

Universidad Nacional de Ingenieria
FACULTAD DE PETROLEO



EVALUACION DE RESERVAS DE GAS
POZO : WAN
T E S I S

PRESENTADO POR

WILMER AREVALO NIMA

Promoción : 85 -1

Para Optar el Grado de Bachiller
en Ingeniería de Petróleo

LIMA - PERU
1986

EVALUACION DE RESERVAS DE GAS

POZO: WAN

A mis Padres y Hermanos

*A mis Maestros
con profunda gratitud*

PROLOGO

El presente trabajo monográfico que expongo a la consideración de los señores miembros del Jurado al cual he intitulado: "EVALUACION DE RESERVAS DE GAS. POZO: WAN" para optar el título de BACHILLER EN INGENIERIA DE PETROLEO, tiene la intención de dar a conocer un nuevo método para calcular las reservas de gas en un determinado pozo, usando el concepto de las Seudo-presiones reducidas. Es también mi propósito presentar el estudio en la forma más sencilla y clara para su mejor comprensión y aprendizaje.

Seguro estoy de que la presentación de mi tesis contribuirá a incrementar aún más los conocimientos de los estudiantes de Ingeniería de Petróleo y a los lectores interesados en el tema.

Por otro lado, deseo agradecer al Sr. Decano de la Facultad de Petróleo, Ing.: ARTURO BURGA ACOSTA, a su Cuerpo de Catedráticos y a las autoridades universitarias por todos los servicios y atenciones recibidas durante mi formación profesional, asimismo hago extensivo mi agradecimiento a los Ingenieros de Petróleo del Departamento de Reservorios de PETROMAR, que colaboraron desinteresadamente para la culminación de mi Tema.

Para terminar, mi agradecimiento al Ing. VICTOR CATAÑO CAUTI, Catedrático del Curso "Valuación de Yacimientos Petrolíferos", quién tuvo la gentileza de revisar y corregir la Tesis.

Lima, 28 de Abril de 1986

INDICE GENERAL

	<u>Pag. N°.</u>
- PROLOGO	4
- INTRODUCCION	6
- ANALISIS DE LA COMPOSICION DEL GAS Y PROPIEDADES DEL GAS	7
-Viscosidad del Gas, μg .	8
-Factor de Volumen de Formación del Gas, B_g .	8
-Cálculo de la Compresibilidad total, C_t .	8
-Cálculo de la Seudo-Presión, $m(p)$	9
- RESULTADOS DE LAS CARTAS DE PRESION	14
- METODO MODIFICADO DE HORNER	21
- ANALISIS DE LA FIG. #2 PARA CALCULAR \bar{P}	25
- CALCULO DE LA PRESION ESTATICA PROMEDIO DEL RESERVORIO, (\bar{p})	26
- GRADIENTE DE PRESION ESTATICA, CALCULOS	28
- CALCULO DE LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACION, (K)	31
- CALCULO DEL DAÑO EN LA FORMACION, (S)	33
- EVALUACION DE RESERVAS DE GAS, CALCULOS	34
- CONCLUSIONES	41
- APENDICES.	42
- NOMENCLATURA	51
- REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	52

INTRODUCCION:

La presentación de la Tesis intitulada "EVALUACION DE RESERVAS DE GAS POZO: WAN" tiene como objetivo hacer llegar a los estudiantes de petróleo, Ingenieros de Petróleo y personas interesadas en el Tema, los resultados obtenidos en la interpretación de los datos de presión tomados durante la prueba de restauración de presión, llevada a cabo los días del 6-9/01/86 en el pozo anteriormente mencionado.

Los parámetros principales para calcular las reservas de gas en dicho pozo vienen a ser la presión promedio del reservorio (\bar{p}) y el factor de desviación del gas (Z) a dicha presión.

La presión promedio del reservorio fue encontrada usando el Método modificado de Horner, desarrollado por Odeh y Al-Hussainy, el cual tiene mucha aplicación en la Ingeniería de Reservorios para calcular presiones cuando se trata de yacimientos de gas.

La sustitución de la presión por la Seudo-presión del gas tiene la ventaja de permitir a las ecuaciones para sistemas de flujo radial de gases en estado estable e inestable, obtener resultados más precisos y acordes con la realidad.

"ANALISIS DE LA COMPOSICION DEL GAS"

<u>Hidrocarburos</u>	<u>Composición, %</u>	<u>Peso Molecular (M)</u>	<u>Peso Molec. Promedio (\bar{M})</u>
C1	98.2	16.04	15.75
C2	0.8	30.07	0.24
C3	-	44.09	-
i-C4	0.1	58.12	0.06
n-C4	0.1	58.12	0.06
i-C5	-	72.15	-
n-C5	-	72.15	-
CO2	-	44.01	-
O2	0.6	32.00	0.19
N2	0.2	28.02	0.06
			$\bar{M} = \underline{\underline{16.36}}$

$$GE = \frac{\bar{M}}{28.97} = \frac{16.36}{28.97} = 0.565$$

Luego, de la Fig. #1.2 Craft & Hawkins obtenemos la presión y temperatura Seudo-crítica:

$$P_{sc} = 672 \text{ Psia} \quad T_{sc} = 355^\circ\text{R} \quad \checkmark$$

La presión y temperatura Seudo-reducidas será:

$$P_{sr} = \frac{P_i}{P_{sc}} = \frac{1708}{672} = 2.54$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} = \frac{570}{355} = 1.61$$

Y de la Fig. #1.3 Craft & Hawkins obtenemos : $Z=0.84$

Donde: - Presión Inicial = 1693 Psig (1708 Psia)

-Temp. Reservoirio = 110°F (570°R) a 4498' VD
5568' MD

*VISCOSIDAD DEL GAS, μ_g .

De la Fig. 6.3 Craft & Hawkins obtenemos:

$$\mu_1 = 0.0114 \text{ cps a } 1 \text{ atm y } 110^\circ\text{F}$$

De la Fig. 6.4 Craft & Hawkins obtenemos la razón de viscosidades en función de la presión y temperatura Seudo-reducidas.

$$\mu_g/\mu_1 = 1.29$$

Luego:

$$\mu_g = 1.29 \mu_1 = 1.29 \times 0.0114 = 0.014706 \text{ cps.}$$

*FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION DEL GAS, B_g

$$B_g = 28.269 \frac{ZT}{P_i} = 28.269 \times \frac{0.84 \times 570}{1708} ; \left(\frac{\text{Ft}^3}{\text{MSCF}} \right)$$

Operando:

$$B_g = 7.9246 \text{ Ft}^3 / \text{MSCF}$$

*CALCULO DE LA COMPRESIBILIDAD TOTAL, C_t

$$C_t = C_g S_g + C_w S_w + C_f \text{ -----} (1)$$

de los registros eléctricos obtenemos:

$$\phi = 15\%$$

$$S_w = 41.6\%$$

de la Fig. 3.16 Craft, obtenemos:

$$C_f = 4 \times 10^{-6} \text{ Psi}^{-1}$$

Como:

$$P_{sr} = 2.54$$

$$T_{sr} = 1.61 ; P_{sc} = 672 \text{ Psia}$$

de la Fig. 6.10 Craft, obtenemos: $C_{sr} = 0.42$

Como: $C_{sr} \equiv C_g \times P_{sc} \Rightarrow C_g = \frac{C_{sr}}{P_{sc}}$

Reemplazando: $C_g = \frac{0.42}{672} \Rightarrow C_g = 625 \times 10^{-6} \text{ Psi}^{-1}$

Como: $S_w = 41.6\% \Rightarrow S_g = 58.4\%$

de la Fig. 3.15 Craft, obtenemos: $C_w = 3.02 \times 10^{-6} \text{ Psi}^{-1}$

Luego reemplazamos todos los valores en (1)

$$C_t = 625 \times 10^{-6} \times 0.584 + 3.02 \times 10^{-6} \times 0.416 + 4 \times 10^{-6}$$

$$\Rightarrow C_t = 370.26 \times 10^{-6} \text{ Psi}^{-1}$$

$$\Rightarrow (\mu C_t) = 0.0147 \times 370.26 \times 10^{-6} \Rightarrow (\mu C_t) = 5.443 \times 10^{-6} \text{ cp} \times \text{Psi}^{-1}$$

*CALCULO DE LA SEUDO-PRESION, $M(p)$

Si despejamos el valor de $m(p)$ de la fórmula presentada en la Tabla 1, el valor de la constante al cual llamaré "A" será:

$$A = \frac{2(P_{sc})^2 T_{sr}}{\mu_g} = \frac{2(672)^2 \times 1.61}{0.014706} = 9.8878041 \times 10^7 \frac{\text{Psi}^2}{\text{cp}}$$

A continuación construiré una Tabla para calcular los valores de Seudo-presión, correspondientes a valores de Seudo-presiones reducidas Arbitrarias (Ver Tabla 1).

INTERPOLACION PARA CALCULAR
LA PSEUDO-PRESION, $m(p)$

Ref: Odeh & Al-Hussainy
JPT May, 1971

TABLE 1
$$\frac{\mu_i m(p)}{2(\rho_{prc})^2 T_{pr}} = \int_{0.2}^{p_{pr}} \frac{\rho_{pr} dp_{pr}}{T_{pr} \frac{\mu}{\mu_i} (\rho_{pr}) Z (\rho_{pr})}$$

Values of Integral for Pseudo-Reduced Temperature T_{pr} of

Pseudo-
Reduced
Pressure

P_{pr}	1.05	1.15	1.30	1.50	1.75	2.00	2.50	3.00
0.30	0.0257	0.0229	0.0198	0.0170	0.0145	0.0126	0.0100	0.0083
0.40	0.0623	0.0553	0.0477	0.0409	0.0348	0.0303	0.0241	0.0200
0.50	0.1102	0.0971	0.0839	0.0716	0.0609	0.0530	0.0421	0.0349
0.60	0.1698	0.1485	0.1283	0.1091	0.0927	0.0807	0.0640	0.0532
0.70	0.2418	0.2103	0.1810	0.1532	0.1303	0.1132	0.0898	0.0747
0.80	0.3264	0.2835	0.2419	0.2037	0.1734	0.1505	0.1194	0.0993
0.90	0.4236	0.3678	0.3111	0.2608	0.2221	0.1927	0.1529	0.1271
1.00	0.5326	0.4631	0.3889	0.3246	0.2763	0.2397	0.1902	0.1580
1.10	0.6546	0.5691	0.4755	0.3954	0.3358	0.2915	0.2312	0.1920
1.20	0.7903	0.6855	0.5707	0.4734	0.4004	0.3483	0.2761	0.2292
1.30	0.9484	0.8126	0.6734	0.5579	0.4702	0.4078	0.3248	0.2695
1.40	1.1444	0.9503	0.7838	0.6484	0.5452	0.4758	0.3773	0.3129
1.50	1.3671	1.0980	0.9020	0.7449	0.6255	0.5461	0.4335	0.3594
1.60	1.5828	1.2546	1.0277	0.8473	0.7114	0.6209	0.4932	0.4050
1.70	1.7924	1.4191	1.1606	0.9558	0.8025	0.7001	0.5566	0.4616
1.80	1.9959	1.5883	1.3001	1.0703	0.8983	0.7840	0.6235	0.5173
1.90	2.1926	1.7595	1.4457	1.1906	0.9988	0.8724	0.6940	0.5760
2.00	2.3821	1.9321	1.5965	1.3164	1.1042	0.9653	0.7679	0.6378
2.10	2.5649	2.1071	1.7526	1.4474	1.2146	1.0624	0.8454	0.7025
2.20	2.7424	2.2841	1.9138	1.5838	1.3298	1.1636	0.9268	0.7701
2.30	2.9147	2.4619	2.0791	1.7253	1.4498	1.2687	1.0111	0.8407
2.40	3.0825	2.6399	2.2473	1.8712	1.5744	1.3772	1.0774	0.9143
2.50	3.2464	2.8172	2.4186	2.0214	1.7034	1.4904	1.1912	0.9907
2.60	3.4066	2.9937	2.5935	2.1758	1.8370	1.6068	1.2862	1.0700
2.70	3.5633	3.1683	2.7710	2.3341	1.9751	1.7268	1.3846	1.1522
2.80	3.7169	3.3403	2.9504	2.4957	2.1169	1.8504	1.4864	1.2373
2.90	3.8679	3.5094	3.1320	2.6612	2.2626	1.9778	1.5915	1.3252
3.00	4.0165	3.6766	3.3153	2.8308	2.4123	2.1091	1.6998	1.4159
3.25	4.3788	4.0876	3.7771	3.2685	2.8038	2.4534	1.9849	1.6550
3.50	4.7278	4.4874	4.2400	3.7223	3.2178	2.8076	2.2896	1.9112
3.75	5.0653	4.8766	4.7052	4.1897	3.6504	3.2016	2.6119	2.1841
4.00	5.3938	5.2579	5.1693	4.6678	4.0997	3.6049	2.9516	2.4731
4.25	5.7144	5.6367	5.6277	5.1539	4.5638	4.0268	3.3077	2.7782
4.50	6.0276	6.0088	6.0822	5.6459	5.0406	4.4663	3.6788	3.0994
4.75	6.3347	6.3697	6.5308	6.1412	5.5280	4.9203	4.0649	3.4357
5.00	6.6368	6.7235	6.9714	6.6377	6.0234	5.3872	4.4664	3.7865
5.25	—	7.0706	7.4044	7.1355	6.5252	5.8621	4.8825	4.1511
5.50	—	7.4124	7.8304	7.6343	7.0326	6.3472	5.3130	4.5286
5.75	—	7.7495	8.2497	8.1338	7.5449	6.8412	5.7575	4.9194
6.00	—	8.0821	8.6632	8.6336	8.0622	7.3442	6.2150	5.3241
6.25	—	8.4099	9.0711	9.1326	8.5836	7.8551	6.6844	5.7413
6.50	—	8.7330	9.4731	9.6297	9.1085	8.3739	7.1643	6.1699
6.75	—	9.0520	9.8703	10.1249	9.6364	8.8993	7.6544	6.6104
7.00	—	9.3670	10.2635	10.6185	10.1665	9.4298	8.1543	7.0633
7.25	—	9.6786	10.6531	11.1091	10.6973	9.9647	8.6633	7.5283
7.50	—	9.9876	11.0398	11.5957	11.2279	10.5034	9.1809	8.0049
7.75	—	10.2936	11.4223	12.0794	11.7587	11.0452	9.7064	8.4921
8.00	—	10.5963	11.7998	12.5615	12.2897	11.5897	10.2398	8.9884
8.25	—	10.8961	12.1731	13.0416	12.8211	12.1377	10.7812	9.4932
8.50	—	11.1935	12.5433	13.5194	13.3532	12.6897	11.3308	10.0062
8.75	—	—	12.9102	13.9939	13.8858	13.2440	11.8872	10.5281
9.00	—	—	13.2735	14.4644	14.4187	13.7993	12.4497	11.0583
9.25	—	—	13.6340	14.9322	14.9513	14.3558	13.0182	11.5962
9.50	—	—	13.9925	15.3980	15.4834	14.9128	13.5926	12.1421
9.75	—	—	14.3483	15.8609	16.0146	15.4700	14.1700	12.6952
10.00	—	—	14.7011	16.3205	16.5447	16.0274	14.7499	13.2543
10.50	—	—	15.3996	17.2313	17.6030	17.1463	15.9178	14.3923
11.00	—	—	16.0892	18.1318	18.6590	18.2662	17.0228	15.5560
11.50	—	—	16.7703	19.0212	19.7097	19.3931	18.2738	16.7372
12.00	—	—	17.4427	19.8976	20.7507	20.5120	19.4614	17.9315
12.50	—	—	18.1069	20.7640	21.7858	21.6135	20.6575	19.1388
13.00	—	—	18.7642	21.6238	22.8166	22.7156	21.8627	20.3556
13.50	—	—	19.4147	22.4762	23.8434	23.8144	23.0724	21.5838
14.00	—	—	20.0588	23.3216	24.8616	24.9057	24.2820	22.8246
14.50	—	—	20.6976	24.1596	25.8642	25.9948	25.4964	24.0719
15.00	—	—	21.3318	24.9921	26.8596	27.0862	26.7197	25.3268

(1)	(2)	(3)	(4)
<u>Presión (P_{sia})</u>	<u>P_{sr}</u>	<u>Integral (**)</u>	<u>m(p) = (3) x A</u>
202	0.3	0.01590	0.1572x10 ⁷
269	0.4	0.03822	0.3779x10 ⁷
336	0.5	0.06689	0.6614x10 ⁷
403	0.6	0.10188	1.0074x10 ⁷
470	0.7	0.14312	1.4151x10 ⁷
538	0.8	0.19037	1.8823x10 ⁷
605	0.9	0.24377	2.4104x10 ⁷
672	1.0	0.30335	2.9995x10 ⁷
739	1.1	0.36918	3.6504x10 ⁷
806	1.2	<u>0.44128</u>	4.3633x10 ⁷
874	1.3	0.51931	5.1348x10 ⁷
941	1.4	0.60299	5.9622x10 ⁷
1008	1.5	0.69236	6.8459x10 ⁷
1075	1.6	0.78750	7.7866x10 ⁷
1142	1.7	0.88835	8.7838x10 ⁷
1210	1.8	0.99462	9.8346x10 ⁷
1277	1.9	1.10620	10.9378x10 ⁷
1344	2.0	1.22300	12.0927x10 ⁷
1478	2.2	1.47200	14.5548x10 ⁷
1613	2.4	1.74060	17.2107x10 ⁷
1747	2.6	2.02670	20.0396x10 ⁷
1882	2.8	2.32900	23.0286x10 ⁷
2016	3.0	2.64670	26.1700x10 ⁷

(**) Son valores interpolados de la Tabla 1 del documento publicado por Odeh & Ai-Hussainy, con el fin de calcular la Seudo-presión.

Columna (1) = P_{sr}xP_{sc} = (2) x 672

Columna (4) será usada para construir la "curva patrón representativa del pozo". (Fig. 1). La Fig. 1 resulta de plotear la columna (4) vs la columna (1), es decir m(p) vs P.

La columna (3) son Valores de la integral y fueron calculados de la siguiente manera:

Ejem: ¿Cómo salió el valor de 0.44128?

Sabemos que: $T_{sr} = 1.61$, luego si observamos la Tabla-1 éste valor se encontrará entre 1.50 y 1.75.

Por lo tanto: Para una presión Seudo-reducida arbitraria como 1.2 le corresponderá un valor de la integral de:

	1.50	1.61	1.75
1.2	0.4734	X	0.4004

Luego:

$$\frac{1.61-1.50}{1.75-1.61} = \frac{x-0.4734}{0.4004-X}$$

Despejando:

$$X = 0.44128$$

NOTA:

El pozo fue completado con forros de producción de $5\frac{1}{2}$ " , J-55, 17#/ft.

Entonces, para tubería de $5\frac{1}{2}$ " , 17#, corresponde a un diámetro interno de 4.892" ID (Ver Tabla Halliburton).

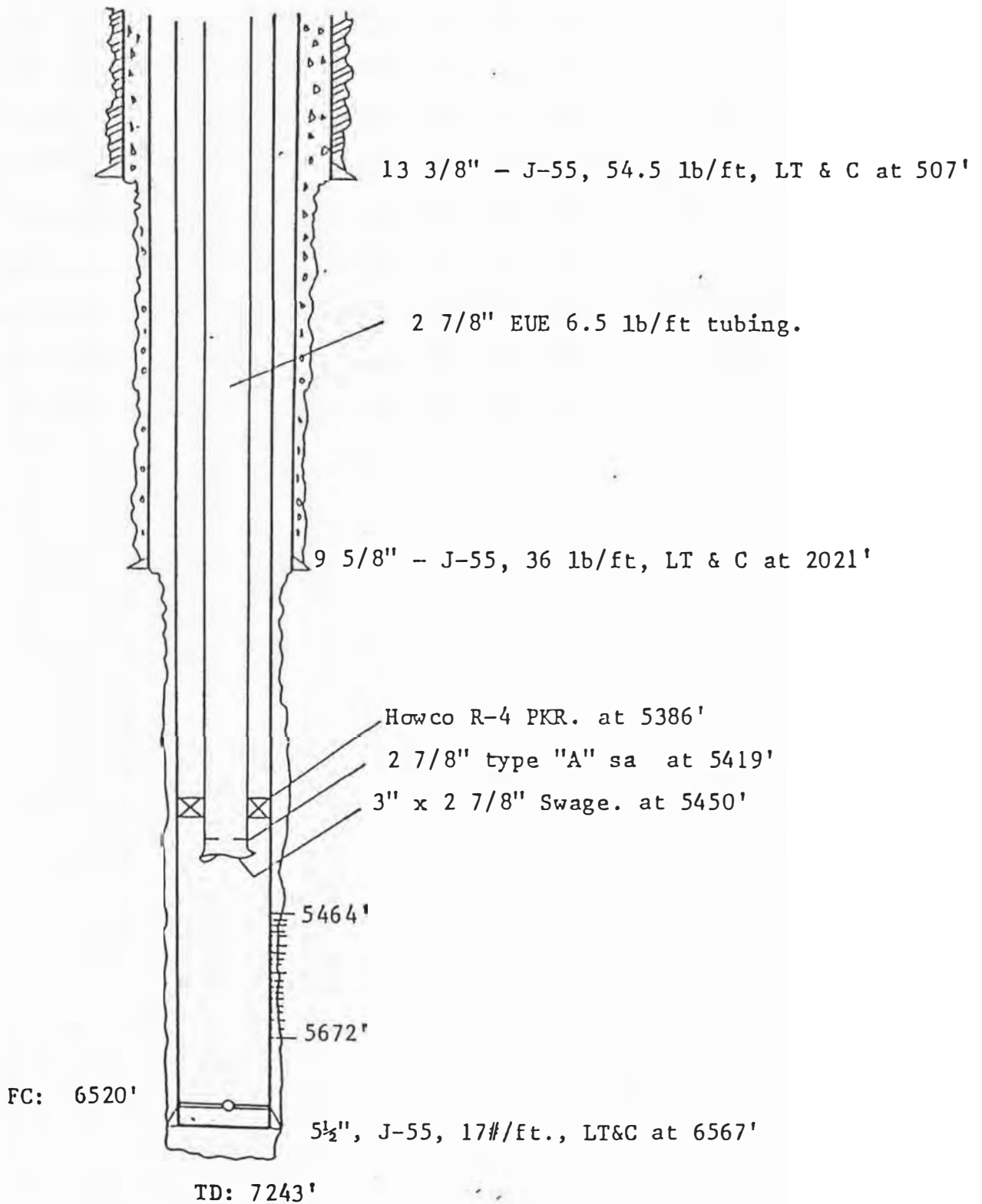
Luego: $rw = \frac{4.892}{2 \times 12} \Rightarrow rw^2 = 0.0415'$

donde : $rw =$ radio del hueco, ft.

POZO: WAN

"DIAGRAMA DE COMPLETACION"

Zero: 33' RKB-CHF
Wellhead 13 3/8" x 9 5/8" x 5 1/2" x 2 7/8"
2000/3000/5000 psi WP.



"RESULTADOS DE LAS CARTAS DE PRESION"

La prueba realizada al pozo: WAN, se llevo a cabo bajando en el pozo 2 bombas ameradas (como medida de precaución por si fallara alguna de ellas), ambas de 72 horas cada una.

Después de ser obtenidos y leídos los datos de presión en las cartas, la Compañía de Servicios remite los valores encontrados a la compañía a la cual presta sus servicios en formatos como se muestran en las siguientes páginas.

FLOPETROL	Client : _____	Section: _____
Base : <u>TALARA</u>	Field : _____ Well : WAN	Page : _____ Report N°: _____

BOTTOM HOLE PRESSURE CALCULATIONS

Well producing through casing / tubing / drill pipe
Bottom hole temperature: _____ at depth _____ with _____

INSTRUMENT DATA Instrument type : Pres. element No and range : Recording element No. : Clock No. and capacity : CALIBRATION DATA Calibration No. and date : Calibration temperature : Calibration range : K : a, (calibrated chart) : P _{RC} , (non calibrated chart) :	LOWER GAUGE AMERADA RPG-3 45295 0 - 2100 PSI 49965 72 HORAS 14089 01.01.86 ΔMBT 200 - 1800 PSI 1068.2040 PSI INCH 2.6163 PSI	UPPER GAUGE AMERADA RPG-3 45396 0 - 3024 PSI 52451 72 9204 14.01.86 ΔMBT 400 - 2800 PSI 1501.3606 PSI INCH 4.504
---	--	--

DATE-TIME		Choke size	W.H. pressure	Depth	Y	C *	P	Y	C *	P
Time	Cumul									
HR/HTM	HTNS	64 TMS	PSI	FEET	INCH		PSI	INCH		PSI
				06	01	86				
				SE HANTO VO LINA DE TUBERIA POR 2 HORAS Y SE PROCEDE A CERRARLA						
15:30	0	0	-	6435	.8500		905	.6040		907
15:32	2	-	-	"	.8730		930	.6219		934
15:34	4	-	-	"	.9042		963	.6426		965
15:36	6	-	-	"	.9069		966	.6437		967
15:38	8	-	-	"	.9110		971	.6479		973
15:40	10	-	-	"	.9160		976	.6512		978
15:45	15	-	-	"	.9202		980	.6544		983
15:50	20	-	-	"	.9241		985	.6570		987
15:55	25	-	-	"	.9295		990	.6615		994
16:00	30	-	-	"	.9322		993	.6632		996
16:05	35	-	-	"	.9341		995	.6642		998
16:10	40	-	-	"	.9369		998	.6653		999
16:15	45	-	-	"	.9402		1002	.6686		1004
16:20	50	-	-	"	.9429		1005	.6699		1006
16:25	55	-	-	"	.9442		1006	.6719		1009
16:30	60	-	-	"	.9474		1009	.6737		1012

REMARKS :

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

FLOPETROL

Section: _____

_ B. H. PRESSURE CALCULATIONS (Continuation) _

Page : _____
Report N°: _____

				LOWER GAUGE			UPPER GAUGE			
DATE - TIME		Choke size	W. H. pressure	Depth	Y	C *	P	Y	C *	P
Time	Cumul	64 THS	PSI	FEET	INCH		PSI	INCH		PSI
HR:MIN	MINS									
16:35	65	0	-	6435	.9480		1010	.6750		1014
16:40	70	-	-	"	.9499		1012	.6759		1015
16:45	75	-	-	"	.9505		1013	.6765		1016
16:50	80	-	-	"	.9518		1014	.6779		1018
16:55	85	-	-	"	.9529		1015	.6785		1019
17:00	90	-	-	"	.9541		1017	.6789		1020
17:05	95	-	-	"	.9552		1018	.6798		1021
17:10	100	-	-	"	.9552		1018	.6805		1022
17:20	110	-	-	"	.9574		1020	.6811		1023
17:30	120	-	-	"	.9590		1020	.6824		1025
17:40	130	-	-	"	.9610		1024	.6832		1026
17:50	140	-	-	"	.9618		1025	.6839		1027
18:00	150	-	-	"	.9632		1026	.6839		1027
18:10	160	-	-	"	.9650		1028	.6846		1028
18:20	170	-	-	"	.9662		1029	.6857		1030
18:30	180	-	-	"	.9680		1031	.6872		1032
18:40	190	-	-	"	.9685		1032	.6878		1033
18:50	200	-	-	"	.9698		1033	.6892		1035
19:00	210	-	-	"	.9708		1034	.6898		1036
19:10	220	-	-	"	.9720		1036	.6910		1038
19:20	230	-	-	"	.9739		1038	.6924		1040
19:30	240	-	-	"	.9748		1039	.6932		1041
19:40	250	-	-	"	.9754		1039	.6932		1041
19:50	260	-	-	"	.9765		1040	.6938		1042
20:00	270	-	-	"	.9776		1042	.6942		1043
20:10	280	-	-	"	.9790		1043	.6950		1044
20:20	290	-	-	"	.9790		1043	.6965		1046
20:30	300	-	-	"	.9805		1045	.6979		1048 f1

FLOPETROL

Section: _____

_ B.H. PRESSURE CALCULATIONS (Continuation) _

Page : _____
Report N°: _____

DATE - TIME		Choke size	W.H. pressure	Depth	LOWER GAUGE			UPPER GAUGE		
Time	Cumul				Y	C *	P	Y	C *	P
HR:MIN	MINS	64 THS	PSI	FEET	INCH		PSI	INCH	PSI	
20:45	315	0	-	6435	.9812		1046	.6985	1049	
21:00	330	-	-	"	.9830		1047	.6992	1050	
21:15	345	-	-	"	.9848		1049	.6998	1051	
21:30	360	-	-	"	.9867		1051	.7011	1053	
21:45	375	-	-	"	.9878		1053	.7018	1054	
22:00	390	-	-	"	.9890		1054	.7029	1056	
22:15	405	-	-	"	.9899		1055	.7076	1058	
22:30	420	-	-	"	.9915		1057	.7058	1060	
22:45	435	-	-	"	.9928		1058	.7070	1062	
23:00	450	-	-	"	.9940		1059	.7070	1062	
23:15	465	-	-	"	.9950		1060	.7078	1063	
23:30	480	-	-	"	.9958		1061	.7085	1064	
23:45	495	-	-	"	.9972		1063	.7092	1065	
24:00	510	-	-	"	.9985		1064	.7096	1066	
				07	01	86				
00:30	540	-	-	"	1.0009		1067	.7118	1069	
01:00	570	-	-	"	1.0022		1068	.7124	1070	
01:30	600	-	-	"	1.0050		1071	.7138	1072	
02:00	630	-	-	"	1.0060		1072	.7152	1074	
02:30	660	-	-	"	1.0072		1073	.7158	1075	
03:00	690	-	-	"	1.0110		1077	.7176	1078	
03:30	720	-	-	"	1.0122		1079	.7191	1080	
04:00	750	-	-	"	1.0130		1079	.7198	1081	
04:30	780	-	-	"	1.0158		1082	.7211	1083	
05:00	810	-	-	"	1.0166		1083	.7224	1085	
05:30	840	-	-	"	1.0192		1086	.7245	1088	
06:00	870	-	-	"	1.0202		1087	.7251	1089	
06:30	900	-	-	"	1.0212		1088	.7258	1090 '1	

FLOPETROL

Section: _____

_ B.H. PRESSURE CALCULATIONS (Continuation) _

Page : _____
Report N°: _____

				LOWER GAUGE			UPPER GAUGE			
DATE - TIME		Choke size	W.H. pressure	Depth	Y	C *	P	Y	C *	P
Time	Cumul				INCH			INCH		
HR:MIN	NTNS	64 THS	PSI	FEET						PSI
07:00	930	0	-	6435	1.0233		1090	.7270		1092
07:30	960	-	-	"	1.0250		1092	.7278		1093
08:00	990	-	-	"	1.0273		1095	.7299		1096
09:00	1050	-	-	"	1.0292		1097	.7311		1098
10:00	1110	-	-	"	1.0322		1100	.7338		1102
11:00	1170	-	-	"	1.0348		1103	.7358		1105
12:00	1230	-	-	"	1.0378		1106	.7372		1107
13:00	1290	-	-	"	1.0400		1108	.7385		1109
14:00	1350	-	-	"	1.0422		1111	.7396		1111
15:00	1410	-	-	"	1.0442		1113	.7418		1114
16:00	1470	-	-	"	1.0473		1116	.7443		1118
17:00	1530	-	-	"	1.0488		1118	.7451		1119
18:00	1590	-	-	"	1.0515		1121	.7470		1122
19:00	1650	-	-	"	1.0534		1123	.7485		1124
20:00	1710	-	-	"	1.0542		1123	.7498		1126
21:00	1770	-	-	"	1.0570		1126	.7511		1128
22:00	1830	-	-	"	1.0599		1130	.7532		1131
23:00	1890	-	-	"	1.0618		1132	.7551		1134
24:00	1950	-	-	"	1.0632		1133	.7558		1135
				08	01	86				
01:00	2010	-	-	"	1.0650		1135	.7571		1137
02:00	2070	-	-	"	1.0660		1136	.7578		1138
03:00	2130	-	-	"	1.0685		1139	.7591		1140
04:00	2190	-	-	"	1.0699		1140	.7604		1142
05:00	2250	-	-	"	1.0705		1141	.7610		1143
06:00	2310	-	-	"	1.0720		1142	.7623		1145
07:00	2370	-	-	"	1.0732		1144	.7630		1146
08:00	2430	-	-	"	1.0751		1146	.7644		1148

FLOPETROL

Section: _____

_ B. H. PRESSURE CALCULATIONS (Continuation) _

Page : _____
Report N°: _____

				LOWER GAUGE			UPPER GAUGE			
DATE - TIME		Choke size	W. H. pressure	Depth	Y	C *	P	Y	C *	P
Time	Cumul									
HR	MIN	64 THS	PSI							
09:00	2490	0	-	6435	1.0751		1146	.7658		1150
10:00	2550	-	-	"	1.0775		1148	.7663		1151
11:00	2610	-	-	"	1.0788		1150	.7676		1153
12:00	2670	-	-	"	1.0804		1151	.7691		1155
13:00	2730	-	-	"	1.0812		1152	.7698		1156
14:00	2790	-	-	"	1.0823		1154	.7704		1157
15:00	2850	-	-	"	1.0840		1155	.7719		1159
16:00	2910	-	-	"	1.0840		1155	.7719		1159
17:00	2970	-	-	"	1.0852		1157	.7723		1160
18:00	3030	-	-	"	1.0870		1159	.7731		1161
19:00	3090	-	-	"	1.0878		1159	.7744		1163
20:00	3150	-	-	"	1.0885		1160	.7751		1164
21:00	3210	-	-	"	1.0896		1161	.7758		1165
22:00	3270	-	-	"	1.0896		1161	.7759		1165
23:00	3330	-	-	"	1.0920		1164	.7764		1166
24:00	3390	-	-	"	1.0920		1164	.7772		1167
				09	01	86				
01:00	3450	-	-	"	1.0928		1165	.7776		1168
02:00	3510	-	-	"	1.0940		1166	.7784		1169
03:00	3570	-	-	"	1.0950		1167	.7791		1170
04:00	3630	-	-	"	1.0950		1167	.7791		1170
05:00	3690	-	-	"	1.0962		1168	.7804		1172
06:00	3750	-	-	"	1.0962		1168	.7819		1174
07:00	3810	-	-	"	1.0981		1170		NOTA.- TERMINO REGISTRO	
08:00	3870	-	-	"	1.0981		1170		POR HABER CORRIDO EL RE-	
09:00	3930	-	-	"	1.1000		1172		LOJ BAJANDO EN FORMA IM-	
10:00	3990	-	-	"	1.1000		1172		PREVISTA	
11:00	4050	-	-	"	1.1010		1173			

"METODO MODIFICADO DE HORNER"

Si observamos la siguiente página trataré de explicar como fueron encontrados los valores tabulados.

Columna 1 : Son valores del tiempo de cierre (en horas) que permaneció la bomba en el pozo.

Columna 2 : Son valores de presión en psia a un tiempo "t" determinado.

Columna 3 : Es la diferencia de presión existente entre la presión a un tiempo determinado "t" y la presión fluyente de fondo al tiempo cero (t=0).

Columna 4 : Son valores de la Seudo-presión obtenidos de la Fig. #1. Entramos al gráfico con una presión determinada y cortamos a la curva patrón representativa del pozo, obteniéndose así en el eje de las seudo-presiones, un valor correspondiente a dicha presión; y así sucesivamente.

Columna 5 : Es la relación existente entre el tiempo de Horner (T_h) y el tiempo de cierre (t).

POZO = WAN

Shut in Time, hrs	Pressure, psi	Delta P	m(p), 10 ⁴ 7	(T + t)/t
0.00	922.00	0.00	5.70	0
0.03	949.00	27.00	6.00	1,153,374
0.07	980.00	58.00	6.40	494,287
0.10	982.00	60.00	6.42	346,001
0.13	988.00	66.00	6.50	266,155
0.17	993.00	71.00	6.54	203,530
0.25	998.00	76.00	6.63	138,401
0.33	1002.00	80.00	6.71	104,849
0.42	1009.00	87.00	6.80	82,382
0.50	1011.00	89.00	6.82	69,201
0.58	1013.00	91.00	6.84	59,656
0.67	1014.00	92.00	6.86	51,643
0.75	1019.00	97.00	6.91	53,232
0.83	1021.00	99.00	6.98	41,688
0.92	1024.00	102.00	7.05	37,610
1.00	1027.00	105.00	7.08	34,601
1.08	1029.00	107.00	7.09	32,038
1.17	1030.00	108.00	7.11	29,574
1.25	1031.00	109.00	7.12	27,681
1.33	1033.00	111.00	7.14	26,016
1.42	1034.00	112.00	7.15	24,367
1.50	1035.00	113.00	7.16	23,069
1.59	1036.00	114.00	7.17	21,900
1.67	1037.00	115.00	7.18	20,720
1.73	1038.00	116.00	7.19	19,908
2.00	1040.00	118.00	7.22	17,301
2.17	1041.00	119.00	7.23	15,946
2.33	1042.00	120.00	7.25	14,851
2.50	1042.00	120.00	7.25	13,841
2.67	1043.00	121.00	7.28	12,960
2.83	1045.00	123.00	7.30	12,227
3.00	1047.00	125.00	7.32	11,534
3.17	1048.00	126.00	7.36	10,916
3.33	1050.00	128.00	7.39	10,391
3.50	1051.00	129.00	7.41	9,897
3.67	1053.00	131.00	7.43	9,429
3.83	1055.00	133.00	7.46	9,035
4.00	1056.00	134.00	7.47	8,651
4.17	1056.00	134.00	7.47	8,298
4.33	1057.00	135.00	7.50	7,972
4.50	1058.00	136.00	7.51	7,690
4.67	1059.00	137.00	7.52	7,410
4.83	1061.00	139.00	7.55	7,165
5.00	1063.00	141.00	7.57	6,921
5.25	1064.00	142.00	7.60	6,591
5.50	1065.00	143.00	7.61	6,292
5.75	1066.00	144.00	7.61	6,018
6.00	1068.00	146.00	7.63	5,769
6.25	1069.00	147.00	7.63	5,537
6.50	1071.00	149.00	7.68	5,324
6.75	1073.00	151.00	7.70	5,127
7.00	1075.00	153.00	7.73	4,944

POZO -- WAIN

Shut in Time, hrs	Pressure, psi	Delta P	m(p), 10 ¹⁷	(T + t)/t
7.25	1077.00	155.00	7.77	4.773
7.50	1077.00	1	7.77	4.614
7.75	1078.00	156.00	7.78	4.466
8.00	1079.00	157.00	7.79	4.326
8.25	1080.00	158.00	7.80	4.195
8.50	1081.00	159.00	7.82	4.072
9.00	1084.00	162.00	7.90	3.845
9.50	1085.00	163.00	7.91	3.643
10.00	1087.00	165.00	7.92	3.461
10.50	1089.00	167.00	7.93	3.296
11.00	1090.00	168.00	7.96	3.146
11.50	1093.00	171.00	8.04	3.010
12.00	1095.00	173.00	8.05	2.884
12.50	1096.00	174.00	8.06	2.769
13.00	1098.00	176.00	8.09	2.663
13.50	1100.00	178.00	8.10	2.564
14.00	1103.00	181.00	8.12	2.472
14.50	1104.00	182.00	8.18	2.387
15.00	1105.00	183.00	8.20	2.309
15.50	1107.00	185.00	8.21	2.233
16.00	1108.00	186.00	8.25	2.164
16.50	1111.00	190.00	8.30	2.098
17.50	1113.00	191.00	8.33	1.970
18.50	1117.00	195.00	8.38	1.871
19.50	1120.00	198.00	8.42	1.775
20.50	1122.00	200.00	8.47	1.687
21.50	1124.00	202.00	8.50	1.610
22.50	1126.00	204.00	8.52	1.539
23.50	1129.00	207.00	8.58	1.473
24.50	1133.00	211.00	8.62	1.413
25.50	1134.00	212.00	8.65	1.359
26.50	1137.00	215.00	8.68	1.307
27.50	1139.00	217.00	8.71	1.259
28.50	11	219.00	8.73	1.215
29.50	1143.00	221.00	8.78	1.174
30.50	1146.00	224.00	8.81	1.135
31.50	1149.00	227.00	8.83	1.099
32.50	11	228.00	8.88	1.066
33.50	1152.00	230.00	8.92	1.034
34.50	1153.00	231.00	8.95	1.004
35.50	1155.00	233.00	8.98	976
36.50	1157.00	235.00	9.01	949
37.50	1158.00	236.00	9.02	924
38.50	1160.00	239.00	9.05	900
39.50	1161.00	239.00	9.08	877
40.50	1163.00	241.00	9.10	855
41.50	1165.00	243.00	9.12	835
42.50	1166.00	244.00	9.14	815
43.50	1168.00	246.00	9.18	796

POZO = WPM

Shut in Time,Hrs	Pressure,psi	Delta P	m(p),10 ⁷	(T + t)/t
44.50	1170.00	248.00	9.20	779
45.50	1171.00	249.00	9.22	761
46.50	1172.00	250.00	9.23	745
47.50	1174.00	252.00	9.25	729
48.50	1174.00	252.00	9.25	714
49.50	1175.00	253.00	9.28	700
50.50	1176.00	254.00	9.29	686
51.50	1178.00	256.00	9.30	673
52.50	1179.00	257.00	9.32	660
53.50	1180.00	258.00	9.34	648
54.50	1180.00	258.00	9.34	636
55.50	1181.00	259.00	9.38	624
56.50	1182.00	260.00	9.39	613
57.50	1183.00	261.00	9.42	603
58.50	1184.00	262.00	9.44	592
59.50	1185.00	263.00	9.46	583
60.50	1185.00	263.00	9.46	573
61.50	1187.00	265.00	9.48	564
62.50	1189.00	267.00	9.50	555

$$T_h = \frac{G_p}{q} \times 24$$

DATOS

G_p = 1335 MMSCF
 q = 926 MSCF/D

T_h = 34,600 Horas

W. AREVALO.

"ANÁLISIS DE LA FIG. #2 PARA CALCULAR \bar{p} "

Una de las dificultades más frecuentes que se presenta al calcular la presión promedio del reservorio a partir de una prueba de build-up, es la falta de conocimiento del área de drenaje, de la porosidad y de la compresibilidad.

Un método que requiere de sólo el conocimiento de la presión inicial del reservorio fue desarrollado y propuesto por Odeh y Al-Hussainy.

Puesto que es común en la mayor parte de los pozos conocer su presión original, el método mencionado tiene una importante aplicación.

La Fig. #2 es usada para determinar la presión promedio del reservorio. En tramos al eje de las X con el valor de $(P_i - P^)/m$, subimos y cortamos a la curva que mejor localice estructuralmente al pozo y luego nos dirigimos al eje de las Y en donde obtenemos un valor constante. Este valor es igual a $(p_i - \bar{p})/m$, de donde despejando podremos encontrar la presión promedio del reservorio (\bar{p}).*

P_i = es la presión original del reservorio.

P^ = es la presión extrapolada a $(T + \Delta t)/\Delta t = 1$.*

m = es la pendiente de la línea recta en el gráfico modificado de Horner (Fig. #3).

p = presión estática, promedio del reservorio.

En el caso de pozos de gas reemplazamos en la Fig. #2 el valor de la presión por el valor de la Seudo-presión.

CALCULO DE LA:

"PRESION ESTATICA PROMEDIO DEL RESERVORIO"
(\bar{p})

De la Fig. 3, obtendremos la Seudo-presión extrapolada a la profundidad de la bomba.

$$m(p^*) = 8.92 \times 10^7 + 3 \times 2.2 \times 10^7 = 15.52 \times 10^7$$

donde la pendiente es: $m_2 = 2.2 \times 10^7 \text{ (Psia)}^2 / \text{cp/Ciclo}$

De la Fig. 1, con el valor encontrado de $m(p^*)$ cortamos a la curva patrón representativa del pozo y obtendremos el valor de la presión extrapolada a la profundidad de la bomba (p^*).

$$p^* = 1525 \text{ Psia.}$$

Como $P_i = 1708 \text{ Psia}$, cortamos a la curva de la Fig. 1 y obtenemos:

dato.

$$m(p_i) = 19.15 \times 10^7 \quad \text{Psia}^2 / \text{cp}$$

Luego:

$$\frac{m(p_i) - m(p^*)}{m_2} = \frac{19.15 \times 10^7 - 15.52 \times 10^7}{2.2 \times 10^7} = 1.65$$

De las curvas preparadas por Odeh & Al-Hussainy (Fig. 2) entramos en el eje de las abscisas con el valor de: 1.65 y cortamos a la curva del Rectangulo 2x1



encontrando en el eje de las ordenadas:

$$\frac{m(p_i) - m(\bar{p})}{m_2} = 2.05$$

Reemplazando valores: $m(\bar{p}) = 14.64 \times 10^7 \text{ Psia}^2/\text{cp}$

De la Fig. 1: $\bar{p} = 1480 \text{ Psia}$.

El valor de: $\bar{p} = 1480 \text{ Psia}$. corresponde a 5182' VD, lugar en donde se encuentra colocada la bomba.

La \bar{p} al punto medio de las perforaciones (MPP=4498'VD) será:

$$\bar{p} = 1480 - (5182' - 4550') \times 0.426 - (4550' - 4498') \times 0.022$$

$$\bar{p} = 1210 \text{ Psia. (1195 Psig)}$$

$$\bar{p} = 1210 \text{ Psia al MPP (4498' VD)}$$

donde:

Nivel del líquido se encuentra a 4550' VD (Ver Fig. 4).

*Luego:

$$P_{sr} = \frac{1210}{672} = 1.80$$

$$T_{sr} = \frac{570}{355} = 1.61$$

$$Z = 0.88$$

(De Fig. 1.3 Craft & Hawkins)

POZO: WANGRADIENTE DE PRESION ESTATICA

Fecha : Enero 6 al 9 de 1986
 Intervalos Perforados, ft. MD : 5464'-5704'
 Formación abierta : Pariñas
 Profundidad de la bomba, ft. VD : 5182' (6435' MD)
 Punto medio de las perforaciones, ft. VD : 4498' (5568' MD)

<u>M. Depth</u> (ft.)	<u>V. Depth</u> (ft.)	<u>Presión</u> (Psig.)	<u>Gradiente de Presión</u> (Psig/ft.)
0	0	805	-
600	600	814	0.0150
1200	1174	829	0.0261
1800	1642	839	0.0214
2400	2069	848	0.0211
3000	2502	857	0.0208
3600	2950	868	0.0246
4200	3411	874	0.0130
4800	3879	889	0.0321
5400	4353	899	0.0211
6000	4832	1027	0.2672
6435	5182	1176	0.4260

Nivel del líquido, ft. MD : 5650' (4550' VD)
 Gradiente promedio de los fluidos, psi/ft. : 0.022 (de sup. a 5650')
 0.426 (5650'-6435')
 Gradiente de la formación, psi/ft. : 0.266
 Presión en la cabeza, psig. : 805
 Max. presión observada a la prof. bomba, psig. : 1176
 Presión extrapolada a la prof. bomba, psia : 1525
 Presión estática promedio del reservorio al MPP, psia : 1210

OBSERVACIONES:

La presión registrada en el pozo después de aproximadamente 70 horas de

permanecer cerrado no se encuentra estabilizada, sin embargo si observamos el gráfico Log-Log nos muestra que los datos del build-up podrían ser usa dos para el análisis convencional de las características del reservorio.

La presión promedio del reservorio fue calculada usando el método de Odeh y Al-Hussainy y el concepto de las Seudo-presiones.

NOTA:

Para la mejor comprensión del análisis realizado a la gradiente de presión estática, aconsejo analizar previamente la Fig. #3 y La Fig. #4.

"CALCULO DE LAS GRADIENTES"

De la Fig. #4:

Al plotear los datos de presión vs. profundidad vertical obtenemos los siguientes resultados:

Gradiente Promedio del Gas	=	0.022 psi ft.
Gradiente Promedio del Líquido	=	0.426 psi ft.
Gradiente de la Formación	=	0.266 psi ft.
Nivel del Líquido,	VD	= 4550'
	MD	= 5650'

CALCULOS

-Gradiente Promedio del Gas:

$$\frac{899-805}{4353-0} = 0.022 \text{ Psi/ft.} \quad (\text{desde superficie hasta } 4550' \text{ VD})$$

-Gradiente Promedio del Líquido:

$$\frac{1176-1027}{5182-4832} = 0.426 \text{ Psi | ft.} \quad \begin{array}{l} (\text{de } 4550' \text{--} 5182') \text{ VD} \\ (\text{de } 5650' \text{--} 6435') \text{ MD} \end{array}$$

-Gradiente de la Formación:

$$G_f = \frac{\bar{p}}{h} = \frac{1195}{4498} = 0.266 \text{ psi | ft.}$$

Donde:

\bar{p} = Presión estática promedio del reservorio al MPP.

h = Profundidad al punto medio de las perforaciones de la formación Pariñas (MPP).

"CALCULO DE LA PERMEABILIDAD"

*Método de "HORNER"

$$kh = \frac{1637 \times q \times T}{m_1} \text{-----(I)}$$

donde:

q = Rate de producción de gas en MSCF/D

T = Temperatura del reservorio en °R

m_1 = Pendiente de la línea recta en (Psia²)/cp/Ciclo

h = Espesor de la arena neta en pies

Reemplazando:

$$K = \frac{1637 \times 926 \times 570}{111 \times 1.1 \times 10^7} \quad \Rightarrow \quad \boxed{K = 0.71 \text{ md.}}$$

*Método de "MATCH"

$$Pd = \frac{Kh \Delta P}{141.3 \times q \times \mu_g \times B_g} \text{-----(II)}$$

donde:

P_d = Presión adimensional (tomada de la curva tipo)

ΔP = Diferencia de presión (en el punto MATCH)

μ_g = Viscosidad del gas, cp

B_g = F.V.F. del gas, Ft³/MSCF

despejando:

$$K = \frac{141.3 \times 926 \times 0.0147 \times 7.9246 \times 4}{111 \times 560} \quad \Rightarrow \quad \boxed{K = 0.98 \text{ md.}}$$

NOTAS

-La ecuación (I) es una derivación de la Ley de DARCY cuyos parámetros se encuentran en unidades prácticas del campo y aplicadas a pozos productores de gas.

-La ecuación (II) fue tomada de la Fig. 3B con el fin de poder calcular la permeabilidad y luego compararla con el valor obtenido por HORNER. Estos deben ser bastante parecidos.

-La superposición de la Fig. 3A sobre la Fig 3B (MACHANDO) da como resultado la Fig. 3C de donde podemos obtener los valores que corresponden al punto "MATCH". Estos son:

$$P = 560 \text{ Psi.}$$

$$Pd = 4$$

$$\Delta T = 31 \text{ horas}$$

$$Td = 2 \times 10^5$$

-La finalidad de emplear las curvas tipo (Fig. 3B) para pozos con daño y storage es con el fin de obtener la Fig. 3C en donde obtendremos el intervalo apropiado de presión versus Tiempo (tomado en la curva típica apropiada a nuestros datos) que me permitirá trazar la mejor pendiente en los puntos de la Fig. 3, para luego hallar con más aceptación la presión promedio del reservorio (En este caso m_2 es la pendiente mencionada).

"CALCULO DEL DANO EN LA FORMACION"

(Skin Effect)

*Método "HORNER"

$$S = 1.151 \left(\frac{m(P)1h - m(P)pwf}{m_1} - \text{Log} \left(\frac{K}{\phi(\mu c)rw^2} \right) + 3.23 \right)$$

donde:

$$\begin{aligned} m(P)1h &= 6.8 \times 10^7 & \phi &= 15\% \\ m(P)pwf &= 5.7 \times 10^7 & (\mu c) &= 5.443 \times 10^{-6} \\ m_1 &= 1.1 \times 10^7 & rw^2 &= 0.0415' \\ K &= 0.71 \text{md.} \end{aligned}$$

reemplazando:

$$S = 1.151 \left(\frac{6.8 \times 10^7 - 5.7 \times 10^7}{1.1 \times 10^7} - \text{Log} \left(\frac{0.71 \times 10^6}{0.15 \times 5.443 \times 0.0415} \right) + 3.23 \right)$$

operando:

$$S = -3.6$$

*Método de "MATCH"

De la Fig. 3C observamos que al hacer la superposición de ambos gráficos obtenemos:

$$S = -5$$

POZO: WAN

"EVALUACION DE LAS RESERVAS DE GAS"

Las reservas de gas en la formación Pariñas del pozo WAN calculadas hasta la fecha, están basadas en los resultados obtenidos de las pruebas de gradiente de presión estática y restauración de presión (build-up) tomadas recientemente.

Los resultados son los siguientes:

Presión original del reservorios, psia.	:	1708
Presión estática promedio del reservorio, psia.	:	1210
Gas inicial In-Situ, MMSCF	:	4130
Ultima recuperación estimada (85% de OGIP), MMSCF	:	3510
Producción acumulada de gas (Enero 6/86), MMSCF	:	1335
Reservas de gas remanente (Enero 6/86), MMSCF	:	2175

Como se puede observar en el Gráfico #3 de $m(p)$ v.s. $(T+\Delta t)/\Delta t$, la pendiente $m_2=2m_1$, lo que nos indica de que el pozo se encuentra localizado cerca de una falla.

La presión estática del reservorio (\bar{p}) fue calculada usando el método de Odeh y Al-Hussainy.

Usando los datos de presión disponibles, registrados en el pozo, las reservas

de gas fueron calculadas graficando en papel cartesiano P/Z vs G_p , donde G_p viene a ser la producción acumulada de gas a la fecha de realización de la prueba medidos en pies cúbicos normales a presión y temperatura normales:

$$P = 14.7 \text{ Psia.}$$

$$T = 60^\circ\text{F}$$

Puesto que este reservorio es volumétrico (carece de intrusión de agua), la producción de agua que se reporta en la "Historia de Producción" durante el mes de Setiembre de 1982 y el mes de Junio de 1984 la consideramos insignificantes al momento de hacer uso de la ecuación general del "Balance de Materiales".

En la Fig. #5 podrán observar como se tuvo que extrapolar para calcular las reservas de gas.

En la siguiente página doy a conocer el procedimiento que se sigue para calcular las reservas de gas del pozo en estudio.

"CALCULO DE LAS RESERVAS DE GAS"

Del "Balance de Materiales" en un reservorio de gas obtenemos:

$$\left(\frac{P}{Z}\right)_f = -\left(\frac{P_{sc}T}{ViT_{sc}}\right) G_p + \left(\frac{P}{Z}\right)_i \text{----- (1)}$$

donde:

$$T_g \times = \frac{P_{sc}T}{ViT_{sc}} = m$$

además:

$$\left(\frac{P}{Z}\right)_i = \frac{1708}{0.84} = 2033$$

Luego la ecuación (1) resulta:

$$\left(\frac{P}{Z}\right)_f = -mG_p + 2033$$

$$\frac{1210}{0.88} = -m \times 1335MM + 2033$$

$$\blacktriangleright m = 0.4922$$

Luego:

$$\left(\frac{P}{Z}\right)_f = -0.4922 G_p + 2033$$

$$\text{Cuando } \left(\frac{P}{Z}\right)_f = 0 \quad \blacktriangleright \quad G_p = 4130 \text{ MMSCF}$$

Por lo tanto: * GAS INICIAL IN-SITU = 4130 MMSCF.

**La última recuperación esperada en el pozo, la obtendremos de acuerdo al conocimiento que se tiene del área en donde se encuentra ubicado dicho pozo.*

De acuerdo a la experiencia de los ingenieros de reservorios, se estima que sólo se podrá recuperar el 85% del gas inicial in-situ.

Por lo tanto:

$$\text{Ultima recuperación esperada} = 0.85 \times 4130 = 3510 \text{MMSCF.}$$

**De datos de pr. ; la producción acumulada de gas al 06-01-86 es:*

$$\text{Gas producido} = 1335 \text{MMSCF}$$

**Las reservas remanentes de gas al 06-01-86 serán:*

$$3510 \text{MM} - 1335 \text{MM} = 2175 \text{MMSCF}$$

P E T R O M A R

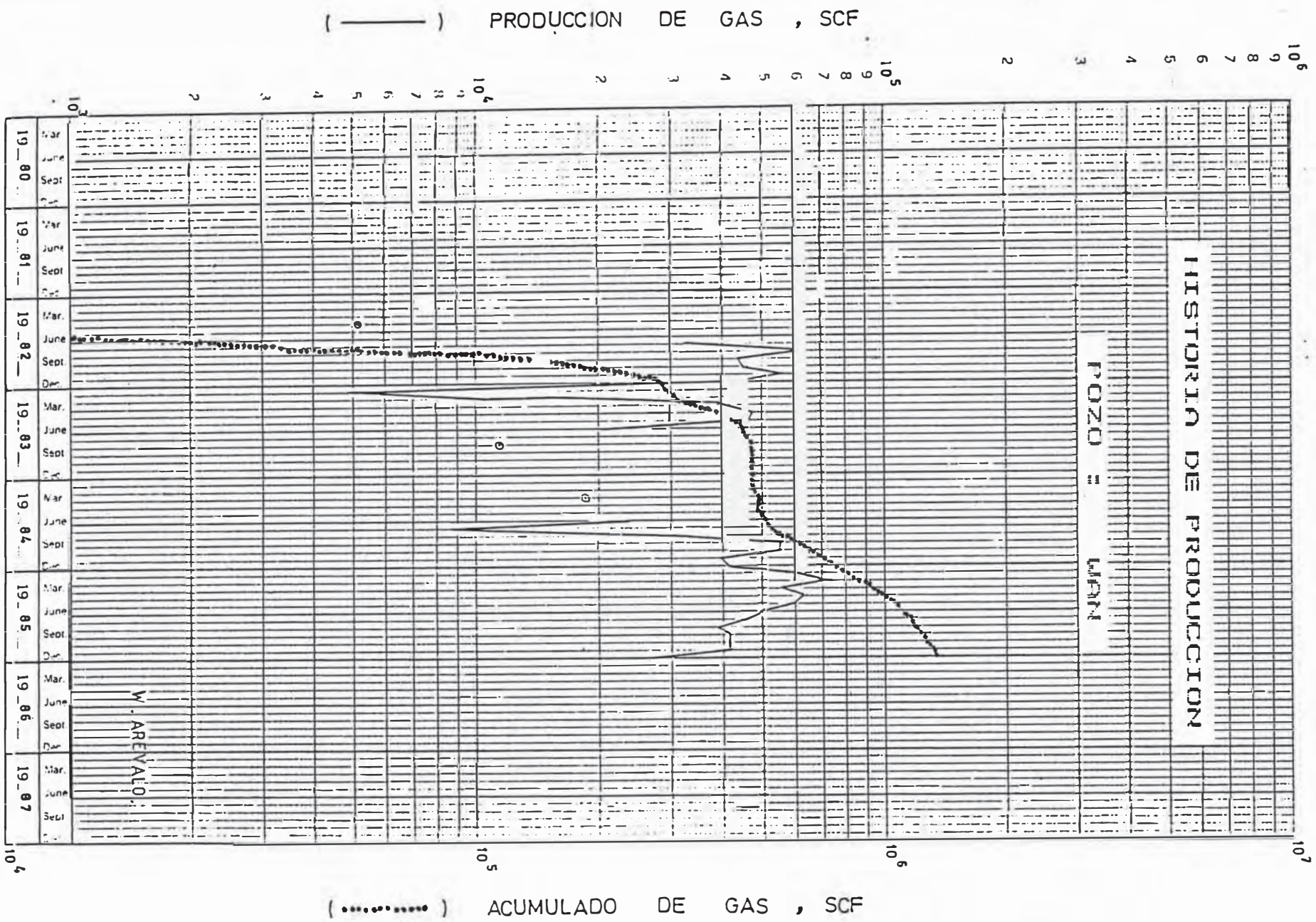
HISTORIA DE PRODUCCION E INYECCION DEL
POZO = WAN

* F E C H A * * P R O D U C C I O N M E N S U A L * F O R M A C I O N *
* A N O M E S * T I P O * D I A S P E T R O L E O G A S A G U A * P R O D U C T I V A *

AÑO	MES	TIPO	DIAS	PETROLEO	GAS	AGUA	PRODUCTIVA
82	04	P	31	0	5,104	0	P
82	05	C	00	0	0	0	P
82	06	C	00	0	0	0	P
82	07	P	07	0	31,277	2	P
82	08	P	24	0	62,544	0	P
82	09	P	25	0	43,529	75	P
82	10	P	31	0	44,666	0	P
82	11	P	28	0	55,741	0	P
82	12	P	25	0	43,823	0	P
83	01	P	02	0	4,805	0	P
83	02	P	06	0	10,602	0	P
83	03	P	27	0	39,026	0	P
83	04	P	31	0	47,011	0	P
83	05	P	29	0	47,275	0	P
83	06	P	16	0	20,149	0	P
83	07	C	00	0	0	0	P
83	08	P	14	0	11,400	0	P
83	09	C	00	0	0	0	P
83	10	C	00	0	0	0	P
83	11	C	00	0	0	0	P
83	12	C	00	0	0	0	P
84	01	C	00	0	0	0	P
84	02	C	00	0	0	0	P
84	03	P	11	0	18,840	0	P
84	04	C	00	0	0	0	P
84	05	C	00	0	0	0	P
84	06	P	20	0	23,520	300	P
84	07	P	10	0	8,652	0	P
84	08	P	24	0	30,096	0	P
84	09	P	31	0	55,893	0	P
84	10	P	31	0	55,366	0	P
84	11	P	29	0	39,382	0	P
84	12	P	30	0	41,430	0	P
85	01	P	29	0	59,879	0	P
85	02	P	30	0	71,397	0	P
85	03	P	30	0	55,632	0	P
85	04	P	31	0	63,054	0	P
85	05	P	28	0	58,908	0	P
85	06	P	30	0	49,560	0	P
85	07	P	31	0	45,852	0	P
85	08	P	30	0	38,820	0	P
85	09	P	31	0	41,757	0	P
85	10	P	31	0	41,974	0	P
85	11	P	28	0	41,944	0	P
85	12	P	29	0	26,405	0	P

PRODUCCION ACUMULADA 0 1,335,313 377

INYECCION ACUMULADA 0 0



HISTORIA DE PRUEBAS

Desde que el pozo entró a producción en Abril-82 se le han tomado cuatro pruebas de restauración de presión hasta la fecha, con el fin de poder calcular sus reservas de gas.

<u>Fecha</u>	<u>Presión, Psia</u>	<u>Z</u>	<u>P/Z</u>	<u>GP, MMSCF</u>
Abr-82	1,708	0.84	2,033	0
Ago-83	1,620	0.845	1,917	467
May-85	1,246	0.87	1,432	1,049
Ene-86	1,210	0.88	1,375	1,335

NOTA:

-Las cuatro pruebas se verán ploteadas en la Fig. 5.

-Debido a la falta de información del campo en reportar la producción de gas durante los 6 primeros días del mes de Enero, se consideró tomar la producción acumulada de gas al 31-12-85 (1,335 MMSCF).

* Tipo : P = produciendo
C = cerrado

Formación productiva: P = Pariñas

*La producción mensual de gas se encuentra en MSCF.

CONCLUSIONES

- Debido a la alta compresibilidad que poseen los gases, nos lleva a tener mucho más cuidado en la selección del método que usaremos debido a que tanto la viscosidad (μg) como el factor de desviación del gas (Z) varían sustancialmente con un cambio de presión.
- Las ecuaciones usadas para el cálculo de la permeabilidad, así como para el cálculo del daño a la formación son bastantes análogas a las ecuaciones desarrolladas por Aranofsky-Jenkins.
- El método de las Seudo-presiones se aplicará cuando tenemos un rango de presión que oscila entre los (1000-3000) psi. o cuando nos encontremos con formaciones presurizadas de baja permeabilidad.
- Los resultados obtenidos al hacer uso de la ecuación de las Seudo-presiones arroja valores muchos más precisos y aceptables; y acordes con la producción real de gas del pozo. Esto es debido a que el método incluye dentro de sus parámetros las propiedades físicas del gas, cosa que no sucede con el método convencional de Horner.

APENDICES

$m(P)$ vs P Fig. 1

$\frac{P_i - P^*}{m}$ vs $\frac{P_i - \bar{P}}{m}$ Fig. 2

$m(P)$ vs $\frac{T_h + \Delta T}{\Delta T}$ Fig. 3

ΔP vs ΔT Fig. 3A

Pd vs Td (curvas tipo) Fig. 3B

MATCH Fig. 3C

Prof. Vert. vs P Fig. 4

$\frac{P}{Z}$ vs Gp Fig. 5

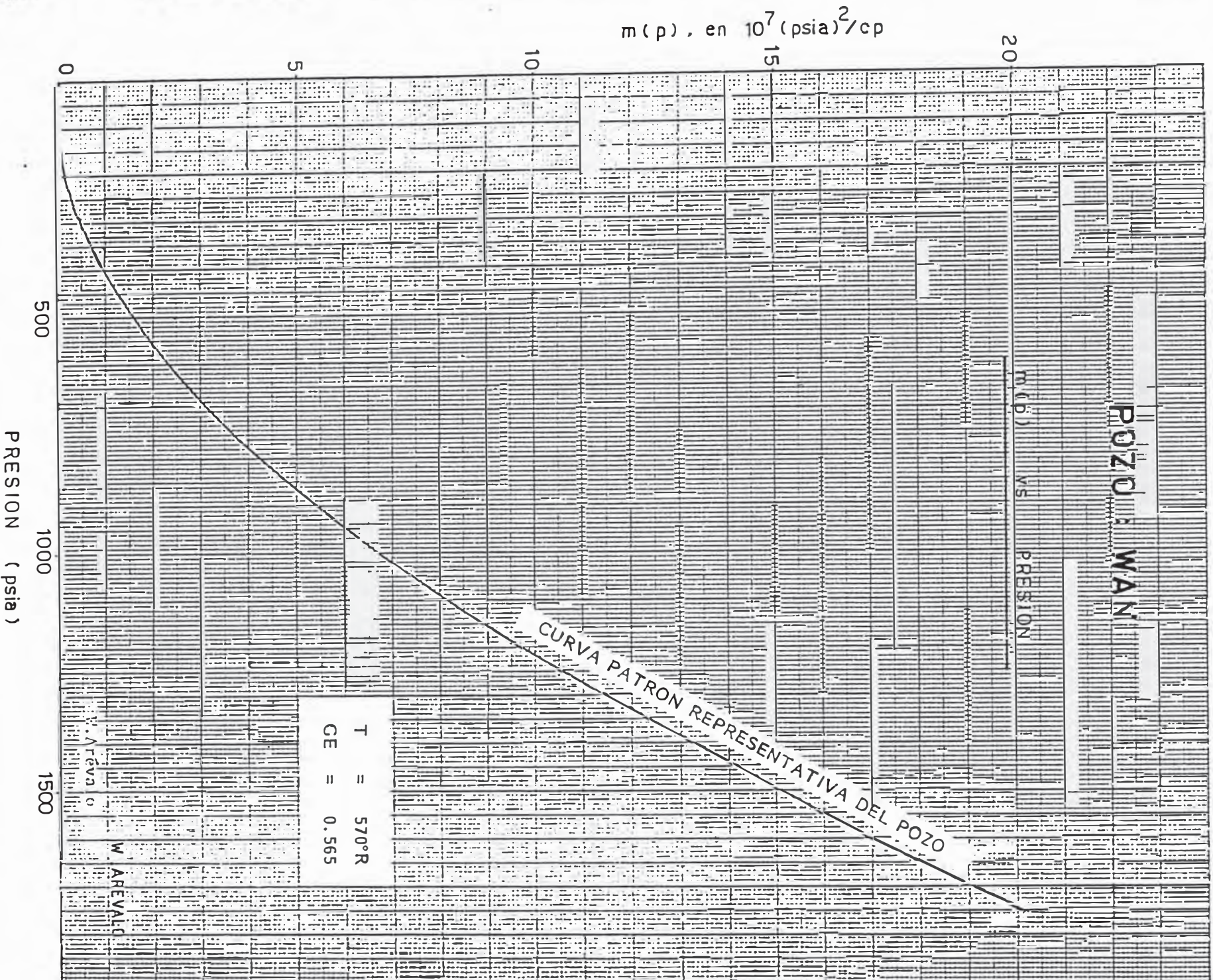


FIG 1

FIG 2

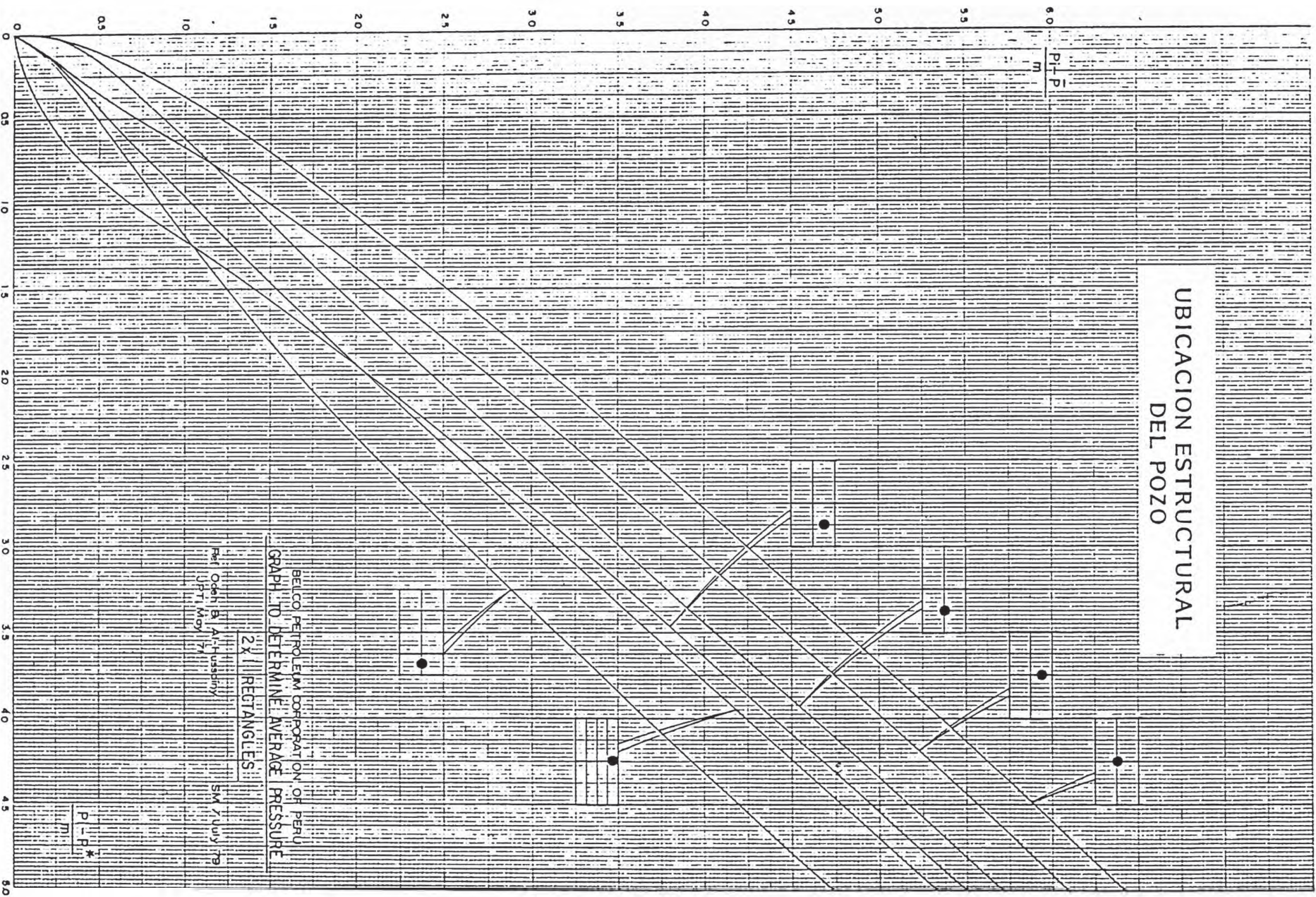


FIG 3

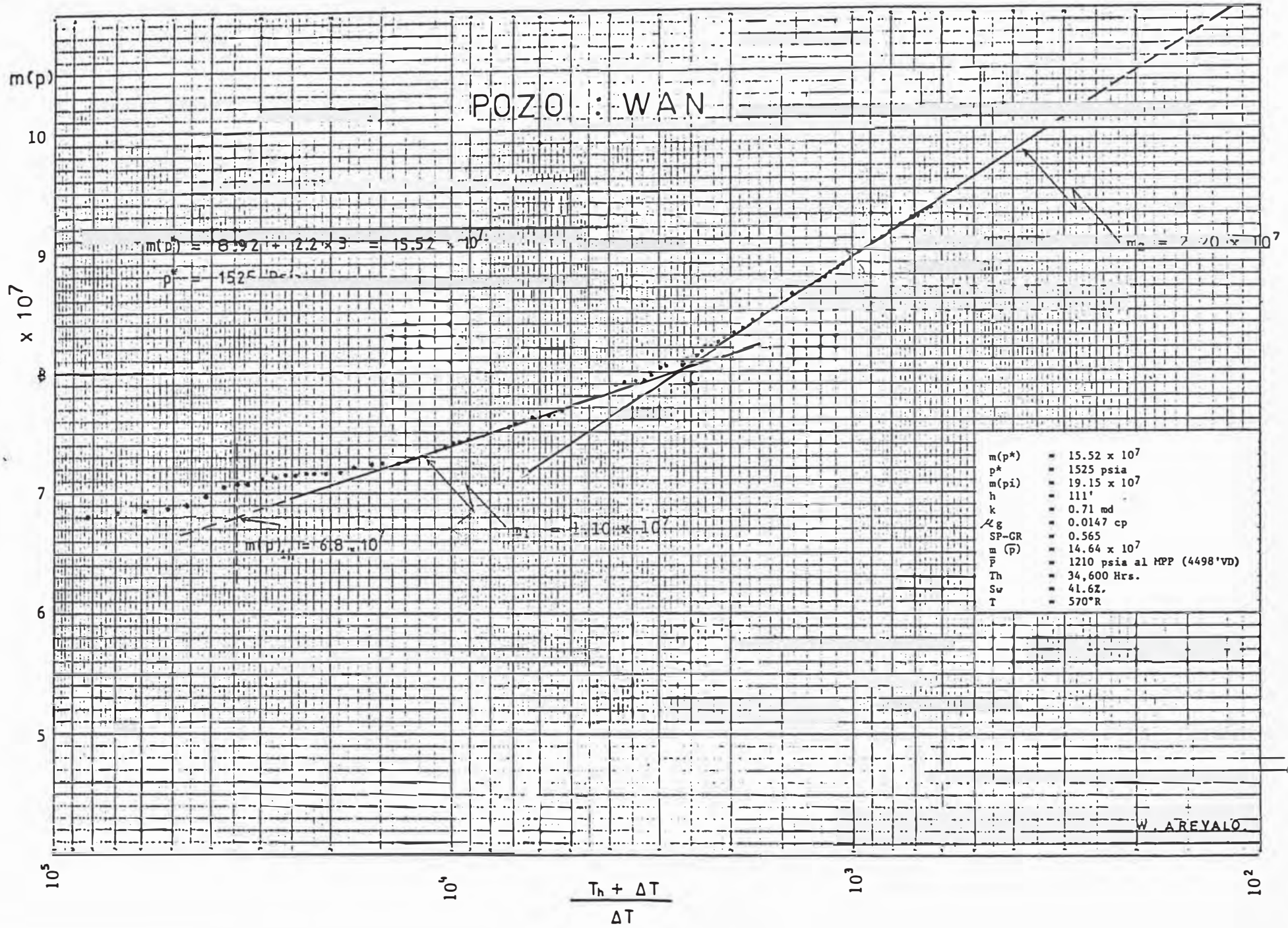


FIG 3A

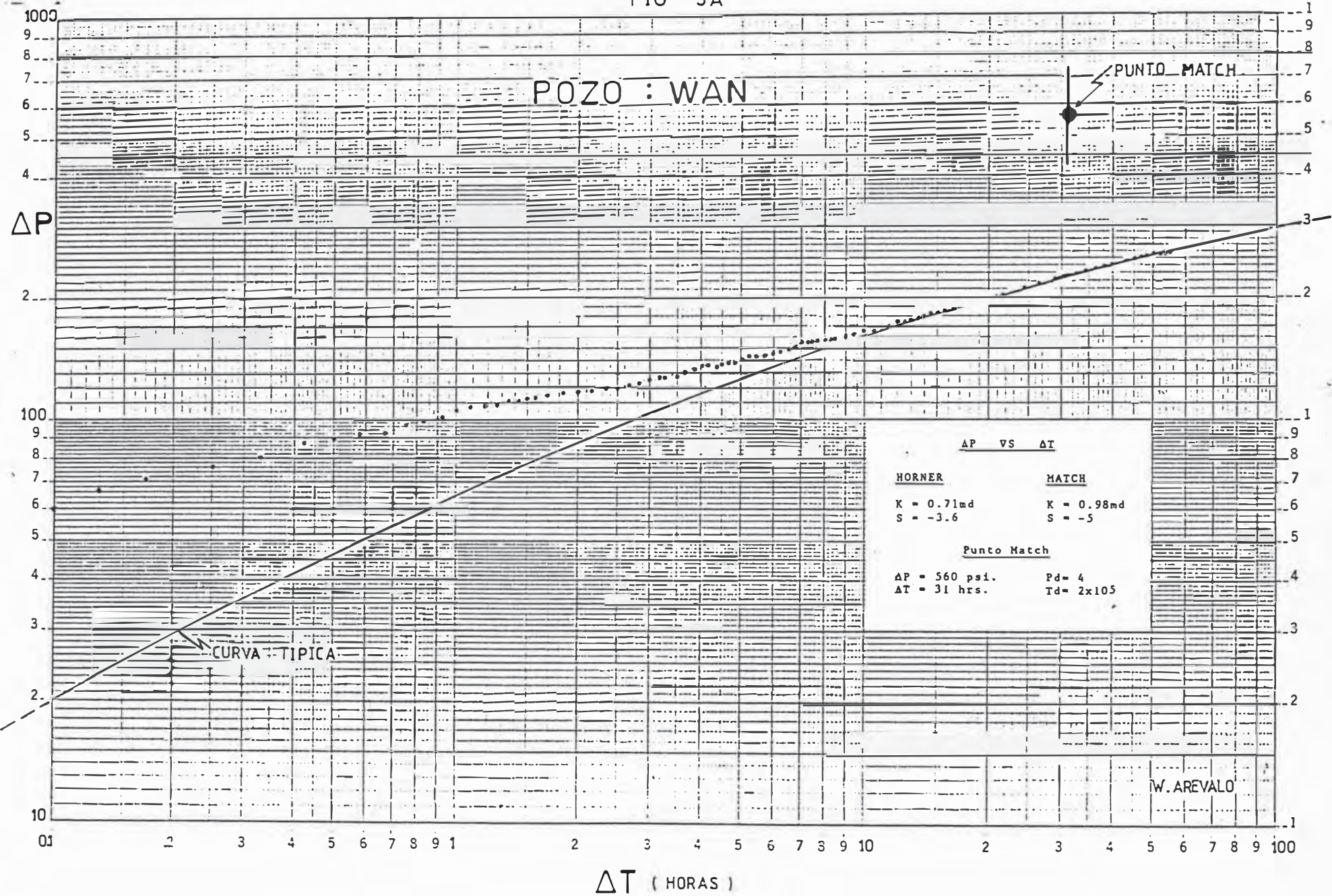
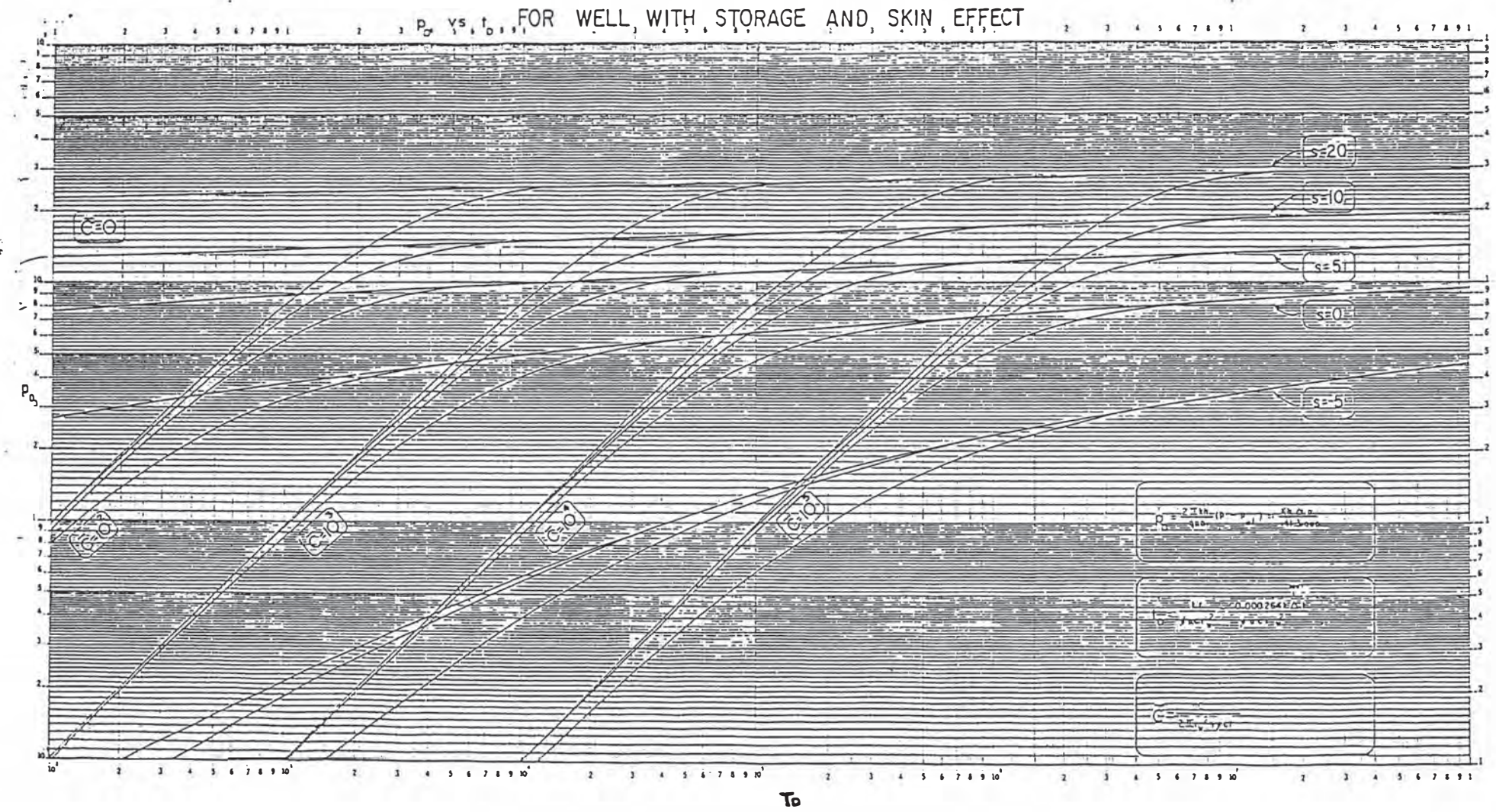
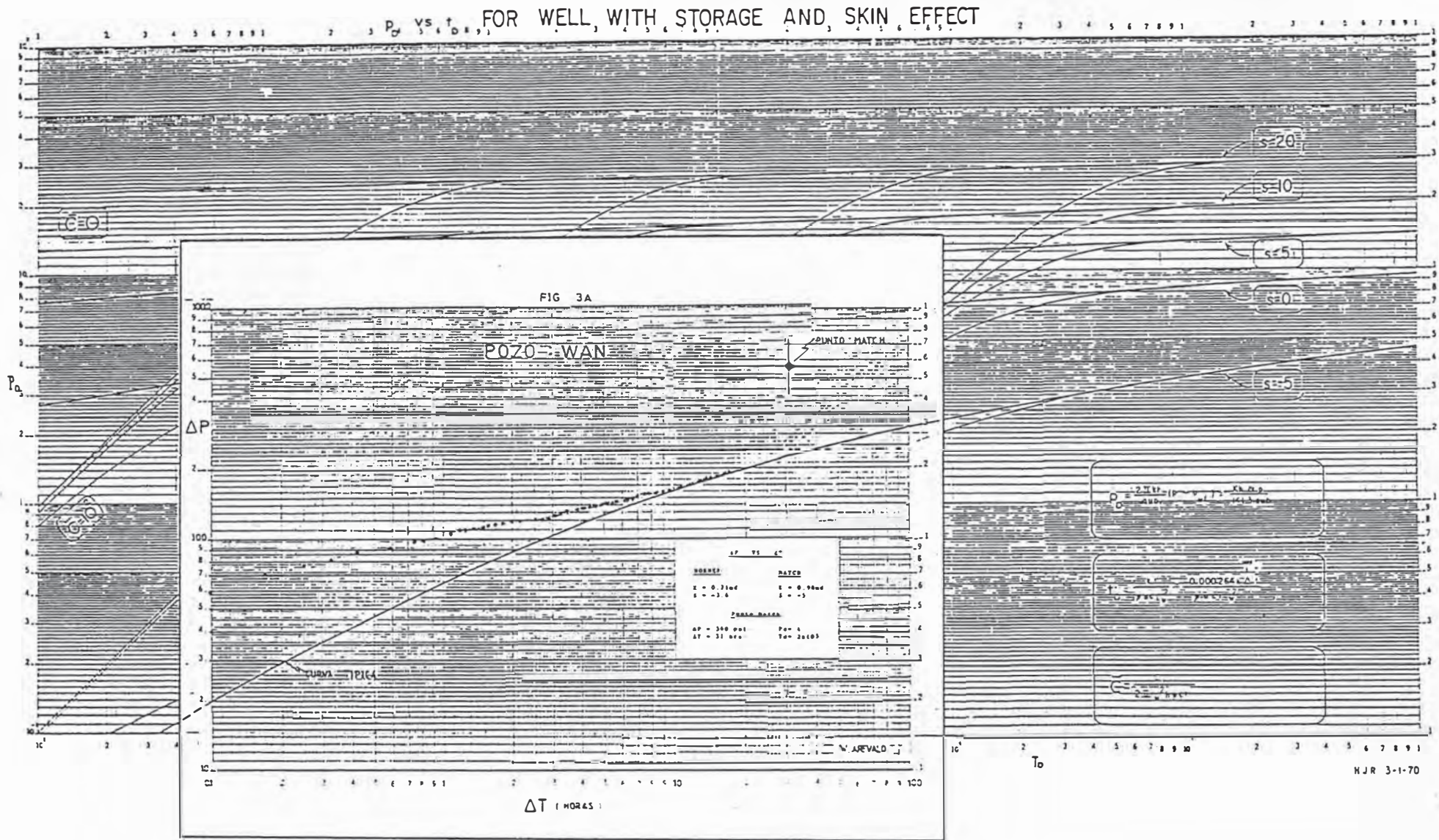


FIG 3B



CURVAS TIPO PARA MATCHAR

FIG 3C



SUPERPOSICION DE GRAFICOS (MATCHANDO) PARA ENCONTRAR EL PUNTO "MATCH"

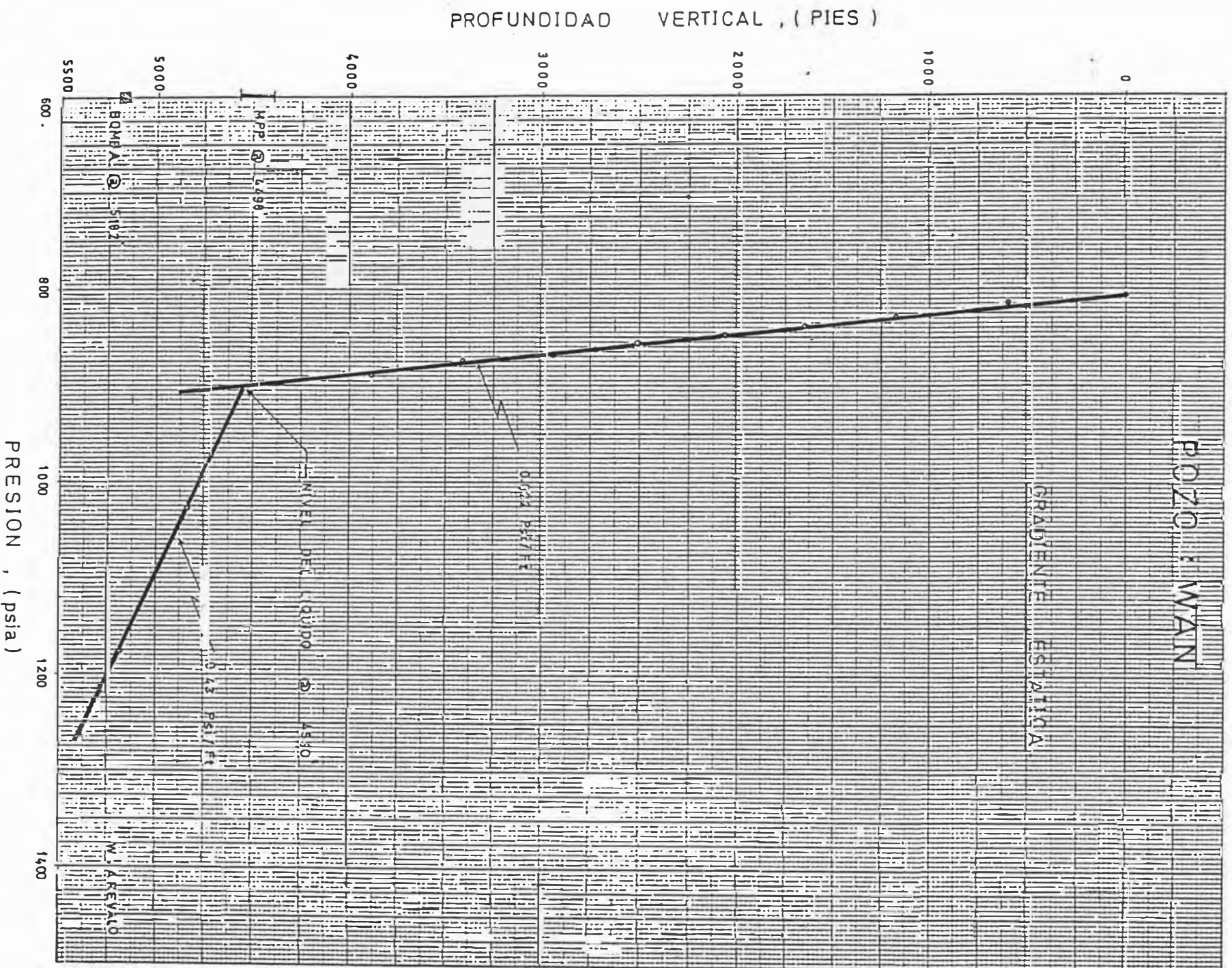
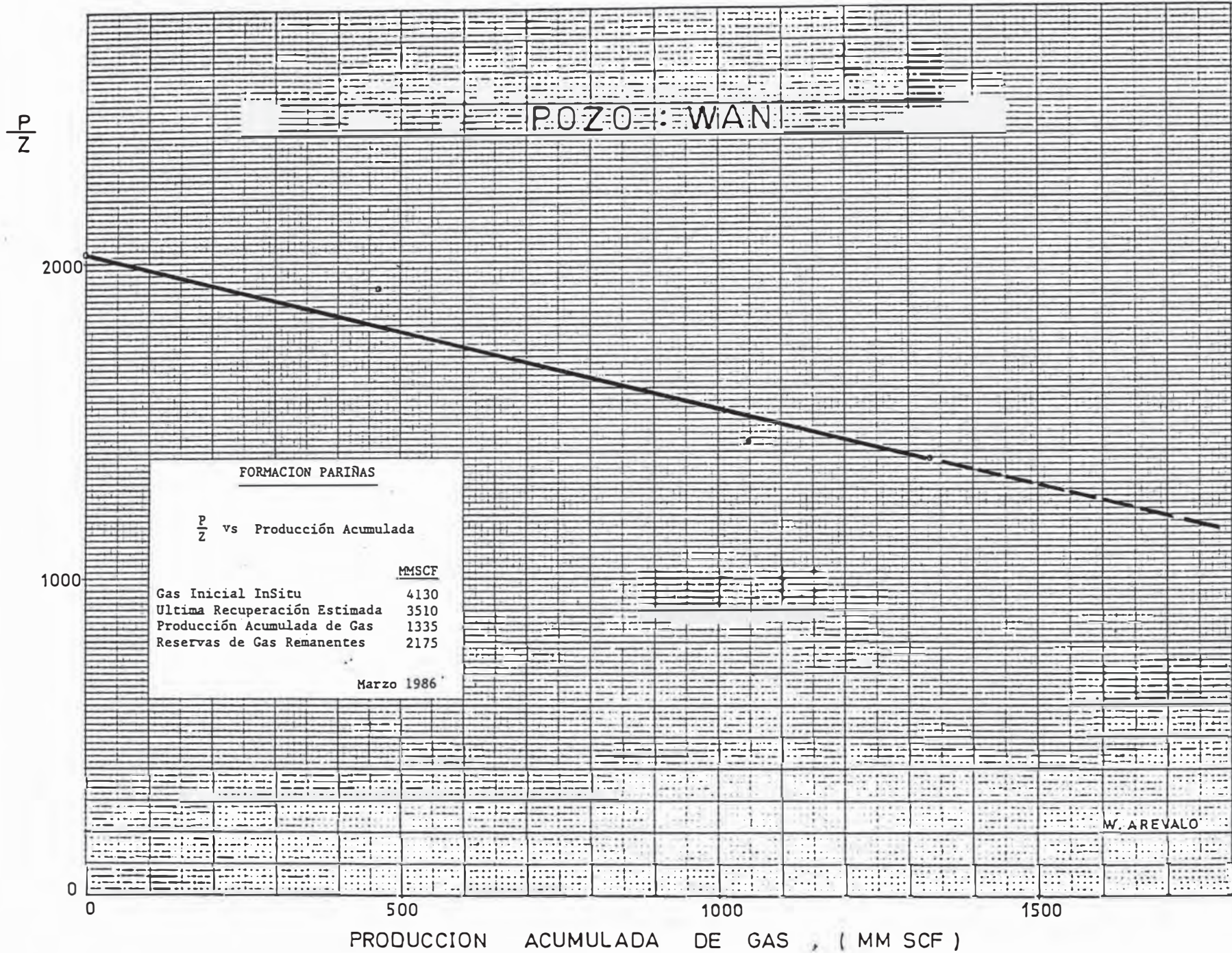


FIG 4

FIG. 5



NOMENCLATURA

B_g	=	Factor de volumen de formación del gas, Ft^3/SCF
C_f	=	Compresibilidad de la formación, Psi^{-1}
C_g	=	Compresibilidad del gas, Psi^{-1}
C_{sr}	=	Compresibilidad Seudo-reducida, adimensional
C_t	=	Compresibilidad total, Psi^{-1}
C_w	=	Compresibilidad del agua, Psi^{-1}
FVF	=	Factor de volumen de formación
GE	=	Gravedad específica o peso específico, adimensional
G_p	=	Producción acumulada de gas, $MMSCF$
K	=	Permeabilidad de la roca del reservorio, md
MD	=	Profundidad medida (Measured Depth), $Ft.$
MPP	=	Punto medio de las perforaciones (Middle point perforation), $Ft.$
ϕ	=	Porosidad absoluta de la roca del reservorio, %
$OGIP$	=	Gas inicial In Situ (Original gas in place), $MMSCF$
P_d	=	Presión adimensional
P_i	=	Presión inicial del reservorio, $Psi.$
P_{sc}	=	Presión seudo-crítica, $Psia.$
P_{sr}	=	Presión seudo-reducida, adimensional
P_{wf}	=	Presión fluyente de fondo (BHP), $Psi.$
q	=	Rate de producción de gas, $MSCF/D$
S	=	Daño en la formación (Skin factor), adimensional
S_g	=	Saturación de gas, % del volumen poroso
S_w	=	Saturación de agua, % del volumen poroso
T	=	Temperatura del reservorio, $^{\circ}R$
T_d	=	Tiempo adimensional
T_h	=	Tiempo de Horner, horas
T_{sc}	=	Temperatura Seudo-crítica, $Psia$
T_{sr}	=	Temperatura Seudo-reducida, adimensional
μ_g	=	Viscosidad del gas, cp
VD	=	Profundidad vertical (Vertical Depth), $Ft.$
Z	=	Factor de compresibilidad del gas, adimensional

. BIBLIOGRAFIA

1. *Al-Hussainy R. and Ramey H. J. Jr.: "Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting", J. Pet Tech. (May 1966) 637-642.*
2. *John Lee: "Well Testing" (First Printing, 1982), 63-68.*
3. *Craft, B. C. and Hawkins, M. F. Jr.: "Applied Petroleum Reservoir Engineering".*
4. *Dake, L. P. "Fundamentals of Reservoir Engineering".*

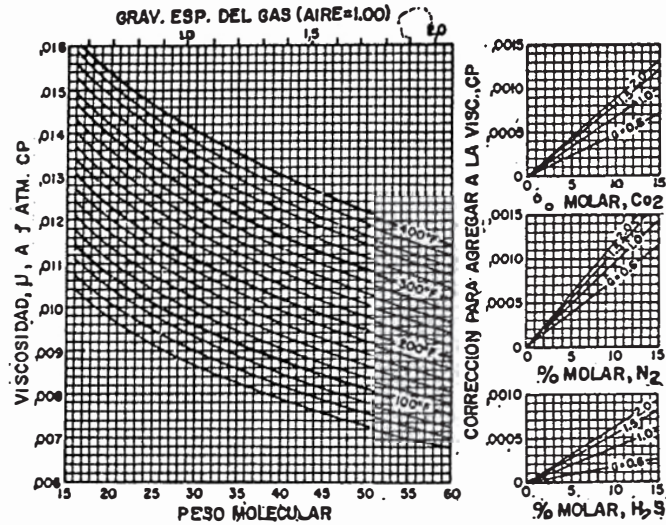


FIG. 6.3.—Viscosidad de gases naturales a una atmósfera y temperaturas del yacimiento, con correcciones para nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. (Tomado de Carr, Kobayashi y Burrows³, Actas del AIME.)

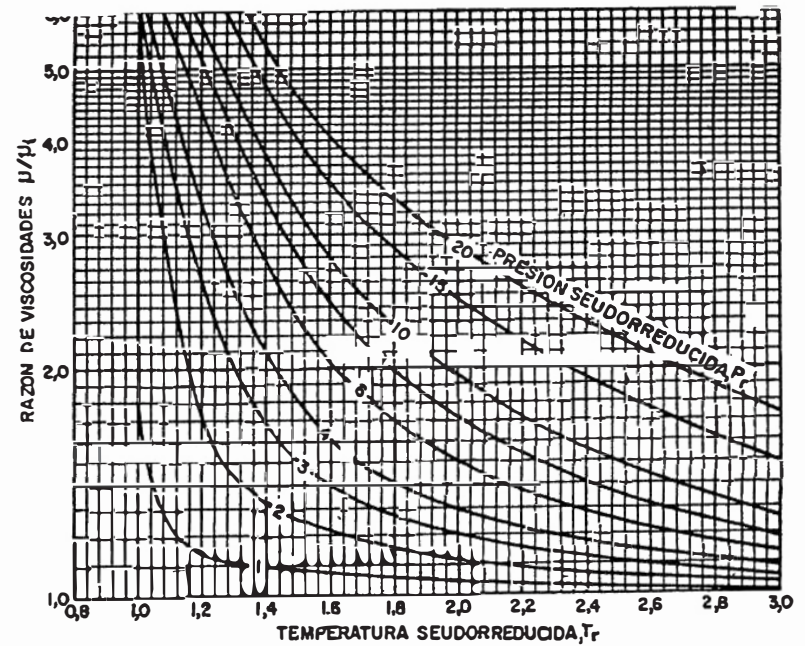


FIG. 6.4.—Razón de viscosidades en función de la presión y temperatura seudorreducidas. (Tomado de Carr, Kobayashi y Burrows³, Actas del AIME.)

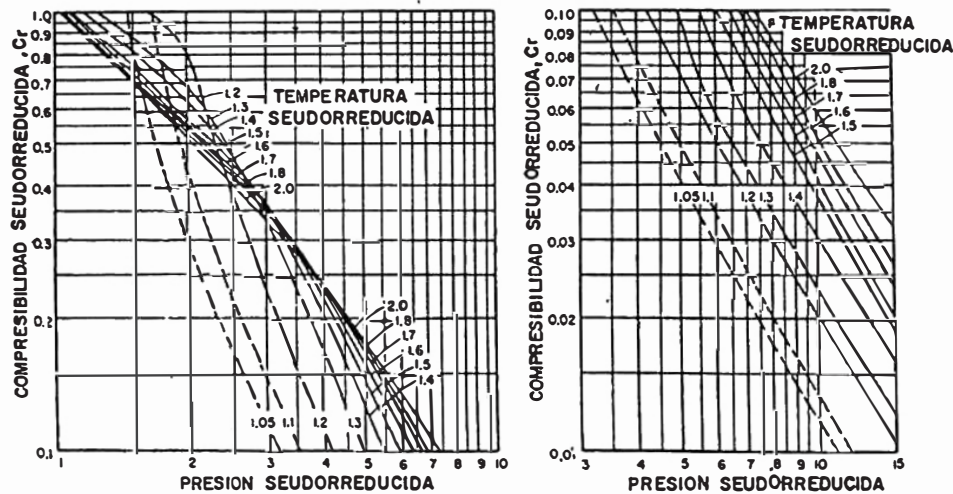


FIG. 6.10.—Compresibilidad seudorreducida de gases naturales como función de sus presiones y temperaturas seudorreducidas. (Adoptado de Trube⁵, Actas del AIME.)

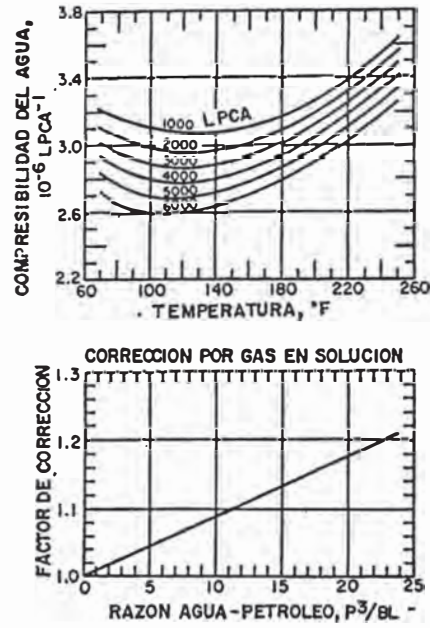


FIG. 15.—Efecto del gas disuelto sobre la compresibilidad del agua. (Tomado de Dodson y Standing¹⁹, *Drilling and Production Practice*, API.)

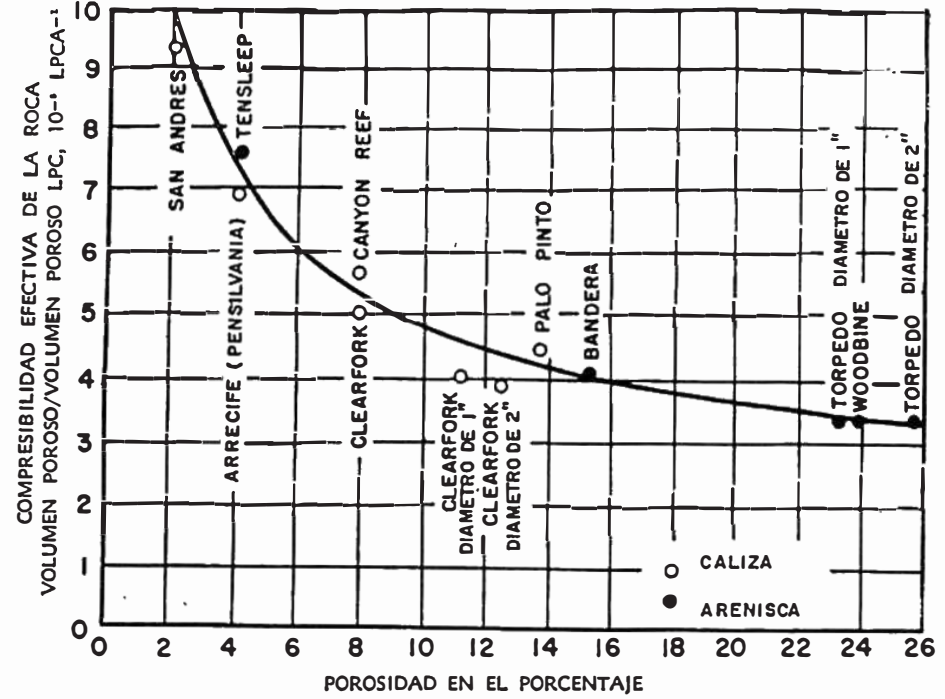


FIG. 16.—Compresibilidad efectiva de formaciones como función de porosidad. (Hall²¹, *Actas del AIME*.)

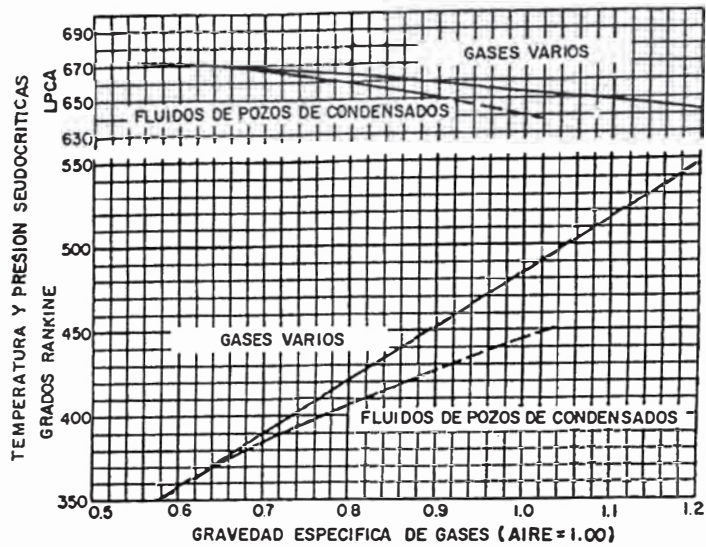


Fig. 1.2.—Propiedades pseudocríticas de fluidos de pozos de condensado y de varios gases naturales. (Tomado de Brown, Katz, Oberfell y Alden²⁵; cortesía de la Natural Gasoline Association of America). *Correcciones por impurezas.* Por cada mol por ciento de dióxido de carbono sustráigase 0,8° R; de sulfuro de hidrógeno agréguese 1,3° R; y de nitrógeno sustráigase 2,5° R de la temperatura pseudocrítica. Por cada mol por ciento de dióxido de carbono agréguese 4,4 lpc; de sulfuro de hidrógeno agréguese 6,0 lpc; y de nitrógeno sustráigase 1,7 lpc de la presión pseudocrítica. (Correcciones tomadas de Carr, Kobayashi y Burrows²⁶, Actas de la AIME.)

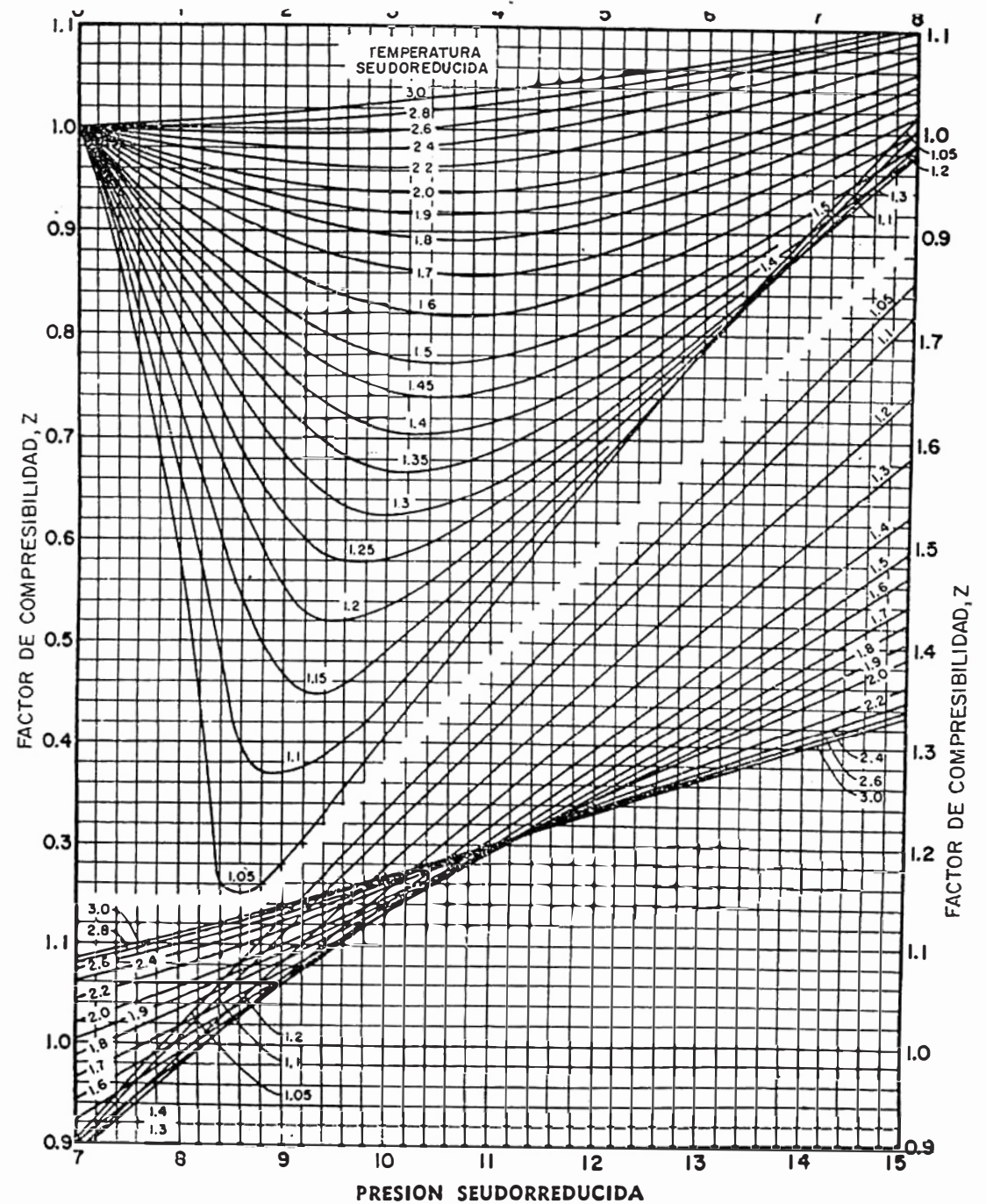


Fig. 1.3.—Factores de compresibilidad de gases naturales. (Tomado de Standing y Katz²⁷, Actas del AIME.)