

Agip



Studi Giacimenti Italia - GIAI

CAMPO DI RIVALTA  
VALUTAZIONE DEL GOIP E  
DELLE RISERVE RESTANTI

Autori :

A. LOTTI  
G. BONI

Destinatari :

GIAR	<input type="checkbox"/>	DICR	<input checked="" type="checkbox"/> 3	<input type="checkbox"/>
POSP	<input type="checkbox"/>	ATSI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
IMPI	<input type="checkbox"/>	PIEA	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
DESI	<input type="checkbox"/>	CEDI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Il Responsabile del Progetto

G. FREZIA

Relazione no. : 15/1994

Commessa no. : 708634

Data : FEBBRAIO 1994

Protocollo no. : /4312

Il Responsabile di Unità

G. GIANNONE

## INDICE



- 1. INTRODUZIONE**
- 2. CONCLUSIONI**
- 3. DISCUSSIONE**
  - 3.1. INQUADRAMENTO GEOLOGICO**
  - 3.2. CALCOLO DEL GOIP STATICO**
  - 3.3. BREVE STORIA PRODUTTIVA**
  - 3.4. PREVISIONI DI PRODUZIONE**

## INDICE FIGURE



- Fig. 1 - Campo di Rivalta: mappa indice
- Fig. 2 - Pozzo Rivalta 1D: stralcio log livello Marnoso-Arenacea
- Fig. 3 - Campo di Rivalta: mappa del top livello Marnoso-Arenacea
- Fig. 4 - Pozzo Rivalta 1D: stralcio log livello Sabbie di Corte
- Fig. 5 - Campo di Rivalta: mappa del top Sabbie di Cortemaggiore
- Fig. 6 - Pozzo Rivalta 1D: schema di completamento
- Fig. 7 - Pozzo Rivalta 1D: PdP n°2 - log-log match, risalita finale
- Fig. 8 - Pozzo Rivalta 1D: PdP n°2 - horner match, risalita finale
- Fig. 9 - Pozzo Rivalta 1D: PdP n°2 - simulation, risalita finale
- Fig. 10 - Pozzo Rivalta 1D: PdP n°6 - profilo dinamico di P n°1
- Fig. 11 - Pozzo Rivalta 1D: PdP n°6 - profilo dinamico di P n°2
- Fig. 12 - Pozzo Rivalta 1D: PdP n°6 - profilo statico di P n°3
- Fig. 13 - Pozzo Rivalta 1D: PdP n°6 - log-log match, risalita finale
- Fig. 14 - Pozzo Rivalta 1D: PdP n°6 - horner match, risalita finale
- Fig. 15 - Pozzo Rivalta 1D: PdP n°6 - simulation, risalita finale

## INDICE TABELLE

- Tab. 1 - Campo di Rivalta: parametri petrofisici e calcolo GOIP
- Tab. 2 - Pozzo Rivalta 1D: dati riassuntivi PdP n°2-6
- Tab. 3 - Campo di Rivalta : previsioni di produzione



## 1. INTRODUZIONE

Lo studio del giacimento di Rivalta, iniziato da GIAI nel gennaio e concluso nel febbraio 1994, ha come obiettivo la valutazione delle potenzialità del reservoir, valutazione precedentemente mai effettuata.



## 2.CONCLUSIONI

### 2.1.DATI GENERALI

Il pozzo Rivalta 1D, a carattere esplorativo, è stato perforato nel periodo 05-08/1985 in provincia di Reggio Emilia (fig.1).

L'analisi dei log aveva evidenziato possibile mineralizzazione a gas in diverse formazioni; il pozzo è stato, pertanto, testato mediante sei prove selettive, le quali hanno fornito i seguenti risultati:

PdP n°	INT SPARI m TR	FORMAZIONE	ESITO DELLA PROVA
1	2043-2064	MARNOSO ARENACEA	SECCA
2	1957-1982	MARNOSO ARENACEA	GAS
3	1465-1474	MARNOSO ARENACEA	SECCA
4	1218-1221	MARNOSO ARENACEA	SECCA
5	801-806	COLOMBACCI	SECCA
6	762-766	CORTEMAGGIORE	GAS

Le uniche due prove che hanno erogato gas hanno comunque evidenziato basse permeabilità e scarse capacità erogative e hanno messo in rilievo situazioni di disomogeneità dei livelli indagati in vicinanza del pozzo. Inoltre per quel che riguarda l'intervallo provato a gas più profondo (spari: 1957-1982 mTR) l'analisi della prova ha evidenziato la possibilità che il pozzo si stesse autocolmatando.

Dopo l'esecuzione delle prove comunque il pozzo è stato completato nel livello più superficiale, quello appartenente alla F.ne Sabbie di Cortemaggiore, mediante il seguente set di spari:

SPARI : 762-766 mTR

Il medesimo livello è stato ritrovato mineralizzato a gas anche nel pozzo Reggio Emilia 1 in posizione strutturale meno elevata. Tale pozzo, che è stato completato nel suddetto livello ma non ha mai prodotto, è attualmente chiuso minerariamente.



## 2.2.SITUAZIONE ATTUALE

Dopo completamento il pozzo Rivalta 1D non è stato mai allacciato e non ha mai prodotto. Attualmente, quindi, il pozzo è aperto sebbene non erogante.

## 2.3.CALCOLO DEL GOIP

Il volume del gas originariamente in posto è stato calcolato, mediante metodo volumetrico sulla base delle mappe PIEA del luglio 1993, per i livelli che durante le prove di produzione hanno erogato gas; i valori ottenuti sono i seguenti:

F.ne MARNOSO ARENACEA                    GOIP =  $208 \cdot 10^6$  Sm<sup>3</sup>  
 F.ne SABBIE DI CORTEMAGGIORE            GOIP =  $38 \cdot 10^6$  Sm<sup>3</sup>

Specialmente per quanto riguarda la F.ne Marnoso-Arenacea si ritiene che il risultato ottenuto sia ottimista in quanto la estrema variabilità di questa formazione rende molto difficile l'estensione a tutta la struttura dei parametri petrofisici calcolati al pozzo. I risultati della prova di produzione inducono a valutazioni molto più limitative.

Per questi livelli non esistono valutazioni precedenti di gas in posto.



## 2.4. CALCOLO DELLE RISERVE

Considerati i risultati negativi emersi da entrambe le prove, l'esiguo valore di GOIP calcolato per il livello appartenente alla F.ne Sabbie di Cortemaggiore e i forti dubbi esistenti sul valore di gas in posto elaborato per il livello della Marnosa Arenacea non si ritiene che i livelli indagati possano, se sfruttati con metodologie convenzionali, dare un contributo economicamente valido alla produzione.

Pertanto le riserve "proven" sono da ritenersi nulle.

Qualora invece si applicassero nuove metodologie attualmente in fase di studio (fratturazione) si potrebbe ipotizzare un R.F pari al 50% del GOIP dal livello appartenente alla "Marnoso-Arenacea".

In ogni caso questo gas eventualmente producibile, a causa delle incertezze riguardanti sia la reale estensione del livello che le sue capacità erogative, va chiaramente classificato tra le riserve "possible".

Il profilo di produzione ipotizzato è riportato in tab. 3.

LIVELLO	GOIP M Sm3	Gp M Sm3	RISERVE PROVEN M Sm3	RISERVE PROBABLE M Sm3	RISERVE POSSIBLE M Sm3
MAR. AREN.	208	0	0	0	104
CORTEMAG.	38	0	0	0	0



### 3.DISCUSSIONE

#### 3.1. INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Il pozzo Rivalta 1 ha interessato una struttura anticinalica a vergenza appenninica ubicata pochi Km a S di Reggio Emilia.

Le due trappole riconosciute sono di tipo essenzialmente strutturale con i livelli mineralizzati formanti una tozza anticlinale con asse maggiore orientato E-W.

Il pozzo ha incontrato la seguente serie litostratigrafica:

**Alluvium:** Sabbie, ghiaie ed argille;  
ambiente: continentale; età: Olocene.

**Argille del Santerno:** Argille con rari livelli sabbiosi;  
ambiente: piattaforma; età: Pliocene-Pleistocene.

**Sabbie di Cortemaggiore:** Ghiaie e sabbie con veli argillosi;  
ambiente: lagunare salmastro; età: Messiniano postevap.

**Argille a Colombacci:** Argille con livelletti di sabbia;  
ambiente: Piattaforma; età: Messiniano postevaporitico.

**Fusignano:** Sabbie fini con intercalazioni di argille;  
ambiente: lagunare salmastro; età: Messiniano postevap.

**Marnoso Arenacea:** Arenarie con fitte intercalazioni d'argilla;  
ambiente: torbiditico; età: Serravalliano-Tortoniano.



### 3.2. DESCRIZIONE DEI SERBATOI E VALUTAZIONE DEI GOIP

#### F.ne MARNOSO ARENACEA

In questa formazione i livelli indiziati, e provati, sono stati diversi; l'unico ad aver erogato gas è quello che è stato interessato dalla PdP n°2, nell'intervallo 1957-1982 mTR.

Litologicamente questo intervallo è costituito da una fitta alternanza di straterelli arenacei ed argillosi (fig.2).

I parametri petrofisici rilevati al pozzo, ricavati dalla analisi dei log, sono riportati in tab.1 assieme ai risultati del calcolo volumetrico. Il limite inferiore della mineralizzazione è stato posto a -1833 m lm, GDT del pozzo.

In fig.3 è schematizzata la mappa del top strutturale del livello mineralizzato.

Bisogna comunque notare che, a causa della estrema variabilità areale mostrata dalle caratteristiche petrofisiche in questa formazione, l'estrapolazione di questi parametri a tutta la struttura potenzialmente mineralizzata non sia metodologicamente corretta e pertanto i volumi di gas in posto calcolati sono da ritenersi esclusivamente "possibili".

#### F.ne SABBIE DI CORTEMAGGIORE

Il livello mineralizzato, di circa 5 m di spessore, è costituito da ghiaie e sabbie con livelletti di argilla (fig.4).

Questo stesso livello è stato rinvenuto, a profondità maggiore ma ancora mineralizzato a gas, anche nel pozzo Reggio Emilia 1 posto circa 300 m a N di Rivalta 1.

I parametri petrofisici rilevati al pozzo, ricavati dalla analisi dei log, sono riportati in tab.1 assieme ai risultati del calcolo volumetrico. Come limite inferiore della mineralizzazione è stato utilizzato il GDT del pozzo Reggio Emilia 1.

In fig.5 è rappresentata la mappa del top della formazione che coincide con quella del livello.



### 3.3.BREVE STORIA PRODUTTIVA

Il pozzo Rivalta 1D, esplorativo, è stato perforato nel periodo 05-08/1985.

L'analisi dei log aveva evidenziato possibile mineralizzazione a gas in diversi livelli, e il pozzo è stato pertanto testato mediante sei prove selettive. Nel seguente prospetto vengono riassunti i principali dati che hanno caratterizzato tali prove:

PdP n°	INT SPARI m TR	FORMAZIONE	ESITO DELLA PROVA
1	2043-2064	MARNOSO ARENACEA	SECCA
2	1957-1982	MARNOSO ARENACEA	GAS
3	1465-1474	MARNOSO ARENACEA	SECCA
4	1218-1221	MARNOSO ARENACEA	SECCA
5	801-806	COLOMBACCI	SECCA
6	762-766	CORTEMAGGIORE	GAS

Le uniche due prove che hanno erogato gas, le cui analisi ed interpretazioni sono riportate nei prossimi sottoparagrafi, hanno comunque evidenziato basse permeabilità e scarse capacità erogative, fattori che, come verrà ripreso più avanti, hanno contribuito a dare a questi livelli riserve nulle.

Dopo l'esecuzione delle prove comunque il pozzo è stato completato nel livello più superficiale, quello appartenente alla F.ne Sabbie di Cortemaggiore (fig.6), ma non è mai entrato in produzione.



### 3.3.1. PROVA DI PRODUZIONE n°2 (Spari:1957-1982 mTR)

La prova, eseguita nel periodo 30-07/02-/08/85, è stata caratterizzata da una prima mezzora di spурго (duse 1/8) seguita da una risalita di 5 ore. Successivamente sono state eseguite le seguenti operazioni:

- erogazione (duse 1/8) di 8.5 ore con parametri dinamici stabilizzati;
- erogazione (duse 1/4) di 8 ore con parametri dinamici non stabilizzati;
- risalita di 12 ore;
- erogazione (duse 1/8) di 10.5 ore con parametri dinamici stabilizzati;
- risalita finale di 13 ore.

Nel corso della prova risulta che siano stati prodotti in superficie circa 1430 lt di liquidi (duse 1/4) in 5 ore circa anche se non si è in grado di dire per i liquidi in questione, non essendo stata fatta nessun tipo di analisi, se si tratta di acqua di strato o di brine di completamento e/o fango di perforazione. Inoltre non è stata riscontrata in superficie nessuna produzione di sabbia e/o fini. Nella tab.2 sono riassunti i principali parametri che hanno caratterizzato tale prova. Dall'analisi della prova sono emerse due considerazioni di cui è necessario tener conto:

- dall'analisi della STHP risulta che in pozzo, nel corso della prova, si è accumulato un battente di consistenti dimensioni (anche se non si è in grado di dire, come già fatto notare in precedenza, di che tipo di fluido si tratta).
- il pozzo durante la prova si è stabilizzato solo con basse portate (duse 1/8) mentre con duse maggiore i parametri erogativi sono stati caratterizzati da un continuo declino.



## Parametri utilizzati

Per l'interpretazione della prova di produzione sono stati utilizzati i seguenti parametri fisici-chimici:

SPECIFIC-GRAVITY (air=1) : 0.577  
 VISCOSITÀ GAS : 0.0229 cp  
 COMPRIMIBILITÀ GAS : 0.0025 1/Kg/cm<sup>2</sup>  
 FATTORE ZETA : 0.921

Tali valori sono stati determinati alle seguenti condizioni statiche di giacimento:

BHP = 285 Kg/cm<sup>2</sup> @1914 mTR  
 BHT = 57 °C @1914 mTR

Sono stati inoltre considerati i seguenti parametri petrofisici e di pozzo:

NET PAY : 14.5 m  
 POROSITÀ : 14.0 %  
 RAGGIO POZZO : 8.0 cm

## Interpretazione della prova

L'interpretazione della prova è stato condotta con il software "Interpret 2" ed è stata analizzata la risalita finale.

Il modello con cui è stata simulata la prova è il seguente:

### EARLY-TIME : WELLBORE STORAGE E SKIN

Fase durata pochi minuti e caratterizzata da una costante di WBS pari a 0.00083 m<sup>3</sup>/Ksc.



### MIDDLE-TIME : RADIAL-COMPOSITE

Dopo la fase di WBS è stata riscontrata una stabilizzazione della derivata che ha permesso di ottenere i seguenti risultati:

CAPACITÀ PRODUTTIVA :  $Kh = 0.64 \text{ mD m}$   
 PERMEABILITÀ :  $K = 0.04 \text{ mD}$   
 SKIN TOTALE :  $S = 2.79$

Il successivo cambio di pendenza è stata interpretato come un peggioramento delle caratteristiche del livello.

### LATE-TIME : LATERAL INFINITE EXTENT

Nei tempi di prova non sono stati evidenziati possibili limiti del giacimento. La pressione statica estrapolata è risultata pari a:

$P = 286 \text{ Kg/cm}^2 a @ 1914 \text{ mTR}$

Nelle fig.7-8-9 sono rappresentati i grafici del match del log-log, del match del horner e il test simulation.

### **Equazione di flusso**

Non si è in grado, per il pozzo in questione, di fornire delle equazioni di flusso attendibili sia di testa che di fondo. Questo a causa sia di erogazioni caratterizzate da parametri dinamici non stabilizzati (in continuo calo), sia alla presenza di liquidi all'interno del pozzo.

Per una eventuale, anche se poco probabile, vita produttiva del pozzo bisogna comunque tener presente che:

- il pozzo si è stabilizzato solo con portate di gas estremamente basse e DP notevolmente alti.
- esiste la possibilità che il pozzo durante la prova si stesse autocolmatando con acqua di strato.



### 3.3.2. PROVA DI PRODUZIONE n°6 (Spari:762-766 mTR)

La prova, eseguita nel periodo 18-23/08/85, è stata caratterizzata da una prima fase di spурго della durata complessiva di 9 ore (duse 1/8-3/16-1/4) seguita da una risalita di 11 ore. Successivamente sono state eseguite le seguenti operazioni:

- erogazione (duse 1/4) di 6 ore con parametri dinamici non stabilizzati;
- erogazione (duse 3/16) di 9 ore con parametri dinamici non stabilizzati;
- risalita di 16 ore;
- erogazione (duse 3/16) di 25 ore con parametri dinamici non stabilizzati;
- erogazione (duse 1/8) di 24 ore con parametri dinamici stabilizzati;
- risalita finale di 23 ore e mezzo.

Nel corso della prova non risulta che siano stati prodotti in superficie liquidi alcuni e non è stata riscontrata nessuna produzione di sabbia e/o fini.

Nella tab.2 sono riassunti i principali parametri che hanno caratterizzato tale prova. Si può notare come nel corso della prova lo strumento di misura dei valori di fondo pozzo sia stato spostato e, più precisamente, da 725 mTR è stato portato a 762 mTR (top spari); ciò ha implicato la necessità di uno shift delle pressioni mediante ipotesi del gradiente in pozzo.

Dall'analisi della prova sono emerse due considerazioni di cui è necessario tener conto:

- dall'analisi dei profili dinamici e statici di pressione (fig.10-11-12) risulta che il pozzo non è stato spurgato.
- il pozzo durante la prova si è stabilizzato solo con la duse 1/8 ( $Q=5000 \text{ Sm}^3/\text{g}$ ) mentre con dusi maggiori i parametri erogativi sono stati caratterizzati da un continuo declino.



## Parametri utilizzati

Per l'interpretazione della prova di produzione sono stati utilizzati i seguenti parametri fisici-chimici:

SPECIFIC-GRAVITY (air=1)	: 0.562
VISCOSITÀ GAS	: 0.0136 cp
COMPRIMIBILITÀ GAS	: 0.0124 1/Kg/cm <sup>2</sup>
FATTORE ZETA	: 0.880

Tali valori sono stati determinati alle seguenti condizioni statiche di giacimento:

BHP = 93 Kg/cm<sup>2</sup> @ 762 mTR  
 BHT = 41 °C @ 762 mTR

Sono stati inoltre considerati i seguenti parametri petrofisici e di pozzo:

NET PAY	: 2.0 m
POROSITÀ	: 18.0 %
RAGGIO POZZO	: 12.2 cm

## Interpretazione della prova

L'interpretazione della prova è stato condotta con il software "Interpret 2" ed è stata analizzata la risalita finale.

Il modello con cui è stata simulata la prova è il seguente:

### EARLY-TIME : WELLBORE STORAGE E SKIN

Fase durata pochi minuti e caratterizzata da una costante di WBS pari a 0.016 m<sup>3</sup>/Ksc.



### MIDDLE-TIME : RADIAL-COMPOSITE

Dopo la fase di WBS è stata riscontrata una stabilizzazione della derivata che ha permesso di ottenere i seguenti risultati:

**CAPACITÀ PRODUTTIVA** :  $Kh = 24 \text{ mD m}$

**PERMEABILITÀ** :  $K = 12 \text{ mD}$

**SKIN TOTALE** :  $S = 0.98$

Il successivo cambio di pendenza è stata interpretato come un drastico peggioramento delle caratteristiche del livello.

### LATE-TIME : LATERAL INFINITE EXTENT

Nei tempi di prova, massimo raggio di investigazione pari a circa 100 m, non sono stati evidenziati possibili limiti del giacimento.

La pressione statica estrapolata è risultata pari a:

$P = 94 \text{ Kg/cm}^2 a @ 762 \text{ mTR}$

Nelle fig.13-14-15 sono rappresentati i grafici del match del log-log, del match del horner e il test simulation.

### **Equazione di flusso**

Non si è in grado, per il pozzo in questione, di fornire delle equazioni di flusso attendibili sia di testa che di fondo. Questo a causa sia di erogazioni caratterizzate da parametri dinamici non stabilizzati (in continuo calo), sia alla presenza di liquidi non spurgati all'interno del pozzo.

Per una eventuale, anche se poco probabile, vita produttiva del pozzo bisogna comunque tener presente che:

-il pozzo si è stabilizzato solo con una portata di gas estremamente bassa ( $Q=5000 \text{ Sm}^3/\text{g}$ ). Il DP di fondo corrispondente è risultato, considerando la pressione statica estrapolata di 93  $\text{Kg/cm}^2$  e la pressione dinamica di 60  $\text{Kg/cm}^2$ , pari al 35%, notevolmente alto se rapportato alla portata.

-il profilo statico registrato in data 01/05/91 ha evidenziato un fondo pozzo a 732 mTR, ben 30 m sopra il top spari.



### 3.4. PREVISIONI DI PRODUZIONE

Per quel che riguarda le previsioni di produzione di tale giacimento possiamo ipotizzare, viste le considerazioni geologiche e visti i risultati negativi delle prove di produzione, che le riserve "Proven" siano nulle.

Più precisamente possiamo dire:

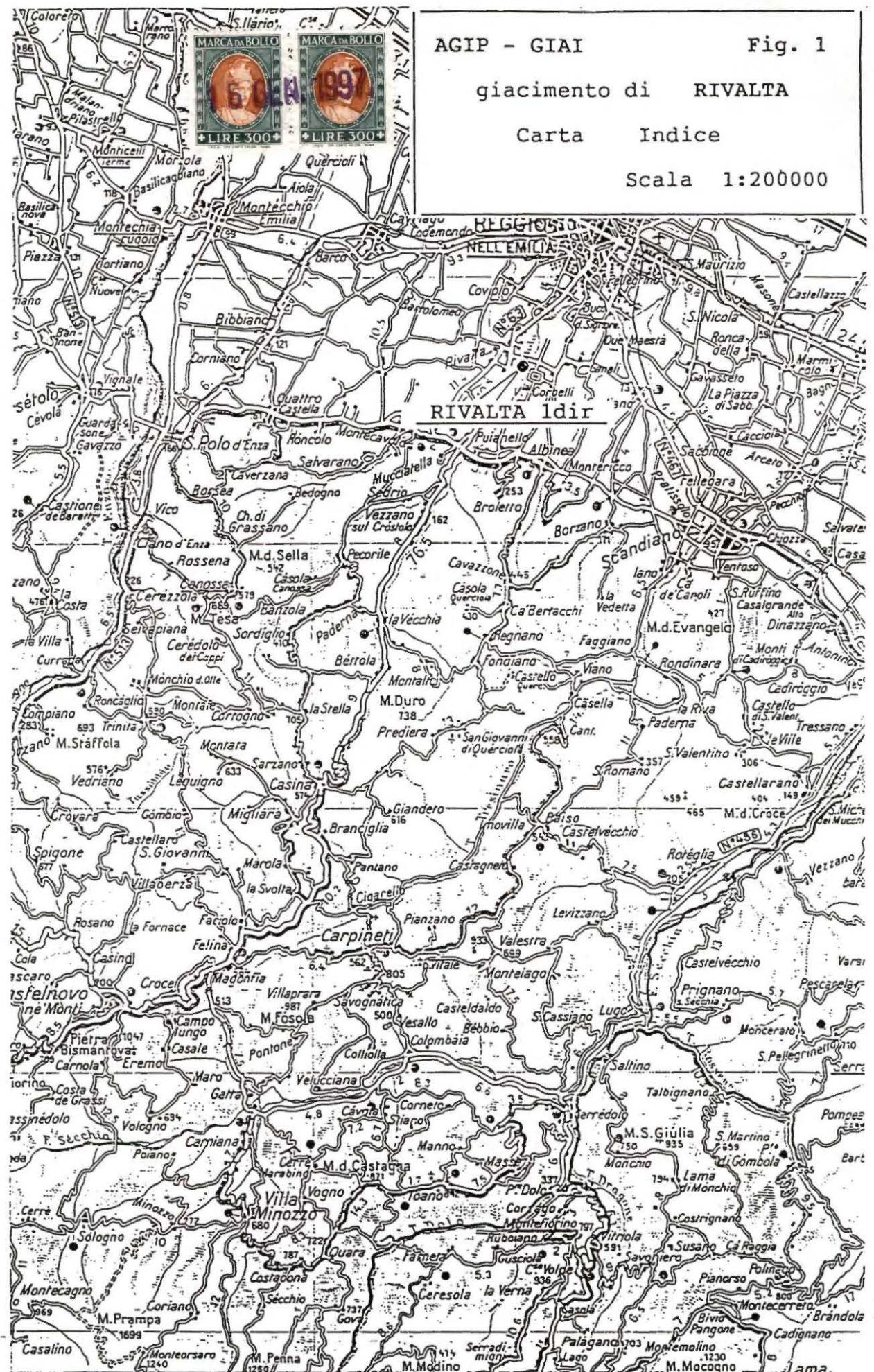
-per il livello appartenente alla F.ne Sabbie di Cortemaggiore la legge di produzione risultante combinando la bassa produttività del pozzo con l'esiguo valore di gas in posto non è sicuramente in grado di fornire un contributo valido dal punto di vista economico.

-per il livello appartenente alla F.ne Marnoso Arenacea i forti dubbi esistenti sul calcolo del GOIP associati alla possibilità che il pozzo si stesse autocolmatando non fanno ritenere che per tale livello possano esistere delle riserve affidabili.

Qualora invece si applicassero nuove metodologie attualmente in fase di studio (fratturazione) si potrebbe ipotizzare un R.F pari al 50% del GOIP dal livello appartenente alla "Marnoso-Arenacea".

In ogni caso questo gas eventualmente producibile, a causa delle incertezze riguardanti sia la reale estensione del livello che le sue capacità erogative, va chiaramente classificato tra le riserve "possible".

Il profilo di produzione ipotizzato è riportato in tab. 3.



AGIP - GIAI

Fig. 1

## giacimento di RIVALTA

Carta Indice

Scala 1:200000

**Schlumberger**

ISF-SLS-EATT

COMPANY: AGIP  
WELL: RIVALTA 1 DIR  
FIELD: RIVALTA  
PROVINCE: REGGIO EMILIA  
NATION: ITALY



RGE:

ELEVATIONS-  
KB: 116.3 M  
DF: 116.0 M  
GL: 104.0 M

EATT(DB/M)		ILD (OHMM)			
100.00	500.00	.20000	20.000		
		ILD (OHMM)	DT (US/F)		
		20.000	2000.0	140.00	40.000

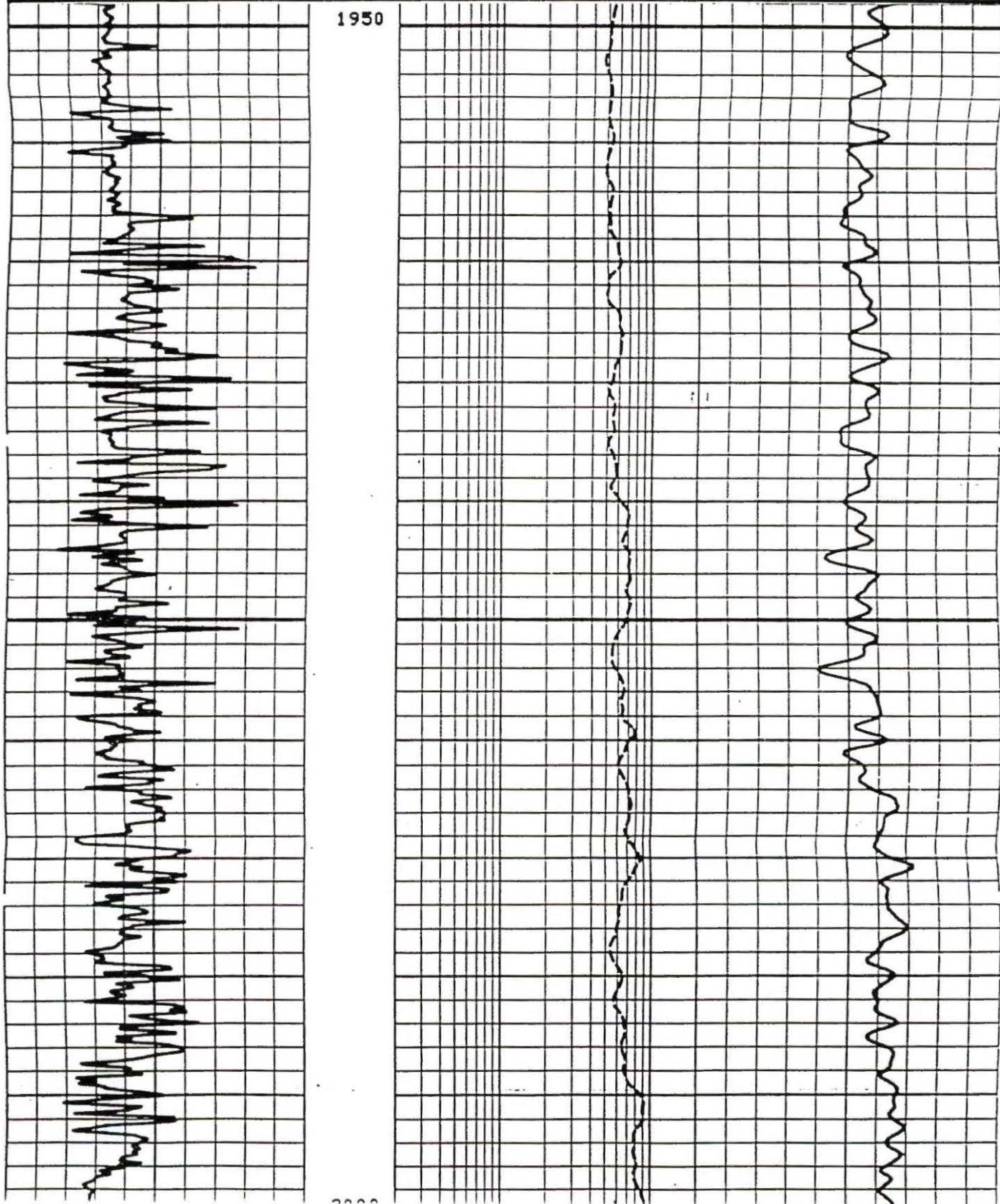


Fig. 3

AGIP-PIEA

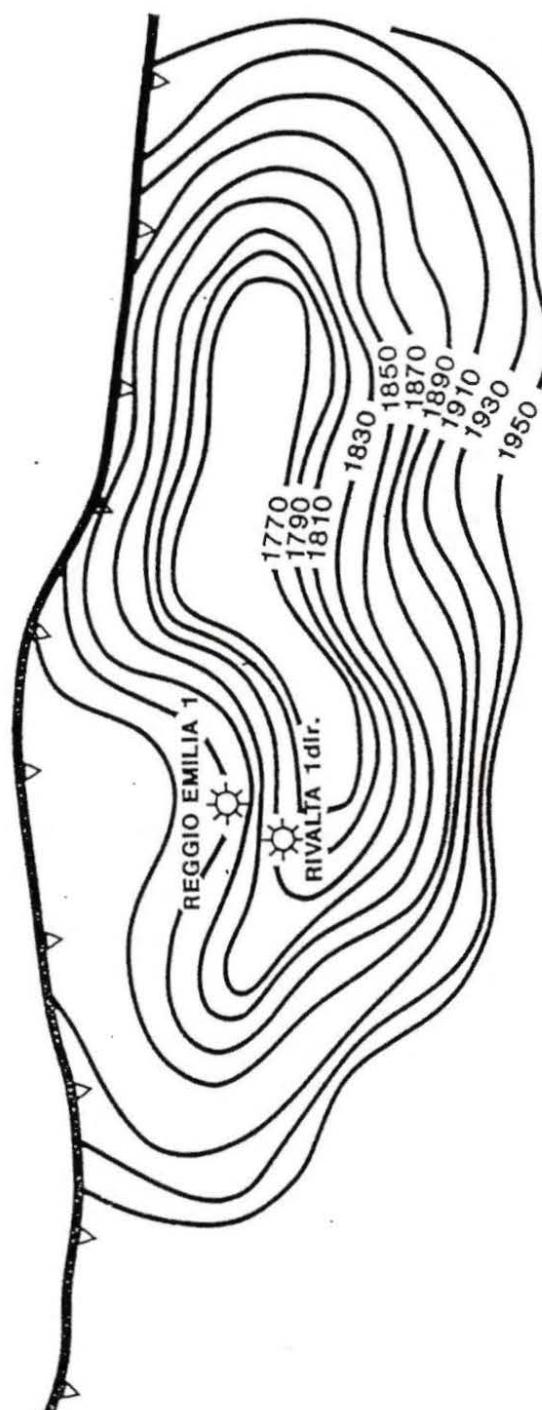
giacimento di

RIVALTA

Top Livello  
Mineralizzato

F. ne MARNOSO ARENACEA

Scala 1:25000



Schlumberger

COMPANY: AGIP

WELL: RIVALTA 1 DIR

FIELD: RIVALTA

PROVINCE: REGGIO EMILIA

NATION: ITALY



RGE:

ELEVATIONS-  
 KB: 116.3 M  
 DF: 116.0 M  
 GL: 104.0 M

ILD (OHMM)		SFLU (OHMM)		DT (US/F)	
20.00		2000.			
20.00		2000.			
ILD (OHMM)		20.00			
0.2000		0.2000	20.00	190.0	90.00
SFLU (OHMM)					

RHA (OHMM) 10.00  
 0.0 SP (MV) 20.000  
 -80.00

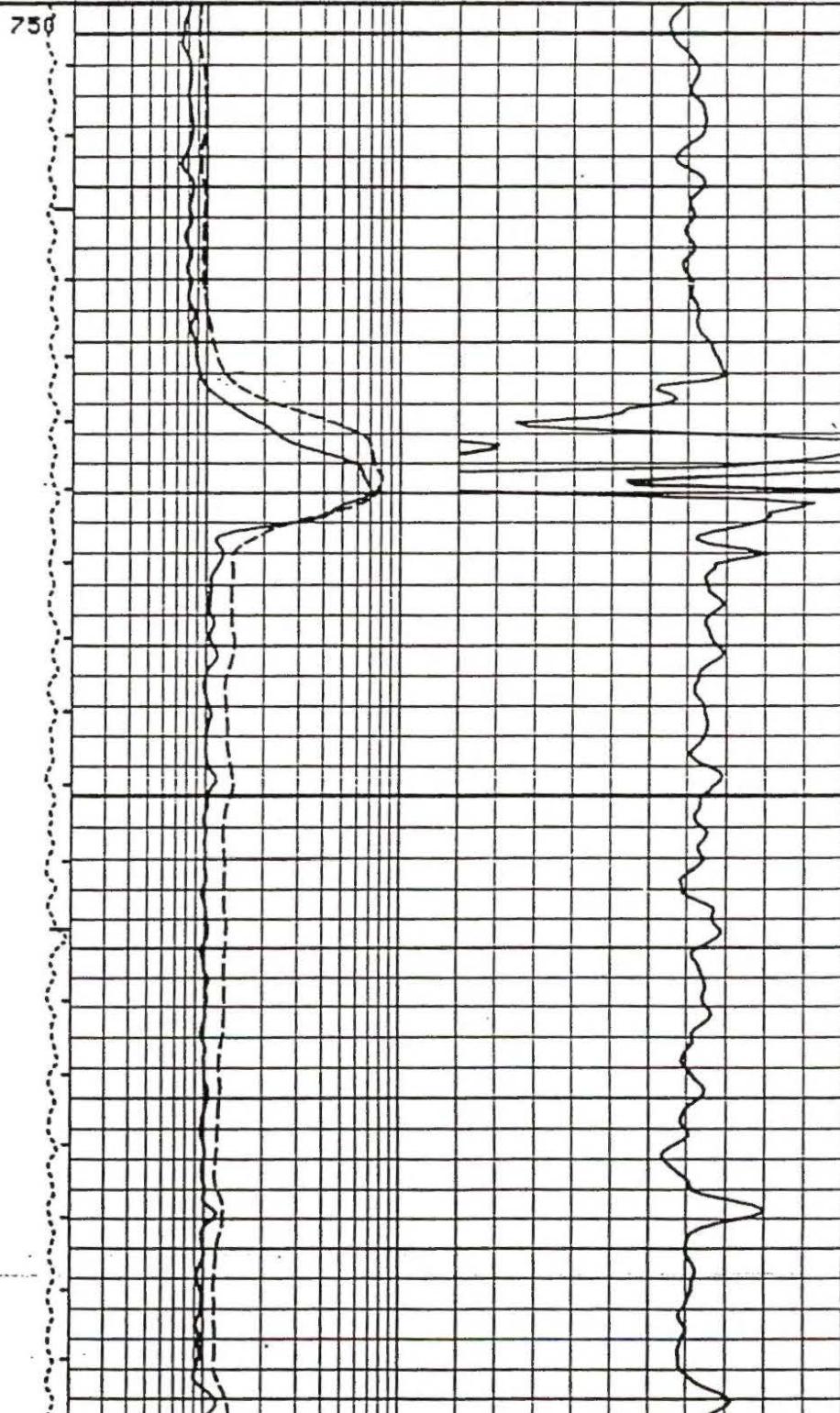
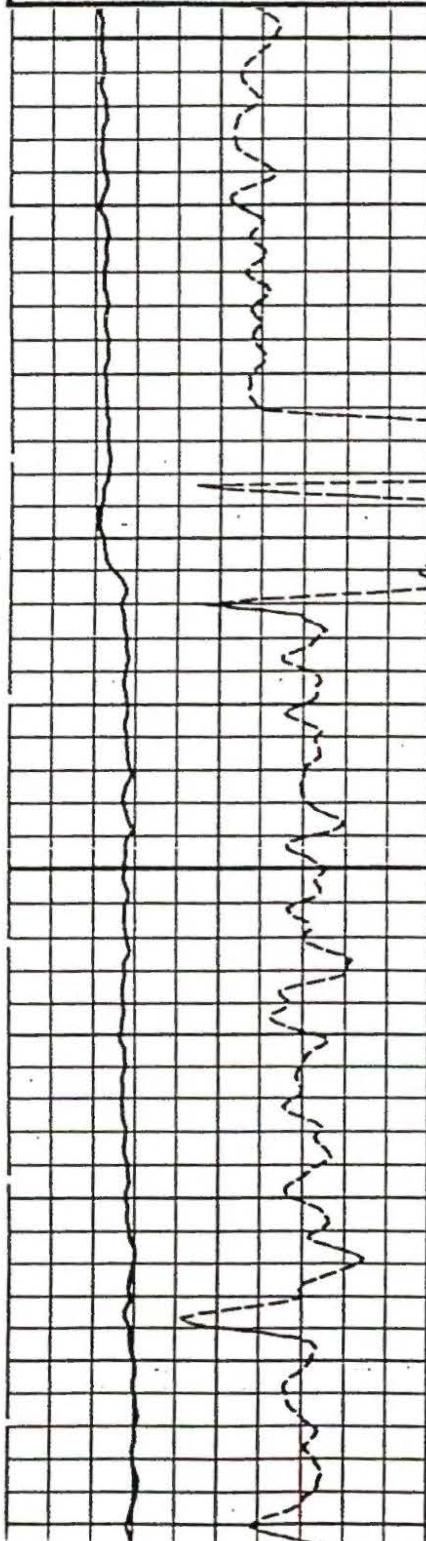


Fig. 5

AGIP-PIEA

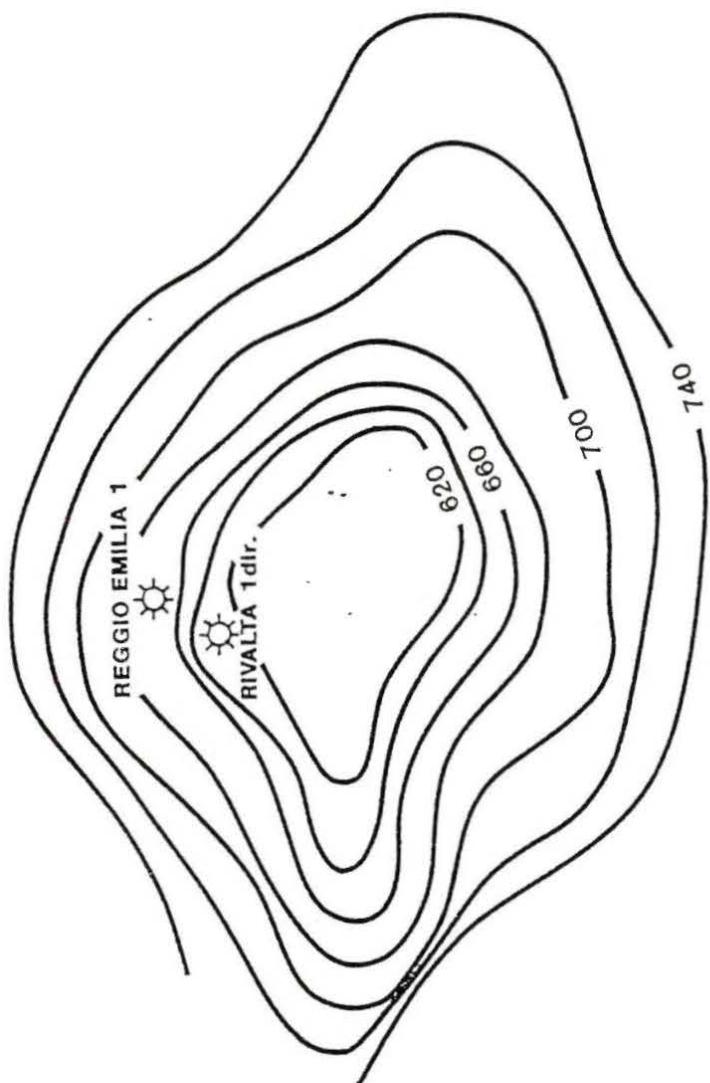
giacimento di

RIVALTA

Top Livello  
Mineralizzato

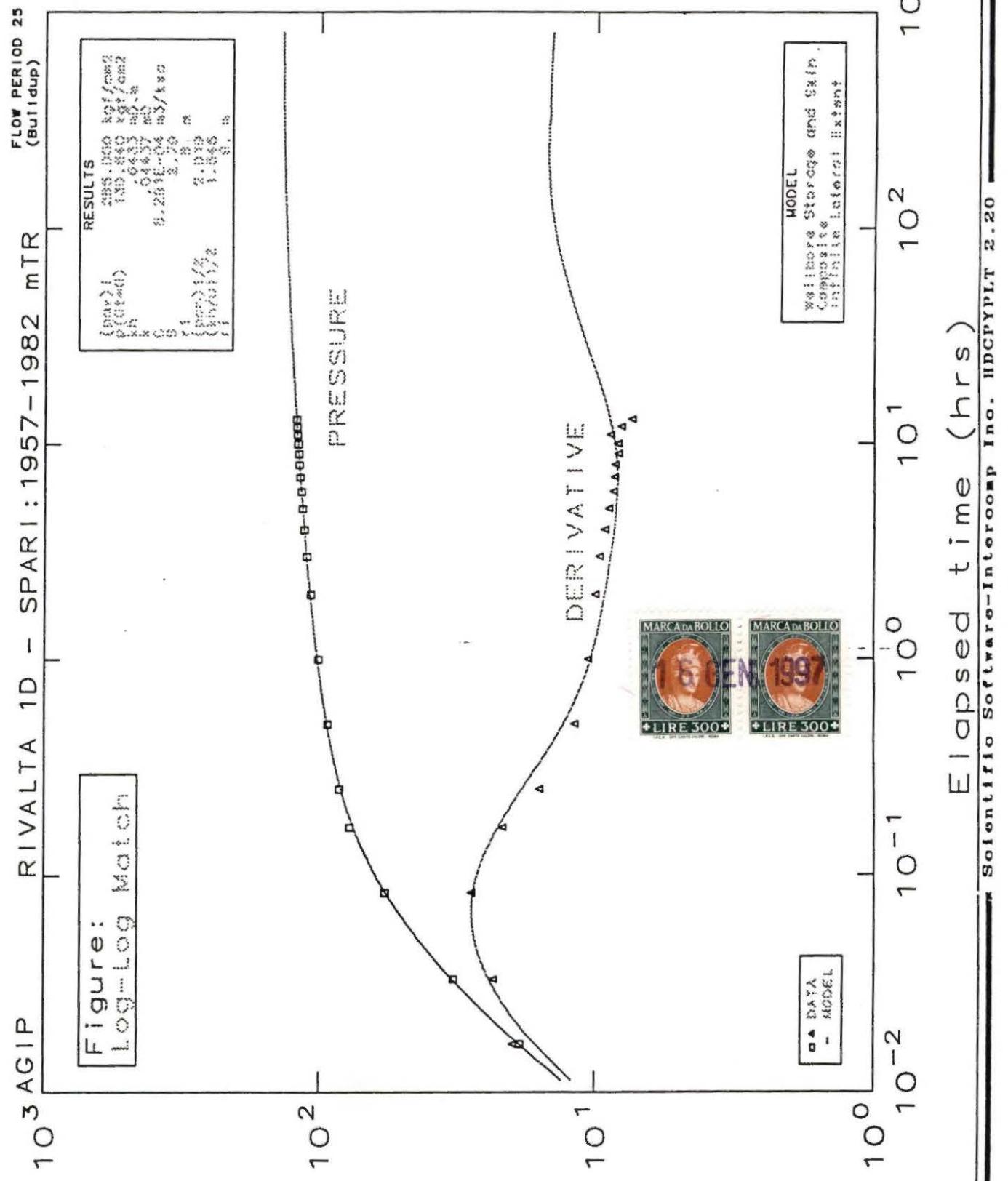
SABBIE DI CORTEMAGGIORE

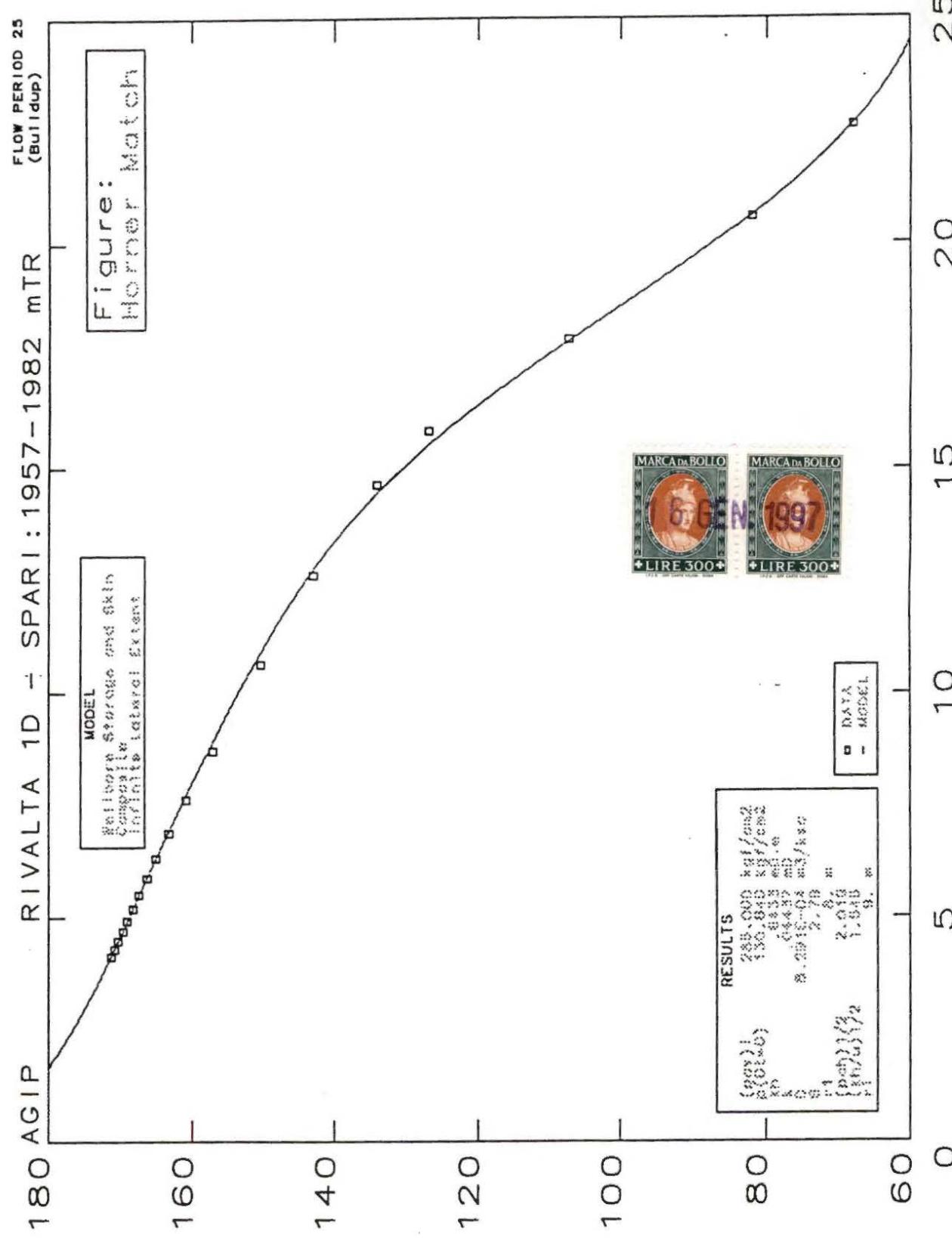
Scala 1:25000





### nm(p) Change and Derivative (kgf/cm<sup>2</sup>)



Normalised Pseudo Pressure (kgf/cm<sup>2</sup>)

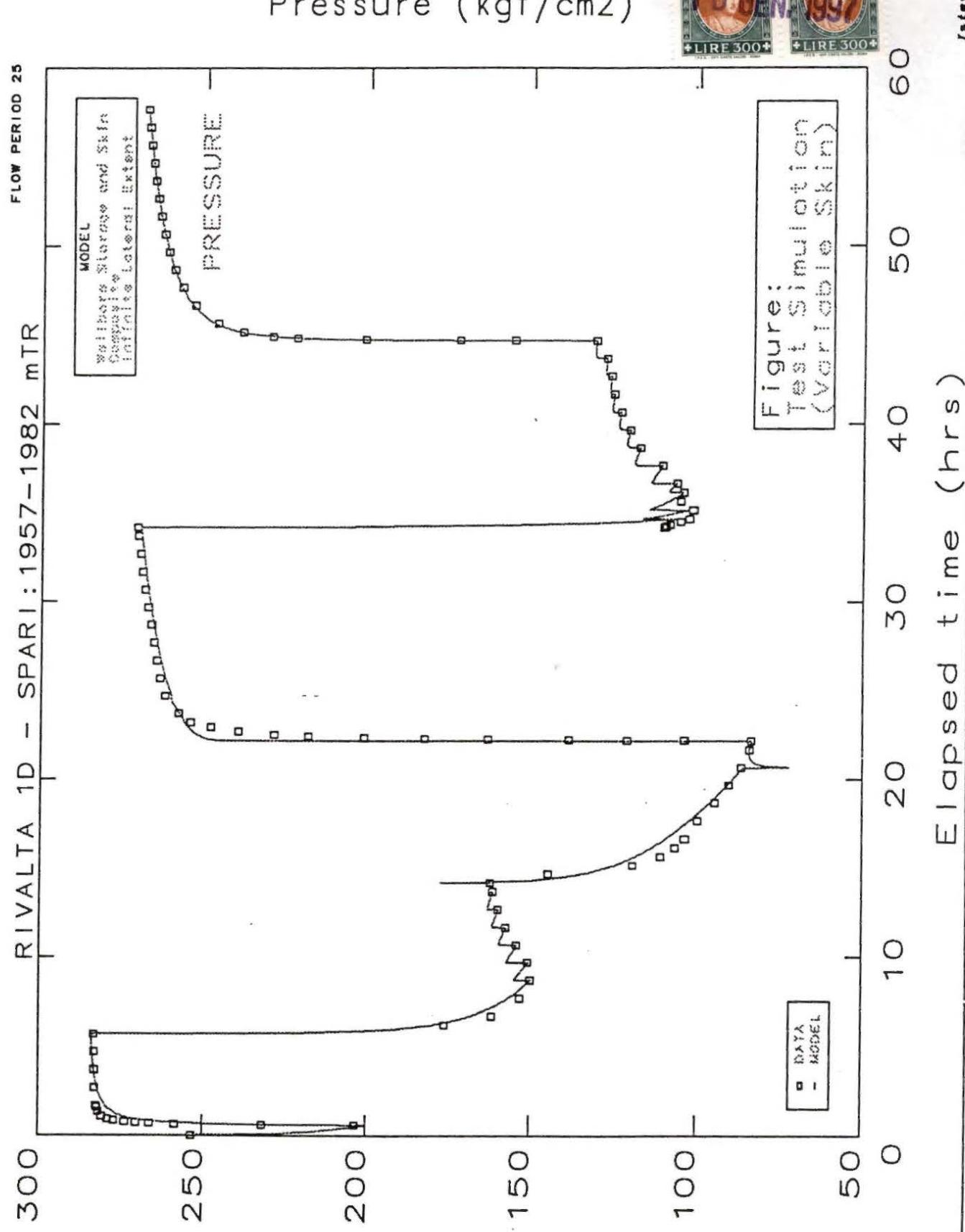


FIG. 10

# POZZO RIVALTA 1D

PROFILO DINAMICO N.1

SPARI : 762-766 M/TR : 751-755 M/TR VERT.

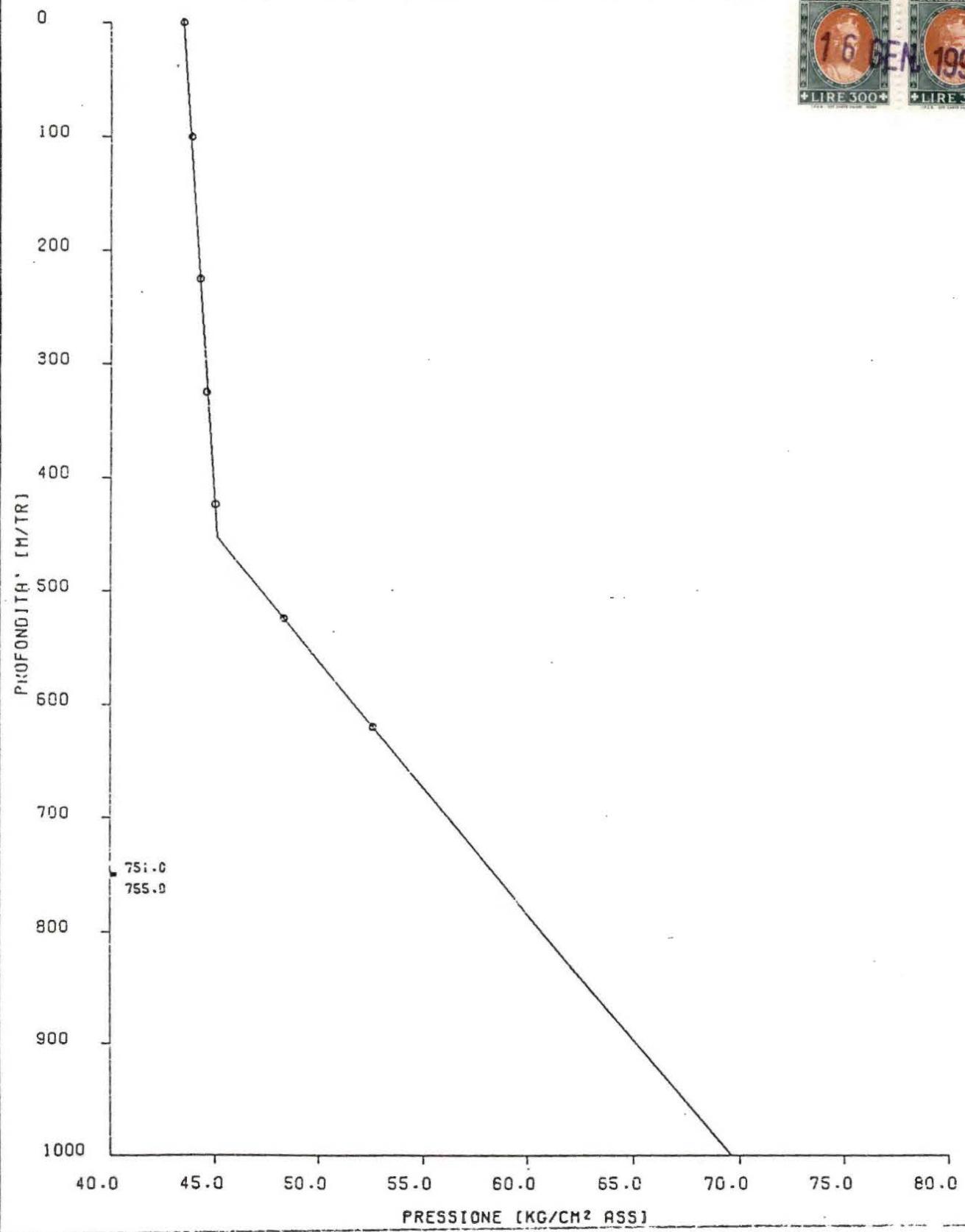


FIG. 11

# POZZO RIVALTA 1D

PROFILO DINAMICO N.2

SPARI : 762-766 M/TR : 751-755 M/TR VERT.

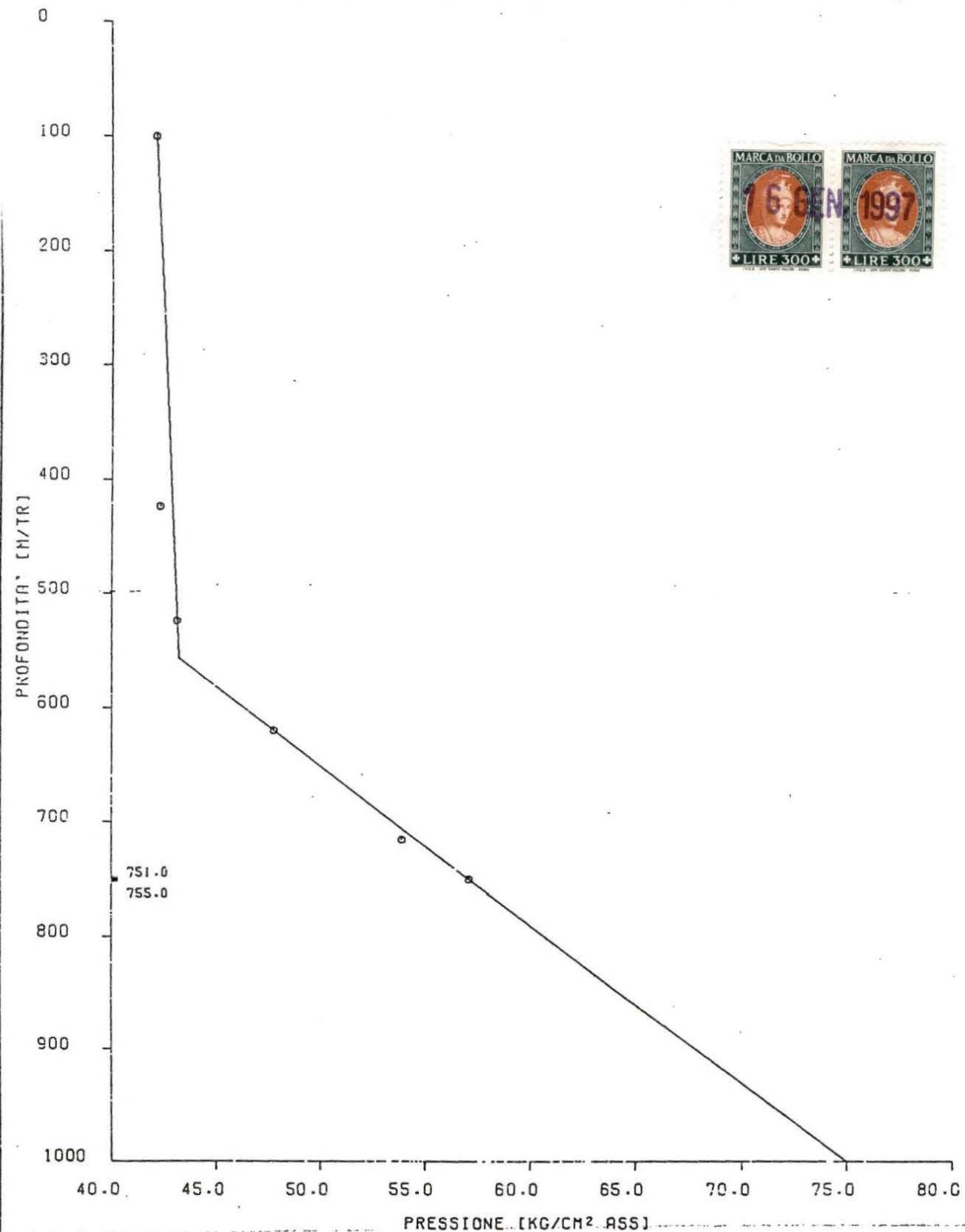
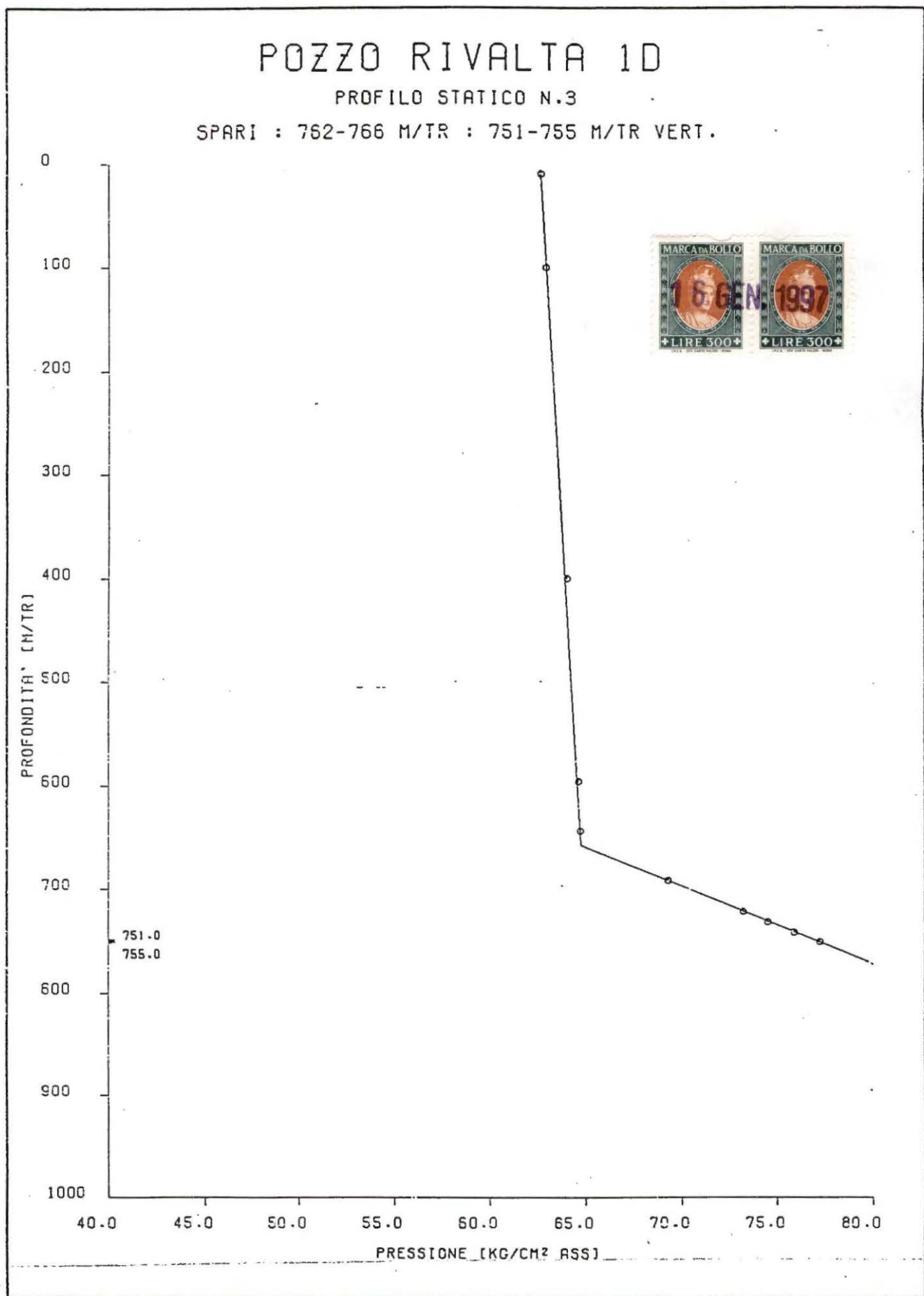
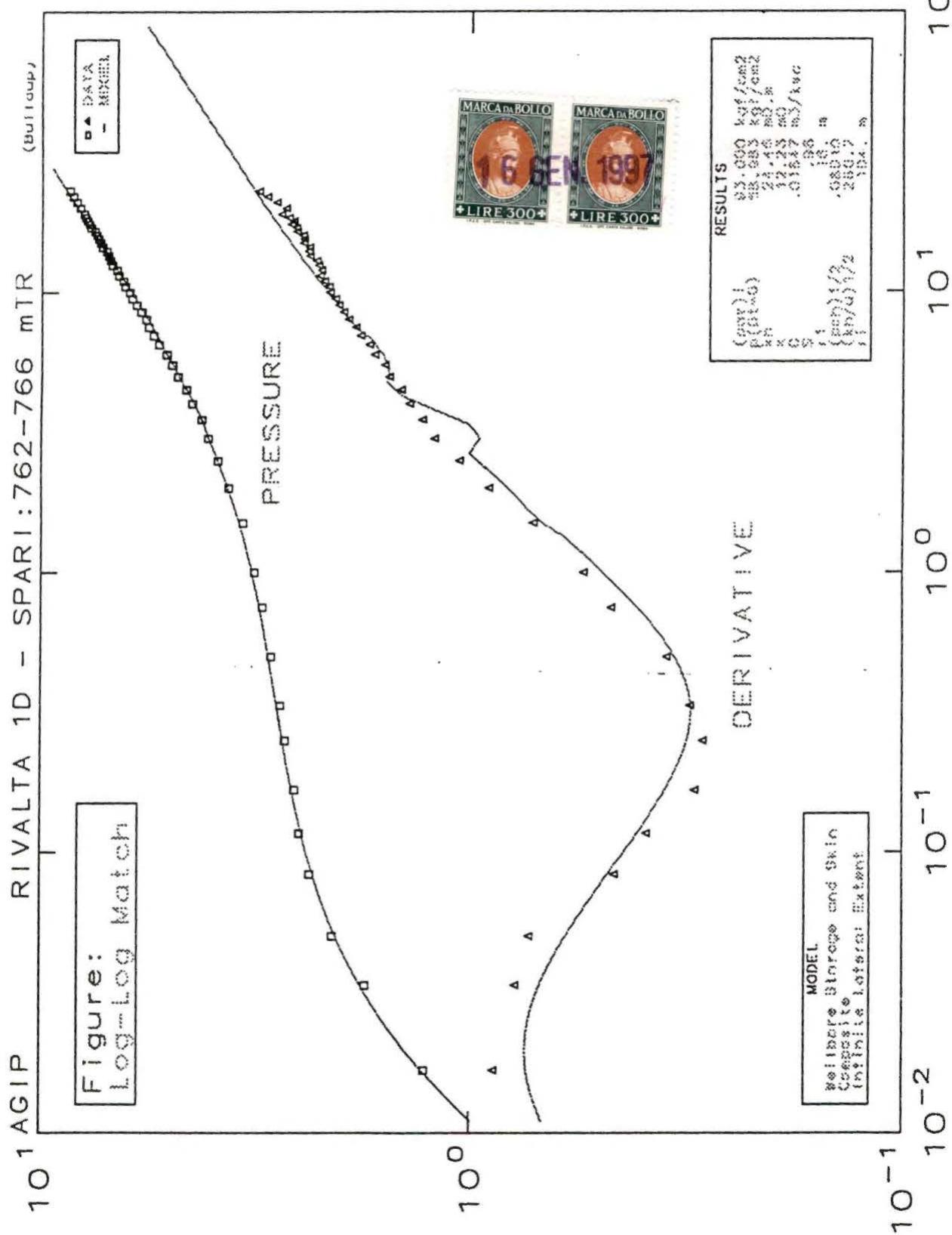
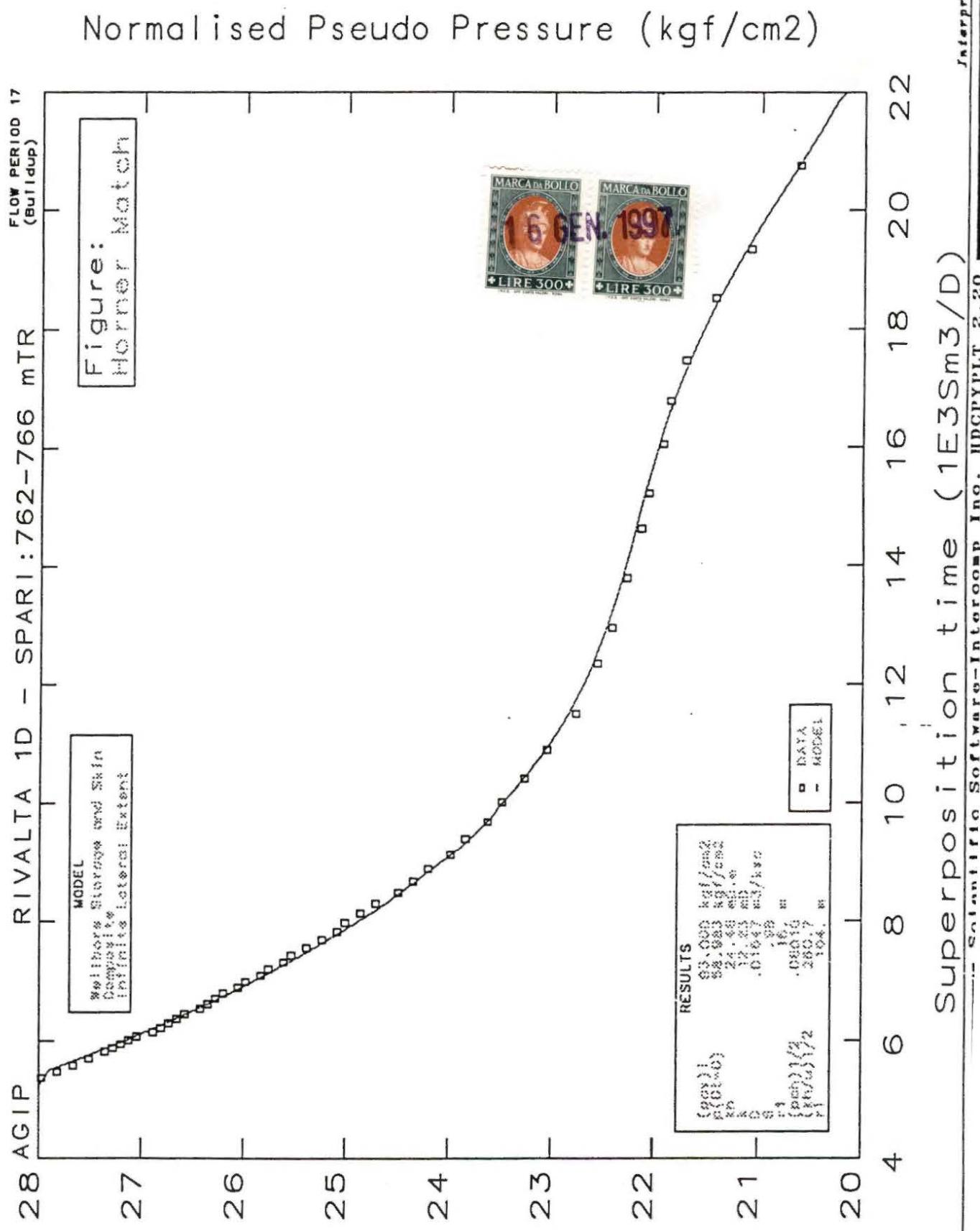


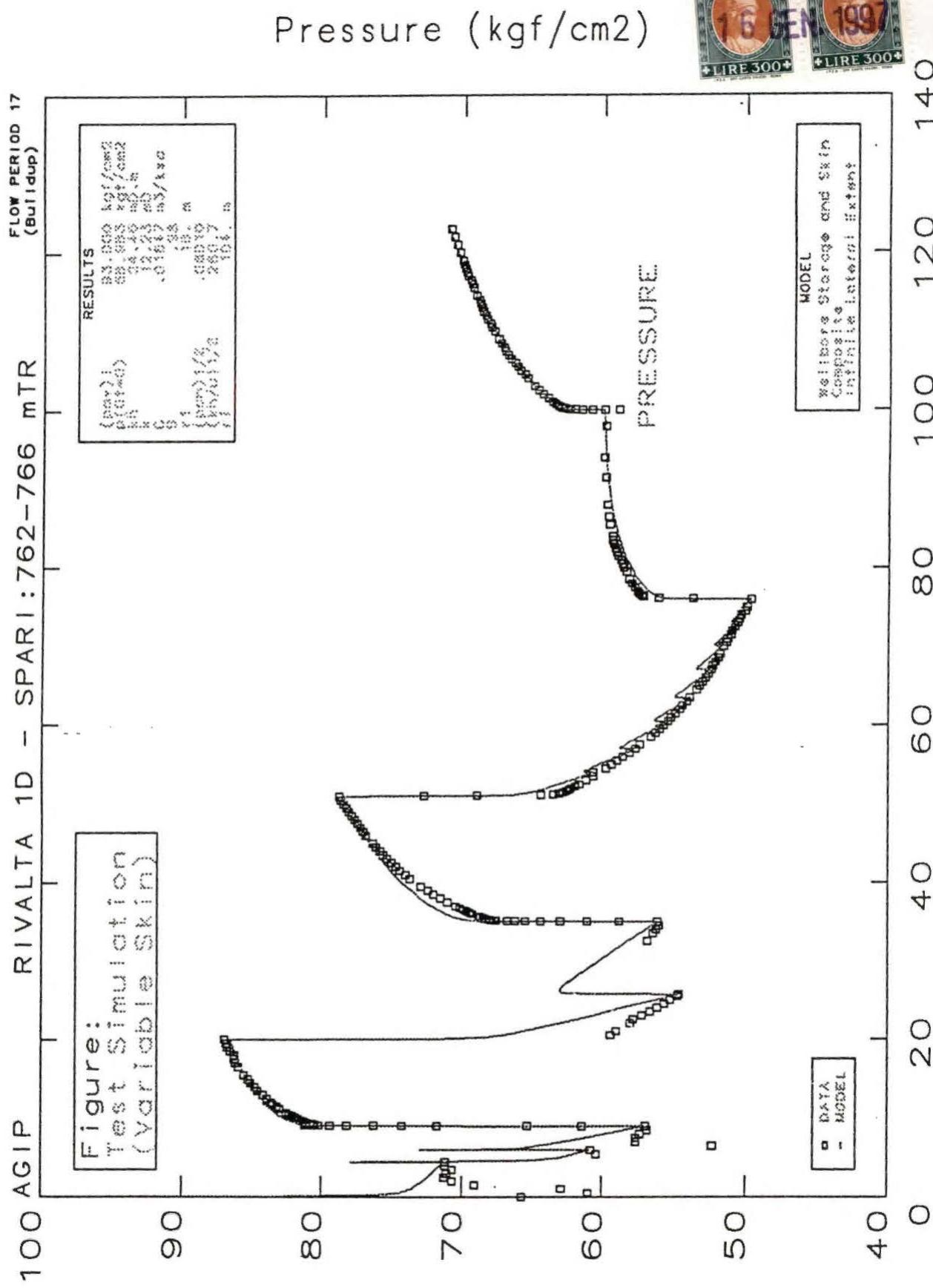
FIG. 12



nm(p) Change and Derivative (kgf/cm<sup>2</sup>)







Interpret/2

Scientific Software-Intercomp Inc. HDPYPLT 2.20

## CAMPO DI RIVALTA

## GAS IN POSTO E PARAMETRI PETROFISICI



## F.ne "MARNOSO-ARENACEA"

GDT= 1833	G.B.V. $m^3 \cdot 10^6$	N/G	PHI	SW	Bg	GOIP $Sm^3 \cdot 10^6$
	24.250	0.58	0.14	0.60	0.00379	207.8

## F.ne "SABBIE DI CORIEMAGGIORE"

GDT= -678	8.950	0.60	0.15	0.50	0.0106	38.0

## POZZO RIVALTA 1D

## SINTESI DATI DELLE PROVE

DATA	INT. SPARI (mTR)	OPERAZ	TEMPO (min)	DURE (inch)	THP (Kg/cm <sup>2</sup> )	BHP (Kg/cm <sup>2</sup> )	EL. PRESS. (mTR)	Q <sub>gas</sub> (Sm <sup>3</sup> /g)	Q <sub>liq</sub> (l)	NOTE
30-7/2-8/85	1957.0-1982.0	APERTO	35	1/8	na	282.9	1914	-	-	EROGA N2
"	"	CHIUSO	305	-	148.0	162.2	"	-	-	"
"	"	APERTO	510	1/8	78.0	33.5(*)	"	9900	-	"
"	"	APERTO	480	1/4	48.0	270.6	"	15600(*)	1430	"
"	"	CHIUSO	720	-	57.8	130.8	"	-	-	"
"	"	APERTO	630	1/8	72.8	267.9	"	6800	-	"
"	"	CHIUSO	780	-				-	-	"
18-23/08/85	762.0-766.0	APERTO	270	1/8	55.0	64.9	725	6200	-	"
"	"	APERTO	90	3/16	43.9	54.5	"	?	-	"
"	"	APERTO	180	1/4	37.5	50.6	"	?	-	"
"	"	CHIUSO	660	-	70.7	80.7	"	-	-	"
"	"	APERTO	360	1/4	35.2(*)	48.3(*)	"	2060(*)	-	"
"	"	APERTO	540	3/16	40.1(*)	56.1(*)	762	13600(*)	-	"
"	"	CHIUSO	960	-	63.3	78.8	"	-	-	"
"	"	APERTO	1500	3/16	33.7(*)	49.7(*)	"	11000(*)	-	"
"	"	APERTO	1440	1/8	43.3	60.0	"	4700	-	"
"	"	CHIUSO	1410	-	54.5	71.0	"	-	-	"

NOTE : (\*) PARAMETRI NON STABILIZZATI



TAB. 2

# CAMPO DI RIVALTA

## PROFILO DI PRODUZIONE



ANNO	Qgiorno	Qanno	Prod.Cum.
	(Sm <sup>3</sup> /g)	(M Sm <sup>3</sup> /anno)	(M Sm <sup>3</sup> )
	con fratturazione	con fratturazione	con fratturazione
1	30000	10	10
2	30000	10	20
3	30000	10	30
4	30000	10	40
5	30000	10	50
6	30000	10	60
7	30000	10	70
8	27000	9	79
9	24000	8	87
10	18000	6	93
11	15000	5	98
12	12000	4	102
13	6000	2	104

### NOTE

GOIPtotale [M ST m <sup>3</sup> ]	:	208
RISERVEcerte [M ST m <sup>3</sup> ]	:	0
RISERVEposs. [M ST m <sup>3</sup> ]	:	104
C.U.	:	0.9