

VILLE DE BOURG-EN-BRESSE

01012 BOURG-EN-BRESSE CEDEX

Téléphone : (74) 22.82.05

OPERATION GEOTHERMIE

PRESENTATION DES TESTS DE FIN DU SONDAGE

G. Bg. 1

DOCUMENT PUBLIC

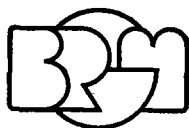
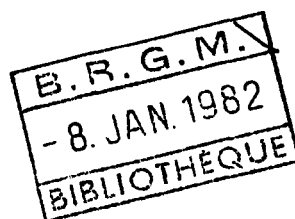
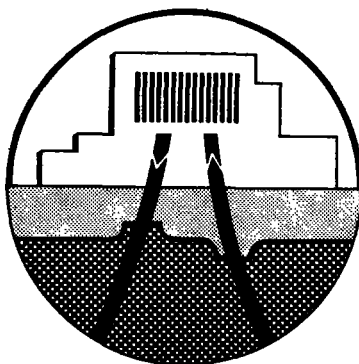
par

Y. BARTHELEMY et G. RAMPON

avec la collaboration de

M. BONNET

(Elève Ingénieur à l'Ecole des Mines de SAINT-ETIENNE)



BUREAU DE RECHERCHES GÉOLOGIQUES ET MINIÈRES

SERVICE GÉOLOGIQUE NATIONAL

B. P. 6009 — 45060 ORLEANS CEDEX — Téléphone (38) 63.80.01 — TELEX : BRGM 780258 F.

Service géologique régional RHONE-ALPES

B. P. 6083 — 69604 VILLEURBANNE CEDEX — Tél. (7) 889.72.02 — TELEX : BRGM 380966 F.

Rapport du B.R.G.M.

81 SGN 757 RHA

NOVEMBRE 1981

OPÉRATION GEOTHERMIQUE DE BOURG-EN-BRESSE (01)
PRÉSENTATION DES TEST ET CONCLUSIONS SUR LES
RÉSULTATS DU FORAGE G.Bg 1.

par Y. BARTHELEMY et G. RAMPON
avec la collaboration de M. BONNET
(élève ingénieur de l'Ecole des Mines de St Etienne)

81 SGN 757 RHA

R E S U M E

Le forage G. Bg 1 devait constituer l'un des ouvrages du doublet géothermique prévu à Bourg-en-Bresse (01). Le caractère exploratoire de ce forage avait été maintes fois répété. Il avait pour objectif le captage du Jurassique supérieur calcaire et éventuellement du Dogger.

Il a été arrêté dans le Jurassique supérieur à la profondeur de 2255 m en raison de la faible productivité aquifère de cette formation.

Les résultats des test effectués dans le Jurassique supérieur calcaire ont été les suivants, après acidification :

- débit : 26,5 m³/h
- rabattement correspondant : 124 m de profondeur
- minéralisation de l'eau : 55 g/h
- niveau statique : 65 m de profondeur

En fonction de ces résultats non satisfaisants du point de vue débit, les opérations ont été arrêtées en accord avec le Maître d'ouvrage et son Conseil Géotherma.

Interlocuteur technique de la Ville de Bourg-en-Bresse	M. BOUDOL
Chef du projet B.R.G.M.	G. RAMPON
Suivi et interprétation des tests	Y. BARTHELEMY G. CAMART
Collaborateur	M. BONNET
Rédaction du rapport	Y. BARTHELEMY G. RAMPON
Dessin	JF. RIEUX
Secrétariat	J. MICHELOT

Ce rapport comprend 13 pages de texte
2 annexes
10 figures

T A B L E D E S M A T I E R E S

1 - <u>INTRODUCTION</u>	3
2 - <u>VENUES DE GAZ A 2001 m</u>	5
3 - <u>ESSAIS DE MISE EN PRODUCTION DU FORAGE</u>	5
31 - CARACTERISTIQUES DU FORAGE AU MOMENT DES ESSAIS	5
32 - DESCRIPTION DU MATERIEL DE MISE EN PRODUCTION	5
33 - DEROULEMENT DU PROGRAMME DE MISE EN PRODUCTION	6
331 - <u>Opérations initiales</u>	6
332 - <u>Acidification n° 1</u>	6
333 - <u>Acidification n° 2</u>	7
334 - <u>Acidification n° 3</u>	7
4 - <u>INTERPRETATION DES ESSAIS</u>	8
41 - CARACTERISTIQUES DES ESSAIS	8
42 - HAUTEUR PRODUCTRICE ET POROSITE DU RESERVOIR	9
43 - SALINITE MOYENNE	9
44 - COMPRESSIBILITE TOTALE MOYENNE	9
45 - VISCOSITE DE L'EAU DE LA FORMATION	9
46 - NIVEAUX STATIQUES ET DYNAMIQUES	9
47 - PERMEABILITE ET FACTEUR DE SKIN	10
471 - <u>Diagramme log-log</u>	10
472 - <u>Diagramme de Horner</u>	11
48 - CONCLUSION DE L'ESSAI	13
5 - CONCLUSIONS A TIRER DES RESULTATS	13

F I G U R E

Fig. 1 - Plan de situation du forage G.Bg 1

4

T A B L E D E S A N N E X E S

Annexe I : Test en casing pour venue de gaz

15

Annexe II : Interprétation des tests de formation

38

1 - INTRODUCTION

Le forage G. Bg 1 devait constituer l'un des ouvrages du doublet géothermique destiné à chauffer des installations publiques et privées par l'intermédiaire d'un réseau de chauffage, ce projet étant réalisé sous la Maîtrise d'ouvrage de la Ville de Bourg-en-Bresse (01).

Le montage financier et opérationnel de cette vaste opération a été décrit par ailleurs. La Maîtrise d'oeuvre du forage G. Bg 1 a été confiée au Bureau de Recherches géologiques et minières.

La présentation du contexte géologique régional qui a permis d'envisager cette réalisation a été largement développée dans une série d'études préliminaires (1). Il a toujours été insisté sur le caractère exploratoire de ce forage, notamment en ce qui concerne les caractéristiques hydrodynamiques et géothermiques des réservoirs à tester.

Ce forage avait pour objectif le captage du Jurassique supérieur calcaire en escomptant y rencontrer une fissuration favorable à l'obtention d'un bon débit et éventuellement une reconnaissance des qualités du Jurassique moyen (Dogger).

Le présent rapport fait état uniquement des résultats obtenus à l'occasion des différents tests effectués sur la formation du Jurassique supérieur et les conclusions qui en ont été tirées.

Les résultats géologiques et la présentation technique du forage ont fait l'objet de précédents rapports (2).

(1) rapports B.R.G.M.

- 74 SGN 308 JAL - Synthèse géologique de la Bresse (01). Eléments pour une planification de l'utilisation du sous-sol par M.J. LIENHARDT - Oct. 1974.
- 76 SGN 177 JAL - Etude préliminaire sur les possibilités géothermiques dans la région de Bourg-en-Bresse par H. GUDEFIN, G. RAMPON et D. ROUSSELOT - Mai 1976.
- 80 SGN 090 RHA - Avant projet détaillé de la réalisation du 1er forage de la Ville de Bourg-en-Bresse. Opération géothermie par G. RAMPON et H. GUDEFIN - Fev. 1980.

(2) rapports B.R.G.M.

- 81 SGN 655 RHA - Opération géothermique de Bourg-en-Bresse (01). Rapport géologique de fin de sondage G. Bg 1.
- 81 SGN 740 RHA - Opération géothermique de Bourg-en-Bresse (01). Rapport technique de fin de sondage G Bg 1.

PLAN DE SITUATION DU FORAGE G.Bg 1

ECHELLE 1 / 25 000



2 - VENUES DE GAZ A 2001 m

Lors de l'arrivée du forage dans les calcaires dolomitisés du Crétacé une venue de gaz s'est manifestée. Il a été procédé après mise en place d'un tubage 7" à des tests en casing qui n'ont pas donné de résultats significatifs quant à la présence de gaz.

Les résultats détaillés de ces tests effectués les 15 et 16 juin 1981 sont présentés en annexe 1.

3 - ESSAIS DE MISE EN PRODUCTION DU FORAGE

31 - Caractéristiques du forage au moment des essais du 23 au 28 juin 1981.

Au moment de l'essai de mise en production, le forage est tubé en 7" jusqu'à 2001 mètres, découvert en 8"1/2 jusqu'à 2053 mètres et découvert en 6" jusqu'à 2255 mètres.

32 - Description du matériel de mise en production

Le puits étant non artésien, le pompage va être effectué en utilisant la technique de l'air-lift.

Une garniture de 3"1/2 est descendue dans le tubage 7". De l'air comprimé est injecté dans cette garniture dont l'extrémité inférieure est percée de trous sur une longueur de quatre mètres environ. Cette injection d'air dans le puits a pour effet de faire remonter à la surface un mélange air - liquide.

Cette émulsion est alors évacuée par une flow-line dans un bac. Un déversoir situé entre deux parties de ce bac permet de calculer le débit grâce à l'abaque donné en annexe

L'essai proprement dit se déroule en deux plans :

- 1) développement du réservoir à l'aide de trois acidifications destinées à nettoyer les parois du puits.
- 2) essai d'évaluation de couche qui consiste en un pompage suivi de l'observation de la remontée de pression.

.../

33 - Déroulement du programme de mise en production

331 - Opération initiales

- montage de la flow-line le 23 juin 1981 de 9h15 à 24h00.
- descente de la garniture d'air-lift le 24 juin 1981 de 0h00 à 0h30.
- air-lift de dégorgement le 24 juin 1981 de 1h00 à 5h00.
 - . émulseur à 151 m/sol
 - . débit : 6,5 m3/h au déversoir (volume pompé 26 m3)
- débit air-lift le 24 juin 1981 de 5h45 à 9h10.
 - . émulseur à 151 m/sol
 - . débit : 9,94 m3/h au bac (volume pompé 34 m3)
- descente garniture air-lift le 24 juin 1981 de 9h10 à 10h45.
- débit air-lift le 24 juin 1981 de 10h45 à 15h05
 - . émulseur à 229 m/sol
 - . débit : 15,5 m3/h au déversoir (volume pompé : 67 m3)
 - . prélèvement d'échantillon (n° 1)
- descente garniture acidification le 24 juin 1981 de 15h05 à 18h00. Préparation de l'acide.

332 - Acidification : bouchon n° 1

- . volume du bouchon d'acide : 6 m3 à 15 %
- . volume de la chasse : 10 m3 d'eau
- . début de l'injection de l'acide le 24 juin 1981 à 18h30
- . fin de la chasse le 25 juin 1981 vers 2h00
- remontée de la garniture, mise en place de l'émulseur, redescende de la garniture.
- débit air-lift le 25 juin 1981 de 3h15 à 3h45
 - . émulseur à 171 m/sol
 - . débit : 16,5 m3/h (volume pompé : 8,25 m3)
- remontée de la garniture, repositionnement de l'émulseur le 25 juin 1981 de 3h45 à 4h45
- débit d'air-lift le 25 juin 1981 de 4h45 à 8h50
 - . émulseur à 224 m/sol
 - . débit : 19 m3/h (volume pompé : 77 m3)
 - . prélèvement d'échantillon (n° 2)

.../

- débit air-lift le 25 juin 1981 de 9h30 à 10h20
 - . émulseur à 224 m/sol
 - . débit : 23 m3/h (volume pompé : 19 m3)

333 - Acidification : bouchon n° 2

- . volume du bouchon d'acide : 6 m3 à 15 %
- . volume de la chasse : 36 m3 d'eau.
- . début de l'injection de l'acide en circulation le 25 juin 1981 à 12h30
- . injection de la chasse en squeeze jusqu'à 15h30
- . remontée de la garniture, mise en place de l'émulseur, descente de la garniture.
- débit air-lift le 25 juin 1981 de 16h45 à 18h00
 - . émulseur à 197 m/sol
 - . débit : 24 m3/h (volume pompé : 30 m3)
- débit air-lift le 25 juin 1981 de 18h20 à 20h30
 - . émulseur à 224 m/sol
 - . débit : 24 m3/h (volume pompé : 52 m3)

334 - Acidification : bouchon n° 3

- . manipulation garniture
- . volume d'acide : 6 m3 à 15 %
- . volume de la chasse : 18 m3 d'eau
- . début de l'injection d'acide le 26 juin 1981 à 0h15 en circulation
- . injection de la chasse en squeeze jusqu'à 2h45
- . manipulation de la garniture
- débit air-lift le 26 juin 1981 de 7h20 à 9h20
 - . émulseur à 224 m/sol
 - . débit : 23,5 m3/h (volume pompé : 47 m3)
- débit air-lift le 26 juin 1981 de 9h30 à 14h30
 - . émulseur à 252 m/sol
 - . débit : 26,5 m3/h (volume pompé : 132 m3)
 - . prélèvement d'échantillon (n° 3)

.../

- fermeture du puits le 26 juin 1981 à 14h30 pour douze heures
- 26 juin :
 - . 22h30 : arrivée Flopétrol
 - . 22h45 : arrivée Schlumberger
 - . montage du B.O.P. Schlumberger, mise en place du cable et de la sonde Schlumberger (diamètreur flowmètre, température).
- 27 juin :
 - . début de descente de la sonde à 0h40
 - . niveau statique : 64 m/sol
 - . émulseur à 251 m/sol
 - . diamètreur, température
- débit air-lift le 27 juin 1981 de 2h35 à 5h25
 - . flowmètre (diagraphie disponible au SGR/RHA)
- remontée de la sonde Schlumberger et mise en place de la sonde T.P.T. Flopétrol le 27 juin 1981 de 5h25 à 5h58. Arrêt de l'air-lift
- débit air-lift le 27 juin 1981 de 5h58 à 18h00
 - . débit au bac à 7h30 : 28m3/h
 - . prélèvement d'échantillon (n° 4) à 14h10
 - . contrôle débit au bac : 26,5 m3/h
 - . prélèvement d'échantillon (n°5) à 16h05
 - . volume pompé de 2h35) 18h00 : 473 m3
- fermeture du puits le 27 juin 1981 à 18h00 et enregistrement de la remontée de pression jusqu'à 6h50 le 28 juin 1981.

4 - INTERPRETATION DES ESSAIS

41 - Caractéristiques des essais

- . début du pompage : 2h35 le 27 juin 1981
- . arrêt du pompage : 18h00 le 27 juin 1981
(arrêt pour manipulation de 5h25 à 5h58)
- . durée de pompage : 14h52
- . fin de remontée de pression : 6h49 le 28 juin 1981
- . débit moyen : 26,5 m3/h
- . température à 1991 m/sol : 84,2 °C
- . rayon moyen du puits entre 2000 m et 2150 m : 9,24 cm

42 - Hauteur productrice et porosité du réservoir :

Ces deux paramètres sont déterminés par l'examen des logs et du flowmètre Schlumberger. Les valeurs retenues sont :

$$h = 50 \text{ m}$$

$$\emptyset = 3 \%$$

43 - Salinité moyenne :

La salinité mesurée au résistivimètre est de 55 g/l.

44 - Compressibilité totale moyenne :

D'après l'abaque de Dodson et Standing, la compressibilité de l'eau est estimée à :

$$C_e = 4,4 \cdot 10^{-5} \text{ atm}^{-1}$$

D'après l'abaque de Hall, porté en annexe 6, la compressibilité effective de la roche vaut :

$$C_r = 11,7 \cdot 10^{-5} \text{ atm}^{-1}$$

ce qui nous donne une compressibilité totale égale à :

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

45 - Viscosité de l'eau de la formation :

La viscosité estimée d'après l'abaque de Chestunt, vaut :

$$\mu = 0,38 \text{ cp}$$

46 - Niveaux statiques et dynamiques:

Le niveau statique mesuré est de :

$$N_s = - 65 \text{ m/sol}$$

ce qui donne une densité de 1,032 pour l'eau de la formation
le niveau dynamique calculé est alors :

$$N_d = 189 \text{ m/sol}$$

47 - Perméabilité et facteur de skin :

471 - Diagramme log - log

Cette première estimation est effectuée à l'aide de l'abaque Flopétrol (SPE 8205, 1979) et du report des points expérimentaux de la remontée en graphique bilog. Ce graphique est ensuite superposé sur l'abaque Flopétrol de façon à ce qu'il soit en coïncidence avec une des courbes.

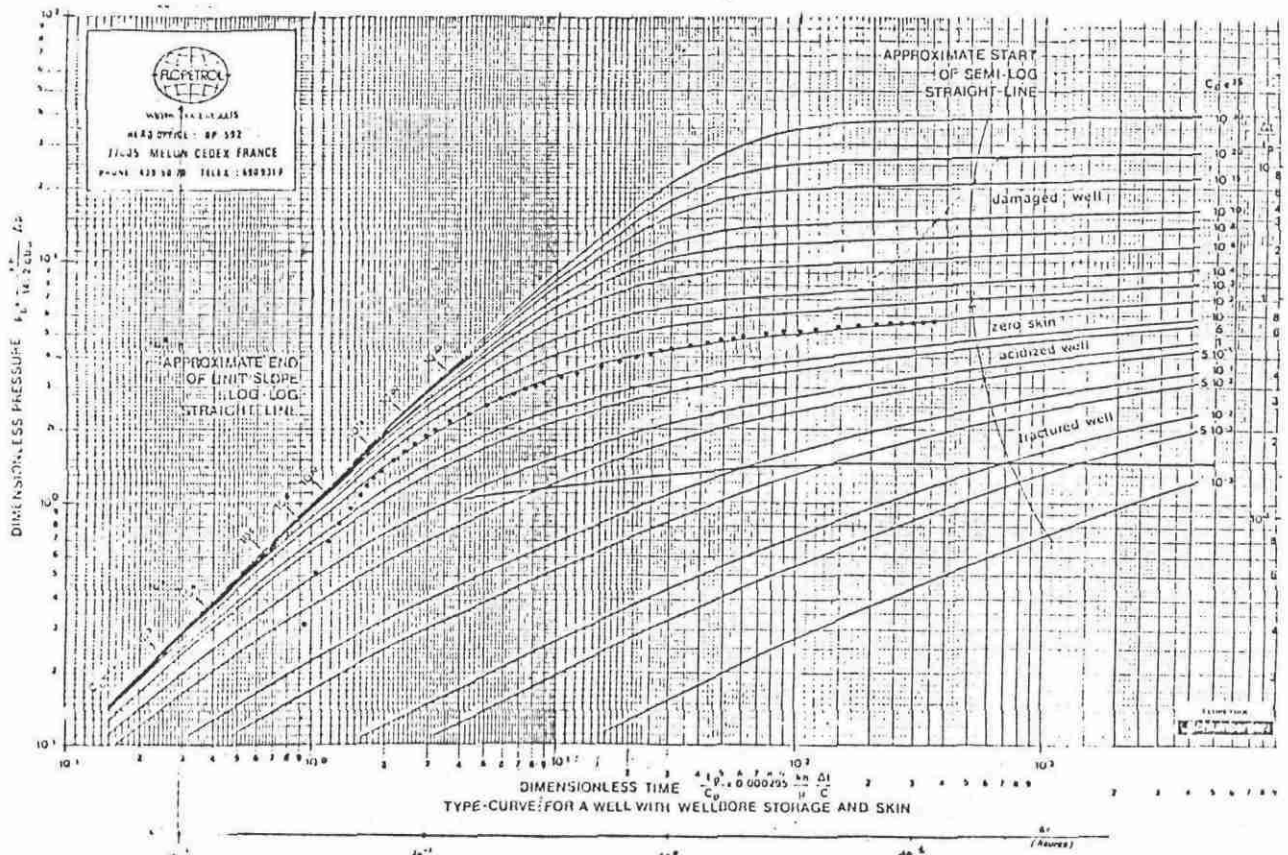
On trouvera ci-dessous l'abaque Flopétrol sur laquelle est portée en traits noir pointillés P fin de descente -P en fonction du temps écoulé depuis le début de la remontée.

Le point de coïncidence des graphiques donne :

$$d_l = 1 \text{ Kg/cm}^2 \quad PD = 0,46$$

$$dt = 0,1 \text{ heure} \quad TD/CD = 3,2$$

$$CD \text{ exp } 25 = 10^2$$



Calcul de la transmissivité :

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{PD \cdot Q}{2\mu \cdot dp} = \frac{PD \cdot Q \cdot \mu}{2\mu \cdot h \cdot dp}$$

$$K = 4,2 \cdot 10^{-2} \text{ Darcy}$$

Calcul du facteur de Skin :

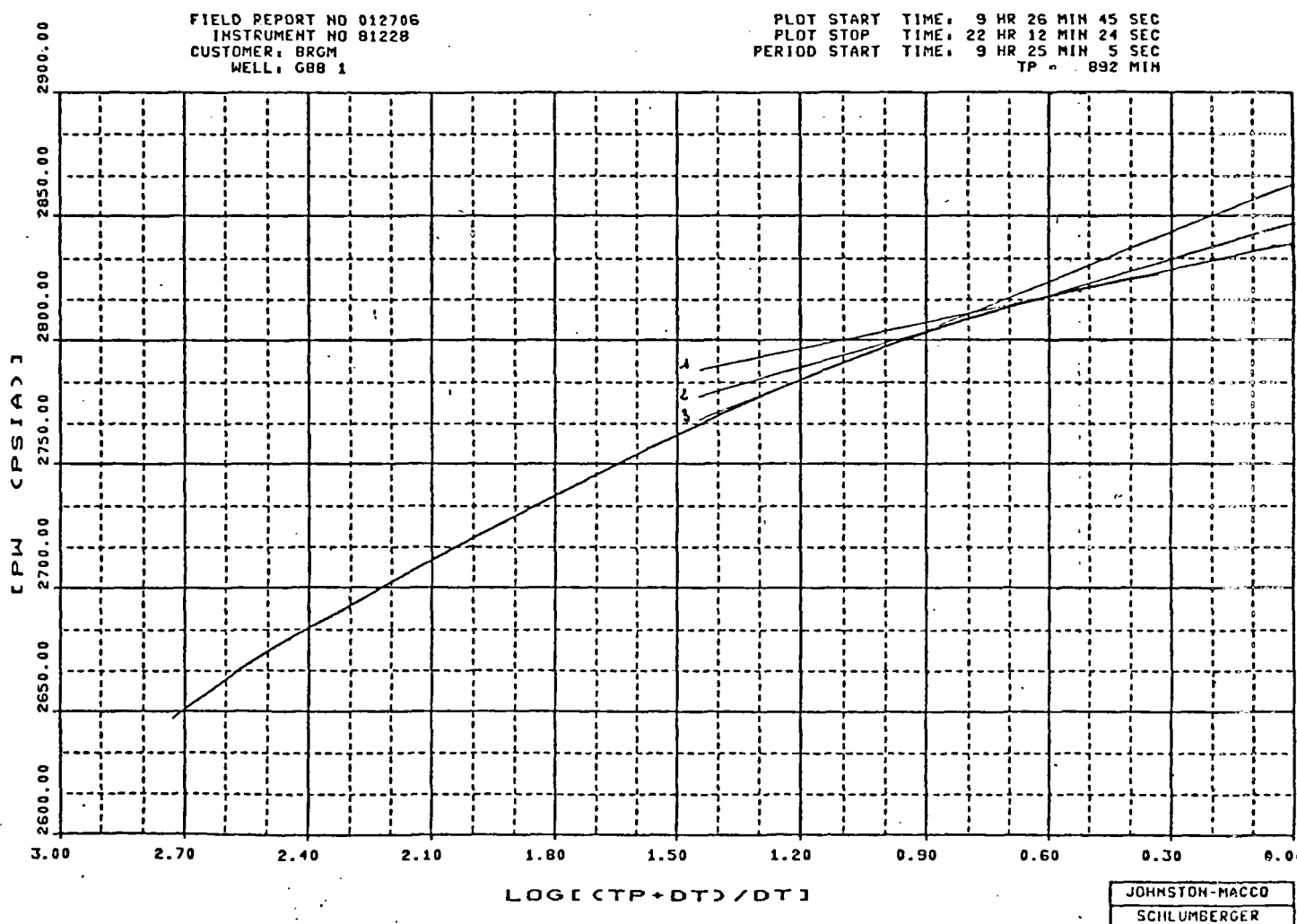
$$CD = \frac{C}{2\mu \cdot \phi \cdot C_t \cdot h \cdot r^2} \quad \text{avec} \quad C = 2\mu \cdot \frac{Kh}{\mu} \cdot \frac{dt}{td} = 109,4 \text{ cm}^3 \text{ atm}^{-1}$$

Le facteur de Skin S est donné par $S = 0,5 \log (CD \exp (25)/CD)$ ce qui donne : $S = 1,23$

472 - Diagramme de Horner :

Cette méthode est basée sur la pente de la droite tangente à la courbe de remontée de pression P en fonction de $\log (1 + \frac{tp}{tr})$

Comme le montre le graphique ci-dessous trois hypothèses ont été retenues pour la pente de droite.



Calcul de la perméabilité :

La pente de la droite vaut : 1/ 2,48 Kg/cm², décade
2/ 3,41 Kg/cm², décade
3/ 4,59 Kg/cm², décade

on a $\frac{Kh}{\mu} = \frac{0,183 Q}{m}$ ce qui vaut :

1/ K = 4,12 10⁻² Darcy
2/ K = 3,0 10⁻² Darcy
3/ K = 2,23 10⁻² Darcy

Calcul du facteur de skin :

La pression extrapolée sur la droite de Horner vaut :

1/ P(14) = 196,6 Kg/cm²
2/ P(14) = 196,2 Kg/cm²
3/ P(14) = 195,8 Kg/cm²

S est donné par = $S = 1,15 \left(\frac{dp(14)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t t_{20}} \right) - 3,9077 \right)$

Le calcul donne : 1/ S = -2,02
2/ S = -3,17
3/ S = -3,91

Les résultats obtenus par Horner sont contradictoires avec ceux obtenus par la méthode de log-log. Ceci est dû au fait que l'on n'est sans doute pas dans la zone d'approximation nécessaire à cette méthode (cf abaque Flopétrol : la courbe DP (At) s'avère avant l'arc de cercle "Approximative... line"). On constate que l'on aurait dû attendre 25 à 30 heures pour passer dans la zone de droite. On s'aperçoit par ailleurs que lorsque on diminue, c'est à dire quand la remontée de pression devient plus longue :

1/ K augmente en se rapprochant de 4,2 10⁻² D (log-log)
2/ S diminue

.../

48 - Conclusions à l'issue de l'essai :

Les résultats de l'essai au point de vue débit et température sont relativement décevants. En effet, les exploitants éventuels de l'eau chaude demandent environ $100 \text{ m}^3/\text{h}$ à 100°C . Il fut décidé de procéder à un élargissagedu puits dans la zone 2000 - 2050 mètres pour tenter de décolmater d'éventuelles fissures.

A la suite de l'élargissage du puits, une acidification sous pression en trois bouchons a été effectuée. Malheureusement, aucune amélioration du débit n'a été constatée.

Après consultation des différents partenaires il a été décidé d'abandonner le projet et de laisser le puits en l'état actuel après y avoir placé une tête de puits. Une reprise ultérieure de l'opération sera peut-être envisagée quand les résultats d'un forage pétrolier prévu pour janvier 1982 à l'Ouest de Bourg seront connus. En effet, si le Dogger est à ce moment là reconnu comme intéressant, le forage qui vient de s'arrêter pourra éventuellement reprendre.

5 - CONCLUSIONS A TIRER DES RESULTATS

Le forage G.Bg 1 dont les présentations géologiques et techniques ont été faites par ailleurs n'a pas donné les résultats hydrogéologiques escomptés pour la réalisation économique de l'opération de géothermie de Bourg-en-Bresse.

Tout d'abord une venue de gaz a conduit à effectuer un test en casing 7" qui a montré qu'elle était résorbée.

Les opérations de pompage de développement se sont déroulées du 23 au 28 juin 1981. En fonction des faibles débits obtenus, de nombreuses instrumentations ont été effectuées :

- 3 acidifications successives sur les horizons les plus fracturés et les plus productifs (flowmètre).

.../

En définitive, on peut retenir les caractéristiques suivantes :

- débit : $26,5 \text{ m}^3/\text{h}$
- niveau statique : 65 m de profondeur
- niveau dynamique : 124 m
- température de l'eau en fond de trou, en fin de test : $84,3^\circ\text{C}$
- minéralisation de l'eau : 55g/l

Les opérations ont été arrêtées le 7 juillet 1981, le forage restant disponible.

ANNEXE I

TEST EN CASING POUR VENUE DE CAZ

FLOPETROL

DIVISION : M E D
BASE : B P A / P A U
REPORT N° : 8I06028

Well Testing Report

Client : B.R.G.M.

Field : BOURG EN BRESSE Well : G. Bg 1

Zone : JURASSIQUE Date: 15 ET 16/06/81
SUPERIEUR

Personnel : GLUSKO
KELLER
SMITH

FLOPETROL

Client : B.R.G.M.

Section : INDEX

Base : BPA

Field : BOURG EN BRESSE

Page : I

Well : G. Bg 1

Report N°: 8I06028

INDEX

- ☒ 1 _ TEST PROCEDURE _
- ☒ 2 _ MAIN RESULTS _
- ☐ 3 _ OPERATING AND MEASURING CONDITIONS _
- ☒ 4 _ SURFACE EQUIPMENT, DATA _
- ☒ 5 _ WELL COMPLETION DATA _
- ☒ 6 _ SEQUENCE OF EVENTS _
- ☐ 7 _ WELL TESTING DATA _

Flopetrol chief operator
Name : GLUSKO

Client representative :
Name : FABRIS

FLOPETROL	Client : <u>B.R.G.M.</u>	Section : 1
	Field : <u>BOURG EN BRESSE</u>	Page : <u>2</u>
Base : <u>BPA</u>	Well : <u>G. Pg 1</u>	Report N° : <u>8106028</u>

- TEST PROCEDURE -

- Le but de ce test était de déterminer la présence de gaz après un forage géothermique.
- Un matériel de test standard a été mis en place.
- Une opération de DST a été mise en oeuvre.
- Le puits n'étant pas éruptif, seuls les résultats de pression de fond font l'objet de ce rapport.

FLOPETROL

Client : B.R.G.M.

Section : 2

Base : BPA

Field : BOURG EN BRESSE

Page : 3

Well : G. Bg 1

Report N° : 8106028

MAIN RESULTS

Tested interval : Perforations : open hole

OPERATION	DURATION	BOTTOM HOLE PRESSURE	WELL HEAD PRESSURE	OIL PROD. RATE	GAS PROD. RATE	G.O.R
Units	mn	bar	/	/	/	/
pression hydro initiale	-	227.3				
ouverture débit	0	142.8				
fermeture débit	2	146.5				
pression vierge	144	192.0				
ouverture du puits	0	158.7				
fermeture du puits	119	191.5				
pression hydro finale	-	240.8				

Depth of bottom hole measurements : 1969 m Reference : sol

Temperature : 74 °C at : 1969 m depth

Separator gas gravity (air : 1) at choke size : /

STO gravity at choke size : /

BSW : / Water cut : /

REMARKS AND OTHER OPERATIONS

FLOPETROL

Client : B.R.G.M.

Section : **3**

Base : BPA

Field : BOURG EN BRESSE

Page : 4

Well : G. Eg 1

Report N° : 8106028

- OPERATING AND MEASURING CONDITIONS -

A - TYPE OF GAUGE -

BOTTOM HOLE :

Pressure : RPG 3 5000 PSI

Temperature : thermo max 100/400 °F

WELL HEAD :

Pressure : DWT 0-5000 PSI

Temperature : thermo 0-60 °C

SEPARATOR :

Pressure : BARTON 0-1500 PSI - (0/400"W)

Temperature : BARTON

B - PRODUCTION RATE CONDITIONS AND SOURCES -

OIL PRODUCTION RATE

- ☐ Tank ☐ Floco
☐ Meter ☐ Rotron
☐ Dump ☐ Rotron
☐ _____

Reference conditions :

- ☐ Separator
☐ Atmospheric
pressure 60°F

Shrinkage measurement :

- ☐ With tank
☐ With shrinkage
tester

GAS PRODUCTION RATE

- ☐ Orifice meter
☐ _____

Standard conditions :

WATER PRODUCTION RATE

- ☐ Tank
☐ Meter
☐ _____

C - WELL DATA -

WELL STATE DURING SURVEY :

Well producing through : ~~XX tubing / drill pipe / casing XX~~

Main casing size 7" set at 2001 m Total well depth 2058 m

Tubing size 3 3/4 et 3 7/8 set at _____ Packer RTTS set at 1955 m

Perforations :

Zone _____ From _____ to _____ From _____ to _____
Zone _____ From _____ to _____ From _____ to _____

WELL STATE BEFORE TEST : IN DRILLING

- ☐ Well closed since _____
☐ Well flowing since _____ Producing zone Jurassique Supérieur
Choke size _____

FLOPETROL

Client : B.R.G.M.

Section : 4

Base : BPA

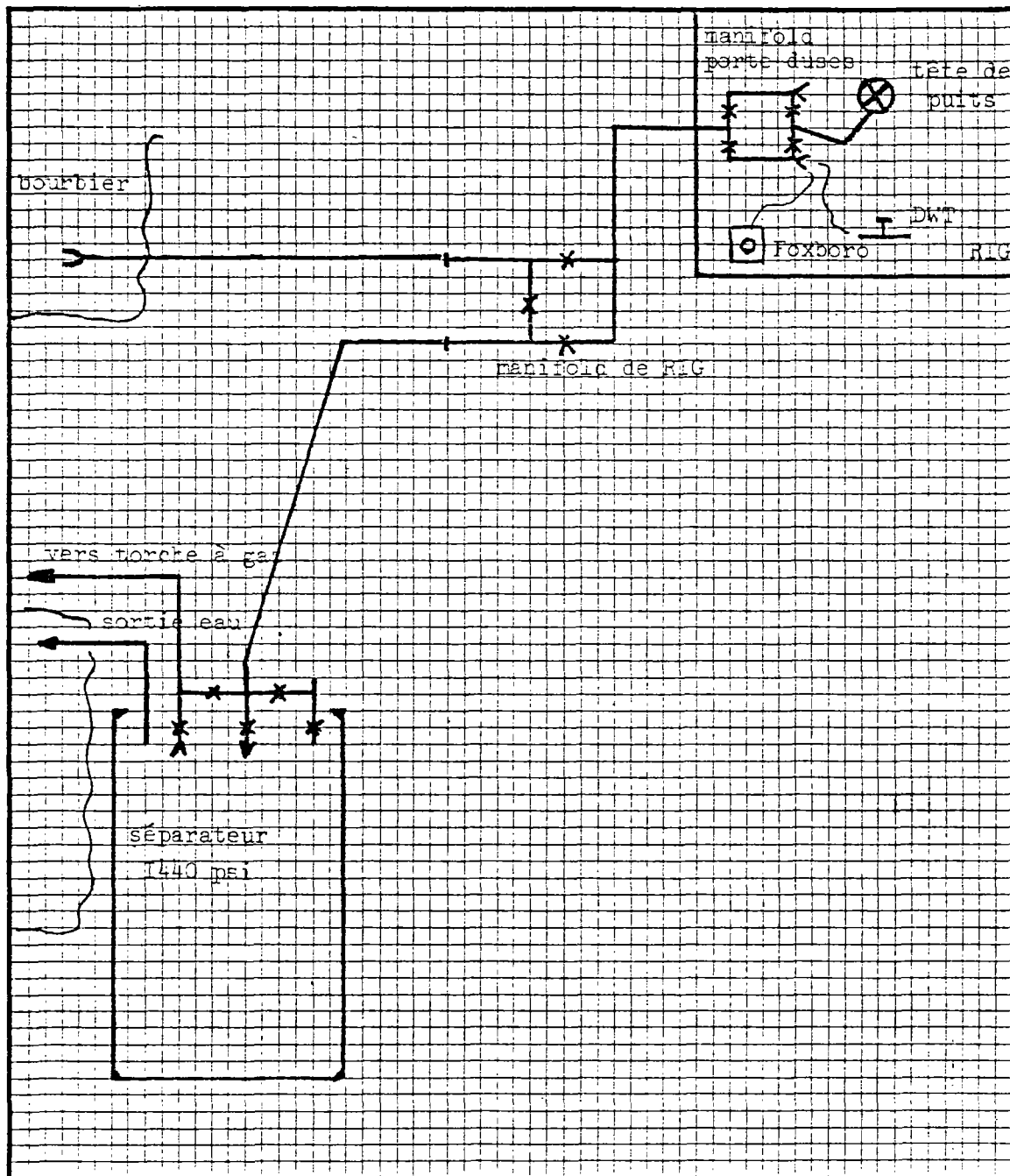
Field : BOURG EN BRESSE

Page : 5

Well : G.Bg 1

Report N° : 8106028

- SURFACE EQUIPMENT LAYOUT -



REMARKS : En raison de la structure du chantier géothermique, le séparateur ne fut pas placé à une distance réglementaire de la sonde.

FLOPETROL

Client : B.R.G.M.

Section : **5**

Base : BPA

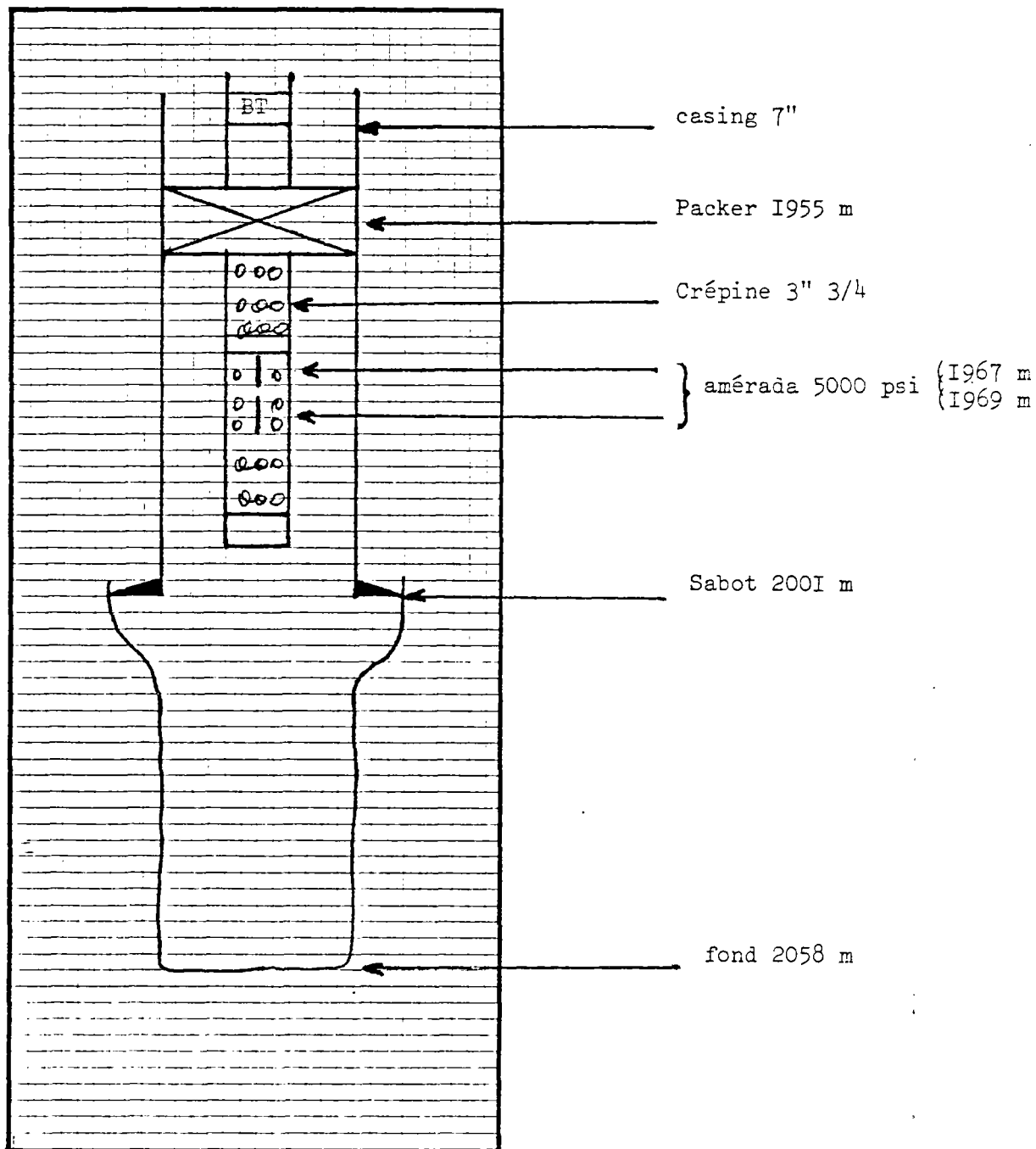
Field : BOURG EN BRESSE

Page : 6

Well : G. 4g 1

Report N° : 8106028

- WELL COMPLETION DATA -



REMARKS :

Référence côtes: sol.

FLOPETROL

DIVISION : M E D
BASE : B P A / P A U
REPORT N° : 8I06028

Well Testing Report Annexes —

Client : B.R.G.M.
Field : BOURG EN BRESSE Well : G. Bg 1
Zone : JURASSIQUE Date : 15 ET 16/06/81
SUPERIEUR

FLOPETROL

Client : B.R.G.M.

Section : ANNEX

Base : BPA

Field : BOURG EN BRESSE

Well : G. 2g 1

Page : 9
Report N° : 8I06028

INDEX of ANNEXES

- ☒ 1 _ BOTTOM HOLE PRESSURE AND TEMPERATURE MEASUREMENT _
 - ☒ 1.1 _ B.H. gauge calibration _
 - ☒ 1.2 _ B.H. pressure calculation _
 - ☐ 1.3 _ B.H. temperature calculation _
- ☐ 2 _ LIQUID PRODUCTION RATE MEASUREMENT _
 - ☐ 2.1 _ Measurements with tank _
 - ☐ 2.2 _ Measurements with meter _
- ☐ 3 _ GAS PRODUCTION RATE MEASUREMENT _
- ☐ 4 _ SAMPLING SHEETS _
 - ☐ 4.1 _ Bottom hole sampling _
 - ☐ 4.2 _ Surface sampling _
- ☒ 5 _ CHARTS AND MISCELLANEOUS _

FLOPETROL

Client : B.R.G.M.

Section: ANNEX **1**

Base : BPA

Field : BOURG EN BRESSE

Page : 10

Well : G. Bg 1

Report N° : 8106025

- BOTTOM HOLE PRESSURE AND TEMPERATURE MEASUREMENTS -

A - PRESSURE -

a) READING USING CALIBRATED CHART :

Chart is read using as reference line the base line drawn at atmospheric pressure.

$$P = KY + a + C$$

Y is the deflection for pressure P.

K, a and C (non linearity correction) are obtained from calibration by least square calculation.

b) READING USING REFERENCE LINE METHOD :

Chart is read using as reference line a line drawn at pressure P_R .

$$P = KY + P_{RC} + C$$

Y is the deflection for pressure P read from the reference line.

$P_{RC} = KY_R + a$: calculated pressure for reference line.

P_{RC} , K and C are obtained from calibration data.

B - TEMPERATURE -

Chart is read from zero at base line.

Bottom hole temperature is read from constructor's calibration tables at the point corresponding to the deflection

☐ Base line is drawn with adjusting knob held against the stop.
Therefore $Y_0 = 0$

☐ Base line is drawn at temperature $T_0 =$ _____
From calibration tables the corresponding deflection $Y_0 =$ _____

C - GENERAL INFORMATION -

Reference depth : sol

Difference level between the two pressure elements : 1.89 m

FLOPETROL

Client : B.R.G.M.

Section : **ANNEX 1.1**

Base : BFA

Field : BOURG EN BRESSE

Well : G. Bg 1

Page : II

Report N : 8106028

- BOTTOM HOLE PRESSURE GAUGE CALIBRATION SHEET -

DATE : 12/06/81

CALIBRATION No. : lower gauge

- EQUIPMENT DATA -

Calibration cell No. : - Manufacturer : FLOPETROL
Dead weight tester No. : 1022 Manufacturer : COLEMAN Range : 0-10000 psi
Recording element No. : 11510 Manufacturer : GRC
Pressure element No. : 45911 Manufacturer : GRC Range : 0- 5000 psi

- MISCELLANEOUS INFORMATION -

Base line drawing temperature : ambient
Reference line data - temperature : - pressure P_R : - reading Y_R : -
Calibration data - temperature : 90°C step drawing : ☒ with crank
☐ with clock
Equivalent pressure p of level difference between Dwt and bellows.
Level difference : - ☐ + in case of Dwt above
Oil specific gravity : - $p =$ - ☐ - in case of Dwt beneath bellows.

- CALIBRATION READING AND CALCULATIONS -

P (Dwt)	Y	ΔY	Y^2	Y P	$P_c = KY + a$	$C = P - P_c$
psi	inch	inch	Units on this line -		psi	psi
2000	.7861				1998.819	1.181
2500	.9815	.1954			2501.029	- 1.029
3000	1.1761	.1946			3001.082	- 1.182
3500	1.3699	.1938			3499.279	.721
4000	1.5646	.1947			3999.689	.311
15000	5.8782	Σ	7.28910584	18607.3		$\Sigma + = 2.213$ $\Sigma - = 2.211$

$$A = \frac{\Sigma P}{n} = \underline{\hspace{2cm}} \quad B = \frac{\Sigma Y}{n} = \underline{\hspace{2cm}} \quad K = \frac{D - A}{C - B} = \underline{2570.160928}$$

$$D = \frac{\Sigma (YP)}{\Sigma Y} = \underline{\hspace{2cm}} \quad C = \frac{\Sigma (Y^2)}{\Sigma Y} = \underline{\hspace{2cm}}$$

$$a' = A - BK = \underline{\hspace{2cm}} \quad a' = D - CK = \underline{- 21.5839932}$$

- FINAL RESULTS -

$$K = \underline{2570.16} \text{ psi/inch} \quad PRC = K Y_R + a = \underline{0}$$

$$a = a' + p = \underline{- 21.58} \text{ psi}$$

FLOPETROL

Client : B.R.G.M.

Section : ANNEX **1.1**

Base : BPA

Field : BOURG EN BRESSE

Page : 12

Well : G. Bg I

Report N : 8106028

_ BOTTOM HOLE PRESSURE GAUGE CALIBRATION SHEET _

DATE : 12/06/81

CALIBRATION No. : I upper gauge

_ EQUIPMENT DATA _

Calibration cell No. : - Manufacturer : FLOPETROL
Dead weight tester No. : 1022 Manufacturer : COLEMAN Range : 0-10000 psi
Recording element No. : 38729 Manufacturer : GRC
Pressure element No. : 45910 Manufacturer : GRC Range : 0- 5000 psi

_ MISCELLANEOUS INFORMATION _

Base line drawing temperature : ambient
Reference line data - temperature : - pressure P_R : - reading Y_R : -
Calibration data - temperature : 90°C - step drawing : ☒ with crank
☐ with clock
Equivalent pressure p of level difference between Dwt and bellows
Level difference : 0 ☐ + in case of Dwt above
Oil specific gravity : - $p =$ - ☐ - in case of Dwt beneath bellows.

_ CALIBRATION READING AND CALCULATIONS _

P (Dwt)	Y	ΔY	Y^2	Y P	$P_c = KY + a$	$C = P - P_c$
psi	inch	inch	Units on this line -		psi	psi
2000	.7929	-			1999.796	+ 0.204
2500	.9891	.1962			2500.255	- 0.255
3000	1.1850	.1959			2999.949	+ 0.051
3500	1.3811	.1961			3500.153	- 0.153
4000	1.5770	.1959			3999.847	+ 0.153
15000	5.9251	Σ	7.40560043	18755.4		$\Sigma + = 0.255$ $\Sigma - = 0.255$

$A = \frac{\Sigma P}{n} =$ $B = \frac{\Sigma Y}{n} =$ $K = \frac{D - A}{C - B} = \frac{2550.759967}{-22.7015763}$
 $D = \frac{\Sigma (YP)}{\Sigma Y} =$ $C = \frac{\Sigma (Y^2)}{\Sigma Y} =$
 $a' = A - BK =$ $a' = D - CK =$

_ FINAL RESULTS _

$K = \frac{2550.76 \text{ psi/inch}}{-22.70 \text{ psi}}$ $PRC = K Y_R + a =$
 $a = a' + p =$

FLOPETROL

Client : B.R.G.M.

Section: ANNEX **1.2**

Base : BPA

Field : BOURG EN BRESSE

Page : 13

Well : G. Bg I

Report N°: 8106028

BOTTOM HOLE PRESSURE CALCULATIONS

Well producing through : ~~XXXXXX~~ / ~~XXXXXX~~ / drill pipe

Bottom hole temperature : 74 °C at depth 1969 m with thermo max

INSTRUMENT DATA				LOWER GAUGE				UPPER GAUGE			
Instrument type :				RPG 3				RPG 3			
Press. element.No and range:				459II 0-5000 psi				459IO 0-5000 psi			
Recording element. No :				II510				38729			
Clock No. and capacity:				26655 48 H				17795 48 H			
CALIBRATION DATA											
Calibration. No. and date :				I 12/06/81				I 12/06/81			
Calibration temperature :											
Calibration range:				2000 - 4000 psi				2000 - 4000 psi			
K :				2570.16 psi/inch				2550.76 psi/inch			
a, (calibrated chart) :				- 21.58 psi				- 22.70 psi			
PRC, (non calibrated chart) :											

DATE - TIME		Choke size	W.H. pressure	Depth	Y	C *	P	Y	C *	P
Time	Cumul									
				m	inch	bar	psi	inch	bar	psi
				</						

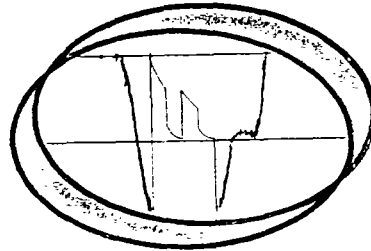
REMARKS : PRESSION EN BARS DEMANDEE PAR LE CLIENT

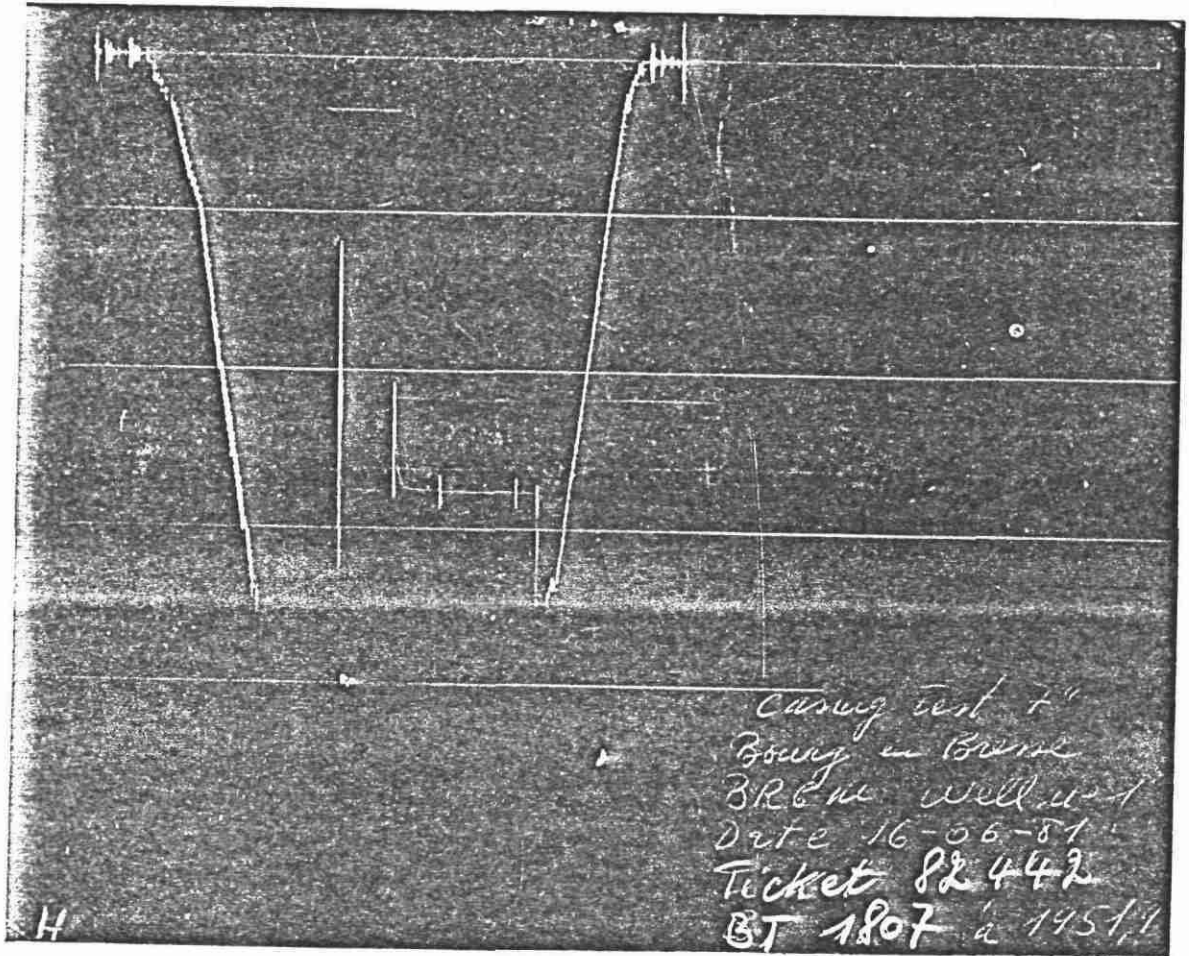
*

Only used if its value is significant compared to the accuracy of the gauge

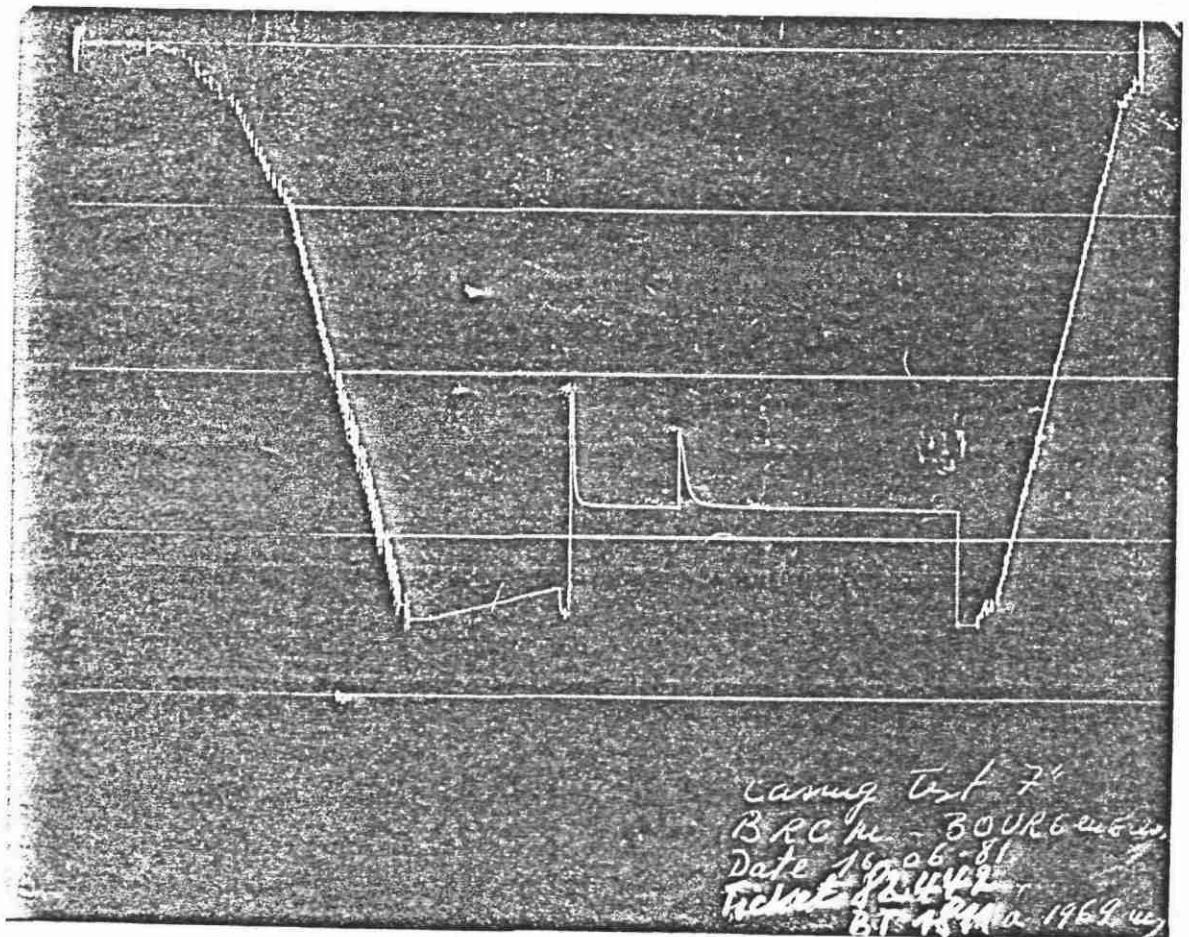
[illegible]

Formation Testing Service Report





TIME



Each Horizontal Line Equal to 1000 p.s.i.

FORM 1946R1—PRINTED IN U.S.A.

[illegible]

TICKET NO. 82442

	O.D. inches	I.D.	LENGTH meters	DEPTH
Reversing Sub	3 $\frac{1}{2}$	2,25	0,30	1949,37
Water Cushion Valve				
Drill Pipe	3 $\frac{1}{2}$	2,6	1792,82	
Drill Collars	4 $\frac{1}{3}$	2	160,71	
Handling Sub & Choke Assembly				
Dual CIP Valve + adapters	3 7/8	0,87	2,29	1949,67
Dual CIP Sampler				
Hydro-Spring Tester	3 7/8	0,62	1,75	1951,42
Multiple CIP Sampler				
Extension Joint				
AP Running Case	3 7/8	3,00	1,50	1951,92
Hydraulic Jar	3 7/8	1,00	0,80	
VR Safety Joint	3 7/8	0,75	0,77	
Pressure Equalizing Crossover				
Packer Assembly RTTS 7"	7	2,44	1,05	1954,66
Distributor				
Packer Assembly				
Flush Joint Anchor				
Pressure Equalizing Tube				
Blanked-Off B.T. Running Case				
Drill Collars				
Anchor Pipe Safety Joint				
Packer Assembly				
Distributor				
Packer Assembly				
Anchor Pipe Safety Joint				
Side Wall Anchor				
Drill Collars				
Flush Joint Anchor + adapters	3 3/4	1,75	12,85	1969
Thermometer				
Blanked-Off B.T. Running Case	3 3/4	2,50	1,27	1969,25
Total Depth				2059

Gauge No. 1807		Depth 1951.92		Clock 48 hour		Ticket No. 82442				
First Flow Period			Initial Closed In Pressure			Second Flow Period		Final Closed In Pressure		
	Time Defl. .000"	PSIG Temp. Corr.	Time Defl. .000"	Log $\frac{t+\theta}{\theta}$	PSIG Temp. Corr.	Time Defl. .000"	PSIG Temp. Corr.	Time Defl. .000"	Log $\frac{t+\theta}{\theta}$	PSIG Temp. Corr.
P ₀	.000	1206.1	.000		2185.0	.000	2069.4	.000		2755.1
P ₁			.008		2653.6	.041	2716.0	.043		2759.5
P ₂			.016		2727.6	.082	2747.9	.086		
P ₃	.003	2185.0	.024		2745.0	.123	2752.2	.129		2760.9
P ₄			.032		2750.8	.164	2753.7	.172		
P ₅			.040		2753.7	.205	2755.1	.215		
P ₆			.048		2756.6			.258		
P ₇			.056		2758.0			.301		
P ₈			.064					.344		2763.8
P ₉			.072		2759.5			.387		
P ₁₀			.080		2759.5			.430		2763.8

Gauge No. 1811			Depth 1969.25			Clock: 24		hour		
P ₀	.000	2096.7	.000		2135.4	.000	2335.6	.000		2796.7
P ₁	.002	2099.5	.015		2728.4	.080	2757.7	.085		2800.8
P ₂	.004	2116.0	.030		2770.2	.160	2788.3	.170		
P ₃	.006	2135.4	.045		2784.1	.240	2792.5	.255		
P ₄			.060		2791.1	.320	2795.3	.340		
P ₅			.075		2793.9	.403	2796.7	.425		2802.2
P ₆			.090		2795.3			.510		
P ₇			.105		2796.7			.595		2803.6
P ₈			.120					.680		2807.8
P ₉			.135		2798.1			.765		
P ₁₀			.150		2798.1			.850		2807.8
Reading Interval		0.67	4.5			24.0		25.3		Minutes

REMARKS:

BT 1807 1.C.I. . . . after 143 Min. = 2762.4 PSI

BT 1811 1.C.I.P. " = 2802.2 PSI

SPECIAL PRESSURE DATA

NOMENCLATURE

b	= Approximate Radius of Investigation	Feet
b_1	= Approximate Radius of Investigation (Net Pay Zone h_1)	Feet
$D.R.$	= Damage Ratio	—
El	= Elevation	Feet
GD	= B.T. Gauge Depth (From Surface Reference)	Feet
h	= Interval Tested	Feet
h_1	= Net Pay Thickness	Feet
K	= Permeability	md
K_1	= Permeability (From Net Pay Zone h_1)	md
m	= Slope Extrapolated Pressure Plot ($Psi^2/cycle$ Gas)	$psi/cycle$
OF_1	= Maximum Indicated Flow Rate	MCF/D
OF_2	= Minimum Indicated Flow Rate	MCF/D
OF_3	= Theoretical Open Flow Potential with/Damage Removed Max.	MCF/D
OF_4	= Theoretical Open Flow Potential with/Damage Removed Min.	MCF/D
P_s	= Extrapolated Static Pressure	Psig.
P_f	= Final Flow Pressure	Psig.
P_{or}	= Potentiometric Surface (Fresh Water *)	Feet
Q	= Average Adjusted Production Rate During Test	bbls/day
Q_1	= Theoretical Production w/Damage Removed	bbls/day
Q_g	= Measured Gas Production Rate	MCF/D
R	= Corrected Recovery	bbls
r_w	= Radius of Well Bore	Feet
t	= Flow Time	Minutes
t_o	= Total Flow Time	Minutes
T	= Temperature Rankine	$^{\circ}R$
Z	= Compressibility Factor	—
μ	= Viscosity Gas or Liquid	CP
Log	= Common Log	

* Potentiometric Surface Reference to Rotary Table When Elevation Not Given,
Fresh Water Corrected to 100 °F.

ANNEXE II

INTERPRÉTATION DES TESTS DE FORMATION

I - CARACTERISTIQUES DE L'ESSAI

- Débit du pompage : 2 h 35 le 27/06/81
- arrêt du pompage : 18 h 00 le 27/06/81

(le pompage a par ailleurs été stoppé de 5 h 25 le 27/06/81 pour changer la sonde.)

- durée de pompage : 14 h 52
- fin de remontée : 6 h 49 le 28/06/81
- débit moyen : 26,5 m³/h
- température à
1991 m/sol : 84,2 °C
- position de la
sonde : 1991 m/sol
- rayon moyen du
forage entre
2000 m et 2150 m : 9,24 cm

II - INTERPRETATION DE L'ESSAI

1/ hauteur productive et porosité du réservoir :

Trois valeurs sont retenues pour chacune de ces grandeurs.

- hauteur productive h : 50 m, 100 m et 150 m
- porosité du réservoir ϕ : 3 %, 10 % et 20 %

2/ Salinité moyenne :

La salinité vaut 55 g/l

3/ Compressibilité totale moyenne :

D'après les abaques de Dodson et Standing, la compressibilité de l'eau est estimée à $C_e = 4,4 \cdot 10^{-5} \text{ atm}^{-1}$

D'après l'abaque de Hall la compressibilité effective de la roche vaut :

ϕ	3 %	10 %	20 %
Cr	$11,7 \cdot 10^{-5}$	$6,8 \cdot 10^{-5}$	$5,2 \cdot 10^{-5} \text{ atm}^{-1}$

D'où la compressibilité totale :

ϕ	3 %	10 %	20 %
Cr	$1,6 \cdot 10^{-4}$	$1,1 \cdot 10^{-4}$	10^{-4} atm^{-1}

4/ Viscosité de l'eau de la formation :

La viscosité estimée d'après l'abaque de Chestunt est de l'ordre de

$$\mu = 0,38 \text{ cp}$$

5/ Niveaux statique et dynamique :

Le niveau statique mesuré est :

$$N_s = -65 \text{ m}$$

ce qui donne une densité pour l'eau de la formation égale à

$$d = 1,032$$

Le niveau dynamique calculé est :

$$N_d = -189 \text{ m}$$

6/ Perméabilité et facteur de skin :

a) diagramme log - log

La première estimation est effectuée à l'aide de l'abaque Flopétrol (SPE 8205, 1979) et du report des points expérimentaux en graphique bilog (cf pages suivantes).

Point de coïncidence des graphiques :

$$d_1 = 1 \text{ Kg/cm}^2 \quad PD = 0,46$$

$$dt = 0,1 \text{ h} \quad t_o/CD = 3,2$$

$$CD \exp 25 = 100$$

Transmissivité : $\frac{Kh}{\mu} = \frac{PD \cdot Q}{2\pi \cdot d_1} = \frac{Kh}{\mu} = 5,57 \text{ D m/cp}$

ce qui donne :

h	50 m	100 m	150 m
K	$1,1 \cdot 10^{-1} \text{ D}$	$5,57 \cdot 10^{-2} \text{ D}$	$3,7 \cdot 10^{-2} \text{ D}$

Facteur de skin :

$$CD = \frac{C}{2\pi \cdot \phi \cdot Ct \cdot h \cdot t_w^2} \quad \text{avec } C = 2\pi \cdot \frac{Kh}{\mu} \cdot \frac{dt}{\frac{td}{cd}} = 109,4 \text{ cm}^3/\text{atm}$$

Le facteur de skin S est donné par : $S = 0,5 \text{ Lu (CD exp (25) / CD)}$

La valeur de S est donnée dans le tableau suivant en fonction de la porosité ϕ et de la hauteur productive h :

$h \phi$	3 %	10 %	20 %
50 m	1,23	1,65	1,93
100 m	1,59	1,98	2,25
150 m	1,79	2,21	2,48

b) méthode de HORNER :

La figure portée sur la page suivante montre que trois hypothèses ont été faites sur la partie de la droite tracée en fin de remontée.

Transmissivité :

La pente moyenne de la droite vaut :

hyp. 1	hyp. 2	hyp. 3	
m 2,87	3,41	4,59	Kg/cm ² , décade

Le tableau suivant donne la valeur de K en fonction de m et de h :

$\begin{matrix} m \\ h \end{matrix}$	hyp. 1	hyp. 2	hyp. 3
50 m	$3,57 \cdot 10^{-2} D$	$3,0 \cdot 10^{-2} D$	$2,30 \cdot 10^{-2} D$
100 m	$1,78 \cdot 10^{-2} D$	$1,50 \cdot 10^{-2} D$	$1,12 \cdot 10^{-2} D$
150 m	$1,19 \cdot 10^{-2} D$	$1,0 \cdot 10^{-2} D$	$0,74 \cdot 10^{-2} D$

Facteur de skin :

La première extrapolée (sur la droite de Horner) pour le calcul vaut :

	1	2	3	
P (14)	196,6	196,2	195,8	Kg/cm ²



WE PRODUCE RESULTS

HEAD OFFICE : BP 592

77005 MELUN CEDEX FRANCE

PHONE : 439 50 70 TELEX : 690931 F

APPROXIMATE START
OF SEMI-LOG
STRAIGHT-LINE

damaged well

zero skin

acidized well

fractured well

APPROXIMATE END
OF UNIT SLOPE
LOG-LOG
STRAIGHT-LINE

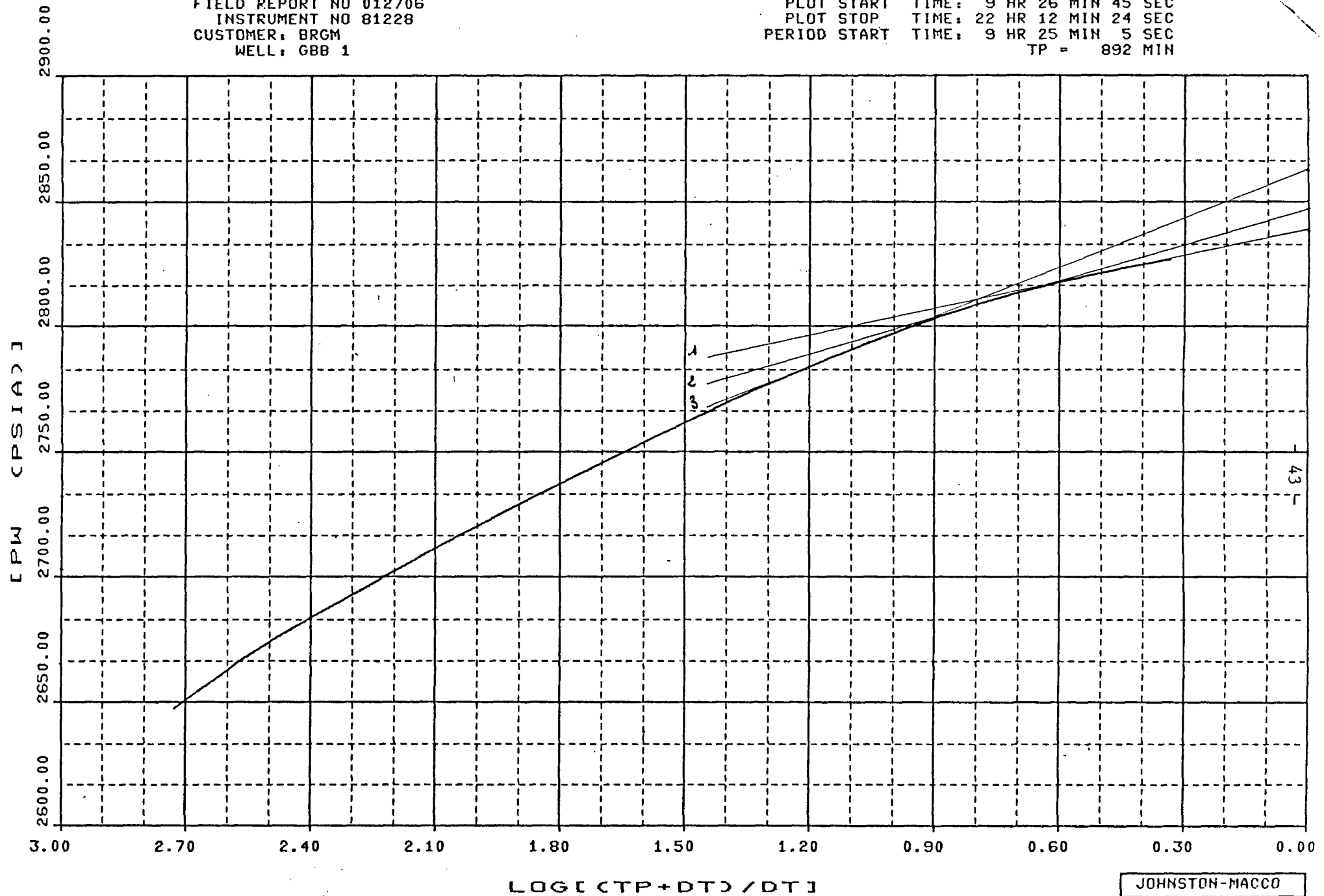
TYPE-CURVE FOR A WELL WITH WELLBORE STORAGE AND SKIN

FLOPETROL
Schlumberger

Δt
(heures)

FIELD REPORT NO 012706
INSTRUMENT NO 81228
CUSTOMER: BRGM
WELL: GBB 1

PLOT START TIME: 9 HR 26 MIN 45 SEC
PLOT STOP TIME: 22 HR 12 MIN 24 SEC
PERIOD START TIME: 9 HR 25 MIN 5 SEC
TP = 892 MIN



JOHNSTON-MACCO
SCHLUMBERGER

S est donné par : $S = 1,15 \frac{dp(14)}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C_t r \omega^2} - 3,9077$

Cas n° 1 : $m = 2,87$ et $P(14) = 196,6 \text{ Kg/cm}^2$

S est donné par le tableau suivant :

Φ % h(m)	3	10	20
50	- 2,92	- 2,58	- 2,22
100	- 2,57	- 2,16	- 1,88
150	- 2,37	- 1,96	- 1,68

Cas n° 2 : $m = 3,41$ et $P(14) = 196,2 \text{ Kg/cm}^2$

Φ % h(m)	3	10	20
50	- 3,65	- 3,23	- 2,96
100	- 3,30	- 2,89	- 2,61
150	- 3,10	- 2,68	- 2,41

Cas n° 3 : $m = 4,59$ et $P(14) = 195,8 \text{ Kg/cm}^2$

Φ % h(m)	3	10	20
50	- 4,51	- 4,09	- 3,82
100	- 4,15	- 3,73	- 3,46
150	- 3,94	- 3,53	- 3,25

 * BOTTOMHOLE PRESSURE LABEL POINT PRINTOUT *

CUSTOMER NAME : BRGM

INSTRUMENT # : 81288

WELL NAME : GBB 1

LABEL POINT INFORMATION

LABEL POINT NO.	PRESSURE (PSIA)	PRESSURE (KPA)	EXPLANATION	TIME OF DAY HH:MM:SS	DATE DD-MM-YY	ELAPSED TIME HH:MM:SS
1	2647.88	18254.5	START FLOW	8:37: 0	27-JN-81	0: 0: 0
2	2644.53	18231.4	END FLOW & START SHUT-IN	18: 2: 4	27-JN-81	9:25: 3
3	2827.23	19490.9	END SHUT-IN	6:49:24	28-JN-81	22:12:24

FLOW PERIOD INFORMATION

FLOW PERIOD	START ELAPSED TIME HH:MM:SS	START PRESSURE PSIA	START PRESSURE KPA	END ELAPSED TIME HH:MM:SS	END PRESSURE PSIA	END PRESSURE KPA	FLOW TIME MIN
1	0: 0: 0	2647.88	18254.5	9:25: 3	2644.53	18231.4	565.1

SHUT-IN PERIOD INFORMATION

SHUT-IN PERIOD	START ELAPSED TIME HH:MM:SS	START PRESSURE PSIA	START PRESSURE KPA	END ELAPSED TIME HH:MM:SS	END PRESSURE PSIA	END PRESSURE KPA	SHUT-IN TIME MIN
1	9:25: 3	2644.53	18231.4	22:12:24	2827.23	19490.9	767.3

* BOTTOMHOLE PRESSURE LABEL POINT PRINTOUT *

POMER NAME : BRGM

INSTRUMENT # : 81228

WELL NAME : GBB 1

GAUGE START TIME (HH:MM:SS) = 8:37: 0

GAUGE START DATE (DD-MM-YYYY) = 27-JN-1981

GAUGE COEFFICIENTS

<u>COEFFICIENT NO.</u>	<u>VALUE</u>
1	-0.1861920E+04
2	-0.3986286E+00
3	0.4693965E-02
4	0.1421988E-04
5	0.2848764E+02
6	0.2554427E-02
7	-0.1426795E-04
8	0.0000000E+00
9	0.8346476E-03
10	0.0000000E+00
11	0.0000000E+00
12	0.0000000E+00
13	0.0000000E+00
14	0.0000000E+00
15	0.0000000E+00
16	0.0000000E+00
17	-0.2401700E+02
18	0.4290090E+00
19	0.3359860E-04

FIELD REPORT NO. 012706

 * BOTTOMHOLE PRESSURE LABEL POINT PRINTOUT *

CUSTOMER NAME : BRGM
 WELL NAME : GBB 1

INSTRUMENT # : 81228

TEST PHASE : FLOW PERIOD NO. = 1 FLOW TIME (MIN) = 565.1

AT START

EXPLANATION

AT END

1	LABEL POINT #	2
0: 0: 0	ELAPSED TIME (HH:MM:SS)	9:25: 4
2647.88 18254.5	PRESSURE (PSIA & KPA)	2644.53 18231.4
27-JUN-81	DATE	

TIME OF DAY HH:MM:SS	FLOWING PRESSURE PSIA KPA	FLOWING TEMPERATURE DEG.F DEG.C	FLOW PERIOD TIME MIN	ELAPSED TIME HH:MM:SS
8:37:29	2647.88 18254.5	183.1 84.0	0.00	0: 0: 0
8:39:29	2648.14 18256.2	183.1 84.0	2.00	0: 2: 0
8:41:29	2648.11 18256.1	183.1 84.0	4.00	0: 4: 0
8:43:29	2647.90 18254.7	183.1 84.0	6.00	0: 6: 0
8:45:29	2647.68 18253.1	183.1 84.0	8.00	0: 8: 0
8:47:29	2647.80 18253.9	183.1 84.0	10.00	0:10: 0
8:50:29	2647.68 18253.1	183.2 84.0	21.00	0:21: 0
9: 0:29	2647.65 18252.9	183.2 84.0	31.00	0:31: 0
9:18:29	2647.30 18250.5	183.2 84.0	41.00	0:41: 0
9:28:29	2647.24 18250.1	183.2 84.0	51.00	0:51: 0
9:38:29	2647.26 18250.2	183.2 84.0	61.00	1: 1: 0
9:48:29	2647.24 18250.1	183.2 84.0	71.00	1:11: 0
9:58:29	2646.89 18247.7	183.2 84.0	81.00	1:21: 0
10: 8:29	2647.02 18248.5	183.2 84.0	91.00	1:31: 0
10:18:29	2646.80 18247.0	183.2 84.0	101.00	1:41: 0
10:28:29	2646.70 18246.3	183.3 84.0	111.00	1:51: 0
10:38:29	2646.42 18244.4	183.3 84.0	121.00	2: 1: 0
10:48:29	2646.44 18244.6	183.3 84.0	131.00	2:11: 0
10:58:29	2646.35 18244.0	183.3 84.0	141.00	2:21: 0
11: 8:29	2646.47 18244.8	183.3 84.0	151.00	2:31: 0
11:18:29	2646.16 18242.6	183.3 84.1	161.00	2:41: 0
11:28:29	2646.23 18243.1	183.3 84.1	171.00	2:51: 0
11:38:29	2646.07 18242.0	183.3 84.1	181.00	3: 1: 0
11:48:29	2646.07 18242.0	183.3 84.1	191.00	3:11: 0
11:58:29	2645.83 18240.4	183.3 84.1	201.00	3:21: 0
12: 8:29	2646.03 18241.7	183.3 84.1	211.00	3:31: 0
12:18:29	2646.01 18241.6	183.3 84.1	221.00	3:41: 0
12:28:29	2645.80 18240.1	183.4 84.1	231.00	3:51: 0
12:38:29	2645.83 18240.3	183.4 84.1	241.00	4: 1: 0
12:48:29	2645.76 18239.9	183.4 84.1	251.00	4:11: 0
12:58:29	2645.66 18239.2	183.4 84.1	261.00	4:21: 0
13: 8:29	2645.65 18239.1	183.4 84.1	271.00	4:31: 0

FIELD REPORT NO. 012706

 * BOTTOMHOLE PRESSURE LABEL POINT PRINTOUT *

CUSTOMER NAME : BRGM
 WELL NAME : GBB 1

INSTRUMENT # : 81228

TIME OF DAY HH:MM:SS	FLOWING PRESSURE		FLOWING TEMPERATURE		FLOW PERIOD TIME MIN	ELAPSED TIME HH:MM:SS
	PSIA	KPA	DEG.F	DEG.C		
13:18:29	2645.70	18239.4	183.4	84.1	281.00	4:41: 0
13:28:29	2645.63	18238.9	183.4	84.1	291.00	4:51: 0
13:38:29	2645.70	18239.5	183.4	84.1	301.00	5: 1: 0
13:48:29	2645.49	18238.0	183.4	84.1	311.00	5:11: 0
13:58:29	2645.35	18237.1	183.4	84.1	321.00	5:21: 0
14: 8:29	2645.79	18240.1	183.4	84.1	331.00	5:31: 0
14:18:29	2645.52	18238.2	183.4	84.1	341.00	5:41: 0
14:28:29	2645.63	18238.9	183.4	84.1	351.00	5:51: 0
14:38:29	2645.24	18236.3	183.4	84.1	361.00	6: 1: 0
14:48:29	2645.43	18237.6	183.4	84.1	371.00	6:11: 0
14:58:29	2645.38	18237.3	183.4	84.1	381.00	6:21: 0
15: 8:29	2645.61	18238.8	183.5	84.1	391.00	6:31: 0
15:18:29	2645.36	18237.1	183.5	84.1	401.00	6:41: 0
15:28:29	2645.31	18236.8	183.5	84.1	411.00	6:51: 0
15:38:29	2645.31	18236.8	183.5	84.2	421.00	7: 1: 0
15:48:29	2644.97	18234.5	183.5	84.2	431.00	7:11: 0
15:58:29	2645.19	18236.0	183.5	84.2	441.00	7:21: 0
16: 8:29	2645.05	18235.0	183.5	84.2	451.00	7:31: 0
16:18:29	2644.87	18233.8	183.5	84.2	461.00	7:41: 0
16:28:29	2644.95	18234.3	183.5	84.2	471.00	7:51: 0
16:38:29	2645.02	18234.8	183.5	84.2	481.00	8: 1: 0
16:48:29	2644.74	18232.8	183.5	84.2	491.00	8:11: 0
16:58:29	2644.82	18233.4	183.5	84.2	501.00	8:21: 0
17: 8:29	2644.72	18232.7	183.5	84.2	511.00	8:31: 0
17:18:29	2644.80	18233.2	183.5	84.2	521.00	8:41: 0
17:28:29	2644.63	18232.1	183.5	84.2	531.00	8:51: 0
17:38:29	2644.91	18234.0	183.5	84.2	541.00	9: 1: 0
17:48:29	2644.71	18232.6	183.5	84.2	551.00	9:11: 0
17:58:29	2644.64	18232.1	183.5	84.2	561.00	9:21: 0
18: 1:19	2644.67	18232.4	183.5	84.2	563.83	9:23:49
18: 2:34	2644.53	18231.4	183.5	84.2	565.08	9:25: 4

TEST PHASE : SHUT-IN PERIOD NO. = 1 SHUT-IN TIME (MIN) = 767.3

AT START		EXPLANATION	AT END	
2		LABEL POINT #	3	
9:25: 4		ELAPSED TIME (HH:MM:SS)	22:12:24	
2644.53	18231.4	PRESSURE (PSIA & KPA)	2627.23	19490.9
TF (FLOW TIME) = 565.1 MIN		PWF (FINAL FLOW PRESSURE) =	2644.53 PSIA 18231.4 KPA	

 * BOTTOMHOLE PRESSURE LABEL POINT PRINTOUT *

CUSTOMER NAME : BRGM
 WELL NAME : GBB 1
 27-JUN-81

INSTRUMENT # : 81228

DATE

TIME OF DAY HH:MM:SS	SHUT-IN PRESSURE PSIA	SHUT-IN PRESSURE KPA	SHUT-IN TEMPERATURE DG.F	SHUT-IN TEMPERATURE DG.C	SHUT-IN PERIOD TIME MIN	ELAPSED TIME HH:MM:SS	LOG HORN TIME	P MINUS WS PSIA	P WF KPA
18: 2:34	2644.53	18231.4	183.5	84.2	0.02	9:25: 4	4.532	-0.00	-0.0
18: 3:34	2621.86	18075.1	183.5	84.2	1.02	9:26: 4	2.746	-22.67	-156.3
18: 4:34	2657.06	18317.8	183.5	84.2	2.02	9:27: 4	2.449	12.53	86.4
18: 5:34	2676.91	18454.6	183.5	84.2	3.02	9:28: 4	2.275	32.38	223.2
18: 6:34	2688.76	18536.3	183.5	84.2	4.02	9:29: 4	2.151	44.23	304.9
18: 7:34	2697.50	18596.6	183.5	84.2	5.02	9:30: 4	2.056	52.97	365.2
18: 8:34	2704.70	18646.2	183.5	84.2	6.02	9:31: 4	1.977	60.17	414.8
18: 9:34	2710.73	18687.8	183.5	84.2	7.02	9:32: 4	1.911	66.20	456.4
18:10:34	2715.99	18724.0	183.4	84.1	8.02	9:33: 4	1.854	71.46	492.6
18:11:34	2720.35	18754.1	183.4	84.1	9.02	9:34: 4	1.804	75.82	522.7
18:13:34	2727.93	18806.3	183.3	84.1	11.02	9:36: 4	1.718	83.40	574.9
18:15:34	2734.03	18848.4	183.2	84.0	13.02	9:38: 4	1.647	89.50	617.0
18:17:34	2739.26	18884.0	183.1	83.9	15.02	9:40: 4	1.587	94.67	652.6
18:19:34	2743.62	18914.5	183.0	83.9	17.02	9:42: 4	1.534	99.09	683.2
18:21:34	2747.56	18941.7	182.9	83.8	19.02	9:44: 4	1.487	103.03	710.3
18:25:34	2754.05	18986.4	182.6	83.7	23.02	9:48: 4	1.407	109.52	755.0
18:29:54	2759.93	19027.0	182.4	83.6	27.35	9:52:25	1.336	115.40	795.6
18:33:54	2764.52	19058.6	182.2	83.5	31.35	9:56:25	1.279	119.99	827.2
18:37:54	2768.38	19085.2	182.1	83.4	35.35	10: 0:25	1.230	123.85	853.8
18:41:54	2771.87	19109.2	181.9	83.3	39.35	10: 4:25	1.186	127.34	877.9
18:45:54	2774.83	19129.6	181.7	83.2	43.35	10: 8:25	1.147	130.30	898.3
18:49:54	2777.48	19147.9	181.6	83.1	47.35	10:12:25	1.112	132.95	916.5
18:53:54	2779.83	19164.2	181.5	83.1	51.35	10:16:25	1.079	135.30	932.8
18:57:54	2782.08	19179.7	181.4	83.0	55.35	10:20:25	1.050	137.55	948.3
19: 1:54	2784.07	19193.4	181.3	82.9	59.35	10:24:25	1.022	139.54	962.0
19:11:54	2788.43	19223.5	181.1	82.8	69.35	10:34:25	0.961	143.90	992.1
19:21:54	2791.96	19247.8	180.8	82.7	79.35	10:44:25	0.910	147.43	1016.4
19:31:54	2795.04	19269.0	180.6	82.6	89.35	10:54:25	0.865	150.51	1037.6
19:41:54	2797.53	19286.1	180.4	82.5	99.35	11: 4:25	0.825	153.00	1054.8
19:51:54	2799.78	19301.7	180.3	82.4	109.35	11:14:25	0.790	155.25	1070.3
20: 1:54	2801.75	19315.2	180.1	82.3	119.35	11:24:25	0.758	157.22	1083.8
20:11:54	2803.49	19327.3	180.0	82.2	129.35	11:34:25	0.730	158.96	1095.9
20:21:54	2805.03	19337.9	179.8	82.1	139.35	11:44:25	0.704	160.50	1106.5
20:31:54	2806.50	19348.0	179.6	82.0	149.35	11:54:25	0.680	161.97	1116.6
20:41:54	2807.82	19357.1	179.5	81.9	159.35	12: 4:25	0.658	163.29	1125.7
20:51:54	2809.01	19365.3	179.3	81.8	169.35	12:14:25	0.637	164.48	1133.9
21: 1:54	2810.07	19372.6	179.2	81.8	179.35	12:24:25	0.618	165.54	1141.2
21:11:54	2811.04	19379.3	179.0	81.7	189.35	12:34:25	0.600	166.51	1147.9
21:21:54	2811.95	19385.6	178.8	81.6	199.35	12:44:25	0.584	167.42	1154.2
21:31:54	2812.70	19390.7	178.7	81.5	209.35	12:54:25	0.568	168.17	1159.3
21:41:54	2813.42	19395.7	178.5	81.4	219.35	13: 4:25	0.553	168.89	1164.3
21:51:54	2814.14	19400.7	178.4	81.3	229.35	13:14:25	0.540	169.61	1169.3
22: 1:54	2814.81	19405.3	178.3	81.3	239.35	13:24:25	0.526	170.28	1173.9
22:11:54	2815.41	19409.4	178.2	81.2	249.35	13:34:25	0.514	170.88	1178.1
22:21:54	2815.92	19413.0	178.0	81.1	259.35	13:44:25	0.502	171.39	1181.6
22:31:54	2816.51	19417.0	177.9	81.1	269.35	13:54:25	0.491	171.98	1185.6
22:41:54	2817.02	19420.5	177.8	81.0	279.35	14: 4:25	0.480	172.49	1189.2

FIELD REPORT NO. 012706

 * BOTTOMHOLE PRESSURE LABEL POINT PRINTOUT *

CUSTOMER NAME : BRGM
 WELL NAME : GBB 1

INSTRUMENT # : 81228

TIME OF DAY HH:MM:SS	SHUT-IN PRESSURE		SHUT-IN TEMPERATURE		SHUT-IN PERIOD TIME MIN	ELAPSED TIME HH:MM:SS	LOG HORN TIME	P MINUS P WS	P WF
	PSIA	KPA	DEG.F	DEG.C				PSIA	KPA
22:51:54	2817.45	19423.5	177.7	81.0	289.35	14:14:25	0.470	172.92	1192.1
23: 1:54	2817.93	19426.8	177.6	80.9	299.35	14:24:25	0.461	173.40	1195.4
23:11:54	2818.39	19430.0	177.5	80.9	309.35	14:34:25	0.451	173.86	1198.6
23:21:54	2818.74	19432.4	177.5	80.8	319.35	14:44:25	0.442	174.21	1201.0
23:31:54	2819.19	19435.5	177.4	80.8	329.35	14:54:25	0.434	174.66	1204.1
23:41:54	2819.46	19437.4	177.3	80.7	339.35	15: 4:25	0.426	174.93	1206.0
23:51:54	2819.85	19440.0	177.2	80.7	349.35	15:14:25	0.418	175.32	1208.6
0: 1:54	2820.20	19442.5	177.1	80.6	359.35	15:24:25	0.410	175.67	1211.1
0:11:54	2820.55	19444.9	177.1	80.6	369.35	15:34:25	0.403	176.02	1213.5
0:21:54	2820.80	19446.6	177.0	80.5	379.35	15:44:25	0.396	176.27	1215.2
0:31:54	2821.10	19448.7	176.9	80.5	389.35	15:54:25	0.389	176.57	1217.3
0:41:54	2821.45	19451.1	176.9	80.5	399.35	16: 4:25	0.383	176.92	1219.7
0:51:54	2821.68	19452.6	176.8	80.4	409.35	16:14:25	0.377	177.15	1221.2
1: 1:54	2821.93	19454.4	176.7	80.4	419.35	16:24:25	0.371	177.40	1223.0
1:11:54	2822.17	19456.0	176.7	80.4	429.35	16:34:25	0.365	177.64	1224.7
1:21:54	2822.42	19457.8	176.6	80.3	439.35	16:44:25	0.359	177.89	1226.4
1:31:54	2822.65	19459.3	176.5	80.3	449.35	16:54:25	0.354	178.12	1227.9
1:43:54	2822.94	19461.3	176.5	80.3	461.35	17: 6:24	0.347	178.41	1230.0
1:53:54	2823.12	19462.6	176.4	80.2	471.35	17:16:24	0.342	178.59	1231.2
2: 3:54	2823.41	19464.6	176.4	80.2	481.35	17:26:24	0.337	178.88	1233.2
2:13:54	2823.52	19465.4	176.3	80.2	491.35	17:36:24	0.332	178.99	1234.0
2:23:54	2823.78	19467.1	176.3	80.2	501.35	17:46:24	0.328	179.25	1235.7
2:33:54	2823.98	19468.5	176.2	80.1	511.35	17:56:24	0.323	179.45	1237.2
2:43:54	2824.12	19469.5	176.2	80.1	521.35	18: 6:24	0.319	179.59	1238.1
2:53:54	2824.27	19470.5	176.1	80.1	531.35	18:16:24	0.315	179.74	1239.1
3: 3:54	2824.50	19472.1	176.1	80.1	541.35	18:26:24	0.310	179.97	1240.7
3:13:54	2824.65	19473.2	176.1	80.0	551.35	18:36:24	0.306	180.12	1241.8
3:23:54	2824.76	19474.0	176.0	80.0	561.35	18:46:24	0.302	180.25	1242.7
3:33:54	2824.95	19475.2	176.0	80.0	571.35	18:56:24	0.299	180.42	1243.8
3:43:54	2825.05	19475.9	176.0	80.0	581.35	19: 6:24	0.295	180.52	1244.5
3:53:54	2825.23	19477.1	175.9	80.0	591.35	19:16:24	0.291	180.70	1245.7
4: 3:54	2825.39	19478.2	175.9	79.9	601.35	19:26:24	0.288	180.86	1246.8
4:13:54	2825.45	19479.0	175.9	79.9	611.35	19:36:24	0.284	180.96	1247.6
4:23:54	2825.62	19479.8	175.8	79.9	621.35	19:46:24	0.281	181.09	1248.4
4:33:54	2825.80	19481.1	175.8	79.9	631.35	19:56:24	0.278	181.27	1249.7
4:43:54	2825.83	19481.3	175.8	79.9	641.35	20: 6:24	0.274	181.30	1249.9
4:53:54	2825.98	19482.3	175.7	79.8	651.35	20:16:24	0.271	181.45	1250.9
5: 3:54	2826.18	19483.7	175.7	79.8	661.35	20:26:24	0.268	181.65	1252.3
5:13:54	2826.27	19484.3	175.7	79.8	671.35	20:36:24	0.265	181.74	1252.9
5:23:54	2826.38	19485.1	175.6	79.8	681.35	20:46:24	0.262	181.85	1253.7
5:33:54	2826.47	19485.7	175.6	79.8	691.35	20:56:24	0.259	181.94	1254.3
5:43:54	2826.59	19486.5	175.6	79.8	701.35	21: 6:24	0.257	182.06	1255.1
5:53:54	2826.67	19487.1	175.6	79.8	711.35	21:16:24	0.254	182.14	1255.7
6: 3:54	2826.72	19487.4	175.5	79.7	721.35	21:26:24	0.251	182.19	1256.1
6:13:54	2826.87	19488.5	175.5	79.7	731.35	21:36:24	0.249	182.34	1257.1
6:23:54	2827.01	19489.4	175.5	79.7	741.35	21:46:24	0.246	182.48	1258.0
6:33:54	2827.08	19489.9	175.5	79.7	751.35	21:56:24	0.244	182.55	1258.5

FIELD REPORT NO. 812706

* BOTTOMHOLE PRESSURE LABEL POINT PRINTOUT *

CUSTOMER NAME : BRGM
WELL NAME : GBE 1

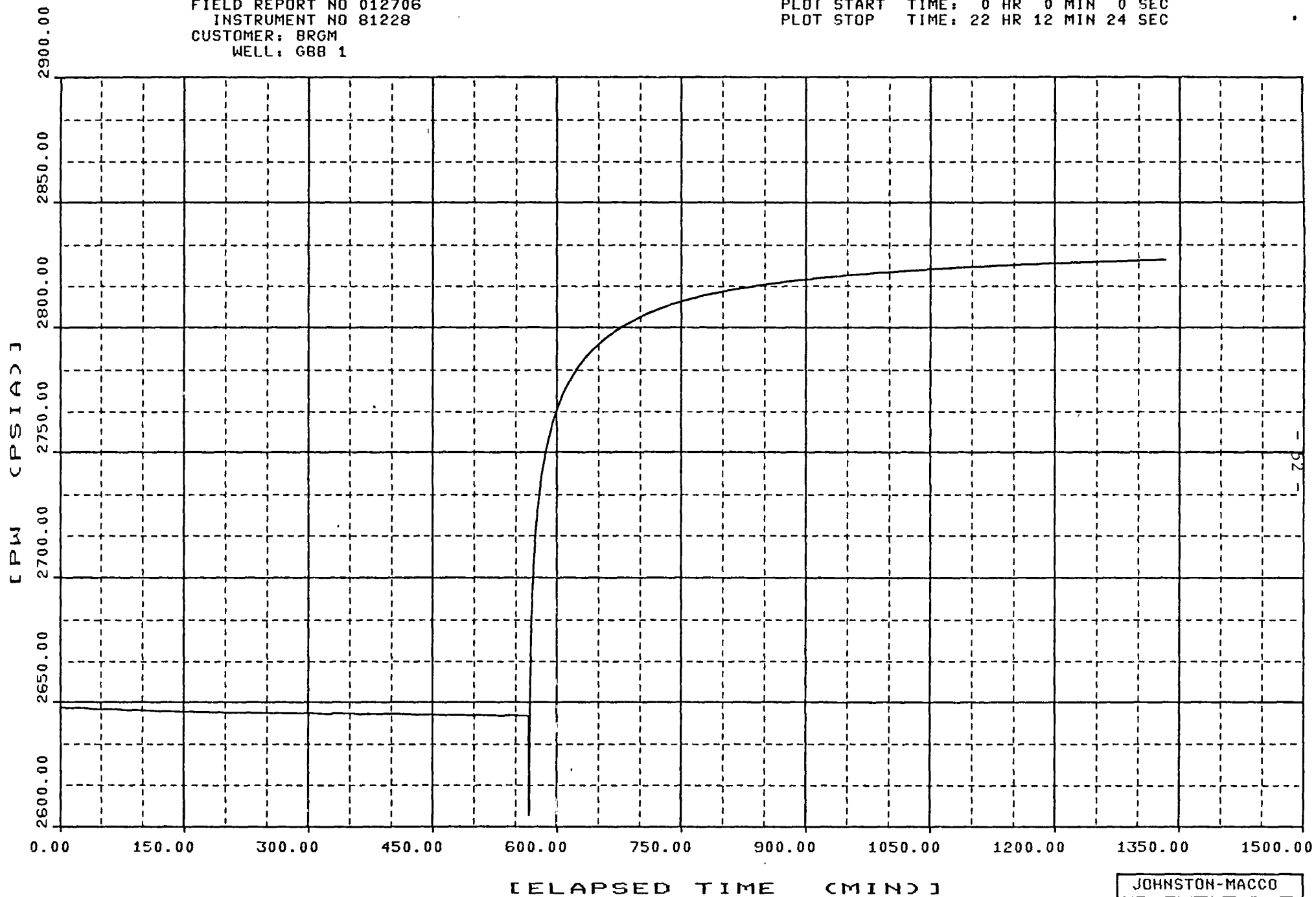
INSTRUMENT # : 81228

TIME OF DAY HH:MM:SS	SHUT-IN PRESSURE PSIA	KPA	SHUT-IN TEMPERATURE DG.F	DG.C	SHUT-IN PERIOD TIME MIN	ELAPSED TIME HH:MM:SS	LOG HORNER TIME	P MINUS P WS PSIA	P WF KPA
6:43:54	2827.14	19490.3	175.4	79.7	761.35	22: 6:24	0.241	182.61	1258.9
6:49:54	2827.23	19490.9	175.4	79.7	767.35	22:12:24	0.240	182.70	1259.5

FIELD REPORT NO. 012706

FIELD REPORT NO 012706
INSTRUMENT NO 81228
CUSTOMER: BRGM
WELL: G88 1

PLOT START TIME: 0 HR 0 MIN 0 SEC
PLOT STOP TIME: 22 HR 12 MIN 24 SEC



JOHNSTON-MACCO
SCHLUMBERGER

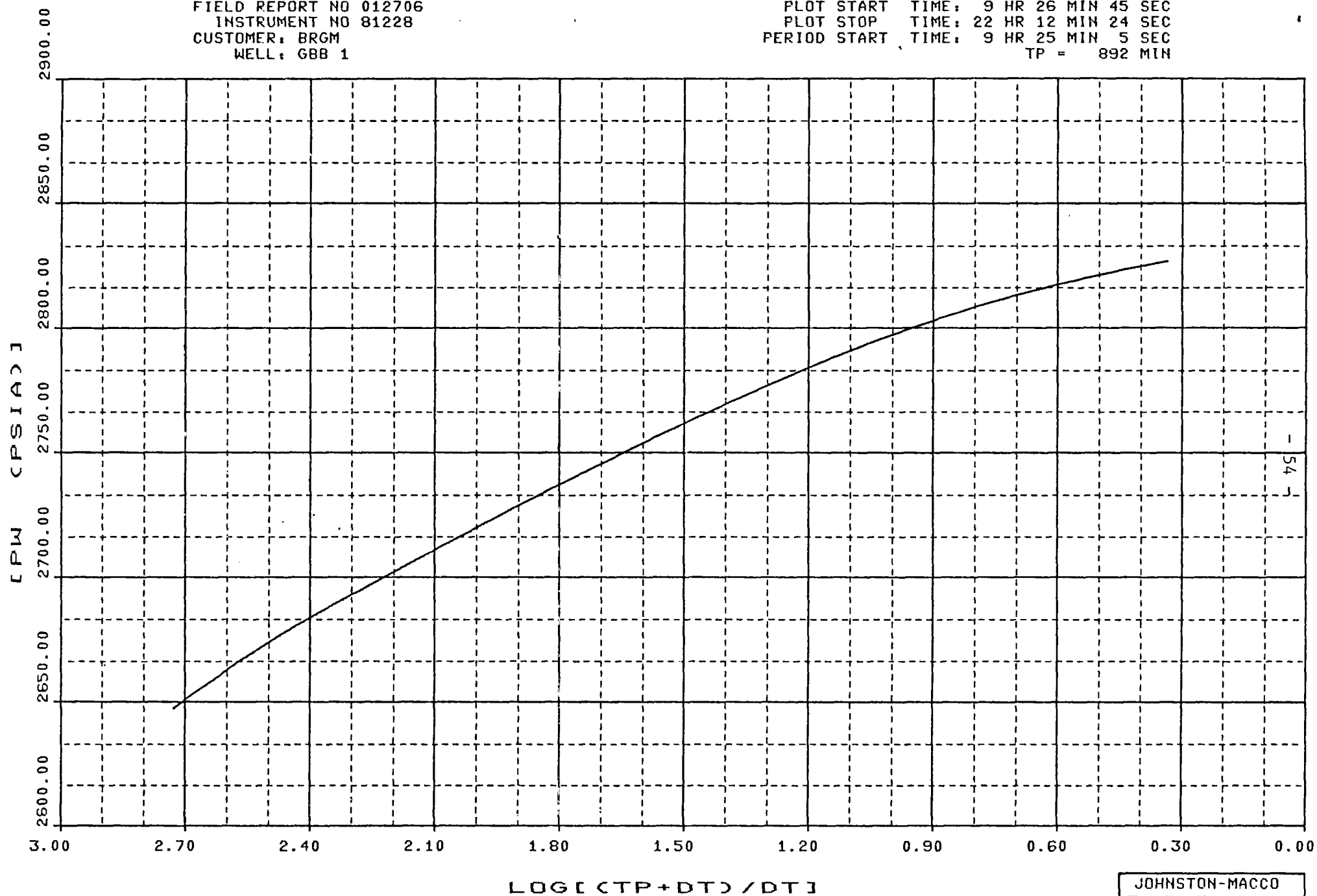
FIELD REPORT NO 012706
INSTRUMENT NO 81228
CUSTOMER: BRGM
WELL: GBB 1

PLOT START TIME: 0 HR 0 MIN 0 SEC
PLOT STOP TIME: 22 HR 12 MIN 24 SEC



FIELD REPORT NO 012706
INSTRUMENT NO 81228
CUSTOMER: BRGM
WELL: GBB 1

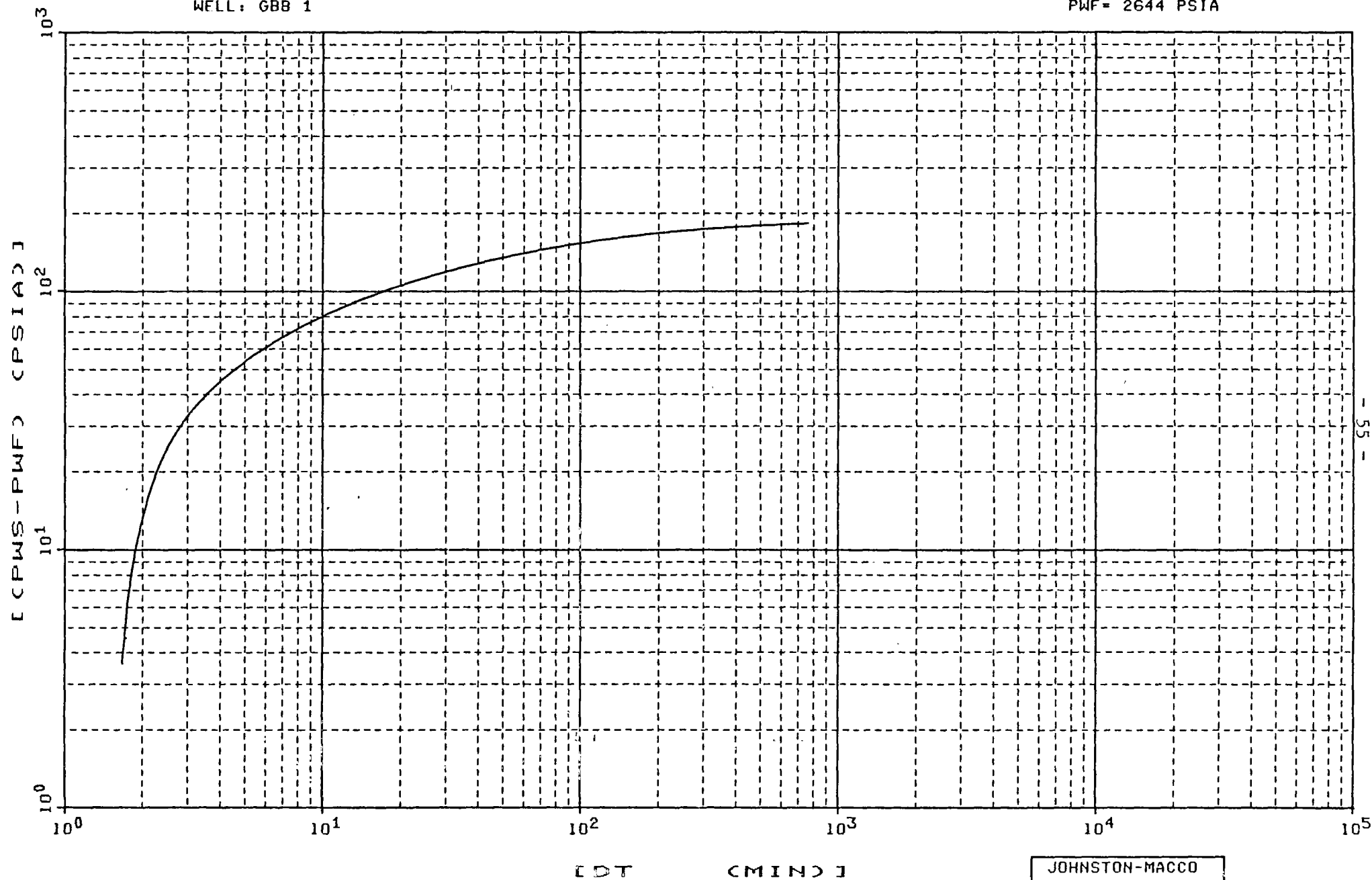
PLOT START TIME: 9 HR 26 MIN 45 SEC
PLOT STOP TIME: 22 HR 12 MIN 24 SEC
PERIOD START TIME: 9 HR 25 MIN 5 SEC
TP = 892 MIN



JOHNSTON-MACCO
SCHLUMBERGER

FIELD REPORT NO 012706
INSTRUMENT NO 81228
CUSTOMER: BRGM
WELL: GBB 1

PLOT START TIME: 9 HR 26 MIN 45 SEC
PLOT STOP TIME: 22 HR 12 MIN 24 SEC
PERIOD START TIME: 9 HR 25 MIN 5 SEC
PWF = 2644 PSIA



JOHNSTON-MACCO
SCHLUMBERGER