

B. R. G. M.  
DEPARTEMENT GEOTHERMIE  
Ref. : 4/81/OFE  
AM/CC

Orléans, le 5 Janvier 1981

MELLERAY - FORAGE GMY2

INTERPRETATION DU TEST DE FORMATION DU 07/12/80

SOMMAIRE

- I - RESUME ET RAPPEL DES CARACTERISTIQUES
- II - INTERPRETATION DE L'ESSAI
  - II.1 - Caractéristiques de l'essai
  - II.2 - Interprétation de l'essai
  - II.3 - Conclusions
  - II.4 - Tableau récapitulatif
- III - ANNEXES

# I - RESUME ET RAPPEL DES CARACTERISTIQUES.

L'interprétation de l'évolution de la remontée de pression consécutive à l'essai de production à débit constant montre un réservoir de perméabilité moyenne (de l'ordre de 13 D.m) et un ouvrage non endommagé (facteur de skin voisin de zero).

## Rappel des caractéristiques :

Niveaux producteurs	entre 1418 m et 1606 m
Hauteur productrice	h = 34 m
Porosité moyenne	$\phi = 17 \%$
Température stabilisée à 1370 m au débit de 47.6 m <sup>3</sup> /h	Tf = 73. C
Viscosité moyenne de l'eau	u = 0.41 cp
Salinité moyenne	= 38 g/l
Compressibilité totale	Ct = 9.7 10 <sup>-5</sup> atm
Pression artésienne	Par = 5 kg/cm <sup>2</sup>
Pression statique extrapolée	Pe = 144.2 kg/cm <sup>2</sup> abs

		moyen	log-log	d'après Horner	MDH
transmissivité relative	kh/u	32.3	30.44	32.26	34.03 D. m/cp
Transmissivité intrinsèque	kh	13.2	12.48	13.20	13.95 D. m
Perméabilité intrinsèque	k	0.39	0.37	0.39	0.41 D
Facteur de skin	S	0.	-0.33	-0.01	+0.3

## II - INTERPRETATION DE L'ESSAI DU 07/12/1980

---

L'enregistrement de pression utilisé pour l'interprétation a été réalisé par Flopetrol du 7/12/80 à 20h40 au 8/11/80 à 12h à l'aide d'une sonde de précision de type TPTT. L'enregistrement a été effectué après les travaux de développement de l'ouvrage, et concerne la remontée de pression consécutive à l'essai de production artésien d'une durée d'environ 13 heures.

### II.1 - CARACTERISTIQUES DE L'ESSAI :

---

- début du pompage . (07/12/80)..... t = 07.00.00
- arrêt du pompage . (08/12/80)..... t = 22.40.00
- durée du pompage ..... tp = 15h40
- fin de remontée de pression . (08/12/80).... t = 12.00.00
- débit nominal moyen ..... Q = 47.6 m<sup>3</sup>/h
- température à 1370 m au débit nominal .... Tf = 73.0 C  
(température de mélange durant  
la production )
- position de la sonde TPTT ..... 1370 m/sol
- rayon du forage dans le réservoir ..... 6 "

## II. 2 - INTERPRETATION DE L'ESSAI :

### II. 2. 1 - Hauteur productive et porosité du réservoir :

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

hauteur productive  $h = 34$  m  
porosité moyenne  $\phi = 17$  %

### II. 2. 2 - Salinité moyenne :

La salinité est connue à partir des mesures sur échantillons d'eau prélevés durant l'essai. Les échantillons prélevés en fin d'essai ont une salinité totale de l'ordre de  $36\text{g/l}$ .

### II. 2. 3 - Compressibilité totale moyenne :

Les zones productrices étant réparties entre 1418 et 1606 m la compressibilité est évaluée à la profondeur moyenne de 1500 m.

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

$$C_w = 4.3 \cdot 10^{-5} \text{ atm}^{-1}$$

pour une pression de confinement de 150 atm et une température de 73 C.

D'après l'abaque de Hall, et pour une porosité de 17 %, la compressibilité effective de la roche vaut :

$$C_r = 5.4 \cdot 10^{-5} \text{ atm}^{-1}$$

d'où la compressibilité totale :

$$C_t = 9.7 \cdot 10^{-5} \text{ atm}^{-1}$$

### II. 2. 4 - Viscosité de l'eau de la formation :

La viscosité estimée d'après l'abaque de Chesnut est de l'ordre de :

$$\mu = 0.41 \text{ cp}$$

### II.2.5 - Perméabilité et facteur de skin :

La perméabilité et le facteur de skin sont déterminés à partir de l'enregistrement de la remontée de pression finale avec la sonde TPTT en place à 1370 m.

Les points expérimentaux sont donnés au tableau I et représentés en graphique log-log et semi-log aux figures 1,2 et 3.

#### a/ - Courbe type (diagramme log-log)

La première estimation des paramètres est effectuée à l'aide de l'abaque Flopetrol (SPE 8205, 1979) et du report des points expérimentaux en graphique bi-log (figure 2).

Point de coïncidence des graphiques :

$$dP = 1.0 \text{ kg/cm}^2$$

$$PD = 1.4$$

$$dt = 1.0 \text{ h}$$

$$tD/CD = 1700$$

$$CD_{exp}(2S) = 1000$$

La validité de la superposition implique dans ce cas :  
 $dt/tp < 1.5$ , tous les points expérimentaux peuvent donc être utilisés.

Transmissivité :

$$PD = \frac{2. \pi. kh. dP}{Q. u} \quad \text{d'où}$$

$$\frac{kh}{u} = \frac{PD. Q}{2\pi. dP}$$

$$\frac{kh}{u} = 3044 \text{ D. cm/cp}$$

$$\text{avec } u = 0.41 \text{ cp}$$

$$kh = 12.48 \text{ D. m}$$

$$\text{et } h = 34 \text{ m}$$

$$k = 0.367 \text{ D}$$

Facteur de skin :

$$C = 2. \pi \frac{kh}{u} \frac{dt}{tD} = 40504 \text{ cm}^3/\text{atm}$$

$$CD = \frac{C}{2\pi \cdot \phi \cdot Ct \cdot h \cdot rw} = 1960$$

et avec  $S = 0.5 \ln (CD \cdot \exp(2S)/CD)$

il vient  $S = -0.33$

b/ - Méthode de HORNER :

Le report de la figure 2 représente la variation de la pression de fermeture  $P_{ws}$  en fonction de la variable  $(t_p + dt)/dt$  où  $t_p$  est la durée de production, et  $dt$  le temps écoulé depuis l'arrêt du pompage.

On notera que les points expérimentaux ne sont pas alignés comme sur un graphe de Horner conventionnel; ce qui traduit une divergence par rapport à l'hypothèse usuelle d'un réservoir homogène d'épaisseur constante et d'extension infinie. L'infléchissement de la courbe, suivi d'une portion rectiligne conduisent à envisager deux hypothèses :

- soit l'existence d'un phénomène de " drainance " ( schéma de Boulton ) lié à la structure multicouche du réservoir. Certaines couches participent au débit ( ou à la représentation ) avec un certain retard, d'où la manifestation temporaire d'une perméabilité plus élevée,
- soit l'existence d'une variation latérale de faciès : diminution de la mobilité latérale, variation de l'épaisseur  $h$ , etc.. On notera par exemple quelques différences entre les distributions des niveaux producteurs sur les logs des deux forages GMY1 et GMY2.

Pour l'interprétation, on retiendra que la dernière portion linéaire du graphe est significative du comportement du réservoir à long terme.

Limite de validité :

-----

Le début de validité de la méthode de Horner estimé à partir de l'abaque SPE vaut :

$$dt \neq 0.07 \text{ h} \quad \text{et} \quad (t_p + dt)/dt \neq 225$$

Transmissivité :

-----

La pente moyenne de la droite vaut :

$$m = 0.775 \text{ kg/cm}^2, \text{ décade}$$

d'où

$$\frac{kh}{u} = \frac{0.183 \text{ D}}{m} = 3226 \text{ D. cm/ep}$$

$$kh = 13.2 \text{ D. m}$$

$$\text{et avec } h = 34 \text{ m} \quad k = 0.389 \text{ D.}$$

Facteur de skin :

-----

Pression extrapolée pour le calcul :  $P(1h) = 143.58 \text{ kg/cm}^2$

$$S = 1.15 \left[ \frac{dP(1h)}{m} - \text{Log} \left( \frac{k}{0.01 \text{ Ct. rw}} \right) - 3.9077 \right]$$

$$\text{soit } S = -0.01$$

Pression statique extrapolée :

-----

$$P^* = 144.2 \text{ kg/cm}^2$$

c/ - Méthode de MILLER-DYES-HUTCHINSON :

-----

Pour les faibles valeurs de la durée de fermeture  $dt$ , la pression  $P_{ws}$  est reportée en fonction de  $\text{Log}(dt)$ .

La limite de validité est ici identique à celle de la méthode de HORNER.

Transmissivité :

-----

Pente moyenne  $m = 0.735 \text{ kg/cm}^2, \text{décade}$

$$\text{d'où} \quad \frac{kh}{u} = 0.183 \frac{Q}{m} = 3403 \text{ D. cm/cp}$$

$$kh = 13.95 \text{ D. m}$$

$$k = 0.410 \text{ D avec } h = 34 \text{ m}$$

Facteur de skin :

-----

Pression extrapolée pour le calcul  $P(1h) = 143.54 \text{ kg/cm}^2$

il vient :

$$S = + 0.3$$



## II.3 - CONCLUSIONS

---

L'interprétation de l'évolution de la remontée de pression consécutive à l'essai de production à débit constant montre un réservoir de perméabilité moyenne (de l'ordre de 13 D.m) et un ouvrage non endommagé (facteur de skin voisin de 0).

La perméabilité déterminée par le test au forage GMY2 apparaît ainsi plus faible que celle déduite des essais sur le premier forage ( # 15.4 D.m ).

L'anomalie constatée sur la courbe de remontée de pression peut être attribuée en première analyse, soit au clivage des niveaux producteurs ( effet de multicouche ), soit à l'existence d'une variation latérale de faciès ( non homogénéité de l'épaisseur des couches les plus productrices par exemple ).

En l'absence d'informations plus précises qui pourraient être déduites d'un test d'interférence ou de plus longue durée, la valeur de perméabilité obtenue en GMY2 peut être retenue pour l'estimation du débit d'exploitation du doublet.

MELLERAY 2

REMONTÉE DE PRESSION DU 08/12/80

DURÉE DE PRODUCTION = 15.683 Heures

Pwfo ..... = 138.240 Kg/cm<sup>2</sup>

no du	t	dt	dp	tp+dt	p
point	(heures)	(heures)	(kg/cm <sup>2</sup> )	dt	(kg/cm <sup>2</sup> )
1	22.39.58	.00778	.036	2017.328	138.276
2	22.40.0	.00833	.291	1883.029	138.531
3	22.40.5	.00972	1.552	1614.220	139.792
4	22.40.11	.01139	3.322	1378.087	141.562
5	22.40.15	.01250	3.607	1255.590	141.847
6	22.40.20	.01389	3.570	1130.166	141.810
7	22.40.25	.01528	3.753	1027.540	141.993
8	22.40.30	.01667	3.847	942.014	142.087
9	22.40.35	.01805	3.899	869.644	142.139
10	22.40.42	.02000	3.976	785.149	142.216
11	22.40.45	.02083	3.997	753.777	142.237
12	22.40.50	.02222	4.038	706.741	142.278
13	22.40.56	.02389	4.077	657.494	142.317
14	22.41.0	.02500	4.100	628.343	142.340
15	22.41.5	.02639	4.127	595.332	142.367
16	22.41.10	.02778	4.147	565.622	142.387
17	22.41.15	.02917	4.171	538.705	142.411
18	22.41.20	.03056	4.193	514.270	142.433
19	22.41.25	.03194	4.200	491.959	142.440
20	22.41.30	.03333	4.227	471.507	142.467
21	22.41.35	.03472	4.240	452.691	142.480
22	22.41.41	.03639	4.257	431.998	142.497
23	22.41.45	.03750	4.265	419.218	142.505
24	22.41.50	.03889	4.297	404.285	142.537
25	22.42.0	.04167	4.313	377.389	142.553
26	22.42.5	.04306	4.320	365.250	142.560
27	22.42.10	.04445	4.328	353.870	142.568
28	22.42.15	.04584	4.342	343.166	142.582
29	22.42.20	.04722	4.350	333.105	142.590
30	22.42.26	.04889	4.364	321.781	142.604
31	22.42.30	.05000	4.372	314.659	142.612
32	22.42.48	.05500	4.403	286.140	142.643

---

no du	t	dt	dp	tp+dt	p
point	(heures)	(heures)	(kg/cm2)	dt	(kg/cm2)

---

33	22. 42. 58	. 05778	4. 414	272. 435	142. 654
34	22. 43. 11	. 06139	4. 427	256. 471	142. 667
35	22. 43. 15	. 06250	4. 435	251. 926	142. 675
36	22. 43. 20	. 06389	4. 444	246. 472	142. 684
37	22. 43. 30	. 06667	4. 450	236. 247	142. 690
38	22. 43. 40	. 06944	4. 468	226. 839	142. 708
39	22. 43. 50	. 07222	4. 483	218. 150	142. 723
40	22. 44. 0	. 07500	4. 494	210. 109	142. 734
41	22. 44. 10	. 07778	4. 510	202. 643	142. 750
42	22. 44. 20	. 08056	4. 513	195. 686	142. 753
43	22. 44. 30	. 08333	4. 524	189. 199	142. 764
44	22. 44. 50	. 08889	4. 543	177. 435	142. 783
45	22. 45. 0	. 09167	4. 547	172. 090	142. 787
46	22. 45. 10	. 09444	4. 555	167. 059	142. 795
47	22. 45. 20	. 09722	4. 565	162. 313	142. 805
48	22. 45. 30	. 10000	4. 579	157. 833	142. 819
49	22. 46. 0	. 10833	4. 596	145. 769	142. 836
50	22. 46. 30	. 11667	4. 604	135. 428	142. 844
51	22. 47. 0	. 12500	4. 626	126. 467	142. 866
52	22. 47. 30	. 13333	4. 640	118. 625	142. 880
53	22. 48. 0	. 14167	4. 650	111. 706	142. 890
54	22. 48. 30	. 15000	4. 669	105. 556	142. 909
55	22. 49. 0	. 15833	4. 685	100. 052	142. 925
56	22. 50. 0	. 17500	4. 709	90. 618	142. 949
57	22. 51. 0	. 19167	4. 729	82. 826	142. 969
58	22. 52. 0	. 20833	4. 754	76. 280	142. 994
59	22. 53. 0	. 22500	4. 770	70. 704	143. 010
60	22. 54. 0	. 24167	4. 788	65. 897	143. 028
61	22. 55. 0	. 25833	4. 798	61. 710	143. 038
62	22. 56. 0	. 27500	4. 812	58. 030	143. 052
63	22. 57. 0	. 29167	4. 826	54. 771	143. 066
64	22. 58. 0	. 30833	4. 837	51. 865	143. 077
65	22. 59. 0	. 32500	4. 849	49. 256	143. 089
66	23. 0. 0	. 34167	4. 863	46. 902	143. 103
67	23. 2. 0	. 37500	4. 878	42. 822	143. 118
68	23. 4. 0	. 40833	4. 896	39. 408	143. 136
69	23. 8. 0	. 47500	4. 924	34. 018	143. 164
70	23. 10. 0	. 50833	4. 946	31. 852	143. 186
71	23. 12. 0	. 54167	4. 960	29. 954	143. 200
72	23. 16. 0	. 60833	4. 985	26. 781	143. 225
73	23. 20. 0	. 67500	5. 003	24. 235	143. 243
74	23. 30. 0	. 84167	5. 051	19. 634	143. 291
75	23. 40. 0	1. 00833	5. 083	16. 554	143. 323
76	23. 50. 0	1. 17500	5. 119	14. 348	143. 359

---

---

no du	t	dt	dp	tp+dt	p
point	(heures)	(heures)	(kg/cm2)	dt	(kg/cm2)
<hr/>					
77	0. 0. 1	1. 34195	5. 140	12. 687	143. 380
78	0. 5. 0	1. 42500	5. 153	12. 006	143. 393
79	0. 11. 0	1. 52500	5. 166	11. 284	143. 406
80	0. 20. 0	1. 67500	5. 181	10. 363	143. 421
81	0. 30. 0	1. 84167	5. 201	9. 516	143. 441
82	0. 40. 55	2. 02361	5. 217	8. 750	143. 457
83	0. 51. 0	2. 19167	5. 237	8. 156	143. 477
84	1. 0. 54	2. 35667	5. 254	7. 655	143. 494
85	1. 10. 0	2. 50833	5. 267	7. 252	143. 507
86	1. 20. 0	2. 67500	5. 284	6. 863	143. 524
87	1. 30. 0	2. 84167	5. 297	6. 519	143. 537
88	1. 50. 0	3. 17500	5. 310	5. 940	143. 550
89	2. 0. 0	3. 34167	5. 333	5. 693	143. 573
90	2. 10. 0	3. 50833	5. 342	5. 470	143. 582
91	2. 20. 0	3. 67500	5. 352	5. 268	143. 592
92	2. 30. 0	3. 84167	5. 370	5. 082	143. 610
93	2. 40. 0	4. 00833	5. 372	4. 913	143. 612
94	3. 0. 0	4. 34167	5. 394	4. 612	143. 634
95	3. 20. 0	4. 67500	5. 412	4. 355	143. 652
96	3. 40. 0	5. 00833	5. 422	4. 131	143. 662
97	4. 0. 0	5. 34167	5. 438	3. 936	143. 678
98	4. 20. 0	5. 67500	5. 455	3. 764	143. 695
99	4. 40. 0	6. 00833	5. 469	3. 610	143. 709
100	5. 0. 0	6. 34167	5. 472	3. 473	143. 719
101	5. 20. 0	6. 67500	5. 491	3. 350	143. 731
102	5. 40. 0	7. 00833	5. 514	3. 238	143. 754
103	6. 0. 0	7. 34167	5. 514	3. 136	143. 754
104	6. 30. 0	7. 84167	5. 529	3. 000	143. 769
105	7. 0. 0	8. 34167	5. 542	2. 880	143. 782
106	7. 30. 0	8. 84167	5. 567	2. 774	143. 807
107	8. 0. 0	9. 34167	5. 578	2. 679	143. 818
108	8. 30. 0	9. 84167	5. 579	2. 594	143. 819
109	9. 0. 0	10. 34167	5. 590	2. 517	143. 830
110	9. 30. 0	10. 84167	5. 602	2. 447	143. 842
111	10. 0. 0	11. 34167	5. 633	2. 383	143. 873
112	10. 28. 2	11. 80889	5. 633	2. 328	143. 873
113	11. 0. 0	12. 34167	5. 639	2. 271	143. 879
114	11. 30. 0	12. 84167	5. 650	2. 221	143. 890
115	12. 0. 0	13. 34167	5. 662	2. 176	143. 902

---

VARIATION PRESSION EN KG/CM2

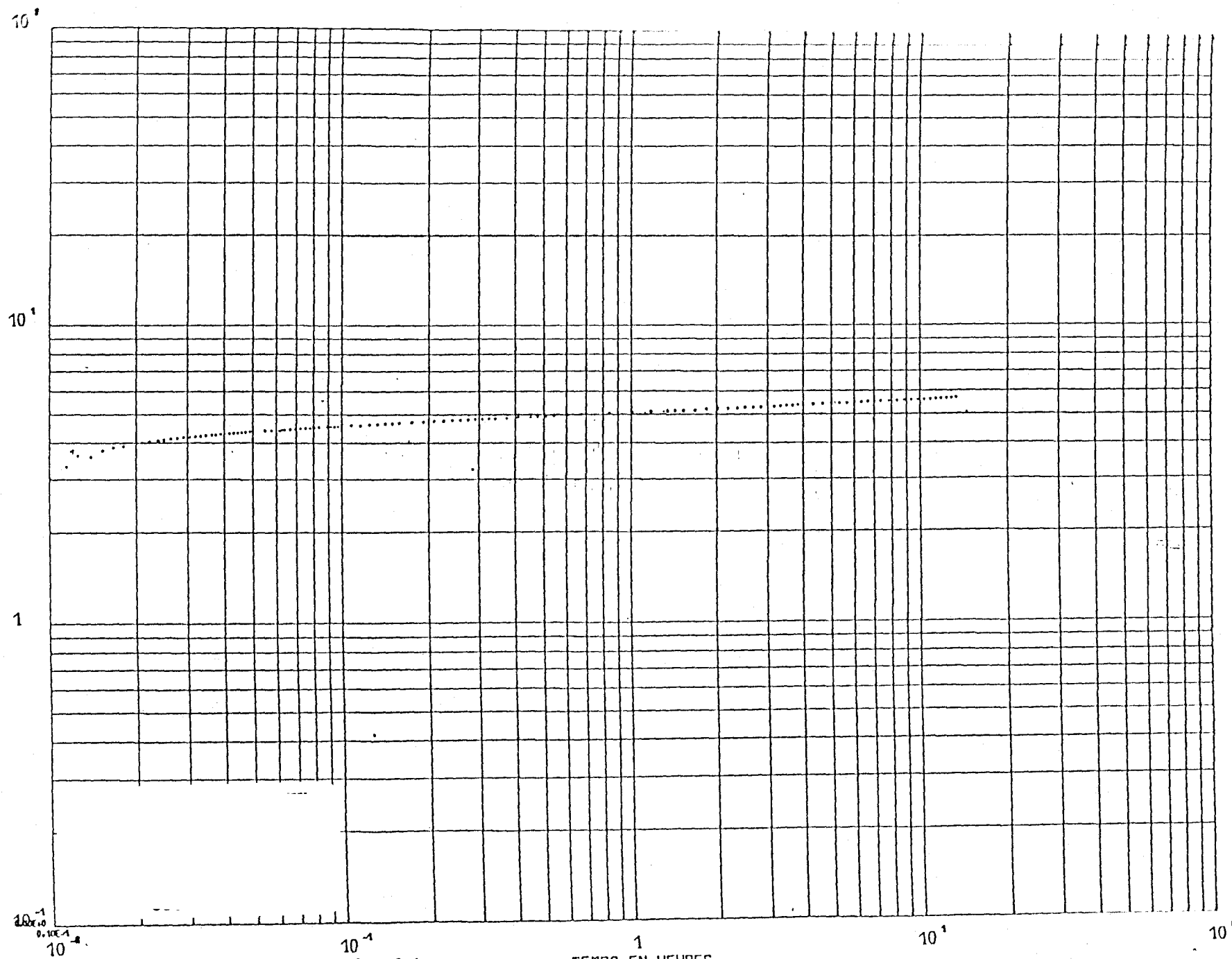


FIGURE 1 - TEST DE FORMATION - MELLERAY 2  
REMONTÉE DE PRESSION APRES FERMETURE-DIAGRAMME LOG-LOG

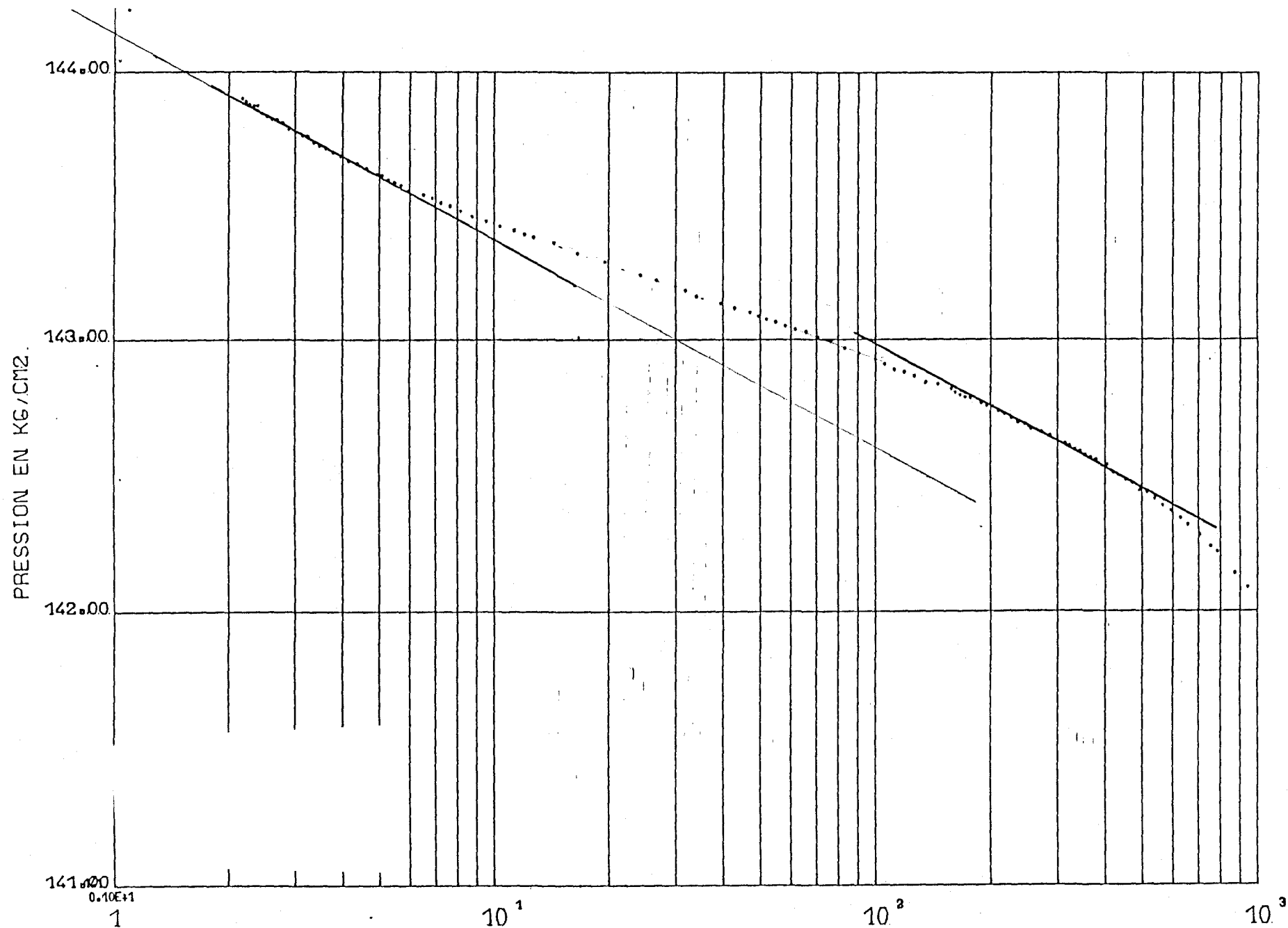


FIGURE 2.- (TP+DT)/DT  
 TEST DE FORMATION - MELLERAY 2  
 REMONTEE DE PRESSION APRES FERMETURE-DIAGRAMME DE HORNER

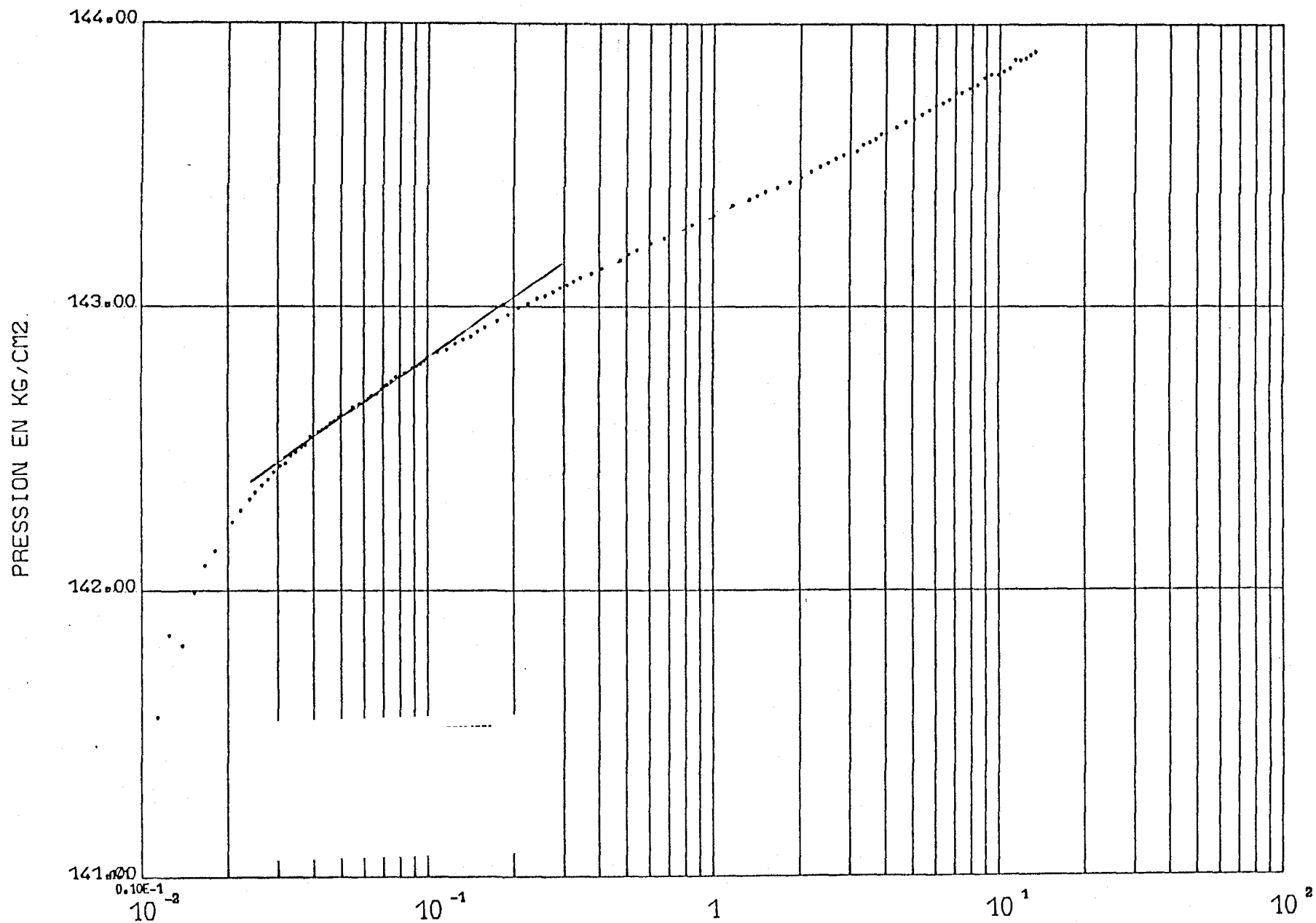


FIGURE 3 - TEST DE FORMATION - MELLERAY 2.  
 REMONTEE DE PRESSION APRES FERMETURE-DIAGRAMME SEMI LOG (MDH)