

Agip

Studi Giacimenti Italia - GIAT

GIACIMENTO DI SCANDIANO
VALUTAZIONE DEL GOIP ED
IPOTESI DI SVILUPPO



Autori :

A. LOTTI

G. BONI

Destinatari :

GIAR	<input type="checkbox"/>	DICR	<input checked="" type="checkbox"/>	<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. FRESIA

Relazione no. : 50/93

Commessa no. : 708634

Data : SETTEMBRE 1993

Protocollo no.: 1691 /4312

Il Responsabile di Unità

C. DESCALZI

INDICE FIGURE



- Fig. 1 - Campo di Scandiano : mappa indice
- Fig. 2 - Pozzo Scandiano 1 : stralcio log DENSITY-NEUTRON
- Fig. 3 - Campo di Scandiano : top Sabbie di Cortemaggiore
- Fig. 4 - Campo di Scandiano : diagramma superfice-altezza
- Fig. 5 - Campo di Scandiano : diagramma superfice-altezza
- Fig. 6 - Pozzo Scandiano 1 : schema di completamento
- Fig. 7 - Pozzo Scandiano 1 : profilo dinamico di P (08/03/93)
- Fig. 8 - Pozzo Scandiano 1 : profilo statico di P (09/03/93)
- Fig. 9 - Pozzo Scandiano 1 : profilo statico di P (15/03/93)
- Fig.10 - Pozzo Scandiano 1 : profilo dinamico di P (15/03/93)
- Fig.11 - Pozzo Scandiano 1 : log-log match, risalita n°2
- Fig.12 - Pozzo Scandiano 1 : horner match, risalita n°2
- Fig.13 - Pozzo Scandiano 1 : test simulation, risalita n°2
- Fig.14 - Pozzo Scandiano 1 : profilo statico di P (26/08/93)
- Fig.15 - Pozzo Scandiano 1 : equazione di flusso di testa pozzo

INDICE TABELLE

- Tab. 1 - Campo di Scandiano : parametri petrofisici + calcolo GOIP
- Tab. 2 - Pozzo Scandiano 1 : composizione del gas
- Tab. 3 - Pozzo Scandiano 1 : dati prova di produzione (08-16/3/93)
- Tab. 4 - Campo di Scandiano : previsioni di produzione - caso 1
- Tab. 5 - Campo di Scandiano : previsioni di produzione - caso 2
- Tab. 6 - Campo di Scandiano : previsioni di produzione - caso 3
- Tab. 7 - Campo di Scandiano : tabella riassuntiva delle riserve



1. **INTRODUZIONE**

Lo studio del giacimento di Scandiano, iniziato da GIAI nel maggio e concluso nel settembre 1993, ha come obiettivo la valutazione volumetrica dell'accumulo di idrocarburi rinvenuto dal pozzo esplorativo Scandiano 1 e la formulazione di proposte idonee alla messa in produzione di questo.



2. CONCLUSIONI

2.1. DATI GENERALI

Il pozzo Scandiano 1, perforato nella primavera 1993 a SE di Reggio Emilia (fig.1), ha rinvenuto una mineralizzazione a gas secco nella F.ne Sabbie di Cortemaggiore di età compresa tra il Messiniano ed il Pliocene inferiore.

Il pozzo è stato completato in singolo subito dopo perforazione mediante i seguenti set di spari:

861.5-863 865-875 880-881.5 mTR

Ha erogato solamente in occasione della prova a cui è stato sottoposto dopo completamento ed attualmente è in attesa di collegamento alla rete dei metanodotti SNAM.

2.2. GAS IN POSTO

Il calcolo del gas in posto è stato eseguito utilizzando il metodo superfici-altezza avendo come base di partenza la mappa isobata elaborata da PIEA nell'aprile 1993.

Sono stati considerati due diversi casi.

Nel primo si è valutato il volume di gas originariamente in posto che è contenuto nei soli livelli sabbiosi provati e posti al di sopra di 805 mLM, considerando questa quota come Gas Down To; il valore ottenuto è :

$$GOIP = 435 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$$

La seconda ipotesi si riferisce al volume di gas potenzialmente contenuto nelle sabbie della struttura poste a quota superiore ad 805 mLM considerando questa quota come Gas Water Contact; il valore ottenuto è pari a:

$$GOIP = 868 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$$



È stata considerata inoltre la valutazione ottenibile dinamicamente dal calo di pressione registrato durante la prova di produzione ma il risultato ottenuto ($80 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$) non è stato ritenuto attendibile per i motivi che verranno esposti nel paragrafo 3.3.3.

2.3. PROPOSTE DI SVILUPPO

Viste le incertezze che sussistono riguardo ai volumi in gioco, derivanti sia da considerazioni statiche, sia dinamiche, e dato che, nonostante i dubbi esistenti, il giacimento sembra avere cospicue dimensioni, si ritiene che sarebbe utile procedere ad una fase preliminare di "early production".

Tale operazione dovrebbe permettere di dissipare i dubbi attuali e qualora fossero confermati i volumi come da calcolo statico si potrebbe procedere ad una seconda fase di sviluppo con la perforazione di eventuali nuovi pozzi.

2.5. VALUTAZIONE ECONOMICA PRELIMINARE

I costi prevedibili per la fase di early production possono essere così riassunti:

- 500 10^6 £ : costo del collegamento alla rete SNAM (circa 3 Km).
- 650 10^6 £ : centralina di trattamento composta da separatore, heater, soffione e misuratore.
- 170 10^6 £ : costi di installazione ed ingegneria.

La spesa totale, ipotizzando un 20% di contingency, ammonta a circa $1.6 \cdot 10^9$ £.

Un tale investimento è ammortizzabile con la vendita di circa $15 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$ di gas, producibili anche nel caso più conservativo tra quelli ipotizzabili, qualora cioè la differenza di pressione registrata fosse da imputare a depletion.

Il progetto pertanto è di sicuro interesse economico.

Se la fase di early production confermerà le volumetrie ipotizzate si procederà ad una nuova fase di studio con la valutazione degli investimenti necessari per lo sviluppo ottimale del giacimento.



2.4. VALUTAZIONE DELLE RISERVE E PROFILO DI PRODUZIONE

Sulla base dei dati attualmente disponibili sono stati elaborati i profili di produzione e pressione ottenibili con 3 diverse ipotesi di sviluppo:

- caso 1. GOIP = 435 10⁶ Sm³ - 1 pozzo produttore
- caso 2. GOIP = 868 10⁶ Sm³ - 1 pozzo produttore
- caso 3. GOIP = 868 10⁶ Sm³ - 3 pozzi produttori

Nelle tab.4-5-6 sono riportati in dettaglio i risultati ottenuti. Tali dati hanno permesso di procedere alla seguente classificazione delle riserve:

	GOIP (10 ⁶ Sm ³)	N°POZZI	RISERVE (10 ⁶ Sm ³)
PROVEN	435	1	79
PROBABLE	868	1	181
POSSIBLE	868	3	479

È stato considerato riserva "proven" il gas producibile tramite il pozzo Scandiano 1 nell'ipotesi di GOIP pari a 435 10⁶ Sm³ (caso 1). Le riserve "probable" sono l'incremento di produzione che lo stesso pozzo avrebbe qualora il gas occupasse tutta la parte sommitale dell'anticlinale con GOIP pari a 868 10⁶ Sm³. Le riserve "possible" sono invece quelle aggiuntive, producibili da due ulteriori pozzi, la cui entrata in produzione è ipotizzata dopo tre anni, nel caso di GOIP max. In tab. 7 sono riportate le produzioni annue previste nei tre casi ipotizzati.



3. DISCUSSIONE

3.1. INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Il pozzo Scandiano 1, ubicato ai piedi dell'appennino emiliano, a SE di Reggio Emilia ed a W di Modena, ha interessato una struttura anticlinale, di età essenzialmente pliocenica, posta nel settore centrale del nucleo delle pieghe emiliane, lungo l'asse Rivalta-Rubiera-S.Martino. La struttura è delimitata a N da un thrust ad orientamento appenninico ed a S da un back-thrust.

La serie litostratigrafica che il pozzo ha incontrato è la solita di quest'area della padana e comprende, partendo dall'alto:

Alluvium : sabbie e ghiaie con livelli argillosi;
ambiente: continentale;
età: Olocene.

Sabbie di Asti : bancate di sabbia con sottili intercalazioni argillose;
ambiente: da litorale a neritico superiore;
età: Pleistocene.

Argille del Santerno : argille con rare intercalazioni arenacee;
ambiente: piattaforma;
età: Pliocene.

Sabbie di Cortemaggiore : sabbie con livelletti argillosi;
ambiente: piattaforma poco profonda;
età: Pliocene inferiore-Messiniano post-evaporitico.

Marnoso Arenacea : alternanza di grosse bancate arenacee con spessi strati marnosi;
ambiente: torbido;
età: Messiniano-Tortoniano.



3.2. DESCRIZIONE DEL SERBATOIO E VALUTAZIONE DEL GOIP

Il livello produttivo, posto al top delle sabbie di Cortenaggiore è costituito dall'alternanza di bancate sabbiose, di spessore metrico, con livelli siltoso-argillosi di spessore analogo. In fig.2 è riportato uno stralcio del log density-neutron della zona mineralizzata.

Il limite superiore della mineralizzazione è dato dal contatto delle sabbie con le sovrastanti argille del Santerno che forniscono la copertura.

Il limite inferiore invece si situa in corrispondenza di un livello siltoso-argilloso di spessore metrico che definisce un GDT a 884.5 mTR ed un WUT a 885.5 mTR.

Questa non chiara posizione del contatto gas-acqua determina una grossa incertezza nella valutazione dei volumi mineralizzati in quanto se le argille in questione riescono a dividere le sabbie in corpi distinti, allora, il gas presente è quello contenuto nel livello, supposto di spessore costante, compreso tra il top delle sabbie ed il GDT (fig.4). Il valore ottenuto è pari a:

$$\text{GOIP} = 435.4 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$$

In questo caso è possibile una estensione della mineralizzazione verso il basso.

Qualora invece le argille non riescano a separare i corpi sabbiosi tra di loro, allora il gas sarebbe contenuto in tutta la porzione sommitale della anticlinale (fig.5) ed il suo valore salirebbe a:

$$\text{GOIP} = 868.5 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$$

I parametri petrofisici e il fattore di volume utilizzati per il calcolo del GOIP per entrambi i casi sono schematizzati nella tab.1.



3.3. BREVE STORIA PRODUTTIVA

Il pozzo Scandiano 1, di carattere esplorativo, è stato perforato nel periodo 02-03/1993. Ha ritrovato mineralizzazione a gas secco (tab.2) in un livello appartenente alla formazione Sabbie di Cortemaggiore.

Il pozzo è stato completato in tale livello (fig.6) mediante i seguenti set di spari:

861.5-863.0 mTR

865.0-875.0 mTR

880.0-881.5 mTR

Il pozzo è stato fatto oggetto di una prova di produzione (data : 08-16/03/93), la cui analisi ha consentito di valutare le principali caratteristiche del livello ed ha permesso di ottenere informazioni sull'area investigata, quest'ultime determinanti per la caratterizzazione quantitativa del giacimento.

Attualmente il pozzo è fermo, in attesa di allacciamento.

I prossimi sottoparagrafi saranno dedicati all'analisi e all'interpretazione della prova di produzione.

3.3.1 Cronologia della prova

La prova è stata caratterizzata da una prima fase di spurgo della durata complessiva di 7 ore e mezzo (duse 3/16-1/4-3/16). Al termine dello spurgo, fra l'altro non completato, è stato disceso lo strumento di misura per la registrazione dei valori di fondo pozzo.

È stata registrata la risalita dopo spurgo (15 ore) e successivamente il pozzo ha erogato con duse 1/4 per 52 ore; dopo tale erogazione il pozzo è rimasto in risalita per le successive 87 ore.

Infine il pozzo è stato riaperto con le duse 3/16 (1 ora), 1/4 (1 ora), 5/16 (2 ore e mezzo) e 3/8 (20 ore e mezzo).

Complessivamente nel corso dell'intera prova sono stati prodotti



circa 260000 Sm³ di gas e 1800 litri di fluidi. Tali liquidi sono assimilabili a brine di completamento essendo caratterizzati dai seguenti parametri:

DENSITÀ : 1300 g/l SALINITÀ : 450 g/l

Nel corso delle erogazioni non è stata riscontrata nessuna produzione di sabbia e/o fini.

Nella tab.3 sono riassunti i principali parametri che hanno caratterizzato tale prova.

Dall'analisi dei profili statici e dinamici di pressione (figg.7-8-9-10) si può sicuramente affermare che l'ultimo set di spari (880-881.5 mTR) non ha mai contribuito alla produzione.

3.3.2 Parametri utilizzati

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

SPECIFIC-GRAVITY (air=1) : 0.559
VISCOSITA GAS : 1.404 e-02 cp
COMPRESSIBILITA GAS : 1.032 e-02 1/Kg/cm²
FATTORE ZETA : 0.844

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

BHP = 109.34 Kg/cm^{2a} @861.5 mTR
BHT = 30.00 °C @861.5 mTR

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

NET PAY : 7.20 m
POROSITA : 33 %
RAGGIO POZZO : 12.2 cm



3.3.3 Interpretazione della prova

Per l'interpretazione della prova è stata analizzata la seconda risalita. Il modello utilizzato è il seguente:

-EARLY-TIME : WELLBORE STORAGE E SKIN : non ben definito.

-MIDDLE-TIME : COMPOSITE : l'andamento, nel grafico log-log, della derivata prima evidenzia il tipico comportamento di un sistema composite. Il modello prevede un lieve peggioramento della mobilità e tale variazione è stata calcolata in circa 15m dal pozzo. Tale interpretazione, tenendo conto della non omogeneità della zona sparata, può essere considerata credibile.

-LATE-TIME : INFINITE LATERAL EXTENT : non si riscontra nessun tipo di disturbo almeno fino al raggio di investigazione risultato pari a circa 600 m.

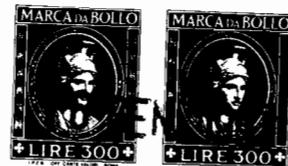
Nelle figg.11-12-13 sono rappresentati i grafici del match del log-log, dell'horner e del test simulation; dall'analisi di tali dati emergono le seguenti considerazioni:

-osservando la fig.13 (test simulation) si possono osservare delle differenze fra le due pressioni statiche (circa 0.4 Kg/cm²). Questa situazione a nostro parere non è da imputare ad una possibile depletion dato che la risalita non ha individuato la possibilità di un sistema chiuso ma è probabilmente legata allo spurgo non completato del pozzo, vi è stata infatti una variazione dei battenti liquidi fra le due risalite che ha probabilmente influenzato la misura delle pressioni.

-osservando la medesima figura si può inoltre osservare il match non perfetto delle erogazioni. Questo può essere giustificato sia dalla portata non perfettamente costante sia ad uno spurgo non completamente concluso. Probabilmente nel nostro caso entrambi i fattori hanno contribuito a tale situazione.

Per quanto detto i principali risultati ottenuti possono così riassumersi:

PRESSIONE STATICA : 109.34 Kg/cm²a @861.5 mTR
CAPACITÀ PRODUTTIVA : 1353 md m
PERMEABILITÀ : 188 md
SKIN TOTALE : 0.17



In data 26/08/93 è stato registrato un profilo statico di pressione (fig.14) che ha misurato una pressione statica pari a 109.43 kg/cm²a @861.5 mTR.

Tale risultato conferma la tesi contraria alla depletion; infatti dato che il pozzo dopo la risalita interpretata ha erogato ancora circa 120000 Sm³ di gas il profilo, in caso di depletion, avrebbe dovuto misurare una pressione minore di quella estrapolata dalla risalita.

3.3.4 Erogabilità del pozzo

L'erogabilità del pozzo è stata definita mediante il calcolo dell'equazione di flusso di testa pozzo. Utilizzando i valori dinamici ritenuti più rappresentativi (Q1=60000 Sm³/g e Q2=117500 Sm³/g) si sono ottenuti i seguenti risultati (fig.15):

$$Q = C * (STHP^2 - FTHP^2)^n \quad \text{con } C = 992.8 \\ n = 0.613$$

I parametri dell'equazione di flusso di fondo pozzo espressa nella forma:

$$\Delta P^2 = A*Q + B*Q^2$$

non sono stati riportati in quanto B è risultato negativo. Tale situazione può sicuramente essere imputata al fatto che il pozzo non è stato ben spurgato.



3.4. IPOTESI DI PREVISIONI DI PRODUZIONE

Nella stesura delle previsioni di produzione sono state fatte le seguenti considerazioni di carattere generale:

1. meccanismo di produzione a spinta d'acqua. Pur non disponendo di una storia produttiva che confermi tale meccanismo, considerazioni sia statiche (presenza di un acquifero esteso) sia dinamiche (qualora il meccanismo di spinta considerato fosse a semplice espansione non si terrebbe conto della posizione marginale che il pozzo ha nella struttura e si rischierebbe di sopravvalutare la sua potenzialità) hanno indotto a considerare un acquifero attivo. I parametri dell'acquifero sono stati calcolati utilizzando informazioni geologiche e le formule teoriche riguardanti il sistema infinito con geometria di flusso radiale. I risultati ottenuti sono i seguenti:

Raggio adimensionale dell'acquifero : 5.
Costante di Van Everdingen : $0.570e+04$ mc/Kg/cm²
Coefficiente del tempo adimensionale : $0.895e-02$ 1/giorni

2. pressione di abbandono pari a 12 Kg/cm².
3. coefficiente di utilizzo pari a 0.9.

Sono state considerate 3 diverse ipotesi di previsioni che possono essere così riassunte:

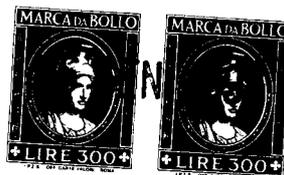
Caso 1

Tale ipotesi prevede GOIP pari a $435 \cdot 10^6$ Sm³ e un solo pozzo produttore (pozzo 1). I risultati ottenuti sono schematizzati nella tab.4.

La portata iniziale è stata scelta pari a 100000 Sm³/g, ΔP di testa del 10% circa, per evitare di innescare fenomeni di coning data la vicinanza della tavola d'acqua al bottom spari.

Si può notare come la posizione marginale del pozzo rispetto alla

struttura penalizzi fortemente il recupero.



Caso 2

La seconda ipotesi prevede GOIP pari a $868 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$ e un pozzo produttore (pozzo 1). I risultati ottenuti sono schematizzati nella tab.5.

Per tale ipotesi valgono le stesse considerazioni fatte per il caso 1.

Caso 3

La terza ipotesi prevede GOIP pari a $868 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$ e 3 pozzi produttori (pozzo 1 + 2 pozzi aggiuntivi ipotizzati in culmine di struttura).

I risultati ottenuti sono schematizzati nella tab.6.

La portata iniziale è stata scelta pari a $100000 \text{ Sm}^3/\text{g}$ per il pozzo 1 e $150000 \text{ Sm}^3/\text{g}$ per ciascuno dei pozzi aggiuntivi per i quali è stata ipotizzata l'entrata in produzione nel 4° anno.

Tale ipotesi permette, dato l'elevato recupero, lo sfruttamento ottimale del giacimento.

In conclusione si può notare come esistano delle incertezze riguardo i volumi in gioco.

Come già precedentemente detto tali incertezze derivano sia da considerazioni statiche (vedi paragrafo 3.2), sia da considerazioni dinamiche.

Più precisamente, per quest'ultime, se il calo di pressione misurato fra le due risalite registrate durante la PdP fosse realmente da imputarsi a depletion, il valore di gas in posto, calcolato mediante P/Z verso G_p , diminuirebbe fino a circa $80 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$.

Per risolvere tali dubbi si propone, dato che nonostante tutto il giacimento sembra essere economicamente interessante, una fase di "early production".

Tale operazione dovrebbe permettere di dissipare i dubbi attuali e qualora fossero confermati i volumi come da calcolo statico si potrebbe procedere alla perforazione di uno o due pozzi aggiuntivi in culmine di struttura che permetterebbero, come dimostrato dalle previsioni di produzione, lo sfruttamento ottimale del giacimento.





FIGURE



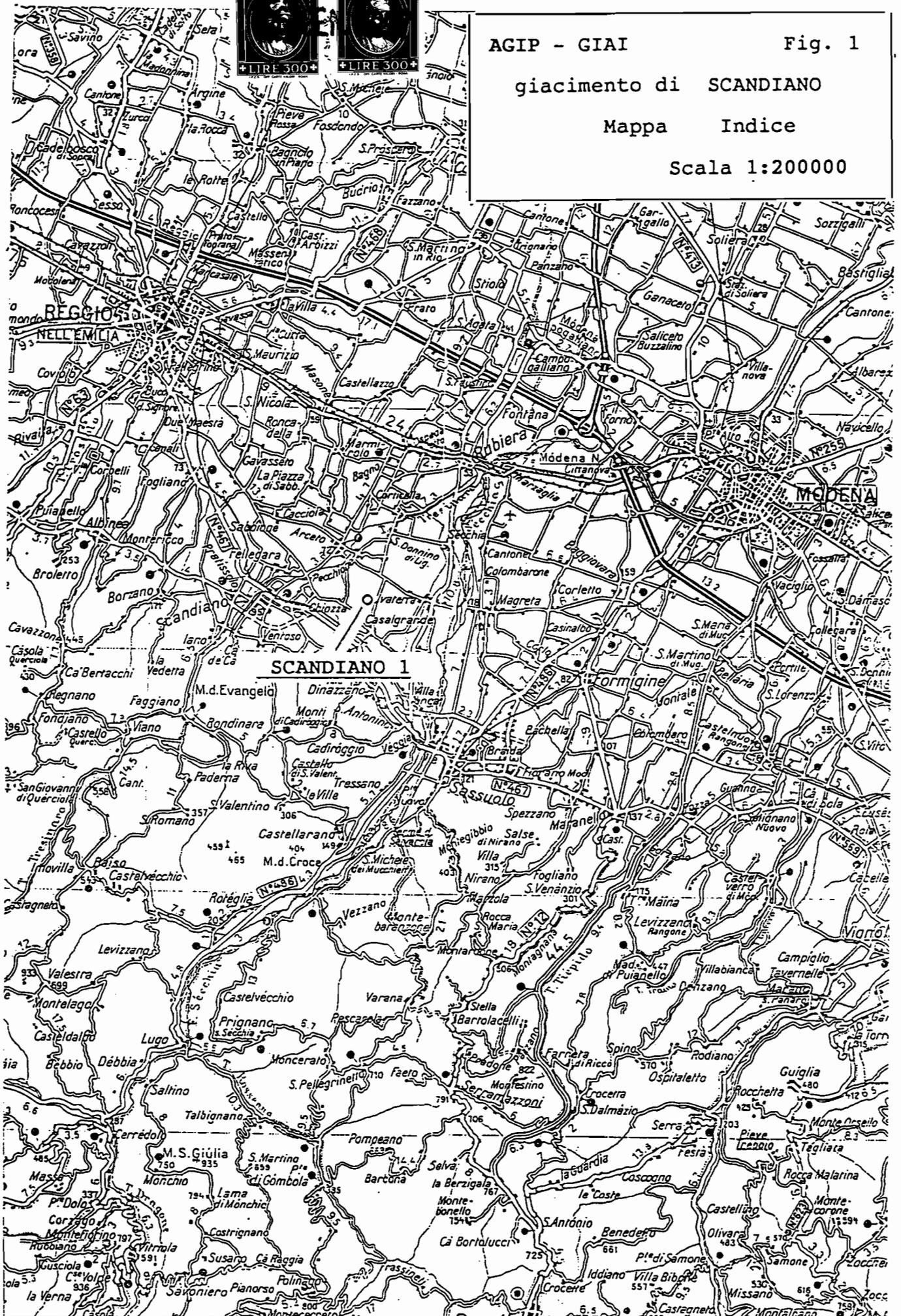
AGIP - GIAI

Fig. 1

giacimento di SCANDIANO

Mappa Indice

Scala 1:200000





**ATLAS
WIRELINE
SERVICES**

COMPENSATED
Z-DENSILOG

COMPENSATED
NEUTRON

DIELECTRIC 200 MHZ

COMPANY SPI

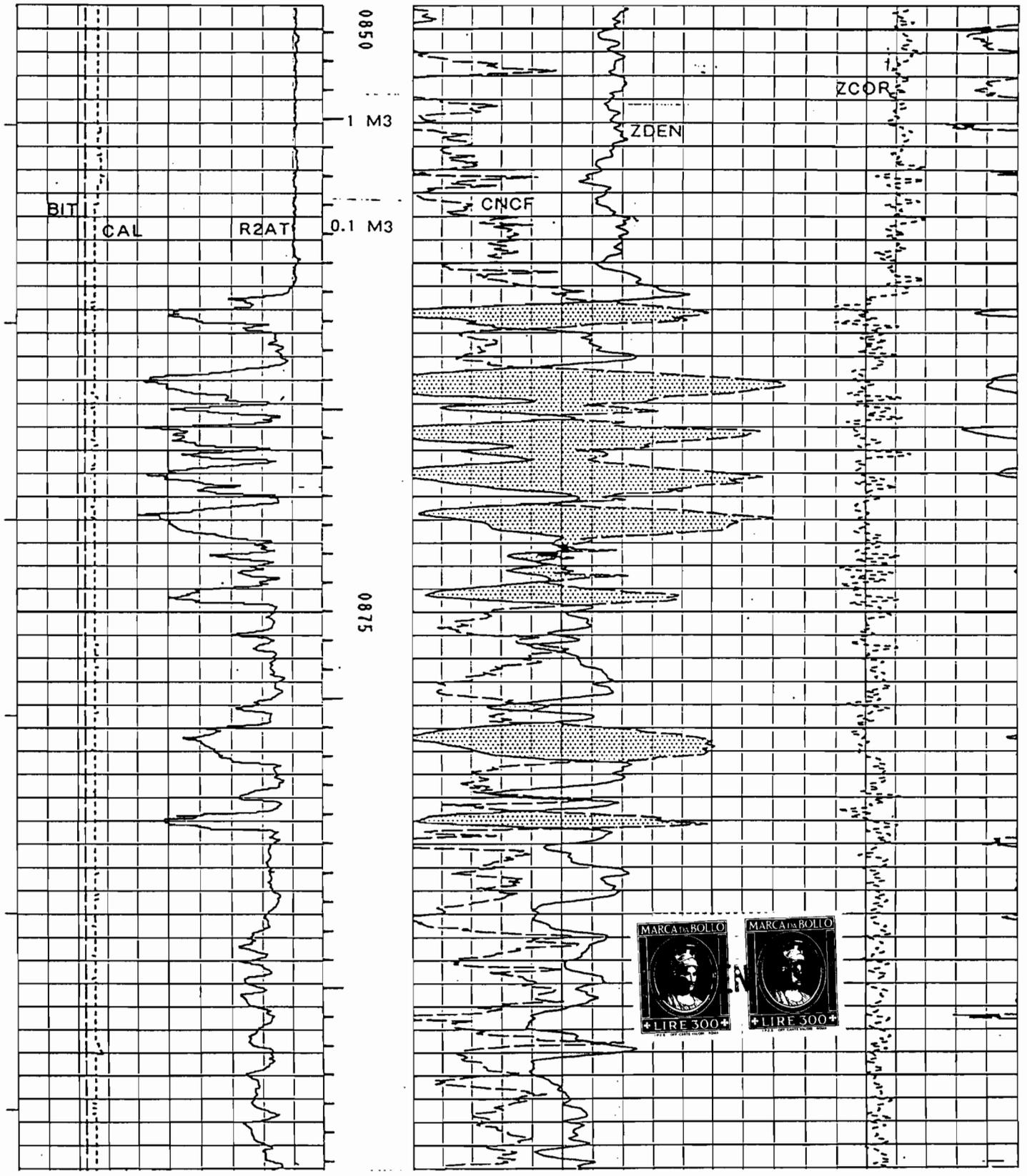
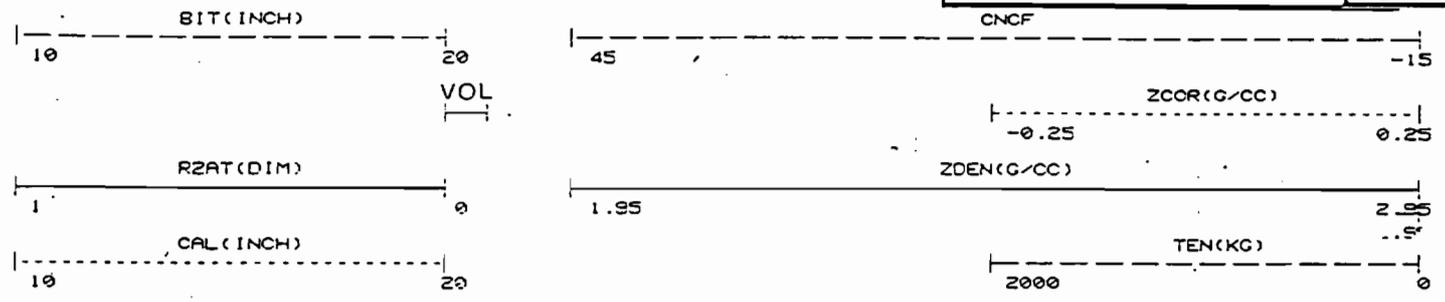
FIG. 2

WELL SCANDIANO 1

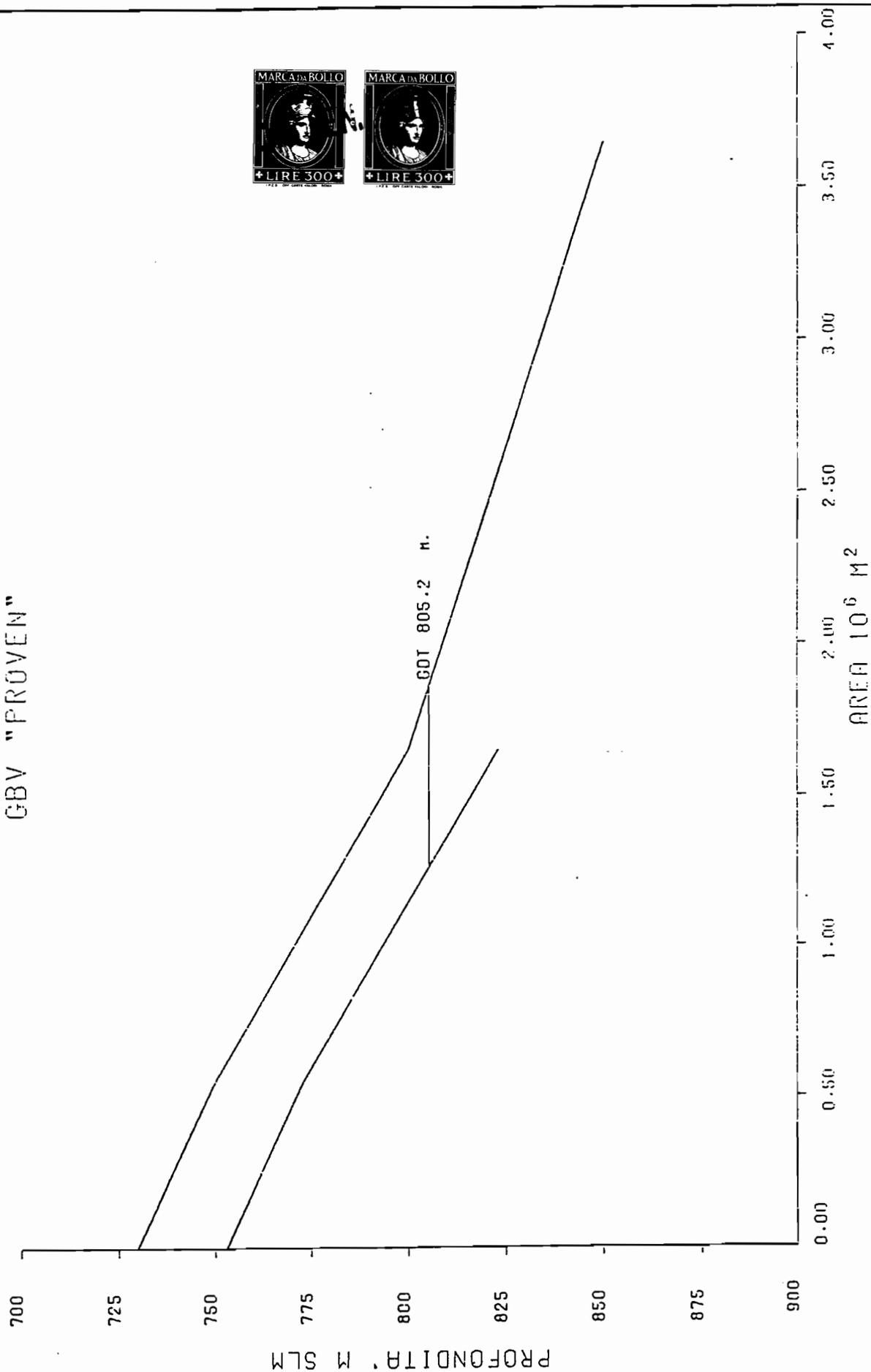
FIELD N.F.W.

COUNTY REGGIO EMILIA

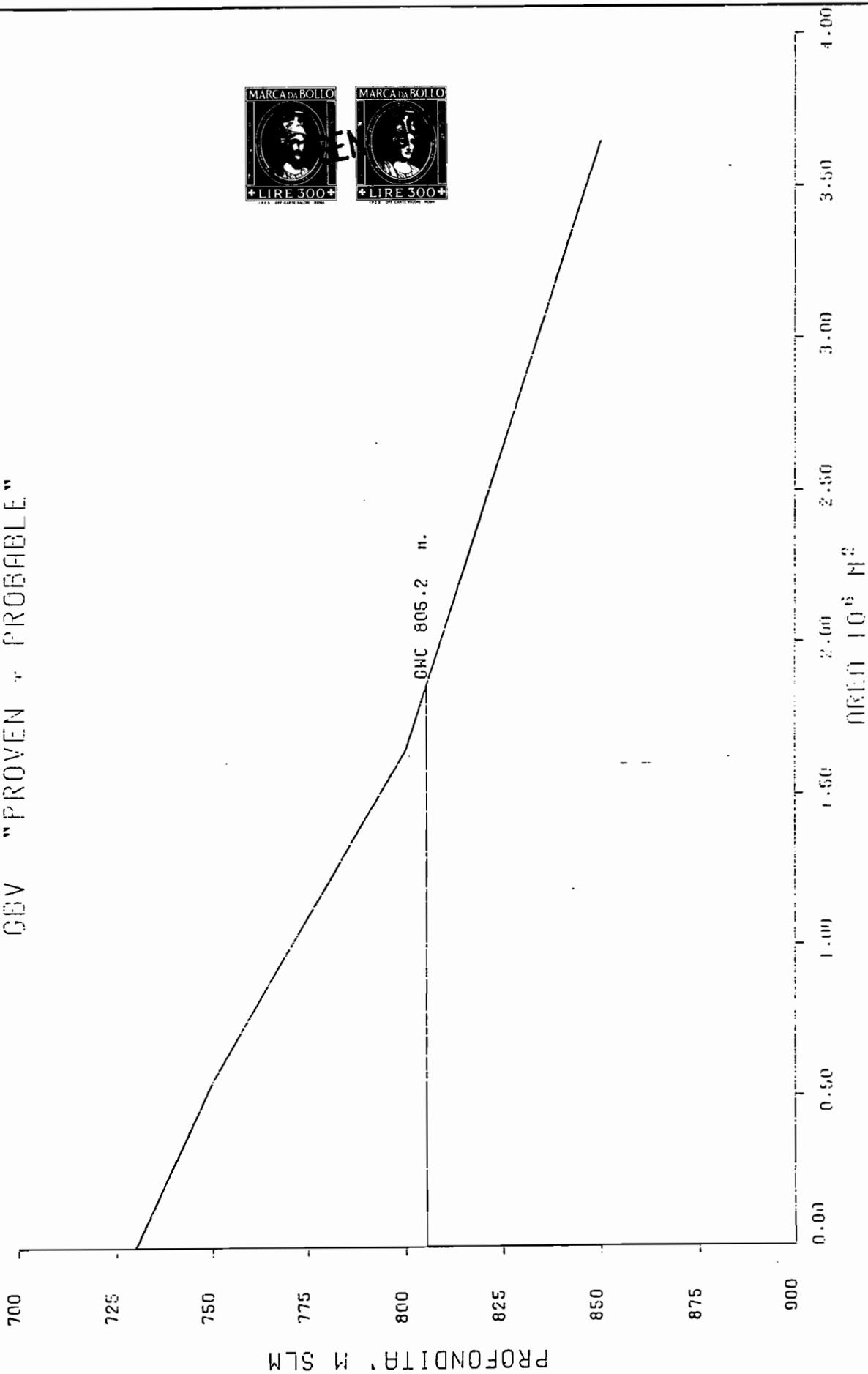
ELEVATION	
KB	79.3 M
DF	79 M
GL	74 M



SCANDIANO
"SABBIE DI CORTEMAGGIORE"
GBV "PROVEN"



SCANDIAND
LIVELLO "SABBIE DI CORTEMAGGIORE"
GBV "PROVEN - PROBABLE"



SOCIETÀ PETROLIFERA ITALIANA
DIREZIONE MINERARIA
SERVIZIO PERFORAZIONE
UNTE C

SITUAZIONE DEL POZZO

Aggiornata al 17/03/1943
Fine completamento Fine intervento

Settore
Campo SCANDIANO
Pozzo N. 1

Completamento singolo Selettivo

Completamento doppio Selettivo

Informazioni generali

Pozzo perforato nel periodo 16-2/17-3/1943
Impianto usato per la perforazione H 40 D
Altezza p.t.r. sulla 1ª flangia mt. 6,27
Profondità max raggiunta 1700
Tappi di cementazione a mt
Tappi di cemento M 940
Bridge Plug a mt
Densità fango casing BRINE 1300 gr/lt
Controllo fondo (TESTA PESCE M 915,5)

Colonne Tubate	Ø 13 3/8	Ø 9 5/8	Ø	Ø
Testa a mt	0	0		
Scarpa a mt	323	1000		
CEMENT	1ª Risalita mt	GIORNO	320	
	2ª risalita mt			
	D.V. collar mt			

liner hanger a mt.

Foro scoperto Ø da mt a mt.

Profilo diametri interni

Ø nom.	fino a mt	grado	spess.	lbs/ft	Ø interno
13 3/8	323	155		64	
9 5/8	1000	155		40	

INTERVENTI	DATA	Scopo

NOTE:

IL PACKER Ø 9" È STATO RINFORZATO CON N 8 SPINE IN BRONZO SVINCOLO CON 36.000 LBS
PIVÙ IN S N " X " TIPO XR BPV Ø 2 1/2 IN SEDE T HANGER NB, BATTERIA WINGLING CERSA IN POZZO AL MOMENTO NELLO SCANDIANO F.

Caratteristiche

		STRING LUNGA	STRING CORTA
TUBING	Ø nom. - Giunto	2 3/8 AMS	
	Grado acciaio	N 80	
	lbs/ft %	4,6	
	fino a mt	858	
PACKER	Ø	9"	
	lbs/ft	40	
	Modello - tipo	RH	
	Casa costruttr.	OTIS	
Fissato a mt		831	

Attrezzi in pozzo		I.D. mm	O.D. mm	TOP a mt.
T. HANGER		-	9"	
X O. 2 7/8 - 2 3/8		50,6F		6,02
FLOW COUPLING		50,6F		261,78
SEATING NIPPL.		47,6		266,71
SSD " X A "		47,6		826,5
PACKER RH		62	9"	830,75
L.N. S 2		47,6		842,61
SHOCK ABSORBER		62		853,36
X. O. 2 3/8 - 2 7/8		50,6F		855,00
PUP JOINT		50,6F		855,1F
GUN RELEASE		47,6		858,18

BLASCIATI IN POZZO PESCE A M		I.D. mm	O.D. mm	TOP a mt.
GUN RELEASE		47,6		915,13
CIRC. FLOW SUB		-		915,43
PUP JOINT		50,6F		915,66
FIRING HEAD		-		918,08
FUCILI		-	5"	918,19

INTERVALLI APERTI

STRING		da mt	a mt	da mt	a mt
		884,5	880		
		875	865		
		863	861,5		



Assistente W.O.

Assistente Tecnico

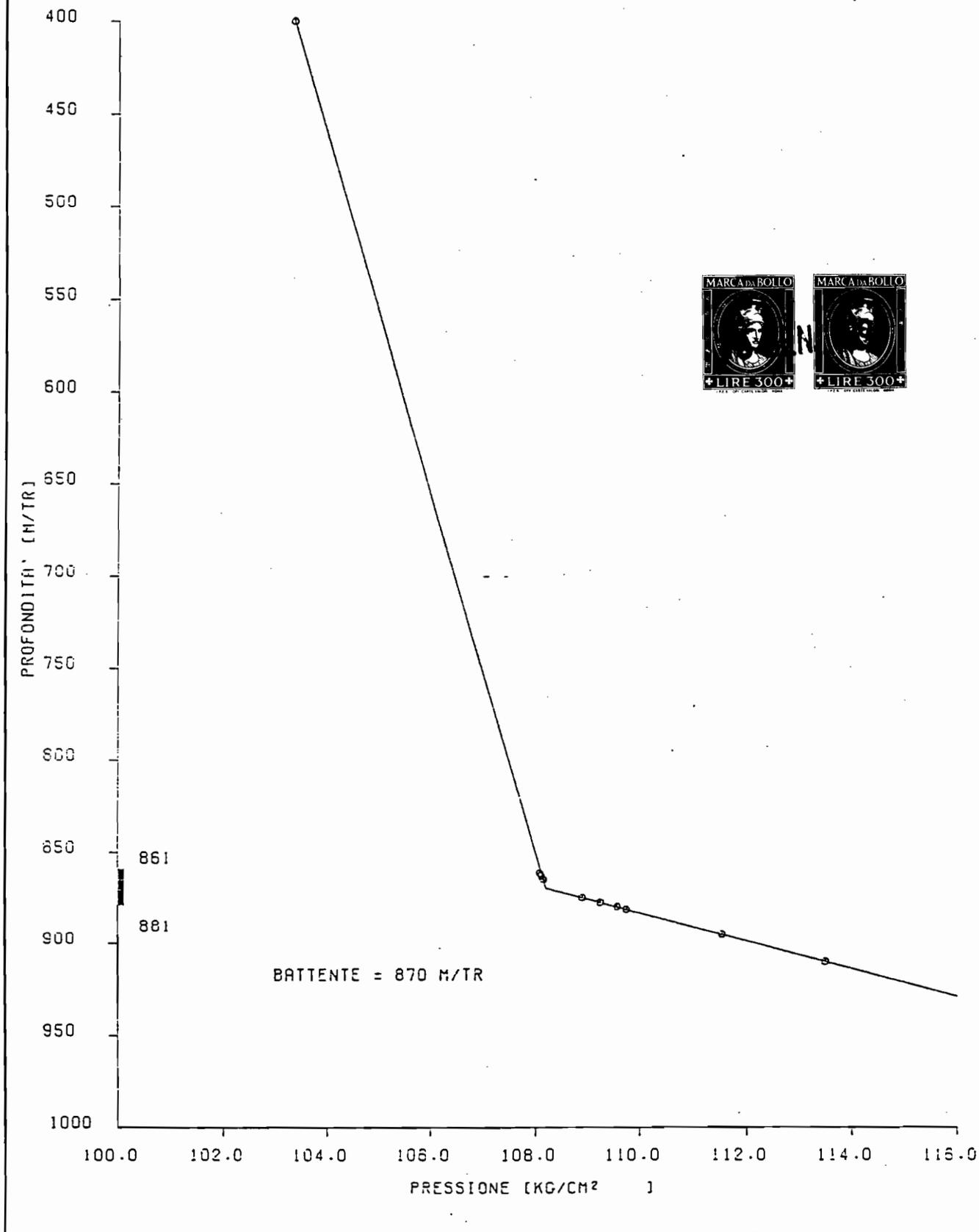
[Handwritten signature]



POZZO SCANDIANO 1

PROFILO DINAMICO DI PRESSIONE

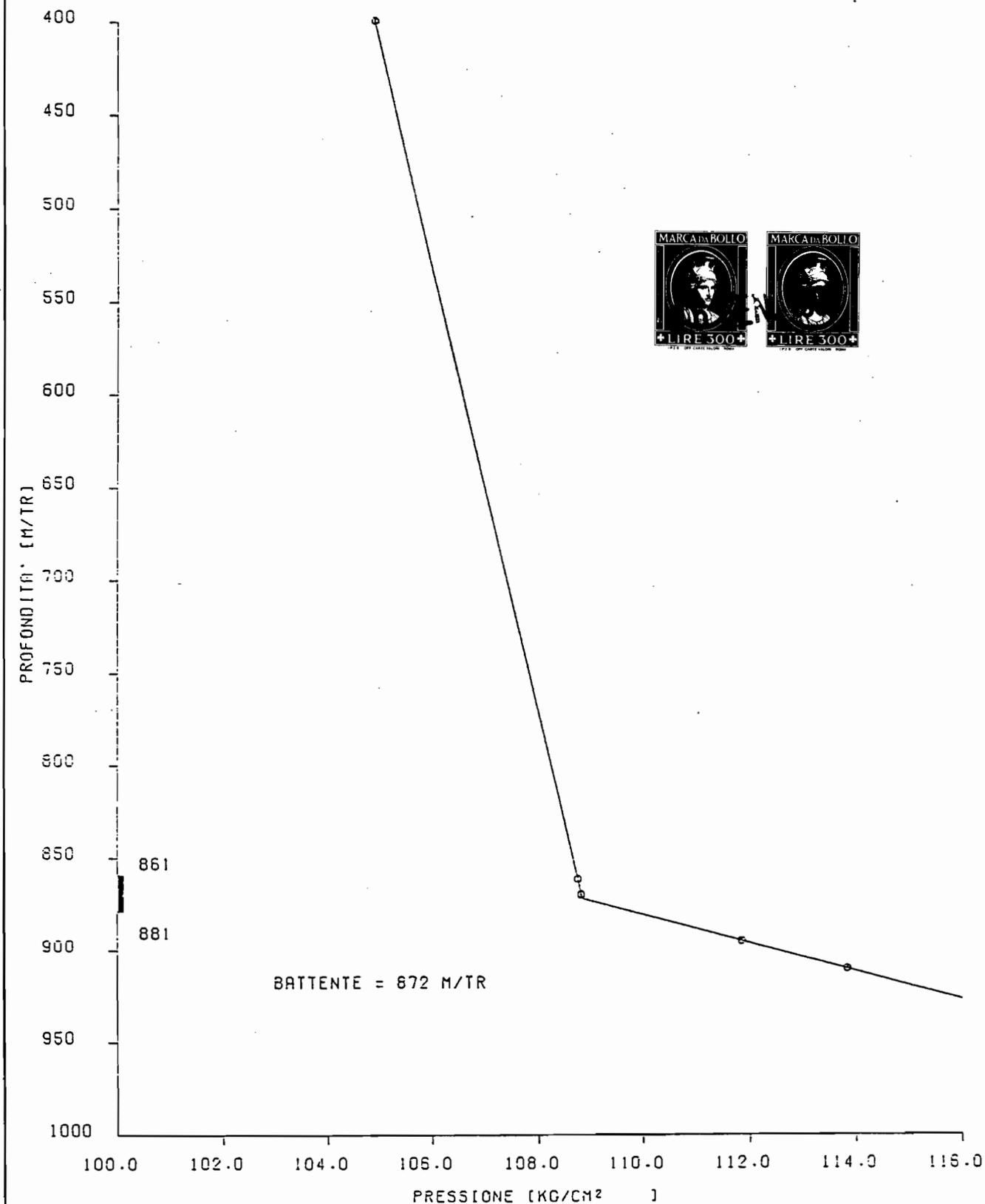
DATA : 08/03/93



POZZO SCANDIANO 1

PROFILO STATICO DI PRESSIONE

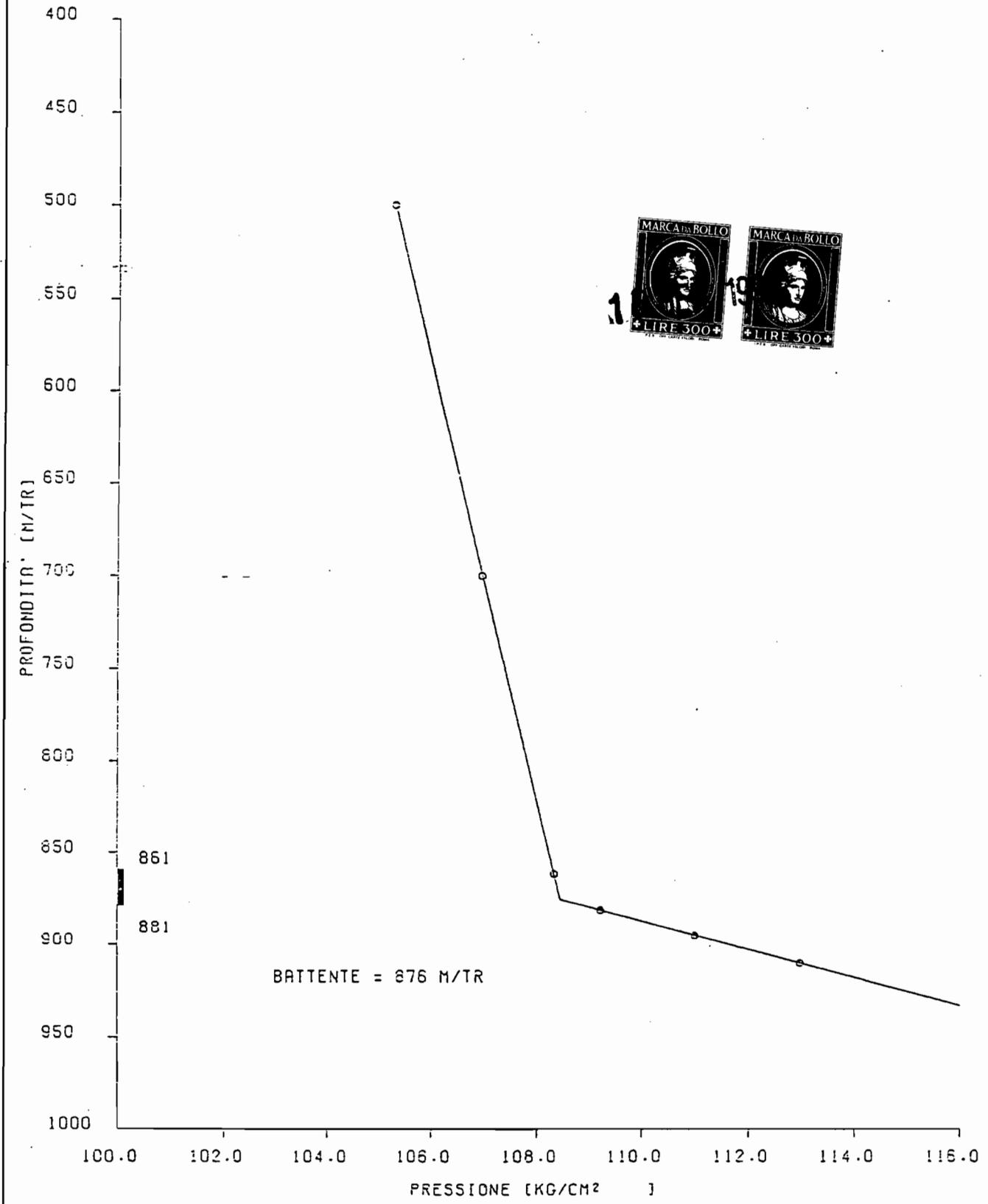
DATA : 09/03/93



POZZO SCANDIANO 1

PROFILO STATICO DI PRESSIONE

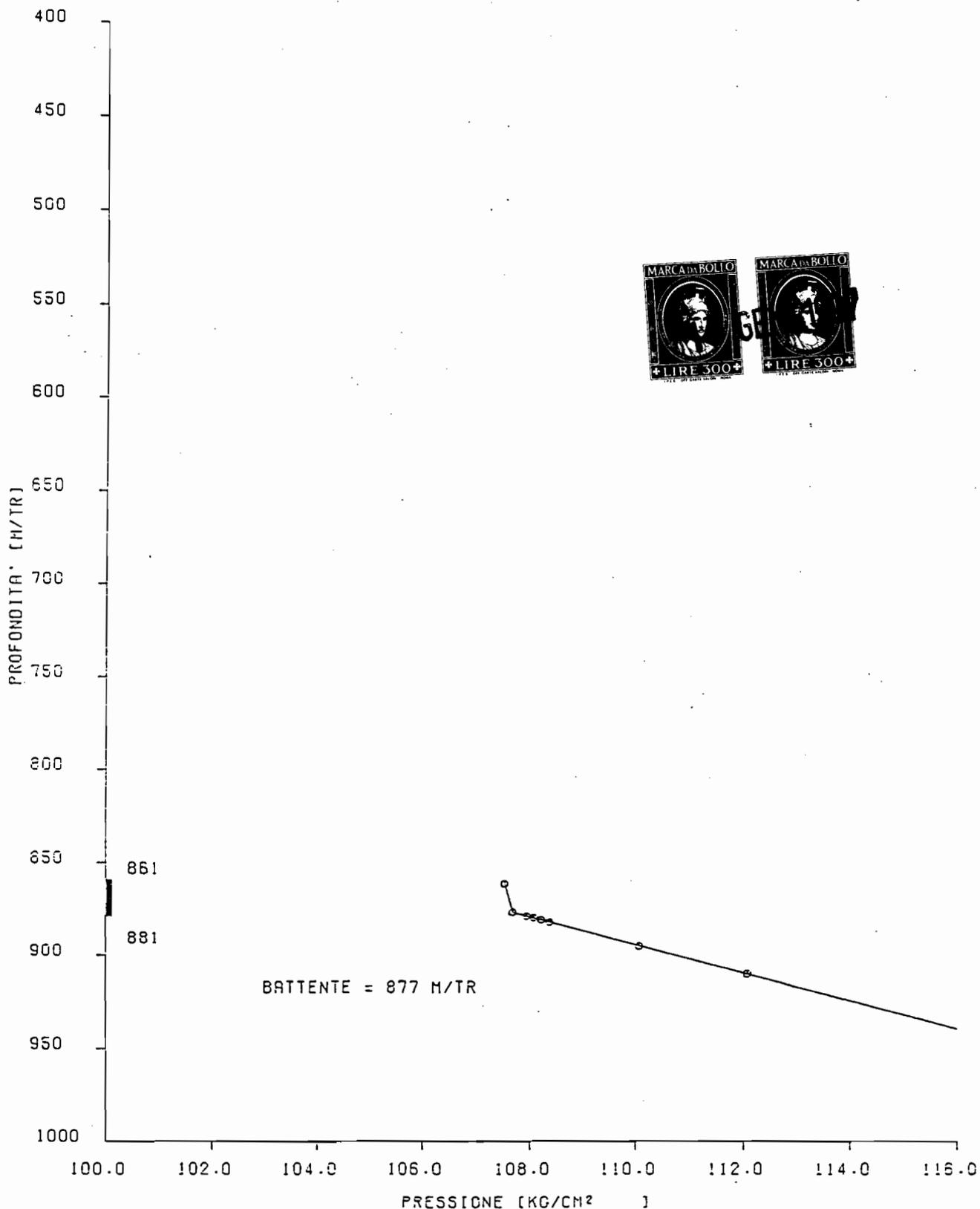
DATA : 15/03/93

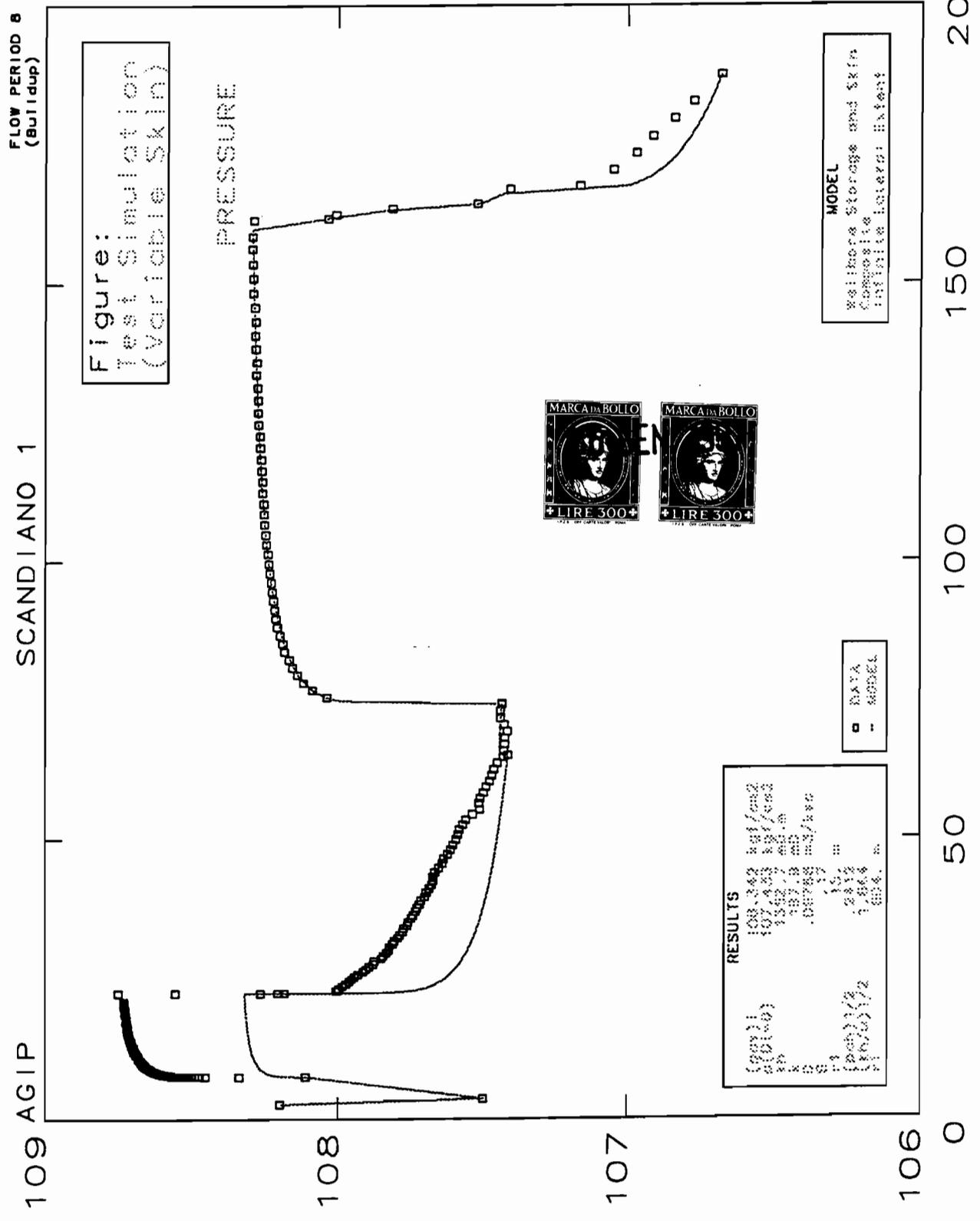


POZZO SCANDIANO 1

PROFILO DINAMICO DI PRESSIONE

DATA : 15/03/93



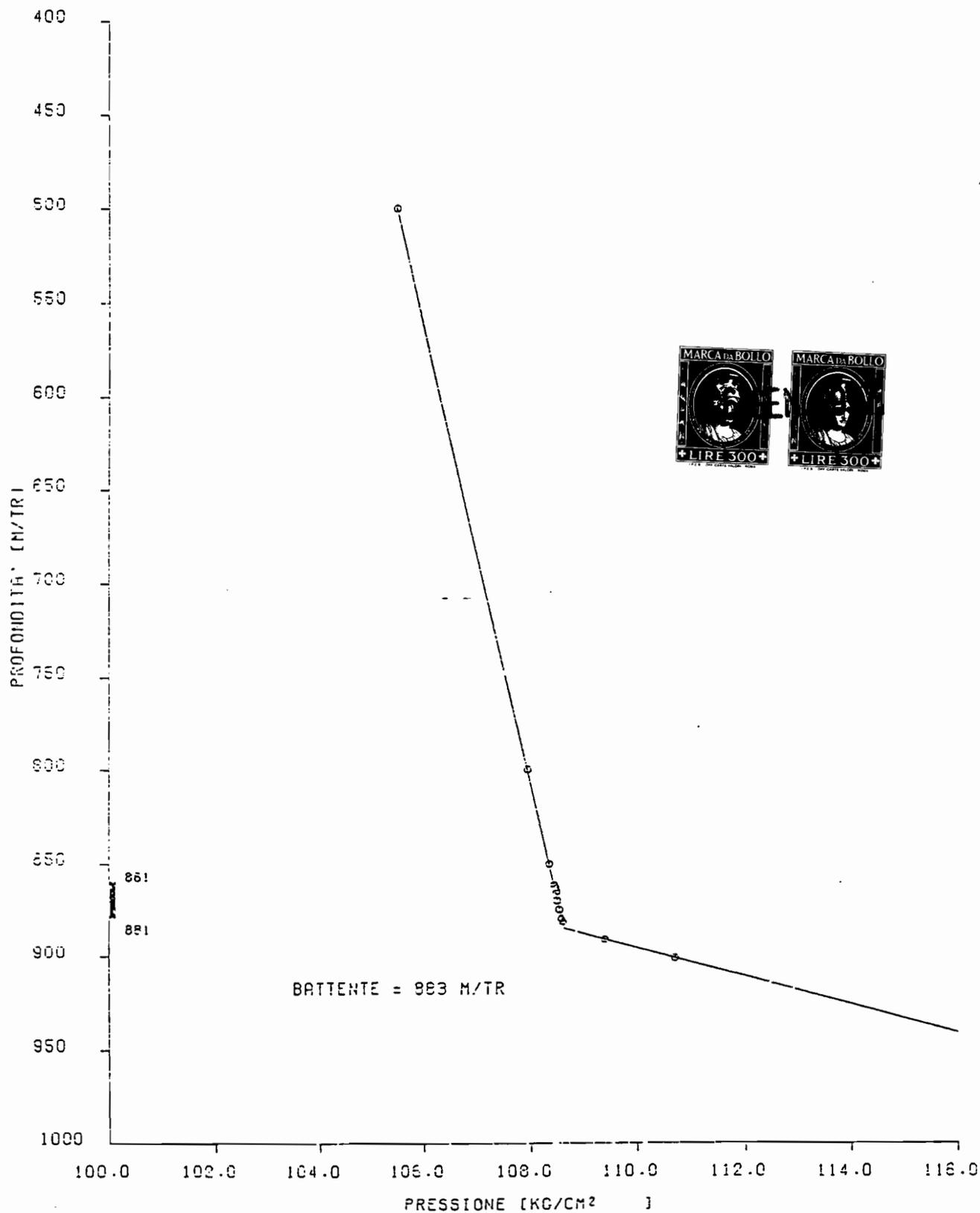


Elapsed time (hrs)

POZZO SCANDIANO 1

PROFILO STATICO DI PRESSIONE

DATA : 26/08/93



EQUAZIONE DI FLUSSO DI TESTA POZZO

CAMPO : SCANDIANO

PROVA:

PIATTAFORMA:

STHP : 102.5

[KG/CM² ASS]

LIVELLO :

DATA : 08-16/03/93

POZZO : SCANDIANO 1

SPARI: 861.5-881.5

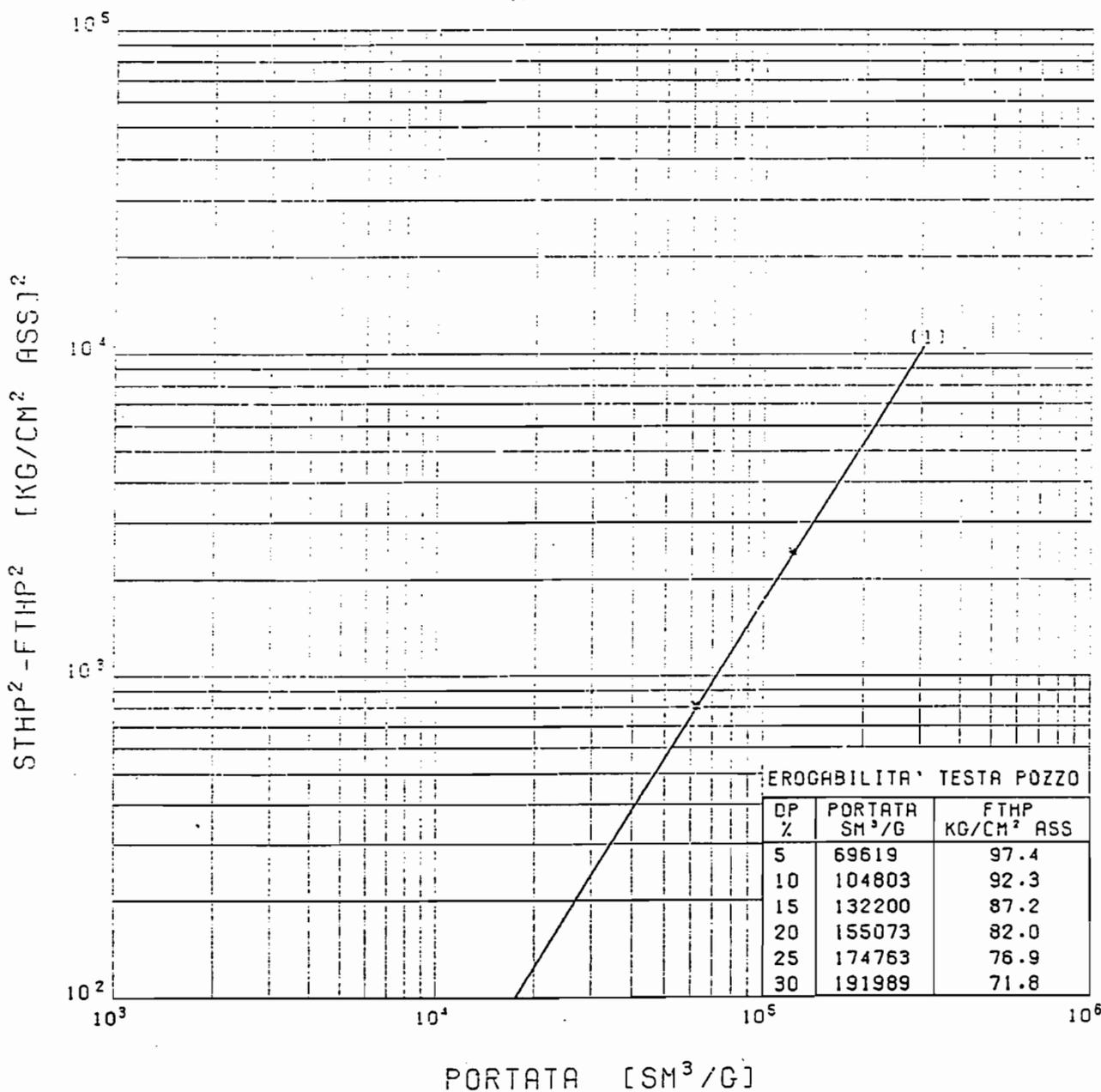
[M/TR]

$$Q = C * [STHP^2 - FTHP^2] N$$

$$C_{(1)} = 992.84486$$

$$N_{(1)} = 0.61309$$

$$A.C.F._{(1)} = 290110 \text{ SM}^2/G$$





TABELLE

GIACIMENTO DI
SCANDIANO
"SABBIE DI CORTEMAGGIORE"

POZZO: SCANDIANO 1

TOP = 861.5 mIR

TOP = 782.2 mLM

GDT = 884.5 mIR

GDT = 805.2 mLM



GAS IN POSTO E PARAMETRI PETROFISICI

PROVEN

G.B.V. m ³ 10 ⁶	N/G	PHI	SW	B _g	G.O.I.P. Sm ³ 10 ⁶	CONIATTI UTILIZZATI m L.M.
35.186	0.45	0.33	0.30	0.0084	435.43	-805.2 m (GDT)

PROVEN + PROBABLE

70.180	0.45	0.33	0.30	0.0084	868.48	-805.2 m (GAC)
--------	------	------	------	--------	--------	------------------

POZZO SCANDIANO 1

COMPOSIZIONE DEL GAS



COMPONENTE -----	% MOLARE -----
METANO	98.90
ETANO	0.16
PROPANO	0.04
I-BUTANO	<0.01
N-BUTANO	<0.01
I-PENTANO	<0.01
N-PENTANO	<0.01
ESANI + IDROG.SUP.	<0.01
N2	0.90
CO2	<0.01
H2S	-

SPECIFIC GRAVITY = 0.559

TEMPERATURA DI GIACIMENTO = 30°C

POZZO : SCANDIANO 1

INT. SPARI : 861.5-863.0/865.0-875.0/880.0-881.5 mIR

DATA PROVA	OPERAZIONE	TEMPO (min)	DUSE (inch)	Q GAS (Sm ³ /g)	THP (Kg/cm ²)	BHP (Kg/cm ²)	EL. PRES. (mIR)	LIQUIDI (Litri)	NOTE
08-16/03/93	EROGAZIONE	150	3/16	28300	95.7	ND	-	1640	
"	EROGAZIONE	60	1/4	51200	92.7	ND	-	80	
"	EROGAZIONE	240	3/16	33500	99.3	108.34	861.5	50	PROFILO DINAMICO
"	RISALITA	900	-	-	101.5	108.75	"	-	PROFILO STATICO
"	EROGAZIONE	3120	1/4	57700	96.6	107.43	"	110	
"	RISALITA	5220	-	-	101.1	108.30	"	-	PROFILO STATICO
"	EROGAZIONE	60	3/16	35800	100.0	108.00	"	-	
"	EROGAZIONE	60	1/4	61300	97.9	107.78	"	-	
"	EROGAZIONE	210	5/16	91500	95.1	107.64	877	-	PROFILO DINAMICO
"	EROGAZIONE	1230	3/8	117500	88.8	106.88	"	-	



NOTE : TEMPERATURA @861 mIR = 30°C

CAMPO DI SCANDIANO

IPOTESI DI PREVISIONI DI PRODUZIONE

GOIP = 435 10⁶ Sm³ - 1 POZZO

ANNO	PROD.GIORN (Sm ³ /g)	PROD.ANNUA (10 ⁶ Sm ³)	PROD.CUM (10 ⁶ Sm ³)	REC. (%)	SBHP (Kg/cm ²)	FTHP (Kg/cm ²)
1	100000	32.8	32.8	7.5	102.8	86.9
2	86000	28.3	61.1	14.0	99.3	88.6
3	41000	13.6	74.7	17.2	98.8	91.6
4	14000	4.5	79.2	18.2	99.6	93.3
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						

NOTE:

- PROD.GIORN = PROD.ANNUA/365xC.U.
- LE PRESSIONI SONO DI FINE ANNO
- C.U. = 0.9

CAMPO DI SCANDIANO

IPOTESI DI PREVISIONI DI PRODUZIONE

GOIP = $868 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$ - 1 POZZO

ANNO	PROD.GIORN (Sm^3/g)	PROD.ANNUA (10^6Sm^3)	PROD.CUM (10^6Sm^3)	REC. (%)	SBHP (Kg/cm^2)	FTHP (Kg/cm^2)
1	100000	32.8	32.8	3.8	105.2	89.2
2	100000	32.8	65.6	7.6	102.5	86.3
3	100000	32.8	98.4	11.3	99.9	83.6
4	100000	32.7	131.1	15.1	97.6	81.8
5	86000	28.4	159.5	18.4	95.7	82.8
6	70000	23.0	182.5	21.0	94.3	83.6
7	56000	18.4	200.9	23.1	93.3	84.2
8	45000	14.7	215.6	24.8	92.6	84.6
9	36000	11.8	227.4	26.2	92.1	84.9
10	29000	9.5	236.9	27.3	91.8	85.0
11	23000	7.7	244.6	28.2	91.5	85.1
12	19000	6.2	250.8	28.9	91.3	85.2
13	15000	4.9	255.7	29.5	91.1	85.2
14	12000	3.9	259.6	29.9	91.0	85.2
15						
16						
17						
18						
19						

NOTE:

- PROD.GIORN = PROD.ANNUA/365xC.U.
- LE PRESSIONI SONO DI FINE ANNO
- C.U. = 0.9

CAMPO DI SCANDIANO

IPOTESI DI PREVISIONI DI PRODUZIONE



GOIP = $868 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$ - 1 POZZO + 2 AGGIUNTIVI DAL 4° ANNO

ANNO	PROD.GIORN (Sm^3/g)	PROD.ANNUA (10^6Sm^3)	PROD.CUM (10^6Sm^3)	REC. (%)	SBHP (Kg/cm^2)	FTHP (Kg/cm^2)
1	100000	32.8	32.8	3.8	105.2	89.4
2	100000	32.8	65.6	7.6	102.5	86.5
3	100000	32.8	98.4	11.3	99.9	83.8
4	370000	121.7	220.1	25.4	88.4	64.7
5	297000	97.6	317.7	36.6	79.8	58.4
6	237000	78.0	395.7	45.6	73.2	53.5
7	198000	64.9	460.6	53.1	67.6	49.5
8	179000	58.7	519.3	59.8	62.3	45.6
9	161000	53.0	572.3	65.9	57.1	41.8
10	145000	47.5	619.8	71.4	52.0	38.2
11	128000	42.2	662.0	76.3	47.1	34.6
12	113000	37.2	699.2	80.6	42.3	31.1
13	94000	31.0	730.2	84.1	38.0	31.5
14	26000	8.7	738.9	85.1	38.4	36.2
15						
16						
17						
18						
19						

NOTE:

- PROD.GIORN = PROD.ANNUA/365xC.U.
- LE PRESSIONI SONO DI FINE ANNO
- C.U. = 0.9



ANNO	PROVEN ⁽¹⁾		PROBABLE ⁽²⁾		POSSIBLE ⁽³⁾	
	GAS (10 ⁶ Sm ³)	OLIO (10 ³ m ³ ST)	GAS (10 ⁶ Sm ³)	OLIO (10 ³ m ³ ST)	GAS (10 ⁶ Sm ³)	OLIO (10 ³ m ³ ST)
1993						
1994						
1995	33					
1996	28		5			
1997	14		19			
1998	4		28		89	
1999			28		69	
2000			23		55	
2001			18		47	
2002			15		44	
2003			12		41	
2004			10		38	
2005			8		34	
2006			6		31	
2007			5		26	
2008			4		5	
2009						
2010						
2011						
2012						
TOT.	79		181		479	

NOTE :

(¹) RISERVE PROVEN : gas producibile da Scandiano 1 se GOIP = 435 10⁶ Sm³

(²) RISERVE PROBABLE : incremento di produzione ottenibile da Scandiano 1
se GOIP = 868 10⁶ Sm³

(³) RISERVE POSSIBLE : incremento di produzione ottenibile con la perforazione
di 2 pozzi in culmine nel caso di GOIP = 868 10⁶ Sm³