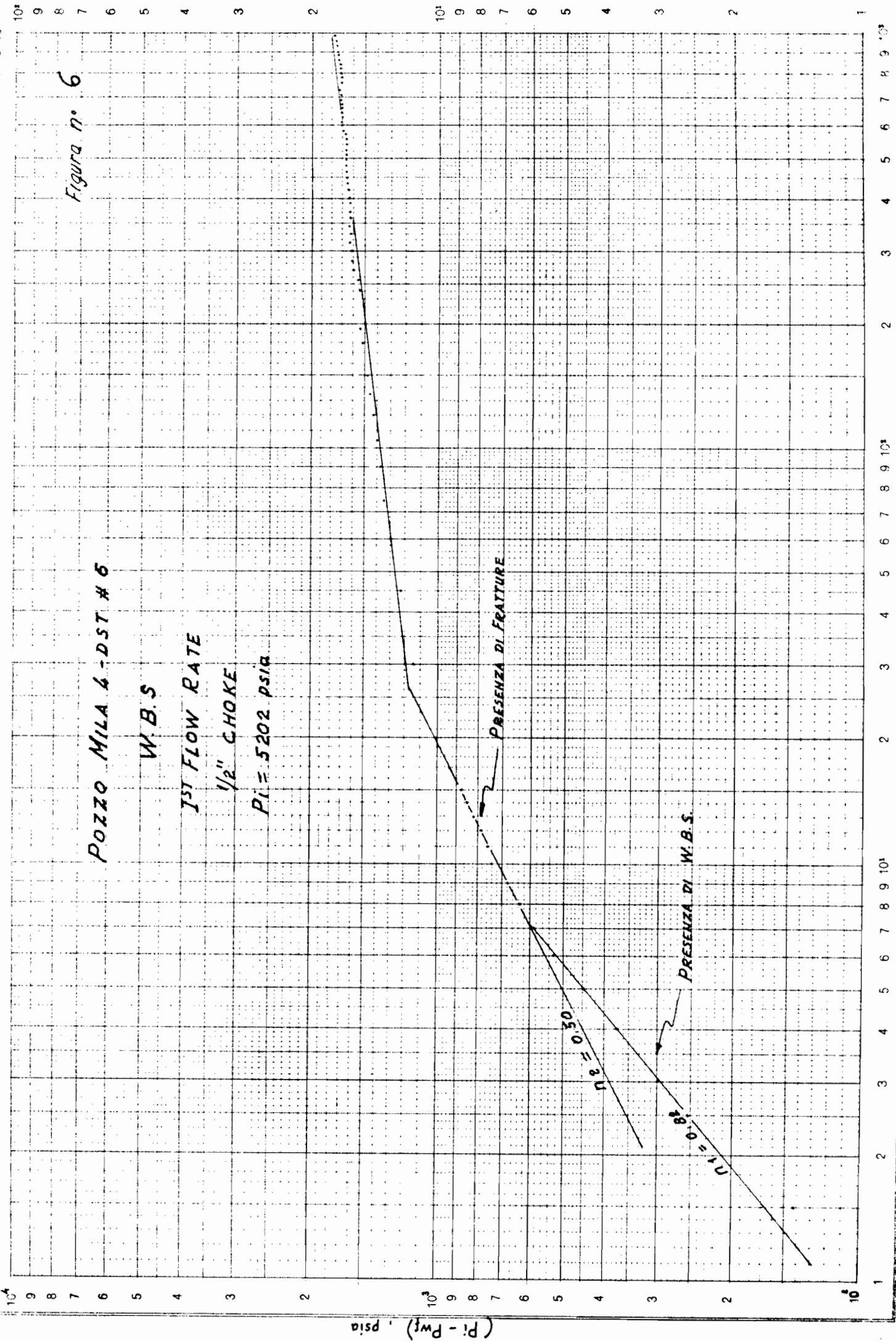
POZZO MILA 4-DST # 6

W.B.S

1ST FLOW RATE

1/2" CHOKE

$P_i = 5202$  psia



Logar. Division } 1-100 und 1-1000 Einheit } 90 mm

t (m')

POZZO MILA 4 DST # 6

1st FLOW RATE

1/2" CHOKE

$q - P_{wf}$   
psia

1500

1000

500

$Q_{IN} - A 4 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{mm}$

2

3

4

5

6

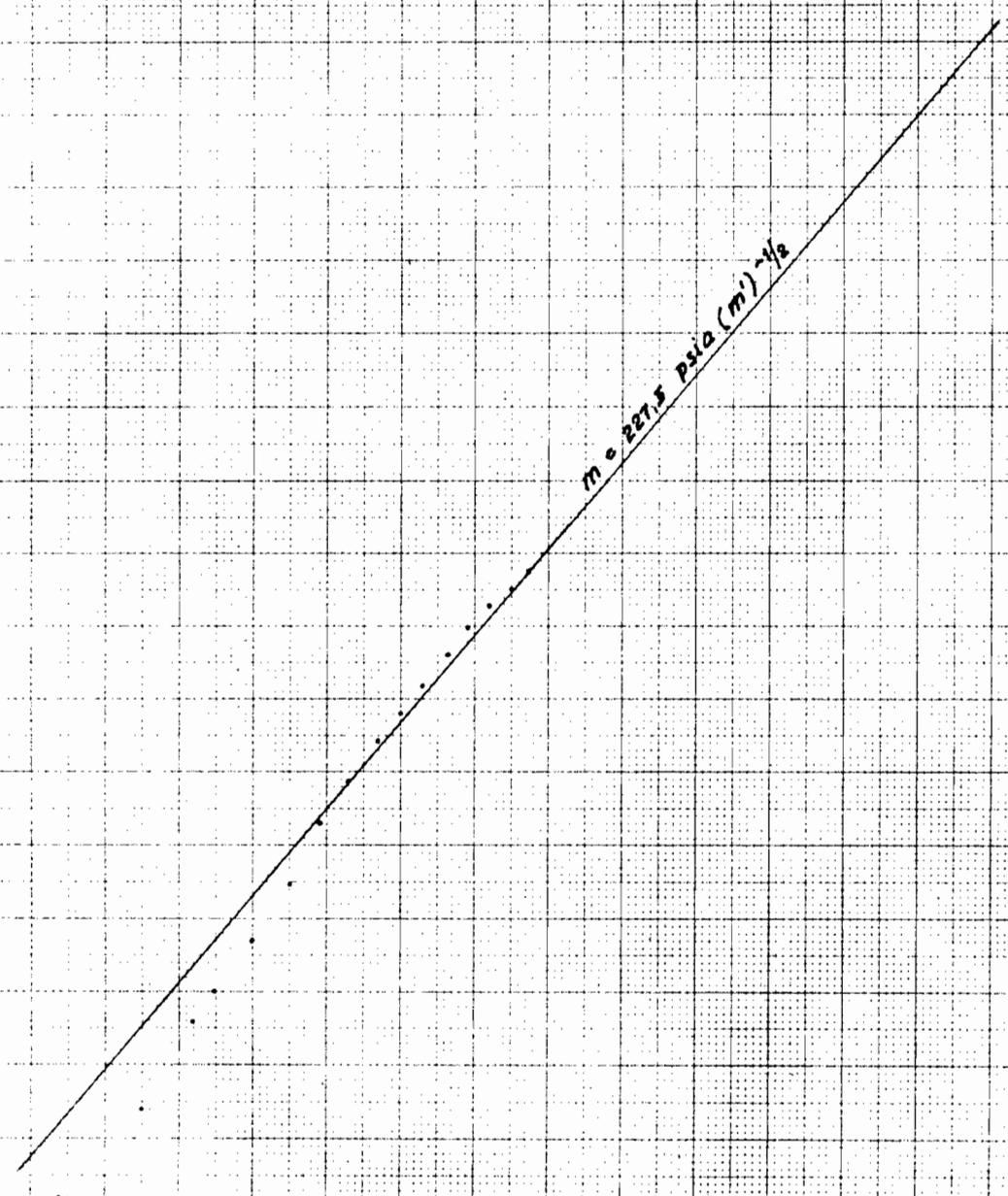
7

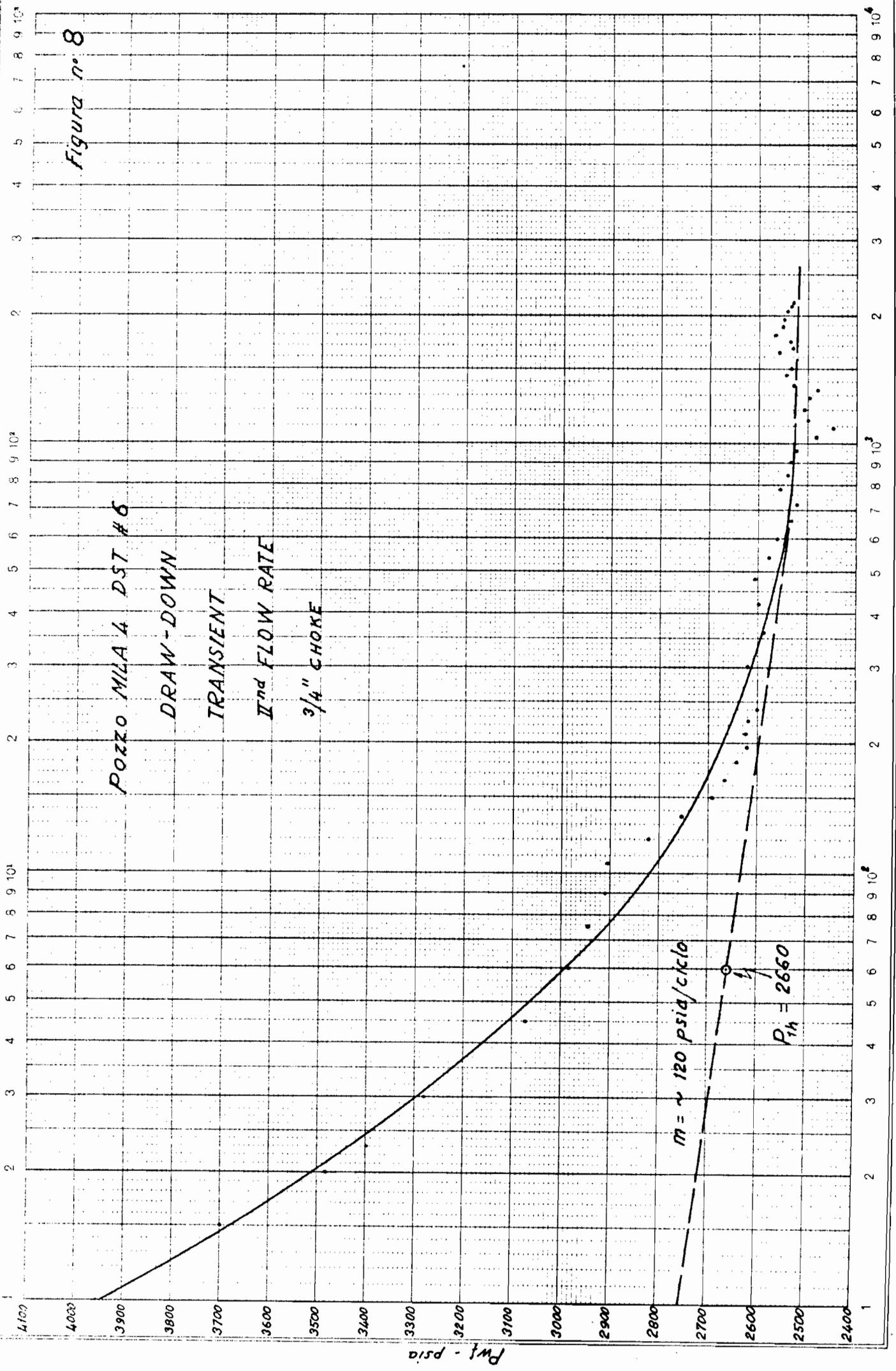
8

9

$\sqrt{t} \cdot (m')^{-1/2}$

$m = 227.5 \text{ psia} (m')^{-1/2}$





Teilung } 1 - 1000 Einheit } 90 mm  
 Logar. Division }

$t_p$  (m')

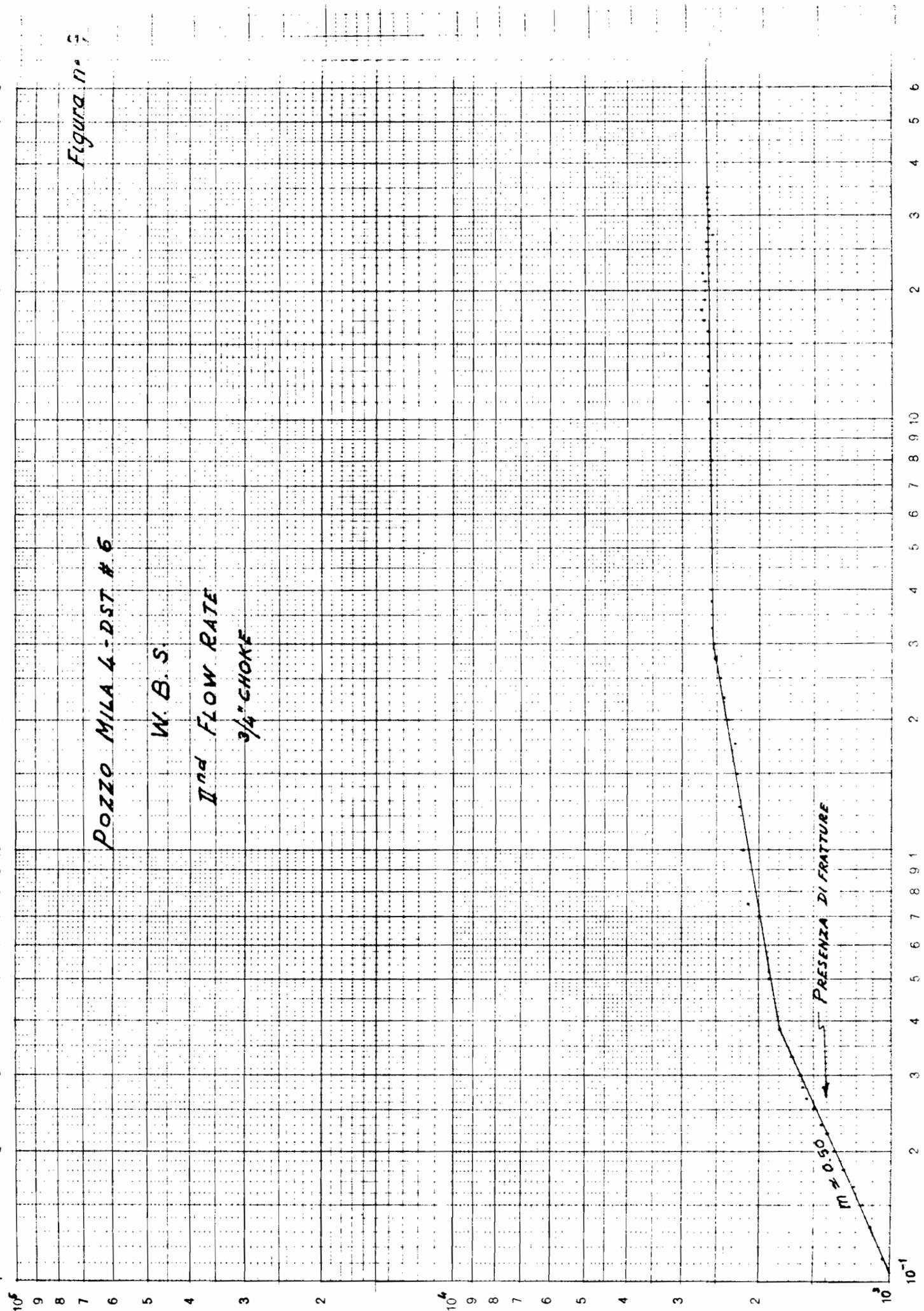
Figura n. 5

POZZO MILA 4 - DST # 6

W. B. S.

2<sup>nd</sup> FLOW RATE

3/4" CHOKE



Logar. Division } 1-100 und 1-1000 Einheit } 90 mm

t, hrs

Ed. Aermi-Leuch, S.p.A.

Figura n° 10

POZZO MILA 4-DST #6

W. B. S.

2<sup>nd</sup> FLOW RATE

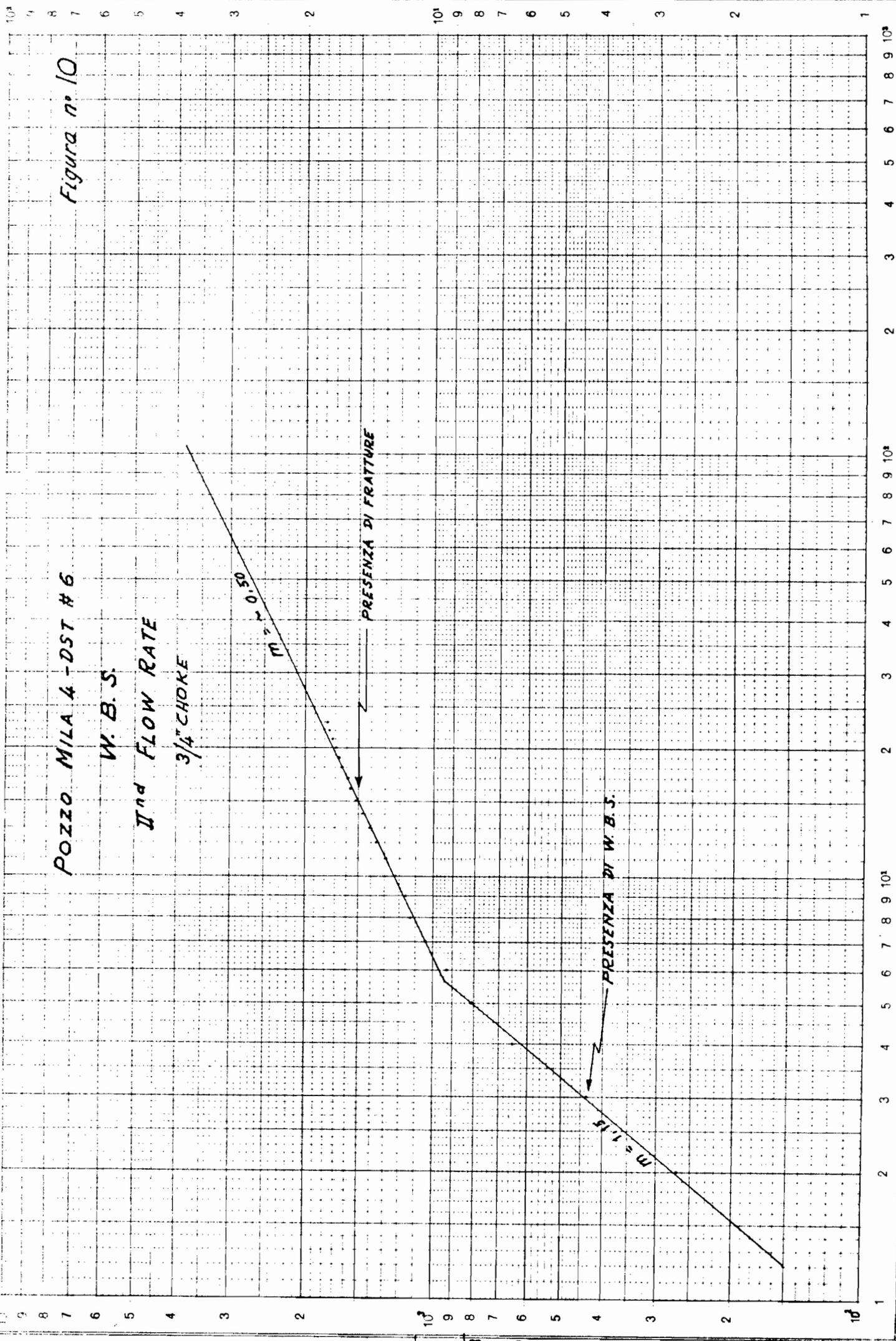
3/4" CHOKE

$m = 0.50$

PRESENZA DI FRATTURE

PRESENZA DI W.B.S.

$m = 1.15$



Teilung } 1-100 und 1-1000 Einheit } 90 mm  
Logar. Division } Unité }

t, m'

POZZO MILA 4 DST # 6

II<sup>nd</sup> FLOW RATE

3/4" CHOKE

$p_i - p_{wf}$   
psia

2000

1500

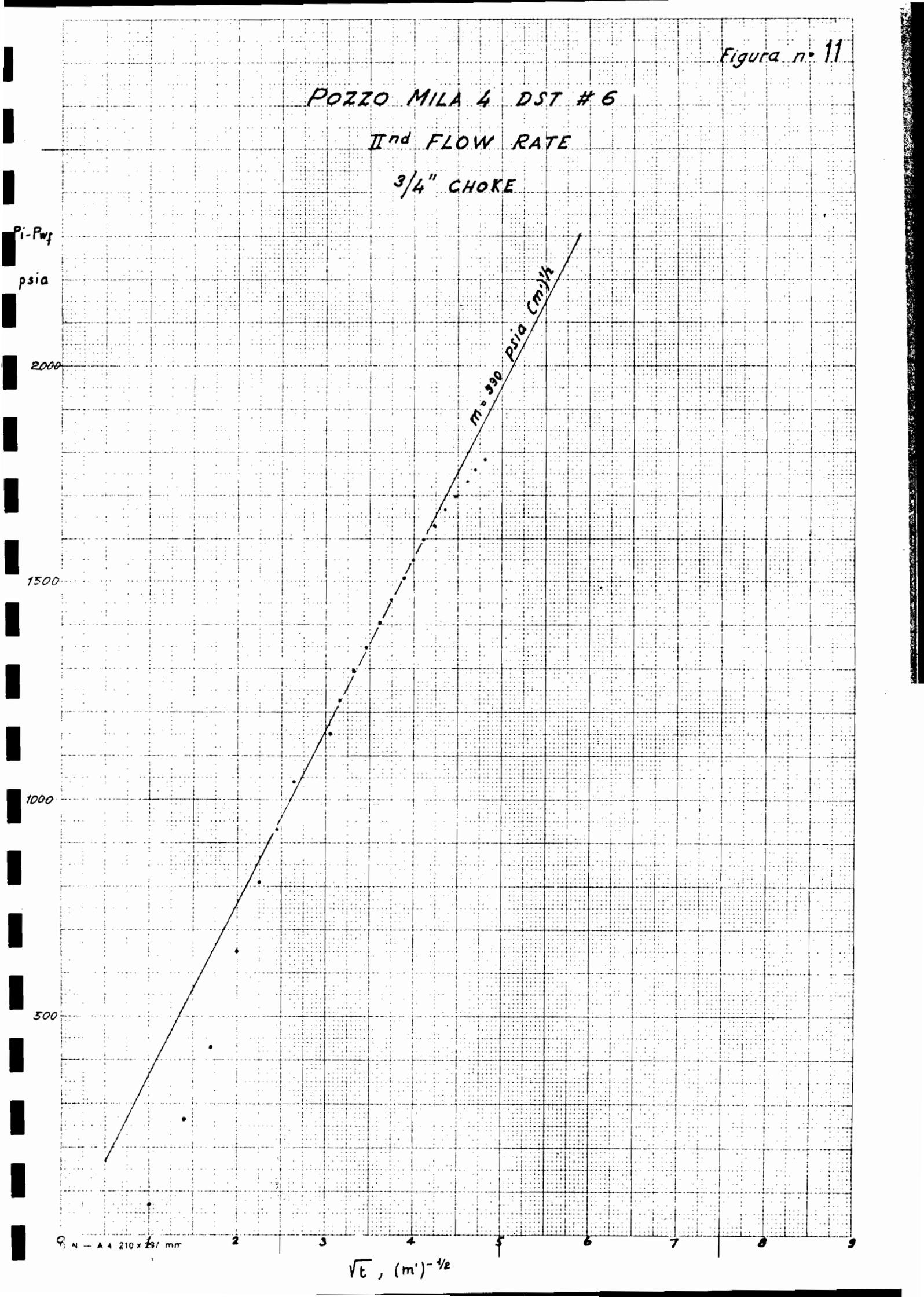
1000

500

$m = 330 \text{ psia (cm)}/\text{h}$

$Q_N = 4.4 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{min}$

$\sqrt{t}, (\text{m}')^{-1/2}$



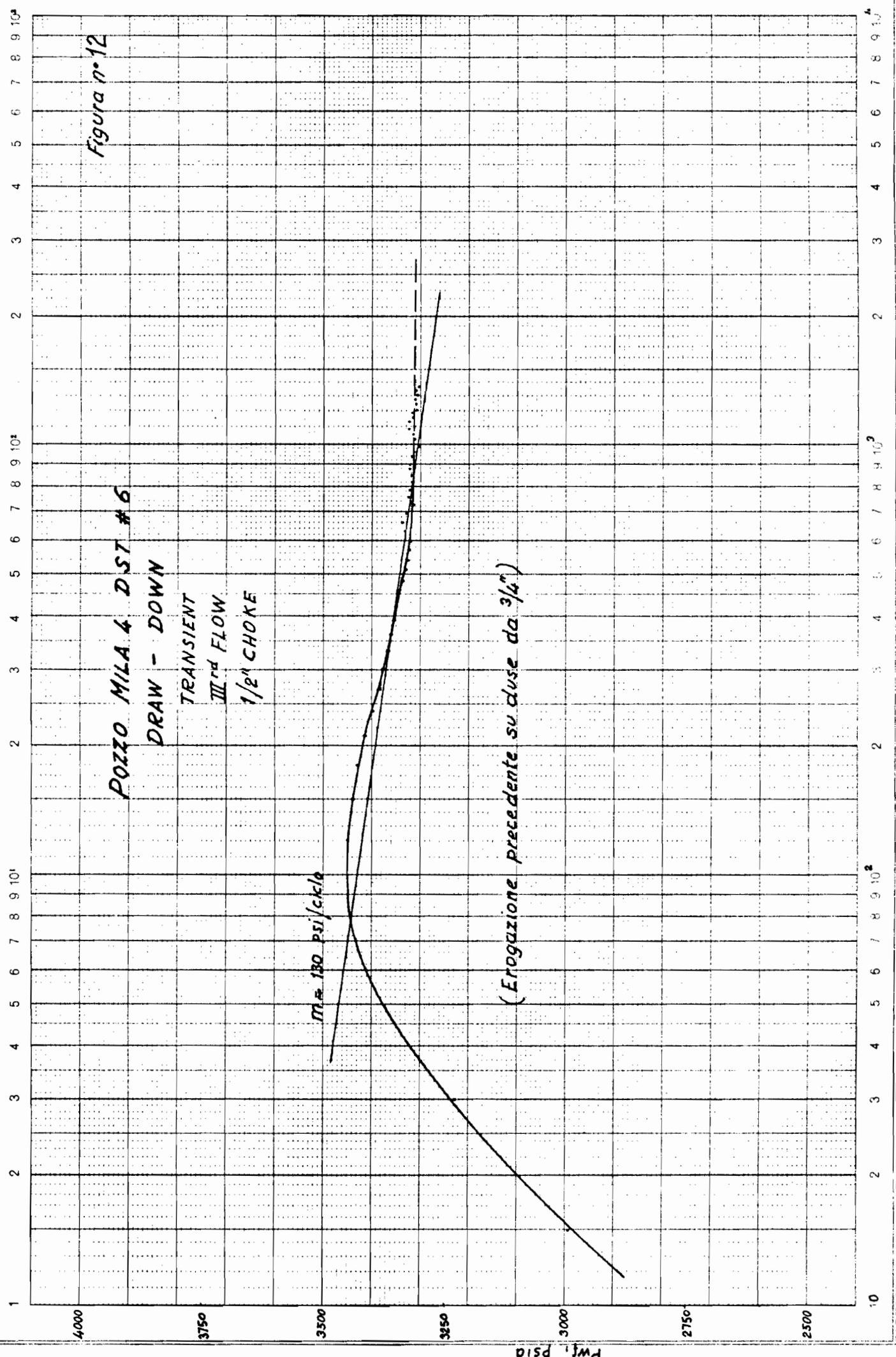


Figura n° 12

POZZO MILA 4 DST # 6

DRAW - DOWN

TRANSIENT

III<sup>rd</sup> FLOW

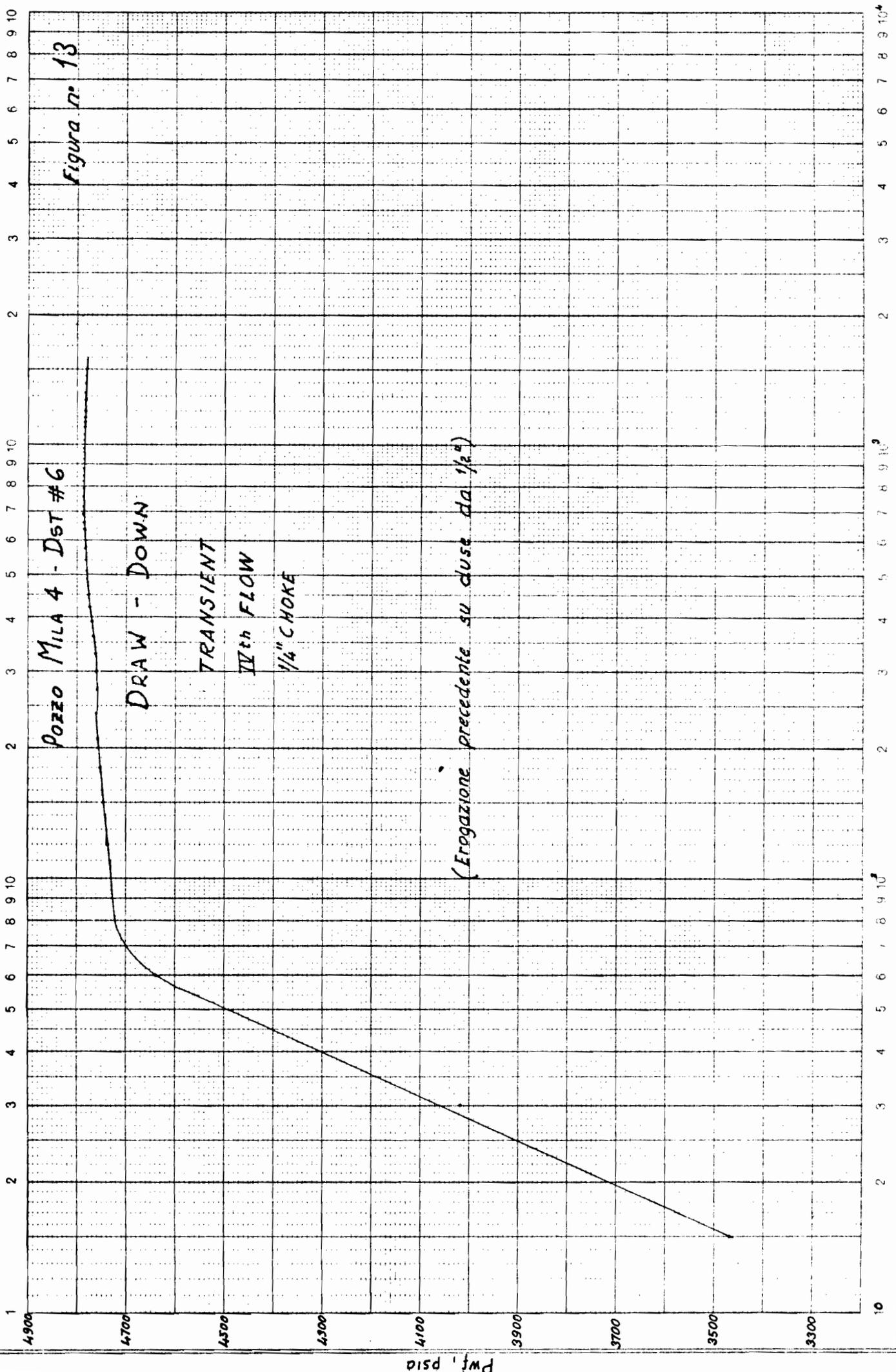
1/2" CHOKE

$m = 130 \text{ psi/cycle}$

(Erogazione precedente su duse da 3/4")

$t_p \text{ (m')}$

Logar. Division / 1 - 1000 Einheit / 90 mm



tp (m')

Logar. Division } 1 - 1000 Einheit } 90 mm

Figura n° 14

Pozzo MILA 4 DST #6

AOFP (BHP)

$$27.060 \times 10^6 = P_3^2$$

$$20.650 \times 10^6$$

$$16.151 \times 10^6$$

$$15.514 \times 10^6$$

$$4.222 \times 10^6$$

$n = 1.00$ : (Rotta di back pressione  
in assenza di danneggiamento)

$$D = 0.813369$$

$$C = 2843$$

$$(20.608 \times 10^6) \cdot 0.813369 = 0.00318$$

EQUAZIONE DI FLUSSO:  $Q = 0.00318 \cdot (\Delta P^2)^{0.813369}$

AOFP teorico  $\approx 6000$  STB/D

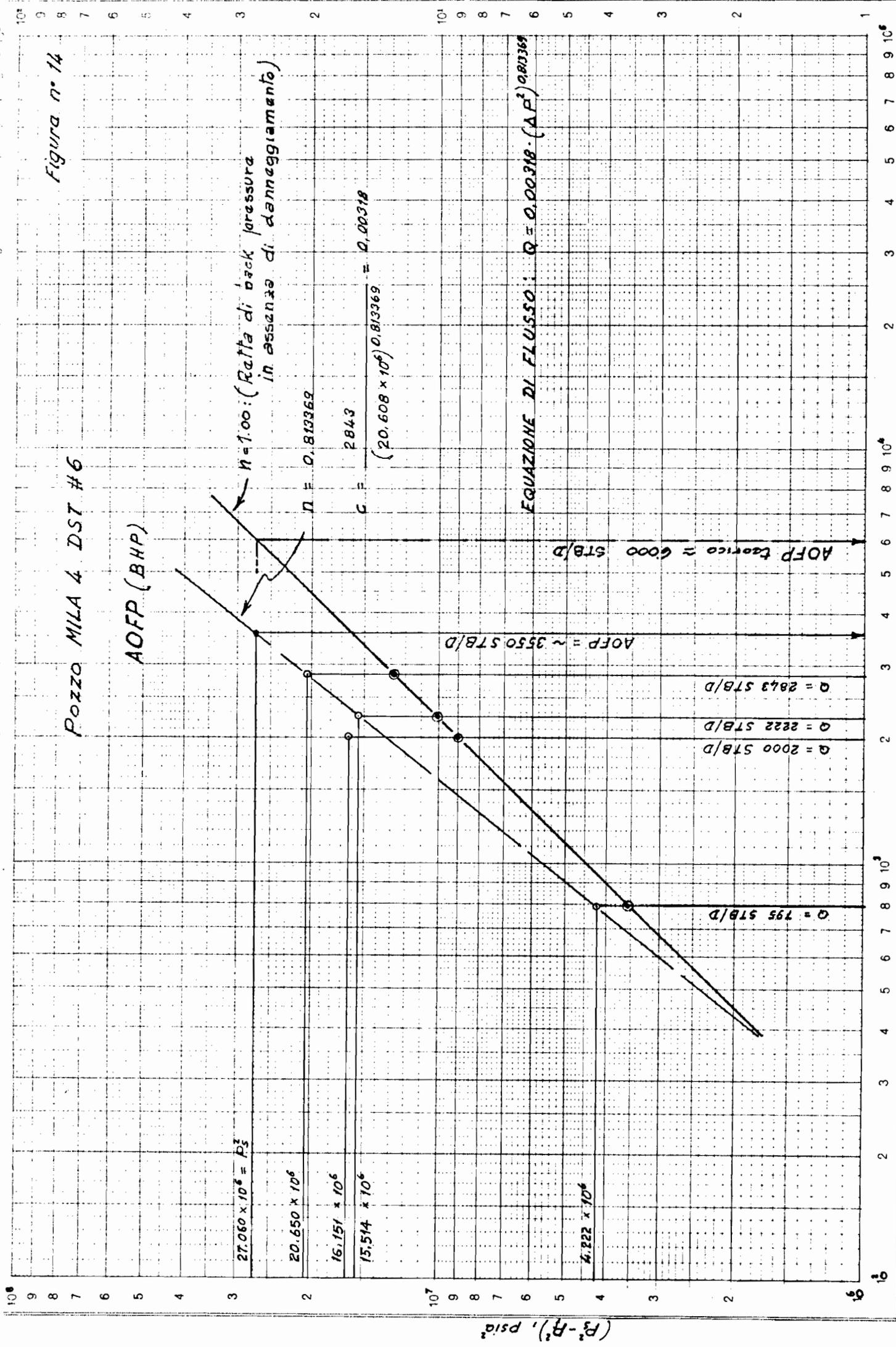
AOFP  $\approx 3550$  STB/D

$Q = 2843$  STB/D

$Q = 2222$  STB/D

$Q = 2000$  STB/D

$Q = 195$  STB/D

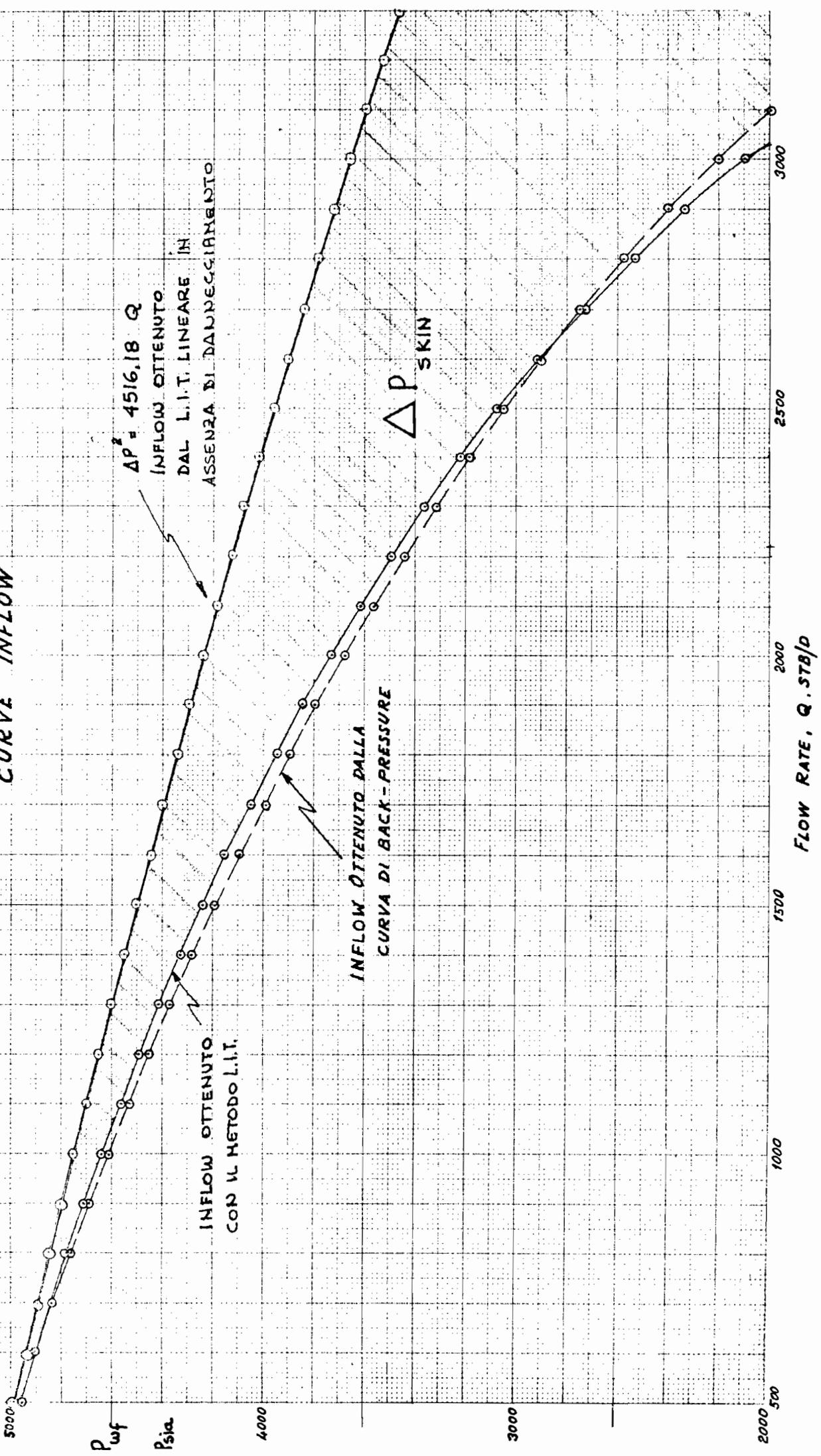


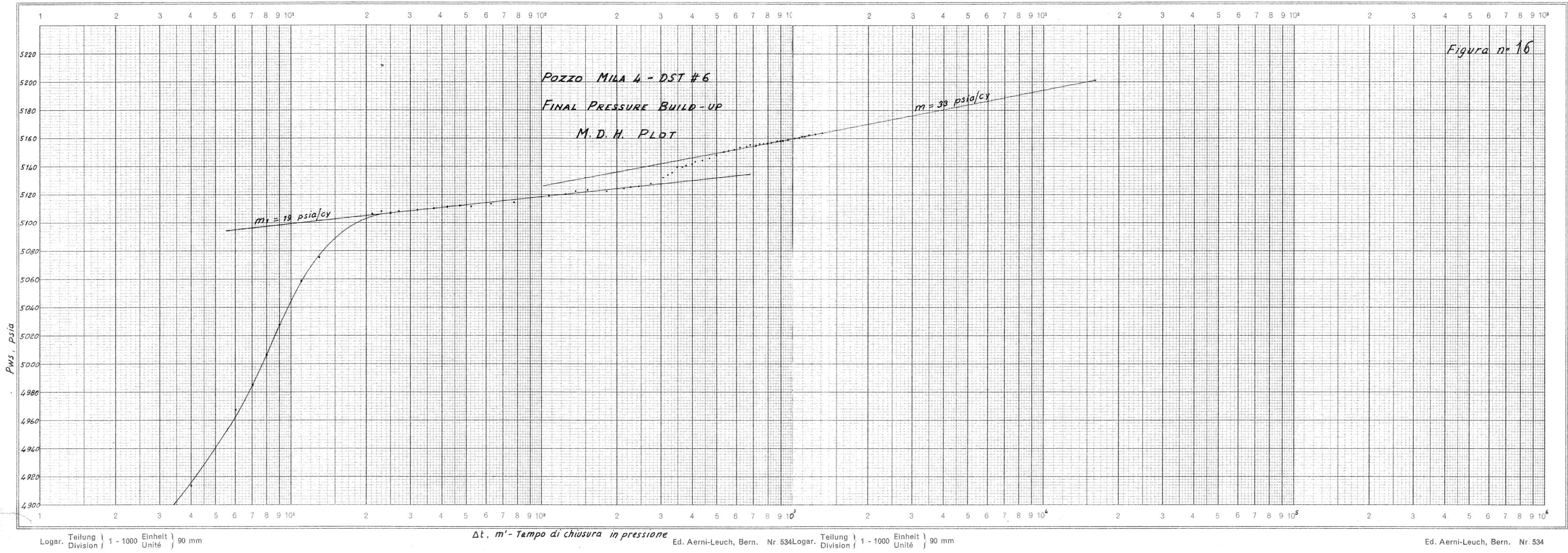
Logar. Division } 1-100 und 1-1000 Einheit } 90 mm

Q, STB/D

Figura n° 15

POZZO MILA 4 DST # 6  
CURVE INFLOW





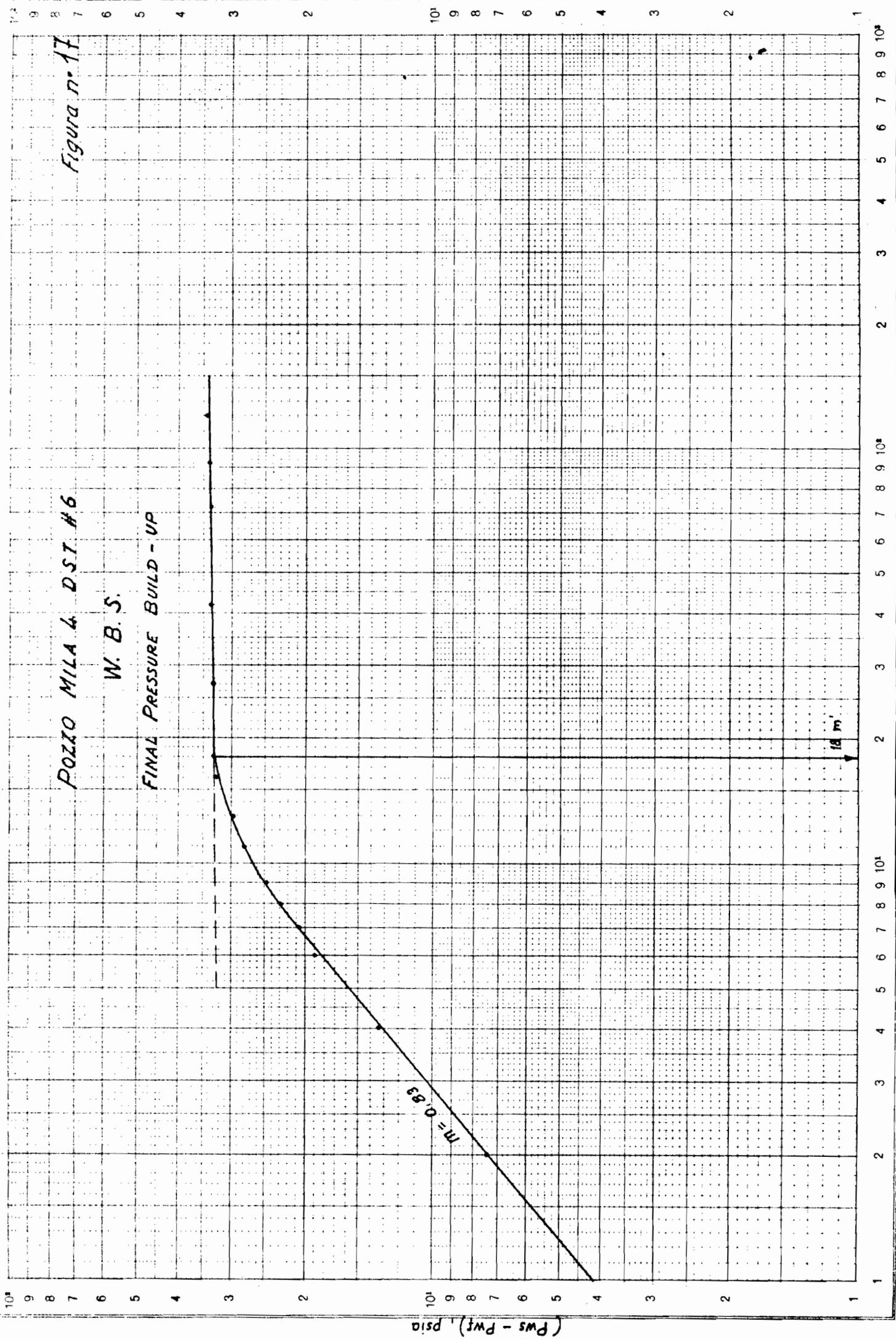
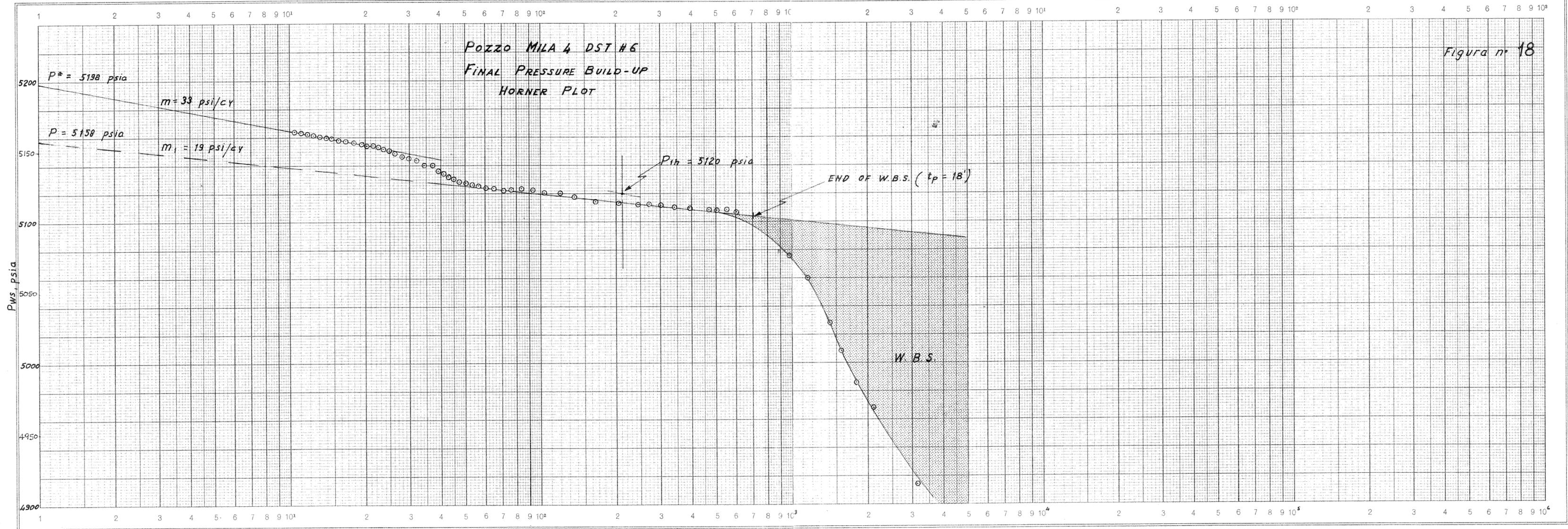


Figura n. 17

POZZO MILA 4 DST #6  
FINAL PRESSURE BUILD-UP  
HORNER PLOT

Figura n° 18



Logar. Teilung } 1 - 1000 Einheit } 90 mm  
Division } Unité }

Ed. Aerni-Leuch, Bern. Nr. 534 Logar. Teilung } 1 - 1000 Einheit } 90 mm  
Division } Unité }

Ed. Aerni-Leuch, Bern. Nr. 534

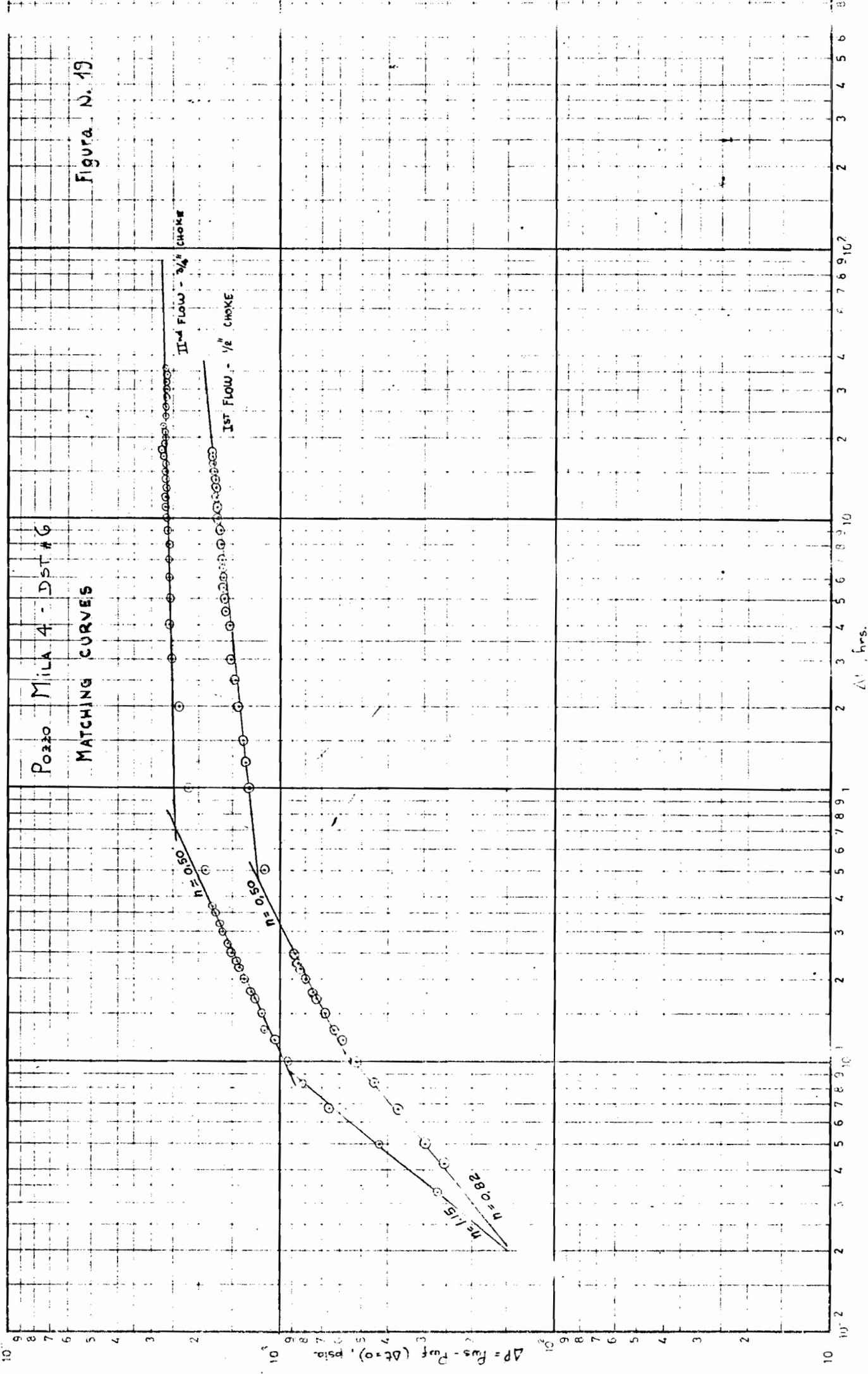
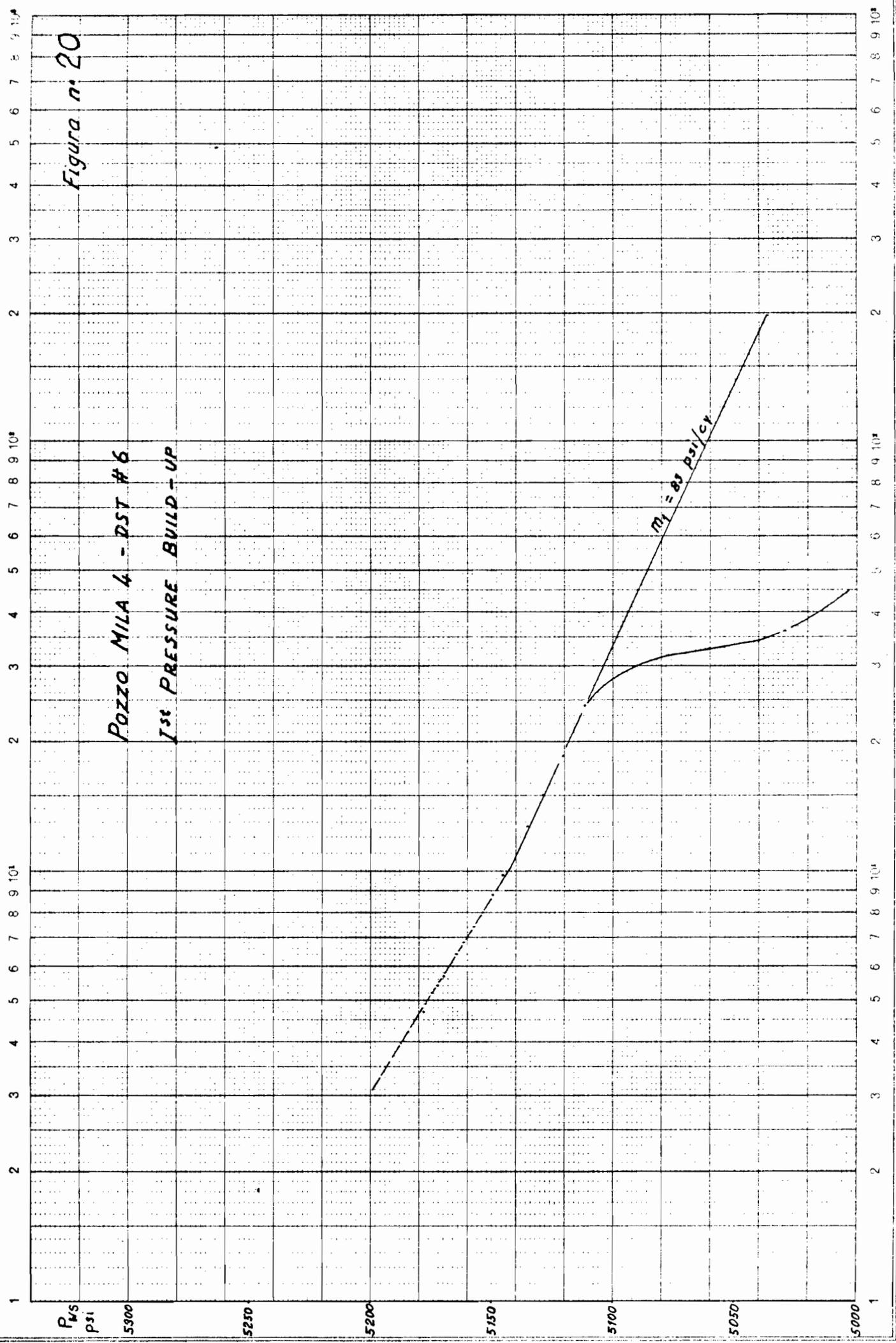


Figure n° 20

POZZO MILA 4 - DST # 6  
1st PRESSURE BUILD-UP



$t_p + \Delta t / \Delta t, h$  ( $t_p = 17.5 \text{ h}$ )

Teilung } 1 - 1000 Einheit } 90 mm  
Logar. Division }

Figura n° 21

POZZO MILA 4 DST #6

W. B. S.

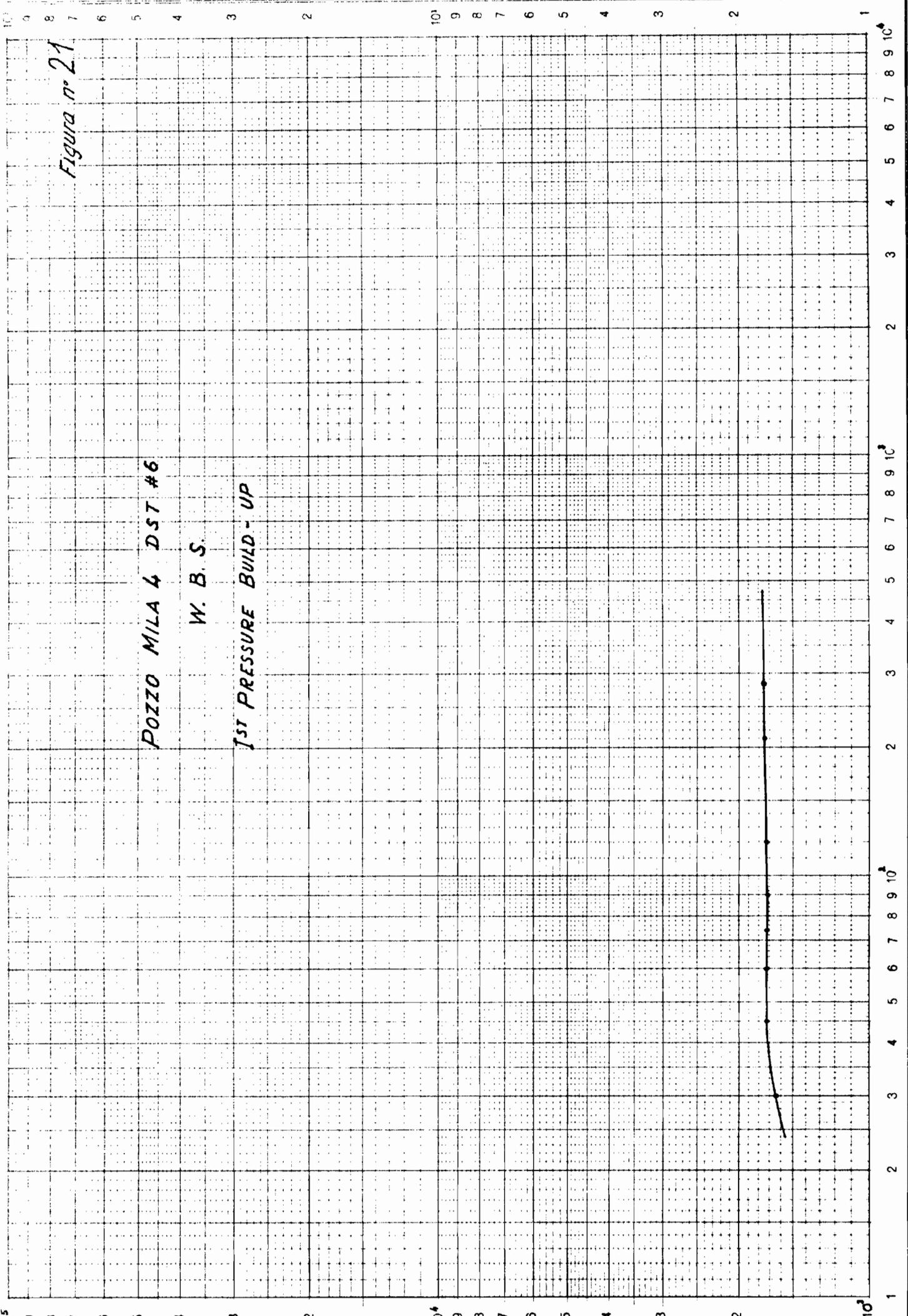
1ST PRESSURE BUILD-UP

$(P_i - P_{wf})$ , psia

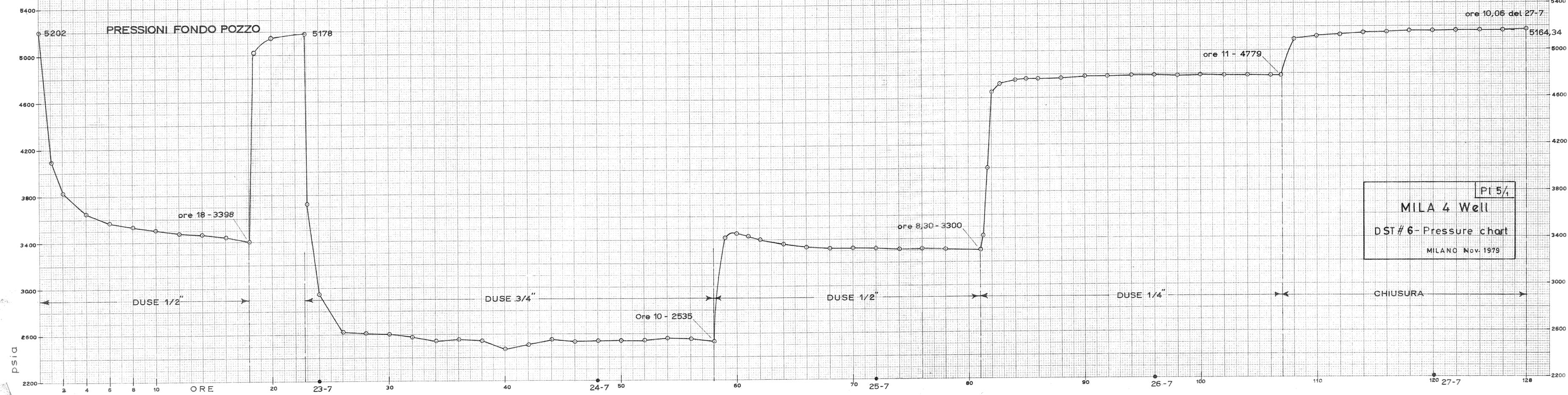
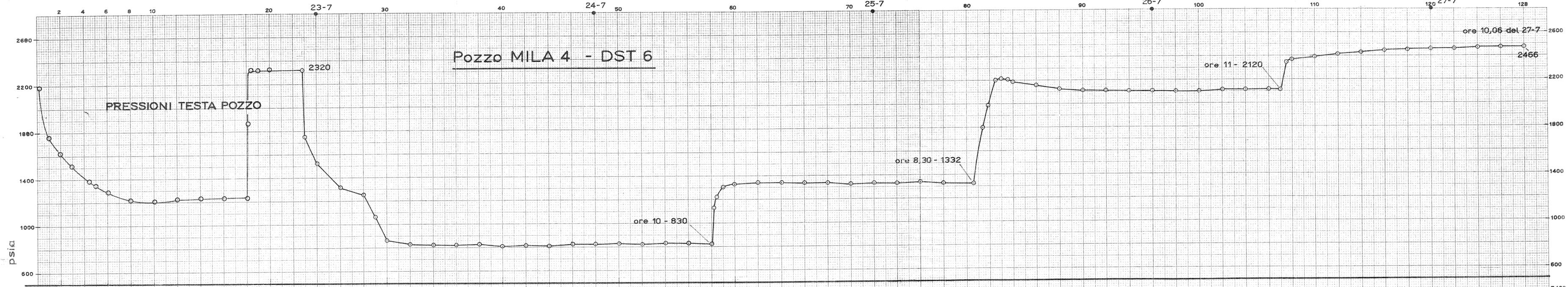
Logar. Division } 1-100 und 1-1000  
Einheit } 90 mm  
Teilung

At (m)

Ed. Aerni-Leuch, Bern Nr. 553

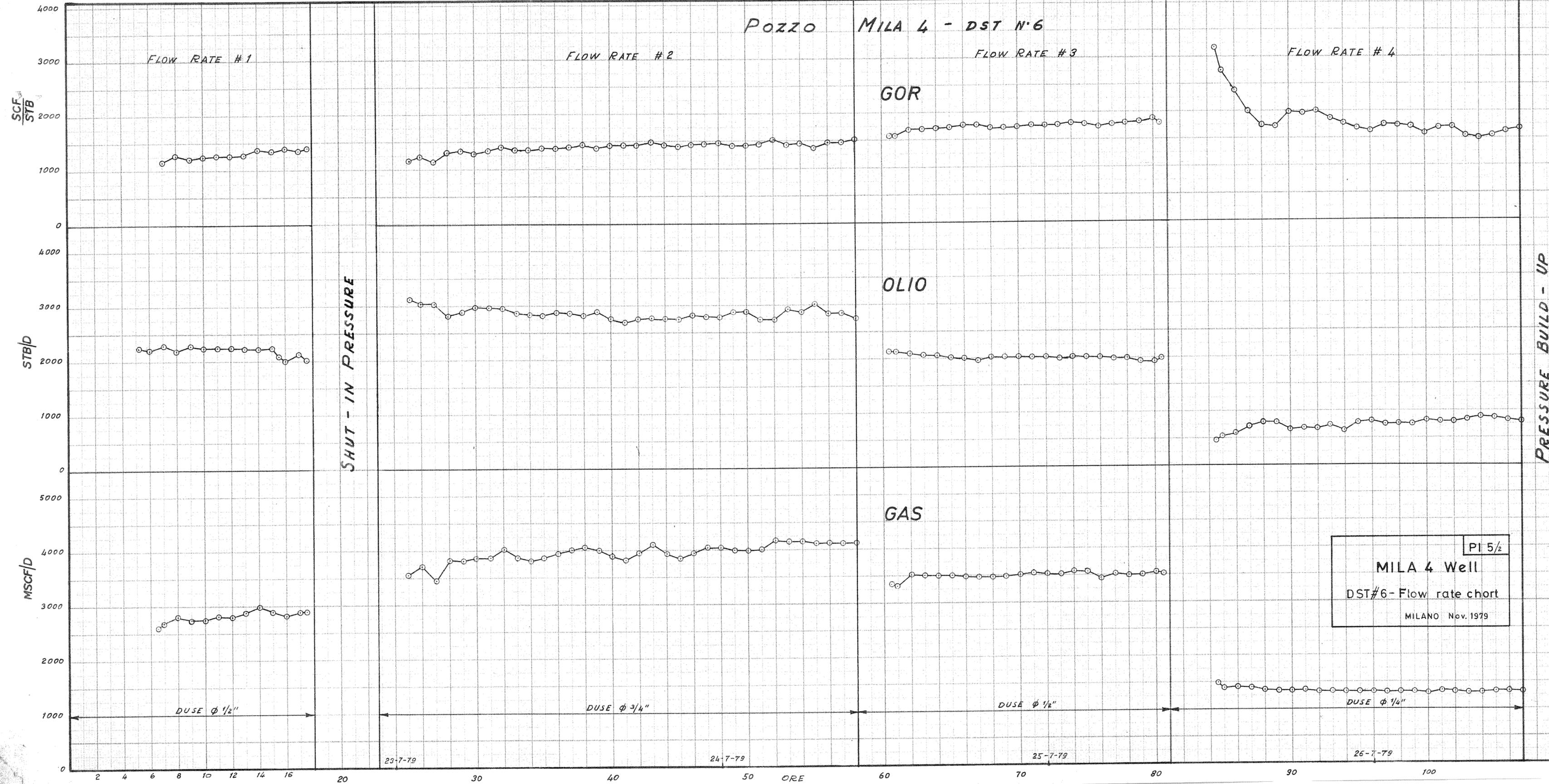


Pozzo MILA 4 - DST 6



PI 5/1  
MILA 4 Well  
DST#6 - Pressure chart  
MILANO Nov. 1979

Pozzo MILA 4 - DST N°6



PI 5/2  
MILA 4 Well  
DST#6 - Flow rate chart  
MILANO Nov. 1979