

PETRO-TECH



PERUANA S.A.

EPPM-091-95

TO: Operations Manager

FROM: Exploration-Production Planning Manager

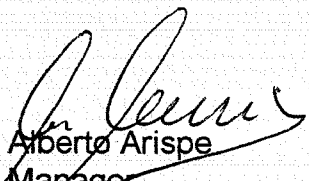
SUBJECT: **PRESSURE BUILD UP AND STATIC GRADIENT SURVEYS**

DATE: April 21, 1995

Enclosed please find results from Pressure Build Up and Static Gradient Surveys run in LO6-24, LO6-8, NN-14, PN1-7C, A2-3, A2-8, VV-5, PN2-18, SS-14, BB-20, PN2-17, PN2-8X and YY-9 Wells.

Likewise, you will find results from Static Gradient Surveys run in LO6-5X, LO6-9X, CC-6, CC-19A, PG-U8 and L1-13 Wells.

Should you need any additional information, do not hesitate to contact us.


Alberto Arispe
Manager

VPG/mts
Enc.

cc: Assistant Operations Manager - Engineering
Well Files
200.2.1

PETRO-TECH**PERUANA S.A.**

TO: Eng. Alberto Arispe
Exploration-Production Planning Manager

FROM: Eng. Víctor Peralta

SUBJECT: PRESSURE BUILD UP AND STATIC GRADIENT SURVEYS AT WELLS:
LO6-24, LO6-8, NN-14, PN1-7C, A2-3, A2-8, VV-5, PN2-18, SS-14,
BB-20, PN2-17, PN2-8X, AND YY-9.

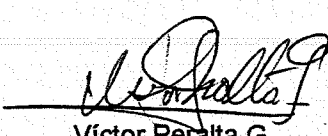
DATE: April 12, 1995

Following please find a summary of results obtained during PBU and SG surveys run in wells of the reference to determine the status of reservoir pressure:

Well	Formation	S.I. Time (Hrs.)	MPP		Pressure		Formation Gradient (Psi/Ft.)	K (md)	S (Damage)
			MD (Ft.)	VD (Ft.)	Static (Psig)	P*			
LO6-24	R.Bravo	118	4459	3542	166	665	0.047	0.057	-1.618
LO6-8	R.Bravo	111	5025	3835	63	433	0.016	0.312	-1.663
NN-14	Mogollon	114	5232	4793	565	1449	0.118	0.022	-1.314
PN1-7C	Mogollon	121	39 63	2681	206	555	0.077	0.121	-1.478
A2-3	P.Negra	96	2649	2144	115	447	0.054	0.321	-2.847
A2-8	P.Negra	68	2499	2061	94	523	0.046	0.214	-1.146
VV-5	R.Bravo	120	5269	4050	415	NR	0.102	NR	NR
PN2-18	Mogollon	115	8537	6816	698	NR	0.096	NR	NR
SS-14	P.Negra	116	2749	1709	64	247	0.037	1.075	-2.468
BB-20	Mogollon	114	524 7	4758	848	2291	0.178	0.010	-1.426
PN2-17	Mogollon	114	6692	6176	631	1069	0.102	0.272	-2.889
PN2-8X	Mogollon	69	8045	6876	1282	2748	0.186	0.038	-2.008
YY-9	P.Negra	94	2976	2374	229	510	0.096	0.547	-2.051

In all PBU surveys a final stabilized pressure was achieved, except in VV-5 and PN2-18 Wells, in which the evaluation of reservoir properties (P*, Skin Factor and Permeability), was not possible, apparently these wells were not adequately discharged before build up test.

Some comments are also included in each analyzed build up sheet.


Víctor Peralta G.

WELL: LO6-8

BUILD UP PRESSURE TEST

AND STATIC GRADIENT

(Date: February 16-21, 1995)

History

This well was completed on May/04/85, in the interval 5867' at 4183' of the R.Bravo Fm. Its initial production was 496 bopd. Up to Jan./95 it has 179 Mbbls. of cumulative oil. Now it is producing 28 BOPD.

This survey was recommended to evaluate the actual reservoir pressure

Results

Formation	Perforated Interval (MD)	M.P.P.		Pressure (Psi/FT)		Form. Gradient (Psi/FT)	Fluids Level (VD)	Fluids Gradient (Psi/Ft)
		MD	VD	Static	P*			
R.Bravo	5867-4183	5025	3835	+63	433	0.016	Gas at Surf. Oil at 3716'	0.005 0.299

	<u>Match</u>	<u>Horner</u>
Permeability (K), md.	0.324	0.312
Skin Factor (S)	-4.459	-1.663

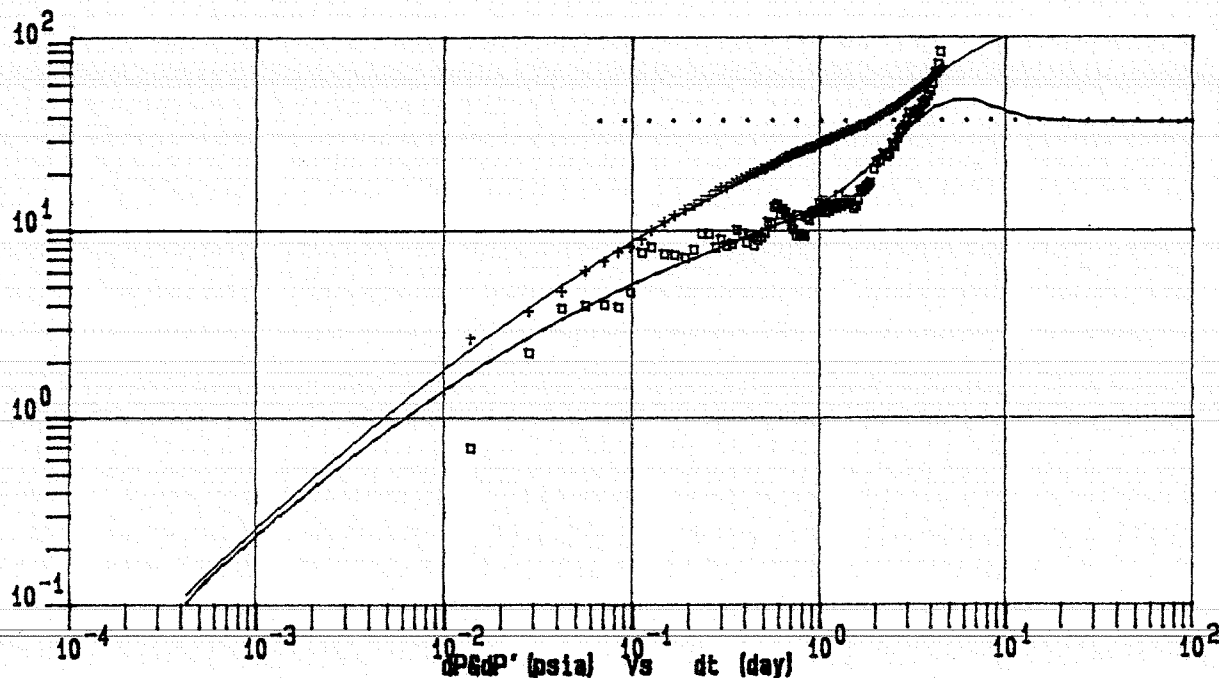
The pressure at bomb depth (5600' MD - 4258' VD) was 189 psig. The well was shut-in during 111 hours to Build up pressure.

Attachment-1 is a log-log plot of pressure changes and derivative versus dt. The data shows phase redistribution with short periods of stabilization during the first 24 hours. Following, the derivative started to gradually increase up to 69.6 hours, when it is shown a flat portion in the next 14.4 hours, indicating the presence of radial flow. Finally, the derivative increased again until the last part of the build up, due to a possible boundary effect.

The interpretation using the Changing Wellbore Storage Model, adjusted better in this case, as it is shown in Attachments-1 & 2 with solid lines. Additionally, the reservoir parameters results from Horner plot evaluation are similar to those obtained using the matching method (see Attachment-3). The R. Bravo formation shows no damage and it has low permeability.

VPG

PetroTech	Log-Log	L06-8
Company	PETRO-TECH	Test PBU
Field	LOBITOS	Date FEB./16-21/95
Well	L06-8	Gauge



Flow Period # 2
Rate 0 STB/day
Rate Change 28 STB/day
P @ dt=0 107.15 psia
P_i 432.94 psia
Smoothing 0.1

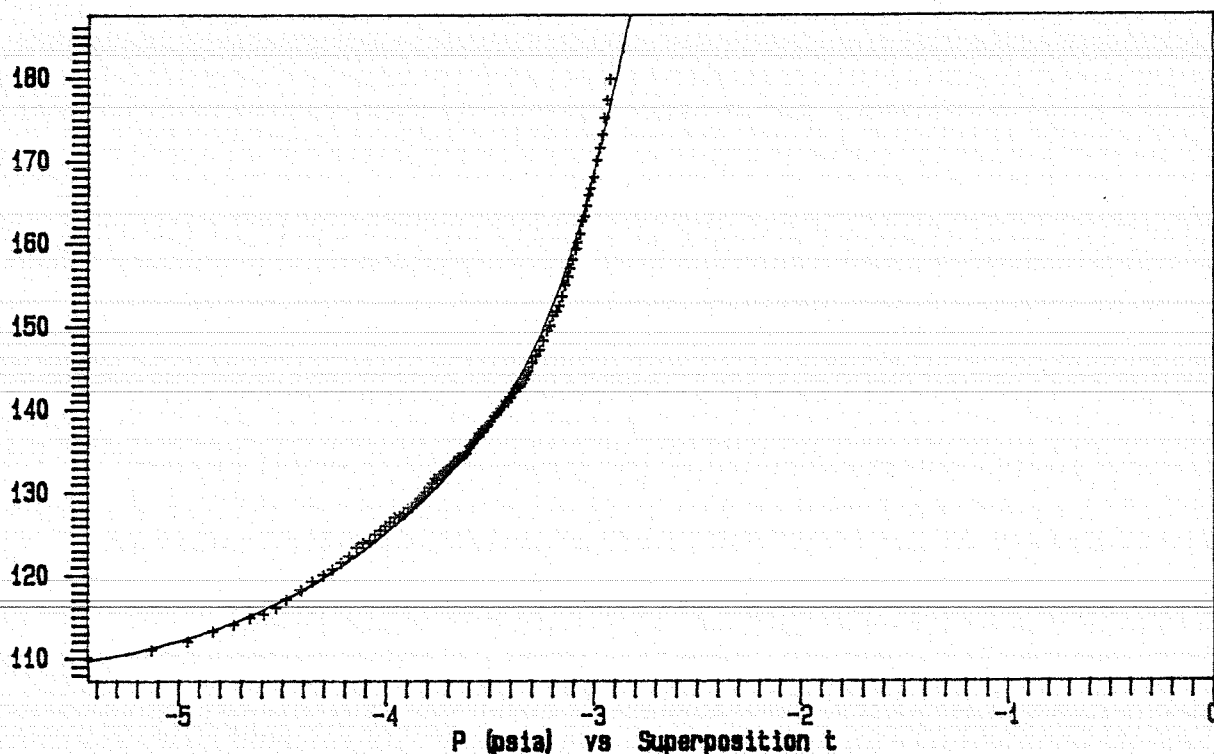
Time match 7.5533 (day)⁻¹
Pressure Match 0.013455 (psia)⁻¹

RESERVOIR Homogeneous
WELL Changing storage
BOUNDARY Infinite

Storage C 0.05366 STB/psi
CD 744.37
C factor 1.6723
Alpha 22048
Skin factor -4.4598

kh 105.91 md.ft
K 0.32388 md
Mobility k/μ 0.17507
Investig. R 109.07 ft

PetroTech		Semi-Log		L06-8
Company	PETRO-TECH	Test	PBU	
Field	LOBITOS	Date	FEB./16-21/95	
Well	L06-8	Gauge		



Flow Period # 2
Rate 0 STB/day
Rate Change 28 STB/day
P @ dt=0 107.15 psia
P_i 432.94 psia

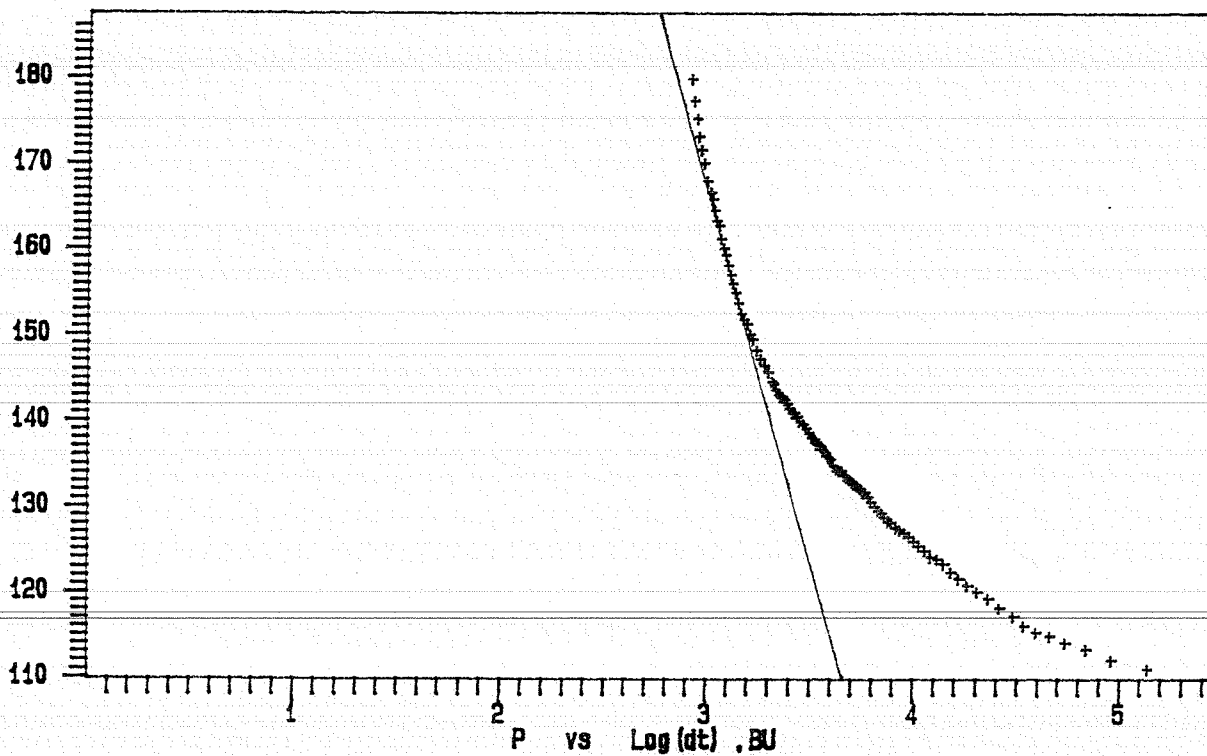
Time match 7.5533 (day)⁻¹
Pressure Match 0.013455 (psia)⁻¹

RESERVOIR Homogeneous
WELL Changing storage
BOUNDARY Infinite

Storage C 0.05366 STB/psi
CD 744.37
C factor 1.6723
Alpha 22048
Skin factor -4.4598

kh 105.91 md.ft
K 0.32388 md
Mobility k/μ 0.17507

PetroTech	Flexible	LOG-8
Company	PETRO-TECH	Test PBU
Field	LOBITOS	Date FEB./16-21/95
Well	LOG-8	Gauge



Flow Period # 2
Rate 0 STB/day
Rate Change 28 STB/day
P @ dt=0 107.15 psia
Pi 432.94 psia

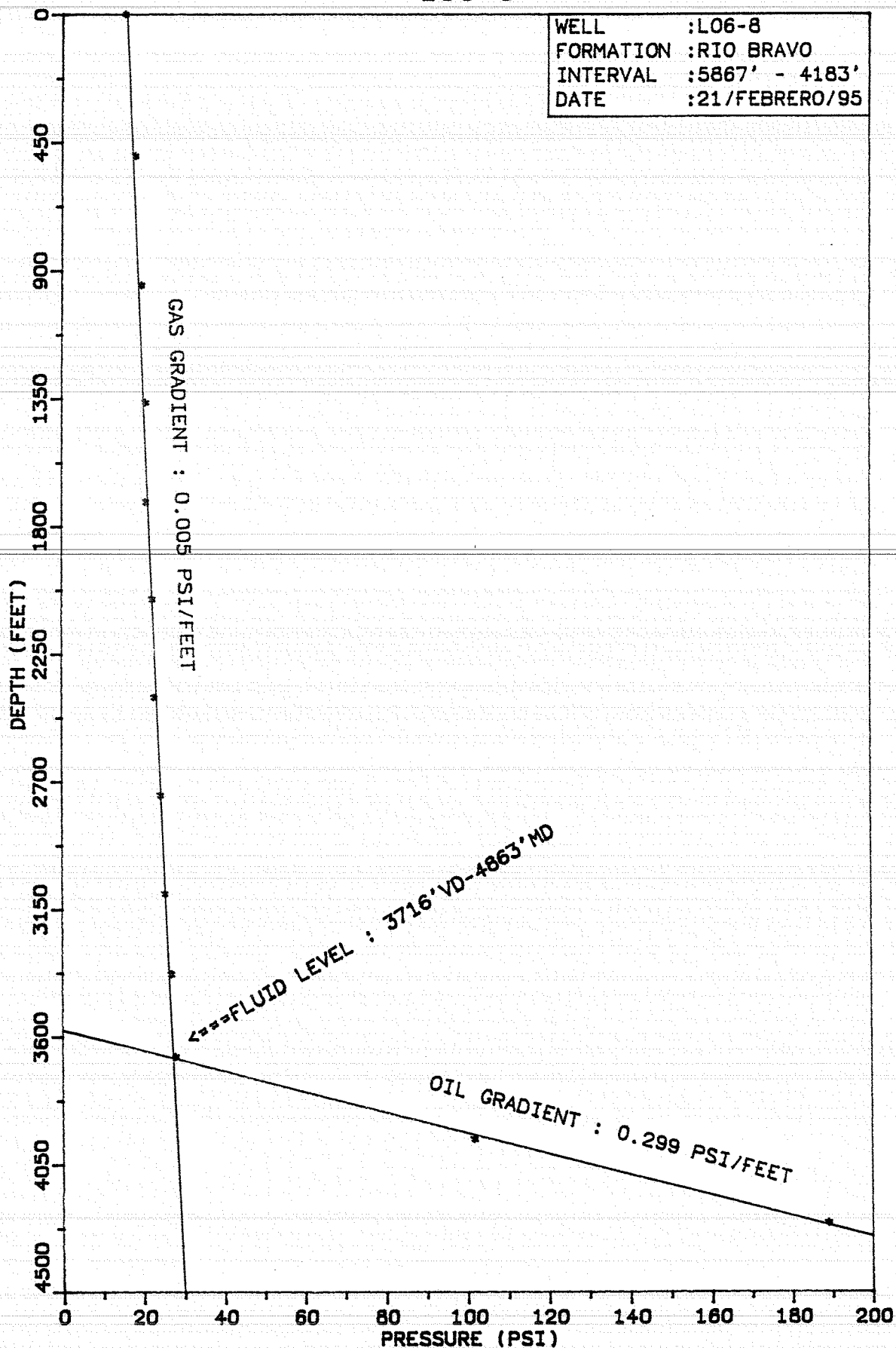
Flexible line # 1
P vs Log(dt) .BU

Slope -86.245
Intercept 425.13
kh 105.05 md.ft
K 0.32126 md
Skin factor -1.6632

STATIC GRADIENT

L06-8

WELL	: L06-8
FORMATION	: RIO BRAVO
INTERVAL	: 5867' - 4183'
DATE	: 21/FEBRERO/95



COPESERPET S. A.

Pozo LO6 - 8 Lobitos

**Prueba de Restauración de Presión
(Build up) y Gradiente Estática.**

Cliente : Petrotech Peruana S.A.

Fecha : Del 16 al 21 de Febrero de 1995.

CPSP-028-95

Talara, 24 de Febrero de 1995.

Señores

PETRO-TECH PERUANA S.A.

Negritos.-

ATT.: Ing. Lorenzo Roque

Servicio de Producción

De nuestra consideración :

Por medio de la presente, nos es grato hacerles llegar el análisis y resultados de la prueba de RESTAURACION DE PRESION (BUILD UP X 111 HRS) Y GRADIENTE ESTATICA corrida en el pozo L06 - 8, para la Fm. Río Bravo en el Area Lobitos Mar.

Esperando que esta información les sea de utilidad y para cualquier consulta adicional no dude en contactarnos.

Sin otro particular, nos despedimos de usted,

Atentamente,

.....
Ing. Jorge Bardales Cruz
COPESERPET S.A. - TALARA

JBC/lqr.

COPESERPET S.A.

POZO : L06-8 (Z- 2-A-21-618-D-L06)		ZONA: LOBITOS MAR	
PRUEBA : REGISTRO DE RESTAURACION DE PRESION (BUILD UP) x 111 Hrs.			
FORMACION : RIO BRAVO		INTERVALO : (5867' - 4183')	
POZO L06 - 8 TUBING (2 3/8") CHF . = 33' . 13 3/8" @ 622' 2 5/8" @ 1703' Mandrel de Apoyo 2475' 4183' Nivel de Fluido @ 4,994.6 P.M. BK1x 5/16 x 560 # @ 5468' Fm. RIO BRAVO Niple de Asiento @ 5503' Bomba Amerada. @ 5,600' TOP @ 5640' 5867' F. COLLAR F. SHOE 900 Sx. Cmto. T.D. 6313'		FECHA	DATOS DEL POZO
		16 / 02/ 95	Inst. Actual: BLT Estado del Pozo : Productor Ciclo de Prod.: 30' x 3' Prod. Ult. Prueba : 28 BOPD Presión G/L : Normal 850 psi. Presión G/L en la Prueba 820 - 860 psi. Presion de TBG.: Flowing :.....PSI WH Beam :
		HORA	Instalo BOP: SI Calibrador :.....
		14:20	STD. Valve prof. : 5,600 P.M. Recupero: No Tiene
		14:20	Tope de Arena : 5,640 P.M.
		DESARROLLO DE LA PRUEBA	
		HORA	Efect. por CIA. COPESERPET el 16/02/95.
		15:00	Bomba Amerada PSI SERIE RELOJ .1000. .D-75246. .120 Hrs. Prof. de Bomba : 5,600 P.M. ó 4,257.60 P.V.
		15:35	1 reloj de 120 hrs. Instalado
		16:00	En el fondo. Se tomo 03 ciclos de Iny. Gas (30' x 3')
17:46	Cierre del Pozo por +/- 111 Horas		
FECHA	Levanto Bombas Ameradas.		
21 / 02 / 95	Gradiente Estatica y Presiones con paradas		
08:55	Bombas Ameradas PSI SERIE RELOJ .1000. .D-75246. .03Hrs. De Superficie hasta 4000 P.M. Cada 500' P.M x 5min. De 4000 a 5600 P.M. cada 400' x 5 min. En el fondo @ 5600 x 30 minutos.		
10:40	Bombas en Superficie		
11:00	Instalo Std. Valve: SI @ 5,600 P.M. Estado del Pozo despues de la Prueba: Pozo en Produccion Ciclo de 30' x 3'		
Observaciones : Los datos para la interpretación de la prueba de Restauración de Presión y Gradiente Estatica fueron obtenidos del elemento de 1000 psi. Presión en los Tubos = 15.5 psi. Presión en los Forros = 100 psi. Gradiente de Gas Seco = 0.005 PSI/PIE. Gradiente de Aceite = 0.36 PSI/PIE. Contacto Gas/Aceite=4,994.6 P.M. ó 3,812.22 P.V.			
Operador : Roberto Talledo		Ing. Jorge Luis Bardales Cruz.	

COMPANÍA PERUANA DE SERVICIOS PETROLEROS S.A.
COPESEPET S.A.

RESULTADOS DE LA PRUEBA DE RESTAURACION DE
PRESION Y GRADIENTE ESTATICA
POZO LO6 - 8

Fecha de la prueba	:	16 al 21 de Febrero de 1995
Formación	:	Río Bravo
Intervalo Baleado	:	5,867' - 4,183'
Profundidad de la Bomba	:	5,600 P.M. (4,257.6 P.V.)
Presión en la cabeza del pozo	:	
Tubos	:	15.50 psig.
Forros	:	100 psig.
Maxima presión registrada a	:	
la profundidad de la bomba	:	189.00 psig.
Presión Extrapolado (P*)	:	262 psig.
Permeabilidad de la Fm. (K)	:	0.05 md.
Daño a la Formación (S)	:	- 3.76
Conductividad Reservorio (K*h)	:	24.5 md.-ft.
Nivel de Fluido	:	
Contacto Gas/ Aceite	:	4,994.6 P.M. ó 3,812.22 P.V.
Gradientes de fluídos	:	0.005 psi/pie (Gas)
	:	0.36 psi/pie (Aceite)
Tope de Arena	:	5,640 P.M.
Información de Producción	:	
Producción Acumulada a Enero de 1,995:	:	
Petróleo	:	179,762 bbls.
Gas	:	495,574 Mscf.
Agua	:	5469 Bls.

COMPANIA PERUANA DE SERVICIOS PETROLEROS S.A.
COPESERPET S.A.

- Los Resultados fueron obtenidos de acuerdo al analisis convencional, Una conclusión de esta correlación es que no hay Daño , ($S = - 3.76$) la formación se encuentra estimulada. En adición a esto la Permeabilidad calculada usando este método resulta ser muy baja ($K = 0.05$ md.) . Esto esta de Acuerdo a la revision de Datos de Ingenieria donde se encuentra información sobre la completación del pozo donde fue Fracturada con Agua Water Frac.
- La Gradiente Estatica muestra la presencia del Nivel de contacto gas y aceite @ 4,994.60 P.M. ó 3,812.22 P.V. , el nivel se encuentra por encima de la valvula BK1 en la Instalación Tipo BLT.

COMPAÑIA PERUANA DE SERVICIOS PETROLEROS S.A.
COPESEPET S.A.

SECUENCIA OPERATIVA PARA
REGISTRO DE RESTAURACION DE PRESION Y GRADIENTE ESTATICA
EN EL POZO LO6 - 8

FECHA	HORA	ACTIVIDAD
- 16/02/95	13:50	Se arma lubricador en la cabeza del pozo.
	14:00	Se cerro la válvula de inyección de Gas Lift y válvula lateral de producción abierta hacia separador de producción.
	14:20	Se Chequeo Niple de Asiento no Tiene Standing Valve @ 5,600 P.M.
	14:40	Se localizo Tope de Arena @ 5,640 P.M.
	15:00	Se procedio a asegurar hermeticamente el lubricador en la cabeza del pozo y abrir la válvula maestra del arbol.
	15:20	Se armaron 2 bombas Ameradas y colocaron dentro del lubricador, siguiendo la recomendación se uso elemento de 1000 psi y 2025 psi con relojes de 120 Hrs.
	15:45	Se encrocho reloj y se procedio a bajar bombas Ameradas.
	16:00	Bombas Ameradas a la Profundidad @ 5,600 P.M. Al llegar a la profundidad de 5,600 P.M. se abrio la linea de inyección de gas y se realizo 03 ciclos de inyección(30' x 3'). según recomendación de Ingenieria. Se instalo 01 manómetro en Tubos y Forros. Una vez transcurrido el tiempo necesario para poder registrar la presión fluyente se procedio a cerrar la linea de Inyección de Gas.
	17:46	Se cerro lateral de producción y BOP, de esta manera el pozo quedo hermeticamente cerrado. La Presión en los tubos se incremento en las primeras horas de 0 hasta 5 psig.

COMPANIA PERUANA DE SERVICIOS PETROLEROS S.A.
COPESERPET S.A.

- 21/02/95 08:40 Término del Registro Build Up x 120 hrs. aprox. Pozo en prueba, registro una presión de 15 psig. en tubos y 100 psi en los Forros.

08:45 Se procedio a recuperar Bombas Ameradas hasta el lubricador.

08:50 Bombas Ameradas en Superficie.

Cerramos BOP del cabezal y recuperamos cartas de presión.

08:55 Armamos Bomba Amerada con elemento de 1,000 psi. con reloj de 3 horas dentro del lubricador.

09:03 Se procedio a tomar una Gradiente Estatica realizando estacionamientos de 5 minutos cada 500 P.M. desde superficie hasta 4,000 P.M. y de 4,000 a 5600' cada 400 pies.

09:52 Bombas @ 5,600 P.M. , Estacionamiento x 30 minutos

10:23 Se procede a recuperar hasta lubricador.

10:40 Cerramos BOP del cabezal y recuperamos cartas de presión.

11:10 Se procede a Instalar standing valve @ 5,600'.

11:30 Removimos el lubricador y reinstalamos el "Gorro" del cabezal.

12:00 Se abre válvula maestra del arbol, lateral de producción queda conectada ,Pozo en Producción.
ciclo 30' x 3'

COMPANIA PERUANA DE SERVICIOS PETROLEROS S.A.
COPESERPET S.A.

RESTAURACION DE PRESION

BUILD UP

POZO L06 - 8

El pozo en referencia fue completado el 04 de Mayo de 1,985 en la Formación Rio Bravo, mediante baleo selectivo y fracturamiento con Agua en el intervalo 4183'- 5867' con 490 P.V. aprox. con 72 tiros, sobre la cara de la arena neta . El 05 de Mayo de 1985 Estepsa

realizo el Fracturamiento de la Formacion con agua Water Frac.

En estas condiciones el pozo produjo inicialmente 667 bls declinando en forma normal hasta alcanzar un nivel de producción promedio de 71 bls. ; En Octubre de 1987 con el fin de mejorar el sistema de levantamiento Gas Lift se Cambio Instalación de Convencional a BLT elevando la Producción a 91 bls.

El estado actual de este pozo luego del ultimo servicio el dia 29 de Mayo de 1994 se encuentra en estado productor con Instalación de Gas Lift tipo BLT de 2 3/8" . Ciclo de Inyección 30' x 3' y alcanza una producción promedio +/- 28 BOPD con G/L .

El 16/02/95 se corrió una prueba de BUILD UP x 120 hrs. en el pozo L06 - 08, Lobitos, para evaluar la formación Rio Bravo.

COMPANIA PERUANA DE SERVICIOS PETROLEROS S.A.
COPESEPET S.A.

Al momento de la prueba, el pozo se encontraba en estado Productor (28 BOPD) producción promedio del mes de Enero de 1995, con Instalación de Gas Lift tipo BLT de 2 3/8" . El registro de Presión se efectuó con 2 bombas Ameradas de rango de 1,000 psig y 2025 psi., colgado con Unidad de wire line a la profundidad de 5,600 P.M.(4,257.60 P.V.). El pozo había acumulado una producción de Petróleo de $N_p = 179762$ bbls. al mes de Enero de 1995 aprox., De acuerdo a la revisión de datos de producción el pozo se encontraba produciendo en forma Intermitente ciclo 30' x 3' , así que contamos con la información de producción antes de realizar la prueba.

Para el análisis de estas pruebas se determinó que el desarrollo del Build Up se efectuaría utilizando una producción de Petróleo de 28 BOPD registrado en Promedio durante las ultimas pruebas de producción de Campo Corregidas del Mes de Enero.

Luego de bajar el registrador de presión a la profundidad indicada , se registró presión fluyente, durante +/- 03 ciclos de Inyección. La presión registrada fue de 107.15 psig., posteriormente se cerró el pozo en cabeza, procediendose al registro de BUILD UP por +/- 111 horas.

Las primeras horas de la prueba se registro una presion de 0 psi la Cabeza la cual fue incrementandose rapidamente hasta llegar a 5 psi tendiendose a estabilizarse despues de las primeras 45 horas

COMPANIA PERUANA DE SERVICIOS PETROLEROS S.A.
COPESEPET S.A.

,llegandose a alcanzar hasta 12 psig.en los Tubos y 90 en forros al final de la prueba se registro la presión Pseudoestabilizada en 15 psig. de Presión en los Tubos y 100 psi en los Forros. Finalmente, terminado el registro de presión, se procedió a sacar el registrador para luego proceder a tomar la Gradiente Estática . Se registro la presencia del nivel de fluido @ 4,994.60 P.M. ó 3,812.22 P.V. sobre la valvula BK1 de la Instalación Tipo BLT ; Gradiente de Gas = 0.005 psi/pie y la Gradiente de Aceite = 0.36 psi/pie.

(Grafico N^o 5 y Tabla N^o 3)

COMPANIA PERUANA DE SERVICIOS PETROLEROS S.A.
COPESERPET S.A.

ANALISIS DE LA PRUEBA

BUILD UP X 111 HRS POZO LO6 - 8

El análisis se efectuó considerando una tasa de producción por un tiempo de $tp=Np/qo=179762$ Bls/28 Bls/d x 24 horas

$tp= 199,022$ horas

$qo= 28$ STB/D.,

$h = 490$ P.V.

$\mu= 0.154$ cp.,

$\theta= 0.15$

$B= 1.1284$ RB/STB,

$Ct= 13.5 \times 10^{(-6)}$ psi⁽⁻¹⁾,

$rw^2= 0.21$ ft²

$K = 0.05$ md.

$S = - 3.76,$

Con los datos de la tabla N^o 1, ploteamos el gráfico Cartesiano (Pwf vs. dT (min.)) , el cual muestra los 03 Ciclos de Inyección con la linea de Producción Abierta al Separador para el registro de la presión fluyente antes del cierre como se muestra en el Grafico N^o 1. Asi tambien, El ploteo Cartesiano especifico (Pws vs. dTc), el ploteo Log - Log de diagnostico y derivada (dP & dP/dTc vs. dTc), y el ploteo semilog [Pws vs. $\log (Tp+dT)/dT$] que son mostrados en los Grafico N^o 2, 3 y 4.

COMPANIA PERUANA DE SERVICIOS PETROLEROS S.A.
COPESERPET S.A.

De estos gráficos podemos observar un comportamiento dominado tempranamente por los efectos del wellbore storage y la presencia de la linea recta de pendiente 1/2 que representa al flujo lineal de fractura de Alta conductividad , en el ploteo de Horner se puede apreciar el comportamiento del flujo radial . Por lo que en el mismo ploteo se llega a alcanzar e identificar la región de Pseudoestabilización la cual es alcanzada despues de 45 hrs. de cierre aproximadamente y es identificado el comportamiento de flujo radial para el análisis de Horner.

Por lo que el proceso de Interpretación se realizará el método convencional . Para lo cual es ploteado Log - Log (dP vs. dTc) y Semi-log de Horner como se muestra en la Grafica N° 3 y 4 y realizamos los Calculos respectivos . Se puede tambien comprobar la linea recta de pendiente 1/2 característica de una fractura de Alta conductividad. Indentificamos los siguientes Datos:

Del gráfico de Horner , Es identificado el rango MTR, determinamos que la pendiente m de la línea recta es

$$m = 33 \text{ psi/ciclo.}$$

luego,

$$K=162.6*q*B*\mu/(m*h)=162.6*(28)(1.1284)(0.154)/((33)(490))$$

$$K = 0.05 \text{ md.}$$

Tabla No. 1

PRESION FLUYENTE PARA EL POZO LO6 - 8

Fecha de la Prueba : 16 de Febrero de 1995
 Instalacion : BLT
 Formacion : Rio Bravo
 Intervalo Perforado : 5,867' - 4,183'
 Profundidad de la Bomba : 5600 P.M. o 4257.60 P.V.
 Elemento Amerada Rango : 1000 psi

Fecha	Tiempo hh:mm:s	dT (Min.)	Deflecc. (Pulg.)	Pwf (psia)	3 Ciclos 30' x 3'
16-Feb-95	15:45:00	0.00	0.09900	48.63	En el Lubricador
	16:00:00	15.00	0.19900	100.42	En el fondo del Pozo
	16:19:00	34.00	0.77700	399.74	I inyecc. Max. Presion
	16:24:00	39.00	0.21500	108.70	Pwf cierre I ciclo Inyecc.
	16:30:00	45.00	0.49600	254.22	Pwf(Pto. Intermedio)
	16:38:00	53.00	0.50700	259.92	Pwf(Pto. Intermedio)
	16:42:00	57.00	0.51450	263.80	Pwf(Pto. Intermedio)
	16:47:00	62.00	0.51900	266.13	Pwf apertura II ciclo
	16:50:00	65.00	0.79850	410.88	Pwf. Max. II ciclo
	16:55:00	70.00	0.20500	103.52	Pwf. cierre II ciclo inyecc.
	17:03:00	78.00	0.46650	238.94	Pwf(Pto. Intermedio)
	17:07:00	82.00	0.49250	252.41	Pwf(Pto. Intermedio)
	17:10:00	85.00	0.50000	256.29	Pwf(Pto. Intermedio)
	17:17:00	92.00	0.50200	257.33	Pwf. apertura III ciclo
	17:21:00	96.00	0.80700	415.28	Pwf. Max. III ciclo
	17:28:00	103.00	0.20200	101.97	Pwf. cierre III ciclo Inyecc.
	17:35:00	110.00	0.21040	106.32	Pwf(Pto. Intermedio)
	17:46:00	121.00	0.21200	107.15	Pws(P. de flujo antes del cierre)

PRESION FLUYENTE POZO LO6 - 08

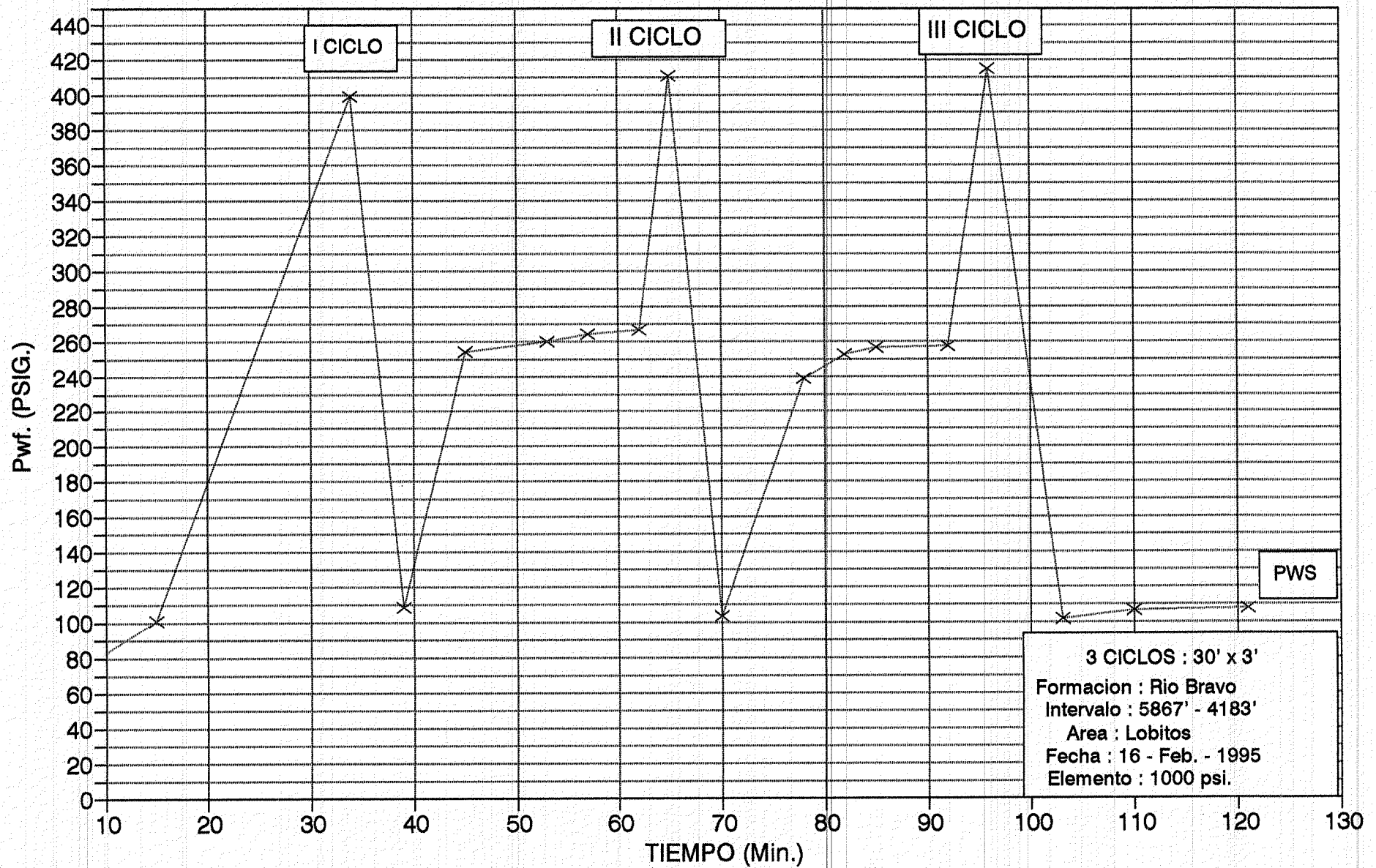


Grafico No. 1

Tabla No. 2

**WELL LO6 - 8
BUILD UP TEST DATA**

Fecha	Tiempo hh:mm:ss	dT (Min.)	dT (hours)	(Tp+dT)/dT Horner Time	Deflección (Pulg.)	Pws (psia)	Pws-Pwf (psia)
16-Feb-95	17:46:00	0	0.0000	-	0.2120	107.15	0.00
	18:06:00	20	0.3333	462242	0.2170	109.74	2.59
	18:26:00	40	0.6667	231122	0.2190	110.77	3.63
	18:46:00	60	1.0000	154081	0.2210	111.81	4.66
	19:06:00	80	1.3333	115561	0.2235	113.10	5.96
	19:26:00	100	1.6667	92449	0.2250	113.88	6.73
	19:46:00	120	2.0000	77041	0.2265	114.66	7.51
	20:06:00	140	2.3334	66035	0.2275	115.17	8.03
	20:26:00	160	2.6667	57781	0.2290	115.95	8.80
	20:46:00	180	3.0000	51361	0.2310	116.99	9.84
	21:16:00	210	3.5000	44024	0.2330	118.02	10.88
17-Feb-95	21:46:00	240	4.0000	38521	0.2350	119.06	11.91
	22:16:00	270	4.5000	34241	0.2365	119.84	12.69
	22:46:00	300	5.0000	30817	0.2380	120.61	13.46
	23:16:00	330	5.5000	28016	0.2395	121.39	14.24
	23:46:00	360	6.0001	25681	0.2410	122.17	15.02
	00:16:00	390	6.5001	23706	0.2430	123.20	16.05
	00:46:00	420	7.0001	22012	0.2440	123.72	16.57
	01:16:00	450	7.5001	20545	0.2445	123.98	16.83
	01:46:00	480	8.0001	19261	0.2460	124.75	17.61
	02:16:00	510	8.5001	18128	0.2470	125.27	18.13
	02:46:00	540	9.0001	17121	0.2480	125.79	18.64
	03:16:00	570	9.5001	16220	0.2490	126.31	19.16
	03:46:00	600	10.0001	15409	0.2500	126.83	19.68
	04:16:00	630	10.5001	14675	0.2505	127.09	19.94
	04:46:00	660	11.0001	14008	0.2510	127.34	20.20
	05:16:00	690	11.5001	13399	0.2523	128.02	20.87
	05:46:00	720	12.0001	12841	0.2525	128.12	20.97
	06:16:00	750	12.5001	12327	0.2535	128.64	21.49
	06:46:00	780	13.0001	11853	0.2545	129.16	22.01
	07:16:00	810	13.5001	11414	0.2550	129.42	22.27
	07:46:00	840	14.0001	11007	0.2560	129.93	22.79
	08:16:00	870	14.5001	10627	0.2570	130.45	23.30
	08:46:00	900	15.0001	10273	0.2580	130.97	23.82
	09:16:00	930	15.5001	9942	0.2590	131.49	24.34
	09:46:00	960	16.0001	9631	0.2590	131.49	24.34
	10:16:00	990	16.5001	9339	0.2600	132.00	24.86
	10:46:00	1020	17.0001	9065	0.2605	132.26	25.12
	11:16:00	1050	17.5001	8806	0.2610	132.52	25.38
	11:46:00	1080	18.0002	8561	0.2615	132.78	25.63
	12:16:00	1110	18.5002	8330	0.2620	133.04	25.89
	12:46:00	1140	19.0002	8110	0.2625	133.30	26.15

Fecha	Tiempo hh:mm:ss	dT (Min.)	dT (hours)	(Tp+dT)/dT Horner Time	Deflección (Pulg.)	Pws (psia)	Pws-Pwf (psia)
	13:16:00	1170	19.5002	7903	0.2630	133.56	26.41
	13:46:00	1200	20.0002	7705	0.2640	134.08	26.93
	14:26:00	1240	20.6668	7457	0.2640	134.08	26.93
	15:06:00	1280	21.3335	7224	0.2645	134.34	27.19
	15:46:00	1320	22.0002	7005	0.2650	134.59	27.45
	16:26:00	1360	22.6669	6799	0.2665	135.37	28.22
	17:06:00	1400	23.3335	6604	0.2670	135.63	28.48
	17:46:00	1440	24.0002	6421	0.2680	136.15	29.00
	18:26:00	1480	24.6669	6248	0.2685	136.41	29.26
	19:06:00	1520	25.3335	6083	0.2695	136.92	29.78
	19:46:00	1560	26.0002	5927	0.2700	137.18	30.04
	20:26:00	1600	26.6669	5779	0.2700	137.18	30.04
	21:06:00	1640	27.3336	5638	0.2710	137.70	30.55
	21:46:00	1680	28.0002	5504	0.2715	137.96	30.81
	22:46:00	1740	29.0002	5314	0.2725	138.48	31.33
	23:46:00	1800	30.0003	5137	0.2735	139.00	31.85
18-Feb-95	00:46:00	1860	31.0003	4971	0.2745	139.51	32.37
	01:46:00	1920	32.0003	4816	0.2750	139.77	32.63
	02:46:00	1980	33.0003	4670	0.2760	140.29	33.14
	03:46:00	2040	34.0003	4533	0.2770	140.81	33.66
	04:46:00	2100	35.0003	4403	0.2770	140.81	33.66
	05:46:00	2160	36.0003	4281	0.2780	141.33	34.18
	06:46:00	2220	37.0003	4165	0.2790	141.84	34.70
	07:46:00	2280	38.0003	4056	0.2800	142.36	35.21
	08:46:00	2340	39.0003	3952	0.2805	142.62	35.47
	09:46:00	2400	40.0003	3853	0.2805	142.62	35.47
	10:46:00	2460	41.0003	3759	0.2815	143.14	35.99
	11:46:00	2520	42.0004	3670	0.2820	143.40	36.25
	12:46:00	2580	43.0004	3584	0.2835	144.17	37.03
	13:46:00	2640	44.0004	3503	0.2840	144.43	37.29
	14:46:00	2700	45.0004	3425	0.2850	144.95	37.80
	15:46:00	2760	46.0004	3351	0.2860	145.47	38.32
	16:46:00	2820	47.0004	3279	0.2870	145.99	38.84
	17:46:00	2880	48.0004	3211	0.2875	146.25	39.10
	18:46:00	2940	49.0004	3145	0.2880	146.51	39.36
	19:46:00	3000	50.0004	3083	0.2890	147.02	39.88
	20:46:00	3060	51.0004	3022	0.2900	147.54	40.39
	21:46:00	3120	52.0004	2964	0.2910	148.06	40.91
	22:46:00	3180	53.0004	2908	0.2920	148.58	41.43
	23:46:00	3240	54.0005	2854	0.2935	149.35	42.21
19-Feb-95	00:46:00	3300	55.0005	2802	0.2940	149.61	42.46
	01:46:00	3360	56.0005	2752	0.2945	149.87	42.72
	02:46:00	3420	57.0005	2704	0.2960	150.65	43.50
	03:46:00	3480	58.0005	2658	0.2970	151.17	44.02

Fecha	Tiempo hh:mm:ss	dT (Min.)	dT (hours)	(Tp+dT)/dT Horner Time	Deflección (Pulg.)	Pws (psia)	Pws-Pwf (psia)
	04:46:00	3540	59.0005	2613	0.2970	151.17	44.02
	05:46:00	3600	60.0005	2569	0.2980	151.68	44.54
	06:46:00	3660	61.0005	2527	0.2990	152.20	45.05
	07:46:00	3720	62.0005	2486	0.2993	152.36	45.21
	08:46:00	3780	63.0005	2447	0.3002	152.82	45.68
	09:46:00	3840	64.0005	2409	0.3015	153.50	46.35
	10:46:00	3900	65.0005	2371	0.3030	154.27	47.13
	11:46:00	3960	66.0006	2336	0.3040	154.79	47.64
	12:46:00	4020	67.0006	2301	0.3060	155.83	48.68
	13:46:00	4080	68.0006	2267	0.3060	155.83	48.68
	14:46:00	4140	69.0006	2234	0.3070	156.34	49.20
	15:46:00	4200	70.0006	2202	0.3080	156.86	49.72
	16:46:00	4260	71.0006	2171	0.3090	157.38	50.23
	17:46:00	4320	72.0006	2141	0.3100	157.90	50.75
	18:46:00	4380	73.0006	2112	0.3110	158.42	51.27
	19:46:00	4440	74.0006	2083	0.3125	159.19	52.05
	20:46:00	4500	75.0006	2055	0.3135	159.71	52.56
	21:46:00	4560	76.0006	2028	0.3140	159.97	52.82
	22:46:00	4620	77.0006	2002	0.3150	160.49	53.34
	23:46:00	4680	78.0007	1976	0.3160	161.01	53.86
20-Feb-95	00:46:00	4740	79.0007	1951	0.3163	161.16	54.01
	01:46:00	4800	80.0007	1927	0.3190	162.56	55.41
	02:46:00	4860	81.0007	1903	0.3200	163.08	55.93
	03:46:00	4920	82.0007	1880	0.3200	163.08	55.93
	04:46:00	4980	83.0007	1857	0.3215	163.85	56.71
	05:46:00	5040	84.0007	1835	0.3225	164.37	57.22
	06:46:00	5100	85.0007	1814	0.3230	164.63	57.48
	07:46:00	5160	86.0007	1793	0.3250	165.67	58.52
	08:46:00	5220	87.0007	1772	0.3250	165.67	58.52
	09:46:00	5280	88.0007	1752	0.3265	166.44	59.30
	10:46:00	5340	89.0007	1732	0.3265	166.44	59.30
	11:46:00	5400	90.0008	1713	0.3285	167.48	60.33
	12:46:00	5460	91.0008	1694	0.3290	167.74	60.59
	13:46:00	5520	92.0008	1676	0.3310	168.77	61.63
	14:46:00	5580	93.0008	1658	0.3320	169.29	62.14
	15:46:00	5640	94.0008	1640	0.3330	169.81	62.66
	16:46:00	5700	95.0008	1623	0.3340	170.33	63.18
	17:46:00	5760	96.0008	1606	0.3340	170.33	63.18
	18:46:00	5820	97.0008	1589	0.3360	171.36	64.22
	19:46:00	5880	98.0008	1573	0.3370	171.88	64.73
	20:46:00	5940	99.0008	1557	0.3380	172.40	65.25
	21:46:00	6000	100.0008	1542	0.3390	172.92	65.77
	22:46:00	6060	101.0008	1527	0.3405	173.69	66.55

Fecha	Tiempo hh:mm:ss	dT (Min.)	dT (hours)	(Tp+dT)/dT Horner Time	Deflección (Pulg.)	Pws (psia)	Pws-Pwf (psia)
21-Feb-95	23:46:00	6120	102.0009	1512	0.3420	174.47	67.32
	00:46:00	6180	103.0009	1497	0.3430	174.99	67.84
	01:46:00	6240	104.0009	1483	0.3435	175.25	68.10
	02:46:00	6300	105.0009	1468	0.3450	176.02	68.88
	03:46:00	6360	106.0009	1455	0.3470	177.06	69.91
	04:46:00	6420	107.0009	1441	0.3480	177.58	70.43
	05:46:00	6480	108.0009	1428	0.3500	178.61	71.47
	06:46:00	6540	109.0009	1415	0.3520	179.65	72.50
	07:46:00	6600	110.0009	1402	0.3530	180.17	73.02
	08:46:00	6660	111.0009	1389	0.3530	180.17	73.02

CURVA ESPECIFICA (Pws vs. Tc.) POZO LO6 - 8

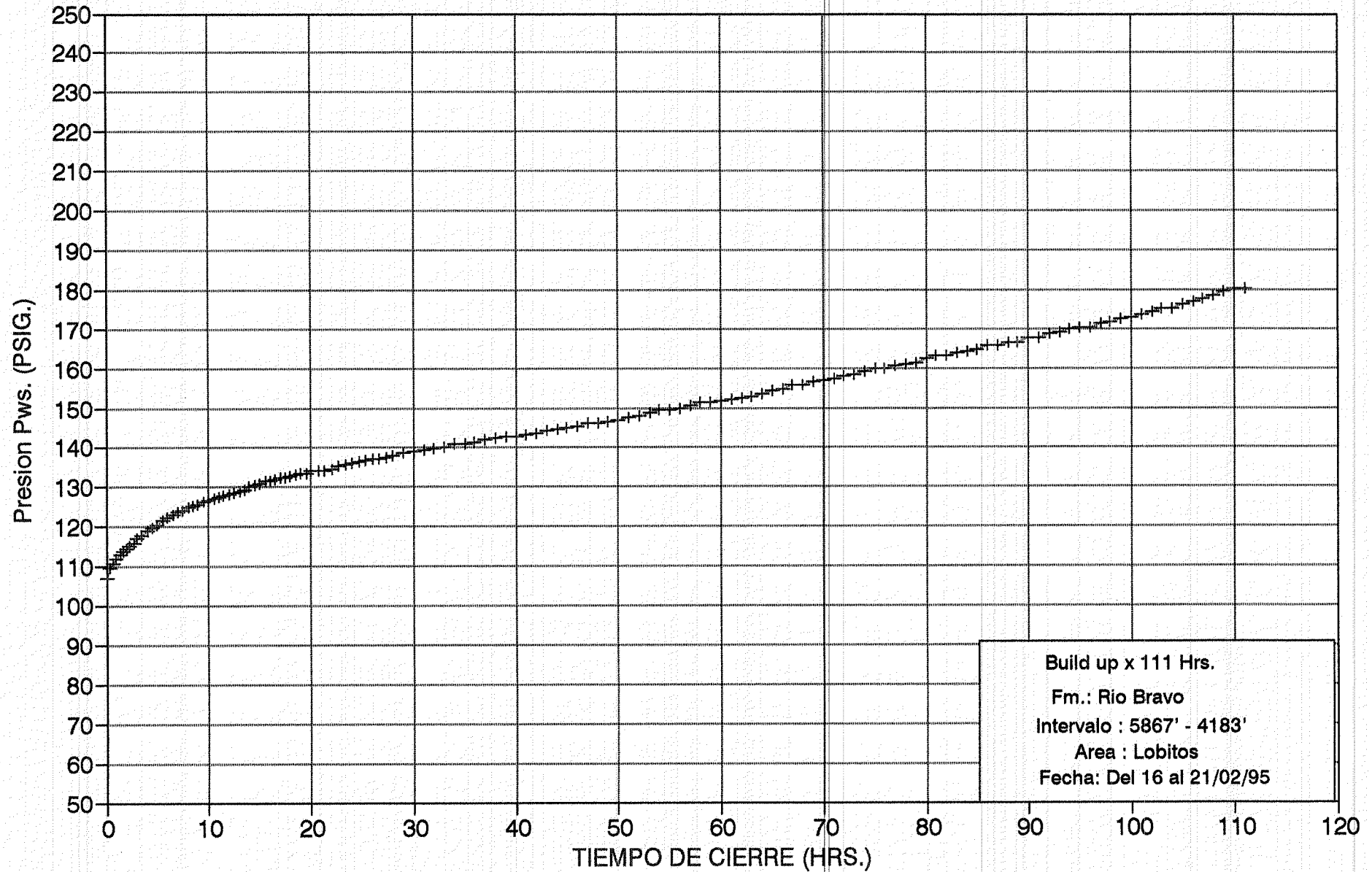


Grafico No. 2

CURVA DE DIAGNOSTICO Y DERIVADA (dP & dP / dTe vs. dTc) POZO LO6 - 08

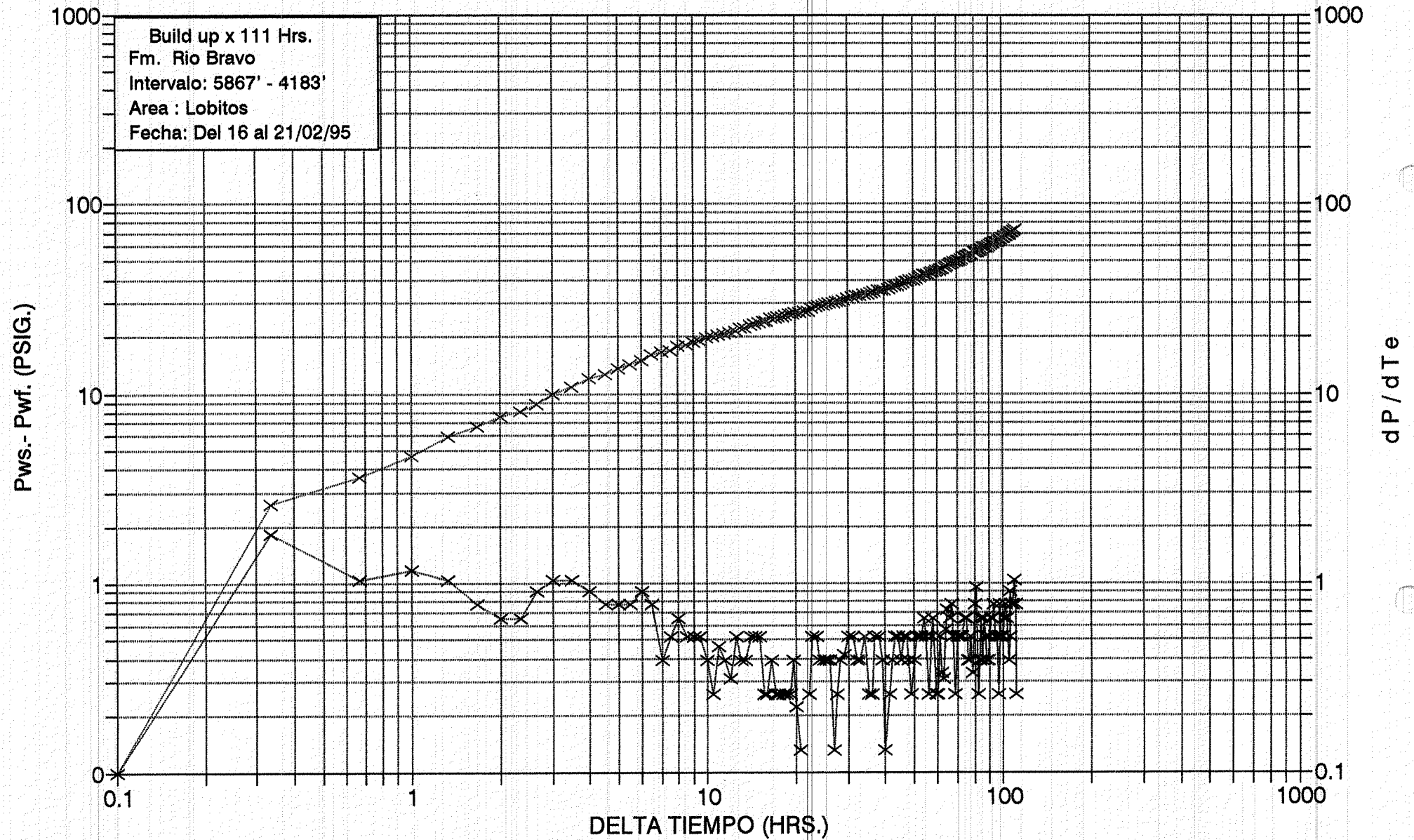


Grafico No. 3

PRUEBA DE BUILD UP POZO LO6 - 8

ANALISIS DE HORNER

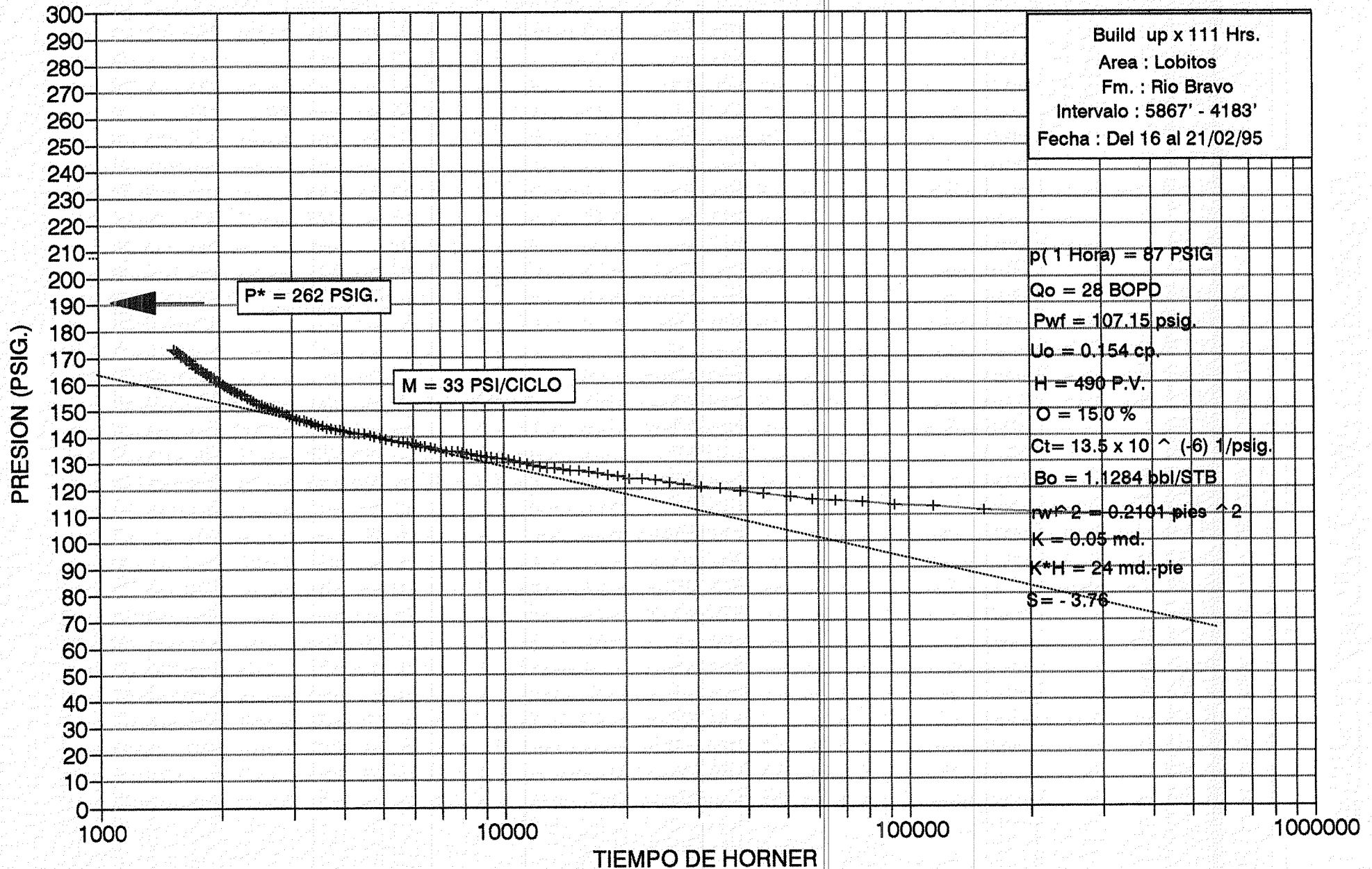


Tabla No. 3

GRADIENTE ESTATICA PARA EL POZO LO6 - 8

Fecha de la Prueba : 21 de Febrero de 1995
 Instalacion : BLT
 Intervalo Perforado : 5,867' - 4,183' (Rio Bravo)
 Profundidad de la Bomba : 5600 P.M. o 4257.60 P.V.
 Elemento : 1000 psi
 Reloj : 03 Horas

Prof. Medida (Pies)	Prof. Vertical (Pies)	Defleccion (Pulg.)	Presion (PSIG.)	Gradiente de Presion (PSIG./Pies)
0	0	0.0350	15.49	-
500	500.00	0.0400	18.07	0.005
1000	954.76	0.0430	19.63	0.003
1500	1366.95	0.0450	20.66	0.003
2000	1716.61	0.0450	20.66	0.000
2500	2059.77	0.0480	22.22	0.005
3000	2406.03	0.0490	22.74	0.001
3500	2751.13	0.0520	24.29	0.005
4000	3098.49	0.0540	25.32	0.003
4400	3381.68	0.0570	26.88	0.005
4800	3670.22	0.0590	27.91	0.004
5200	3962.14	0.2015	101.71	0.253
5600	4257.60	0.3700	188.97	0.295

Gradiente del Gas Seco = 0.005 psi/pie.

Gradiente del Aceite = 0.36 psi/pie.

Nivel de Fluido = 4,994.60 P.M. o 3,812.22 P.V.

F. Level 3716
 MPD 735
 3835 - 38 Psi
 0.294
 413
 Bomb 4258 (189 Psi)
 63

MANO -

GRADIENTE ESTATICA POZO LO6 - 8

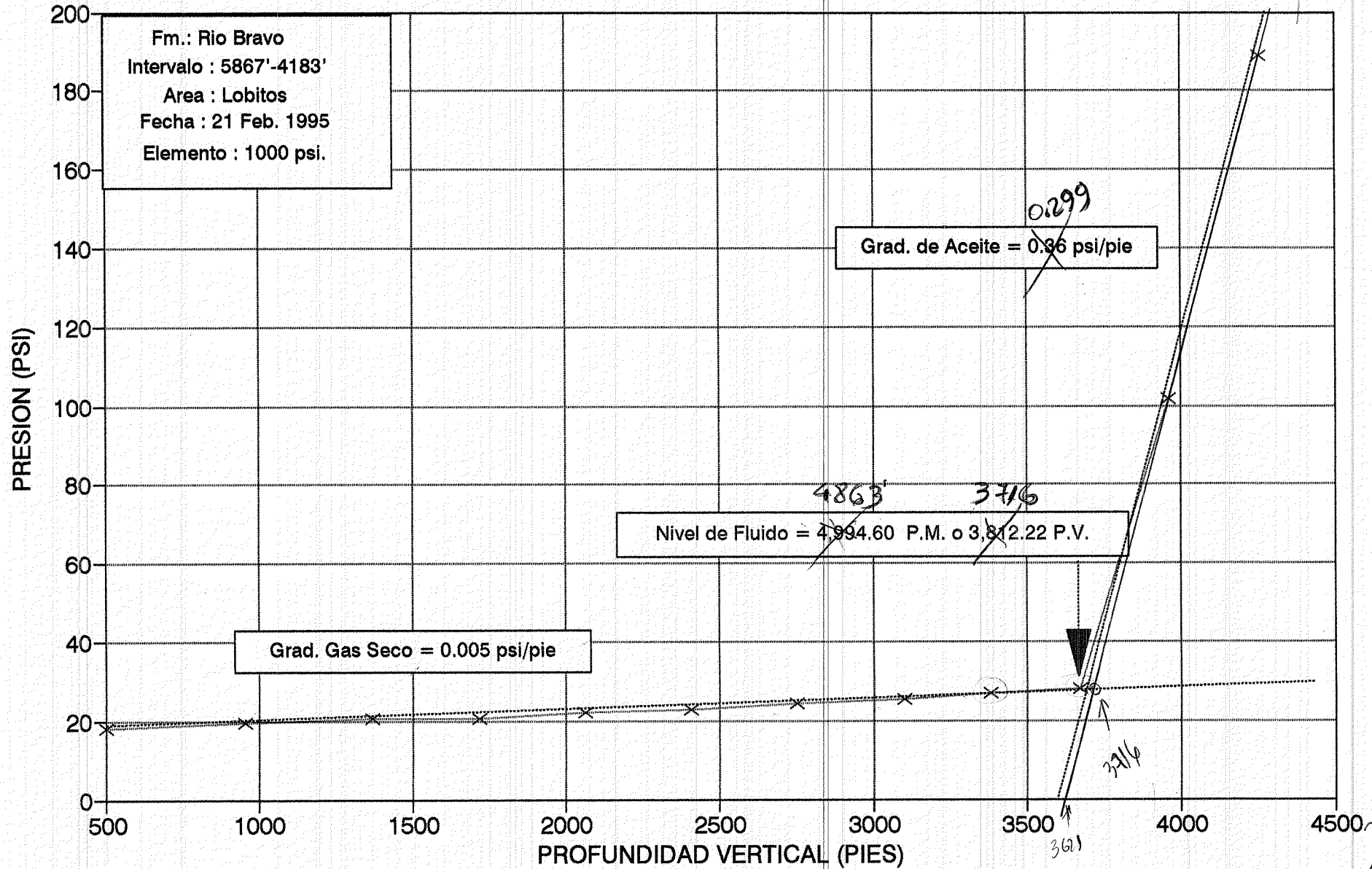


Grafico No. 5

Handwritten calculation:

$$\frac{4290 - 361}{664} = 0.299$$

COPESERPET S.A.

Base : Talara

Cliente : Petro - Tech
Peruana S.A.

Field : Lobitos

N° Report : 001

BOTTOM HOLE PRESSURE GAUGE CALIBRATION SHEET

DATE : 20 - 12 - '94

CALIBRATION N° : 002

EQUIPMENT DATA

Gauge Serial Number : 75246

Manufacturer : GRC

Gauge Type : RPG 3 - Bellows

Manufacturer : GRC

Range : 1000 PSI

Elongation Factor : 0.0010 IN.

Temperature : 175 °F

CALIBRATION READING AND CALCULATIONS

P(Dwt)	Y	d Y	Y ₂	Y*P	P _c = K*Y + a	C = P - P _c
PSI	INCH	INCH	UNITS ON THIS LINE		PSI	PSI
200	0.3922	—	0.1538208	78.4400	200.47	- 0.47
400	0.7767	0.3845	0.6032629	310.6800	399.59	+ 0.41
600	1.1634	0.3867	1.3534996	698.0400	599.84	+ 0.16
800	1.5493	0.3859	2.4003305	1239.4400	799.69	+ 0.31
1000	1.9369	0.3876	3.7515816	1936.9000	1000.41	- 0.41
3000	5.8185		8.2624954	4263.5000		+ = 0.88 - = 0.88

$$A = P / n = 3000 / 5 = 600 \quad B = Y / n = 8.2624954 / 5 = 1.635$$

$$D = (Y * P) / Y = 4263.5 / 5.8185 = 732.7490$$

$$C = (Y^2) / Y = 8.2624 / 5.8185 = 1.4200387 \quad K = (A - D) / (C - B) = + 517.8655$$

$$a' = A - B * K = - 2.6401 \quad a' = D - C * K = - 2.6401$$

RESULTADOS FINALES

$$K = + 517.8655 \text{ psi/ inch.}$$

$$a = a' + p = - 2.6401 \text{ psi.}$$

$$Prc = K * Yr + a = 517.8655 * Yr - 2.6401$$