

201
12



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**



FACULTAD DE INGENIERIA

**ESTUDIO COMPARATIVO DE SISTEMAS
AUTOMÁTICOS PARA EL ANÁLISIS
DE PRUEBAS DE PRESIÓN**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

ALEJANDRO CORTES GALICIA

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CIUDAD UNIVERSITARIA

MEXICO, D. F.

1989



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ESTUDIO COMPARATIVO DE SISTEMAS
AUTOMATICOS PARA EL ANALISIS DE
PRUEBAS DE PRESION

I N D I C E

<u>C O N T E N I D O</u>	<u>PAGINA</u>
RESUMEN	1
1. INTRODUCCION	2
2. SISTEMAS DE ANALISIS AUTOMATICOS DE PRUEBAS DE PRESION	6
2.1 TECNICAS DE ANALISIS	7
2.2 PROGRAMA "HORMIGA"	18
2.3 PROGRAMA "ANAPRE"	30
3. ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION EN POZOS DE ACEITE	56
3.1 CAMPO JUJO-TECOMINOACAN	57
3.2 CAMPO PAREDON	102
3.3 CAMPO CARDENAS	123
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	141
NOMENCLATURA	147
REFERENCIAS	148

R E S U M E N

En este trabajo se hace una descripción de las técnicas más comunes existentes para el análisis de pruebas de variación de presión en pozos, comprendiendo los métodos convencionales semilogarítmicos de Horner y Miller-Dyes-Hutchinson y la técnica de ajuste de datos con curvas tipo.

Se describen y discuten con detalle dos sistemas de análisis automáticos de pruebas de presión: HORMIGA y ANAPRE, los cuales constituyen valiosas herramientas, de gran utilidad para la caracterización de yacimientos a través de la interpretación de la respuesta de presión. Se estudia la estructura de ambos programas, su funcionamiento, sus ventajas y limitaciones.

Para conocer la aplicabilidad de estos sistemas de pruebas de presión se analizaron, con ambos, un conjunto de 35 pruebas de los campos Jujo-Tecominoacán, Paredón y Cárdenas, Zona Sureste y de esta manera se lograron establecer sus características y sus limitaciones o errores, haciendo las recomendaciones pertinentes para su corrección y mejoramiento.

CAPITULO 1

INTRODUCCION

1.- INTRODUCCION.

En los últimos años la interpretación de pruebas de presión ha recibido mucha atención debido a que la variación de - - presión en un pozo puede ser medida con un razonable grado de precisión y porque con el análisis de las pruebas de variación de presión, se pueden obtener resultados bastante - confiables que reflejan información valiosa del Yacimiento.

El objetivo primordial del análisis de las pruebas de pre - sión es caracterizar al sistema (Pozo-Yacimiento), llegan - dose a determinar los siguientes parámetros:

- . Porosidad, Permeabilidad, Daño.
- . Límites del Yacimiento.
- . Isotropía del Yacimiento.
- . Discontinuidades.
- . Caracter sellante de las fallas Geológicas
- . Eficiencia de Flujo, etc...

Es decir, las pruebas de presión proporcionan información - del sistema roca-fluidos y proporcionan información de los - mismos pozos, diagnosticando aquellos pozos que deban estimu - larse para mejorar sus condiciones de producción.

En los últimos años la interpretación de los datos de presión ha requerido el uso de computadoras, principalmente para facilitar el procesamiento de la información, la cual ha sido mas abundante con el advenimiento de medidores de alta precisión y por la necesidad de contar con resultados que puedan ser aplicados de inmediato.

Para lograr la automatización del análisis de pruebas de presión se han desarrollado en México tres sistemas de cómputo que están disponibles para el uso de los ingenieros de Petróleos Mexicanos. Estos sistemas son:

- 1) PROGRAMA HORMIGA
- 2) PROGRAMA ANAPRE
- 3) PROGRAMA SAPP

Este trabajo se enfoca al estudio y aplicación de los programas de cómputo Hormiga y Anapre, que utilizan para el análisis de pruebas de presión principalmente los métodos semi-logarítmicos, con la finalidad de establecer la validez de dichos programas y definir los rangos de aplicación con respecto al tipo de prueba o el área de estudio en que cada uno de ellos podría proporcionar resultados mas representativos.

Para cumplir con estos propósitos, los programas Hormiga y Anapre se utilizaron para analizar conjuntos de presión pertenecientes a pozos de los campos Jujo-Tecominoacán, Paredón y Cárdenas, productores de aceite en la zona Sureste de Petróleos Mexicanos.

C A P I T U L O 2

SISTEMAS DE ANALISIS AUTOMATICOS

DE PRUEBAS DE PRESION

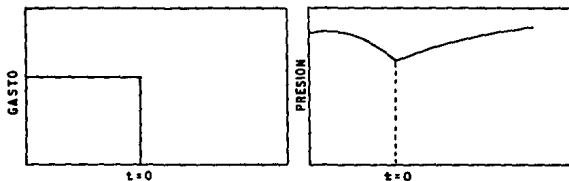
2.- SISTEMA DE ANALISIS AUTOMATICO DE PRUEBAS DE PRESION.

2.1.- TECNICAS DE ANALISIS.

PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION:

Estas pruebas han sido usadas durante mucho tiempo por lo que resultan más familiares que las de decremento. Consisten en una serie de mediciones de presión de fondo durante un período de cierre del pozo. Comúnmente antes de cerrar el pozo, se recomienda que haya estabilizado a un gasto constante.

La principal desventaja que presentan este tipo de pruebas es que se provoca una producción diferida, puesto que existe la necesidad de cerrar el pozo, además que resulta poco atractivo desde el punto de vista económico.



a) METODO DE HORNER

Este método se estableció para analizar los datos de presión obtenidos de una prueba de incremento, y en el cual se hace uso de la solución de línea fuente (solución de la ecuación de difusividad) para determinar el comportamiento de pre - sión, el cual está dado por la ecuación:

$$P_{ws} = P_i - \left(\frac{162.6 qBu}{kh} \right) \log \left(\frac{tp + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (1)$$

Al graficar P_{ws} contra $(tp + \Delta t)/\Delta t$, como se muestra en la figura 2.1, se define una línea recta cuya pendiente es inversamente proporcional a la permeabilidad de la formación:

$$k = - \frac{162.6 qBu}{mh} \quad (2)$$

Y también se puede estimar el valor del daño mediante:

$$S = 1.151 \left(\left(\frac{P_i - P_{1HR}}{m} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi u C_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right) \quad (3)$$

Donde P_{1HR} es la presión de fondo cerrado leída sobre la línea recta, una hora después del cierre.

Extrapolando la línea recta hasta un valor de $(tp + \Delta t)/\Delta t = 1$ (ordenada al origen), se obtiene el valor de la presión inicial cuando se trata de un yacimiento infinito y de la presión aparente p^* , es necesario para calcular la eficiencia de flujo:

$$E.F. = \frac{p^* - P_{wf} - \Delta P_s}{p^* - P_{wf}} \quad (4)$$

Donde:

$$\Delta P_s = 0.87 m_s$$

FIG. 2.1. ILUSTRACION DEL METODO DE HORNER

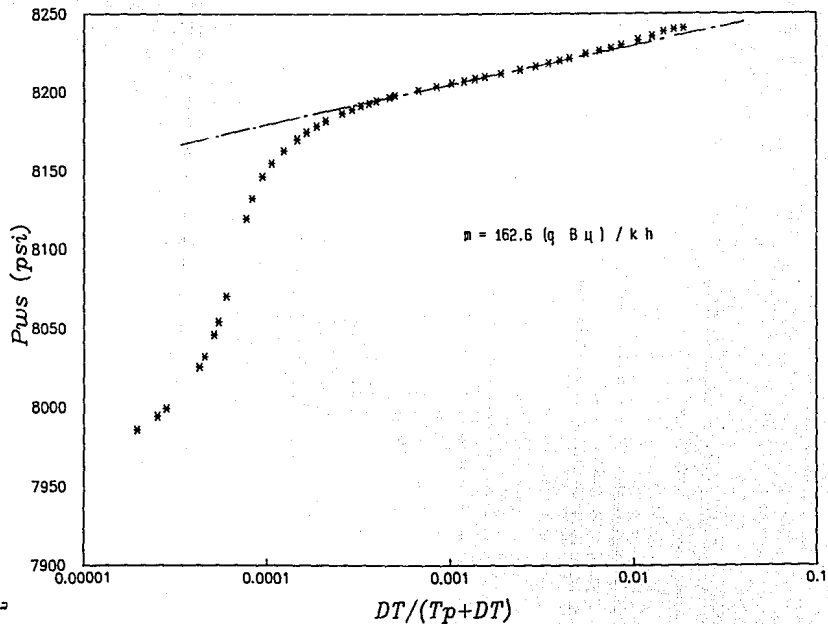
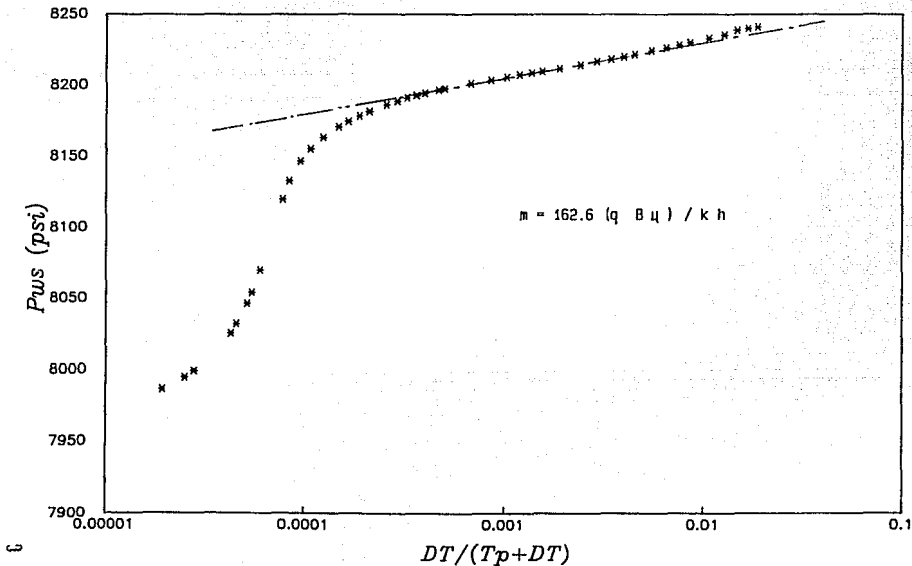


FIG. 2.1. ILUSTRACION DEL METODO DE HORNER



b) METODOS DE MILLER - DYES - HUTCHINSON (M D H)

Este método está basado en la solución de la ecuación de difusividad para yacimiento finito. Se considera que el pozo ha alcanzado condiciones de flujo pseudoestacionario antes del cierre. Cuando el tiempo de cierre del pozo es pequeño, comparado con el tiempo de producción antes del cierre ($\Delta t \ll t_p$), -- entonces:

$$P_{ws} = P_{1HR} + \frac{162.6 q B \mu}{kh} \log \Delta t \quad (6)$$

Graficando P_{ws} contra $\log \Delta t$ se define una línea recta, figura 2.2, cuya pendiente es inversamente proporcional a la permeabilidad (k) según fue descrita por la ecuación 2. El factor de daño se calcula con la ecuación 3.

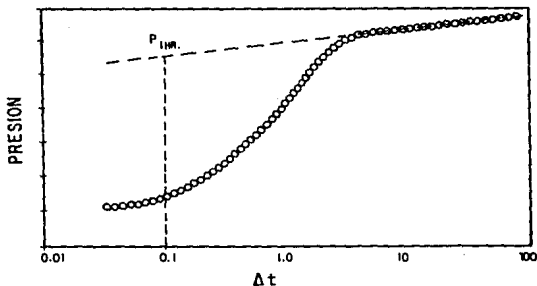


Fig. 2.2.

c) METODO DE CORRELACIONES⁽⁴⁾.

Este es un método empleado en el análisis de aquellas pruebas de presión donde los efectos de almacenamiento en el pozo son importantes o la duración de la prueba no fue suficiente para alcanzar la línea recta semilogarítmica (flujo radial infinito).

García y Raghavan⁽⁴⁾ observaron que se podían trazar 2 líneas rectas (figura 2.3); la primera, trazada sobre los datos de presión afectados por el almacenamiento y la segunda a través del periodo de flujo radial; estableciendo de esta manera - las siguientes correlaciones:

$$\frac{m(\text{máxima})}{m(\text{verdadera})} = 0.834 \log(C_D e^{2s}) + 0.7462 \quad (7)$$

$$C = \frac{0.894 C}{\phi C_t h r_w^2} \quad (8)$$

$$\Delta t_D = \left(\frac{C_D}{0.05859 - 0.004259 s + 0.000111 s^2} \right) \quad (9)$$

$$\Delta t = \frac{\phi u C_t r_w^2 \Delta t_D}{0.0002636 k} \quad (10)$$

Estas correlaciones se resuelven por medio de un proceso de ensayo y error en el cual, con diferentes valores de s supuestos, se van comparando los resultado hasta alcanzar una tolerancia determinada.

El procedimiento de análisis es el siguiente:

- 1.- Construir una gráfica de presión de fondo, P_{ws} o P_{wf} , contra el tiempo de prueba, Δt o t , en papel semilogarítmico
- 2.- Trazar la línea recta de máxima pendiente a través de los datos de tiempos cortos.
- 3.- Obtener el coeficiente de almacenamiento con la ecuación 8, donde $C = \frac{qB}{24} \frac{\Delta P}{\Delta t}$ con los valores de ΔP y Δt leídos de la línea recta de pendiente unitaria, en una gráfica log-log.
- 4.- Suponer un valor de s y calcular el valor de la pendiente verdadera con la ecuación 7.
- 5.- Calcular la permeabilidad de la formación con la ecuación 2.
- 6.- Calcular el tiempo adimensional de intersección de las dos líneas rectas con C_D y s , ecuación 9.
- 7.- Obtener el tiempo de intersección, Δt^* , utilizando la ecuación 10.
- 8.- Graficar la línea recta semilogarítmica con base a su pendiente calculada y el tiempo de intersección.
- 9.- Si la recta trazada sigue la tendencia de los datos medidos se termina el procedimiento de cálculo. En caso de que no siga la tendencia de los datos medidos, se calcula otro valor de la pendiente verdadera para otro valor de s supuesto. Esto se ilustra en la figura 2.4.

FIG. 2.3. APLICACION DEL METODO DE GARCIA-RAGHAVAN.

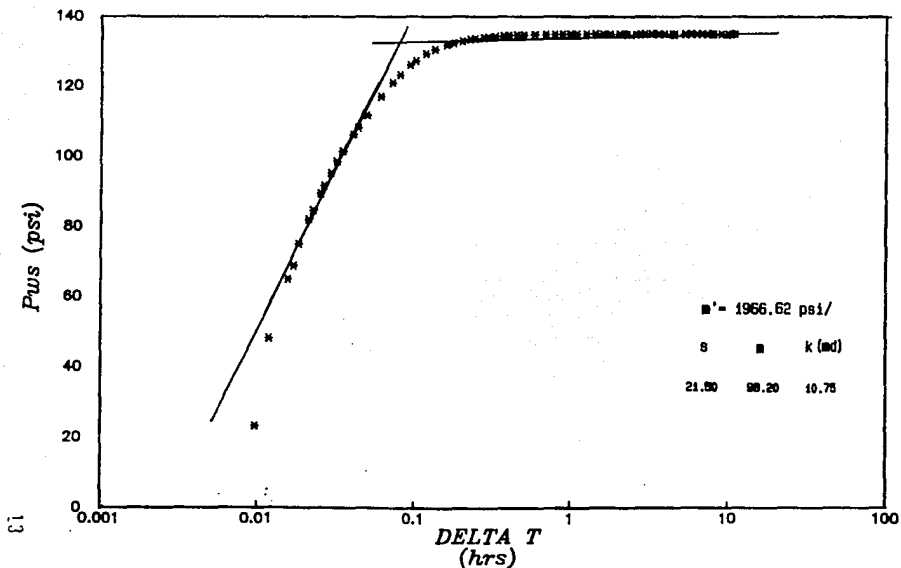
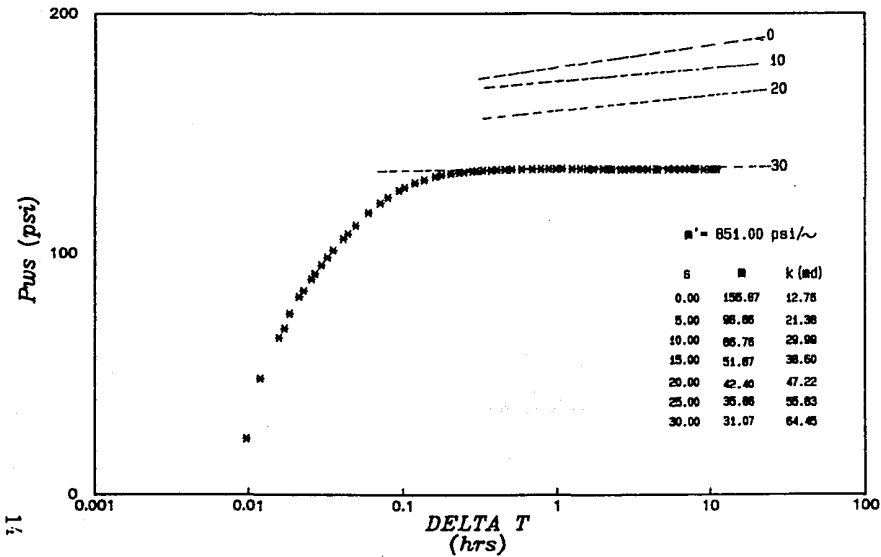


FIG. 2.4. APLICACION DEL METODO DE GARCIA-RAGHAVAN.



d) METODO DE CURVAS TIPO

La técnica de ajuste con curvas tipo consiste en ajustar los datos de presión a una curva teórica que representa el comportamiento de presión de un pozo con características específicas y que ha sido simulado previamente con un modelo matemático. Las curvas tipo más utilizadas son:

POZOS NO FRACTURADOS

AGARWAL, AL-HUSSAINY Y RAMEY
EARLOUGHER - KERSCH.

GRINGARTEN Y COL.

POZOS FRACTURADOS

CINCO-SAMANIEGO
AGARWAL

GRINGARTEN

Es conveniente mencionar que las llamadas técnicas convencionales ofrecen resultados de mayor confiabilidad que la técnica de ajuste con curvas tipo, ya que esta última muchas veces no proporciona soluciones únicas; sin embargo, la combinación de ambas técnicas resultan de mayor confiabilidad.

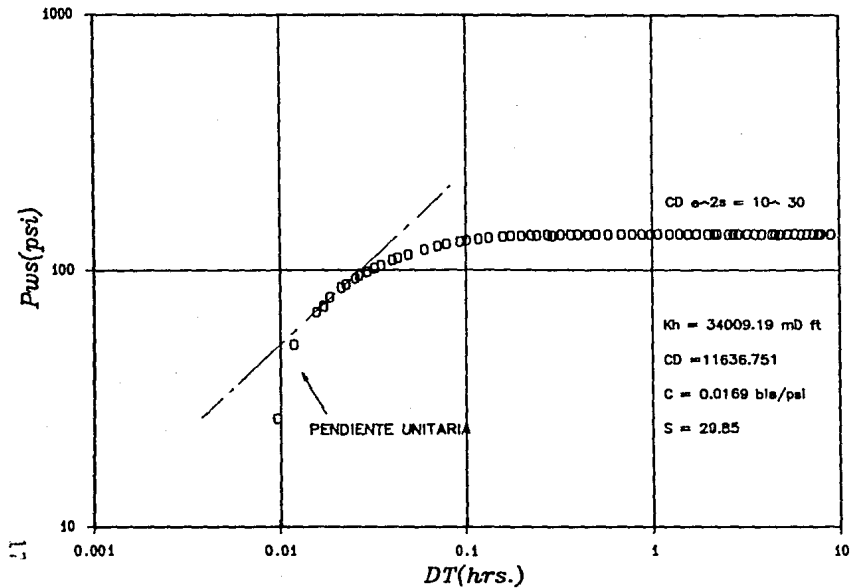
Actualmente la utilización de las curvas tipo se ha enfocado a la identificación de los regímenes de flujo presentes en una prueba (bilineal, lineal, radial, esférico, etc...), o bien para identificar el inicio de la línea recta semilogarítmica. No obstante puede utilizarse también para estimar las características del sistema roca - fluido, como último recurso para hacer una comparación con las calculadas mediante los métodos convencionales⁽¹⁾.

Así mismo es conveniente tener presente que no siempre se pueden aplicar las técnicas de análisis más confiables, ya que el análisis depende de las características propias de cada prueba; por lo que los resultados se encuentran condicionados a la calidad de la información y a la interpretación que se haga de ellas.

Para un análisis con curvas tipo la secuencia a seguir es la siguiente:

- 1.- Se elige una curva tipo adecuada.
- 2.- Superponer sobre la curva tipo un papel transparente trazando sobre este los ejes principales.
- 3.- Graficar nuestros datos de ΔP y Δt en el papel transparente - teniéndose como referencia la malla de la curva tipo seleccionada.
- 4.- Si los primeros puntos caen sobre una pendiente de 45° se define el período de flujo controlado por el almacenamiento del pozo.
- 5.- Deslizar el papel transparente sobre la gráfica de la curva tipo manteniéndose paralelos los ejes principales hasta que la curva de datos se ajuste a una curva tipo.
- 6.- Teniéndose el mejor ajuste se elige un punto de ajuste sobre ambas curvas registrándose las coordenadas del punto ($\Delta P, \Delta t, P_D, C_D e^{2s}$).
- 7.- Se aplican los modelos matemáticos adecuados para obtenerse los parámetros del yacimiento tales como la permeabilidad (k) y el factor de daño (s), como se observa en la figura 2.5.

FIG. 2.5. ILUSTRACION DEL ANALISIS CON CURVA TIPO.



2.2.- PROGRAMA " HORMIGA "

Este programa de cómputo, que será descrito a continuación, - permite realizar un análisis automático de pruebas de incre_o - mento de presión mediante el uso y aplicación de las siguien_{tes} - técnicas semilogarítmicas:

- (1) METODO DE HORNER
- (2) METODO DE MILLER - DYES - HUTCHINSON
- (3) METODO DE GARCIA - RAGHAVAN

Para la utilización de este sistema es primordial contar con información previamente determinada, como es el tiempo ini_{cial} y final de la línea recta semilogarítmica, la cuál deter - mina que se haya alcanzado el período de flujo radial, concep_{to} básico y fundamental para la aplicación de las técnicas de análisis mencionadas. Para la determinación de estos tiempos_{básicos} se hace uso de la técnica de ajuste con curvas tipo.

La estructura del programa permite, dependiendo de la informa_{ción} proporcionada, utilizar en forma automática la técnica - semilogarítmica apropiada para el análisis; esto es, si la -- información adicional está completa y la duración de la prue_{ba} fue tal que se logró alcanzar el período de flujo transi_{to} - rio, es posible la aplicación de los métodos desarrollados - por Horner, Miller - Dyes - Hutchinson y García - Raghavan.

Si no se conoce el tiempo de producción antes del cierre (tp) en programa no puede aplicar el método de Horner y los mod_{os} - los viables de análisis serían los desarrollados por M.D.H. - y García - Raghavan.

Cuando se aplica las técnicas de M.D.H. y Horner, y en base a los datos de tiempo de inicio y final de la porción recta semilogarítmica, el programa traza varias líneas rectas entre el punto de inicio (tomado como pivote) y los siguientes puntos, como se ilustra en la figura 2.6. Inmediatamente después se efectúa una comparación entre las pendientes de estas líneas rectas, eliminándose en esa comparación las pendientes que no caigan dentro de un rango preestablecido. Al conjunto de puntos que satisfagan dicha tolerancia se les hace pasar una línea recta utilizando un ajuste con mínimos cuadrados.

Conocida la línea recta apropiada el programa calcula las características del yacimiento; los valores de P^* y E.F. se obtienen únicamente con los modelos matemáticos desarrollados por Horner.

Para el método de García - Raghavan, el programa traza segmentos de líneas rectas a través de todos los puntos y obtienen las pendientes entre parejas de puntos (figura 2.7) y por comparación selecciona una pendiente máxima temporal (m_7) se utilizan como pivotes para trazar nuevas líneas rectas hacia atrás y hacia adelante respectivamente, como se muestra en la figura 2.8.

Las pendientes se comparan con m_7 hasta que cinco de ellas satisfagan la tolerancia preestablecida de 95 a 50%, y con los puntos involucrados, el programa ajusta la línea recta de máxima pendiente (m_1) como se observa en la figura 2.9.

Con ese valor de m_1 se calcula la pendiente de la línea recta verdadera para $S=0$, así como la permeabilidad y el tiempo de intersección de las dos líneas rectas Δt^* , y se define si es aplicable este método (figura 2.10). Si la línea recta obtenida define presiones que resultan menores que las presiones de la prueba el factor de daño será negativo y por lo tanto no es aplicable el método, concluyéndose el análisis de la prueba.

Pero si, por el contrario, la línea recta verdadera cae arriba de los datos de la prueba, entonces se comparan con las presiones de la prueba considerando una tolerancia de ± 0.01 , para cada valor supuesto de S ($0 \leq S \leq 60$, con incrementos de 0.1).

En caso de que no se haya alcanzado el período de flujo transitorio, se aplica el mismo procedimiento descrito anteriormente para siete valores diferentes de S ($0, 5, 10, 15, 20, 25, 30$), obteniendo las pendientes verdaderas, concluyendo así el análisis de la prueba, figura 2.11.

En las figuras 2.12 y 2.13 se muestra el diagrama de flujo sintetizado de este programa, así como su esquema de funcionamiento.

La información necesaria para efectuar el análisis de las pruebas de incremento de presión utilizando el programa "HORMIGA", descrito anteriormente, es la siguiente:

DESCRIPCION	NOMECLATURA	UNIDADES
1.- NUMERO DE PRUEBAS POR ANALIZAR	NPRUEBA	-
2.- CAMPO	CAMPO	-
3.- NOMBRE Y NUMERO DE POZO	NOMBRE	-
4.- FECHA DE LA PRUEBA	IFECHA	-
5.- UNIDADES DE PRESION	IUNIP	-
6.- UNIDADES DE TIEMPO	IUNIT	-
7.- TIEMPO DE CIERRE	DELTAT	Hrs. o min
8.- DATOS DE INCREMENTO DE PRESION	PRSION	Kg/cm ² psi.
9.- PRESION DE FONDO FLUYENDO	PI	Kg/cm ² psi.
10.- GASTO ANTES DEL CIERRE	QO	bbl / día.
11.- FACTOR DEL VOLUMEN	BO	-
12.- ESPESOR DE LA FORMACION	H	-
13.- RADIO DEL POZO	RW	pies
14.- VISCOSIDAD DEL FLUIDO	VISC	c.p.
15.- COMPRESIBILIDAD TOTAL	CT	1/ psi.
16.- POROSIDAD	FI	fracción.
17.- TIEMPO DE PRODUCCION	TP	Hrs. o min
18.- PRESION DE CORRECCION AL N.M.D.	GRAD	Kg/cm ² psi.
19.- PROFUNDIDAD DEL INTERV.DISPARADO	PROF1-PROF2	mbmr
20.- TIEMPO INICIO DE LA PORCION RECTA	TINIC	Hrs o min.
21.- TIEMPO FINAL DE LA PORCION RECTA	TFINAL	Hrs o min.
22.- VALOR DE TIEMPO LEIDO SOBRE LA -- LINEA RECTA DE LA GRAFICA LOG-LOG.	DTLOG	Hrs.
23.- VALOR DE PRESION LEIDO SOBRE LA - LINEA RECTA DE LA GRAFICA LOG-LOG.	DPLOG.	psi.

FIG. 2.6. Gráfica de incremento de presión que ilustra el proceso de selección de los datos.

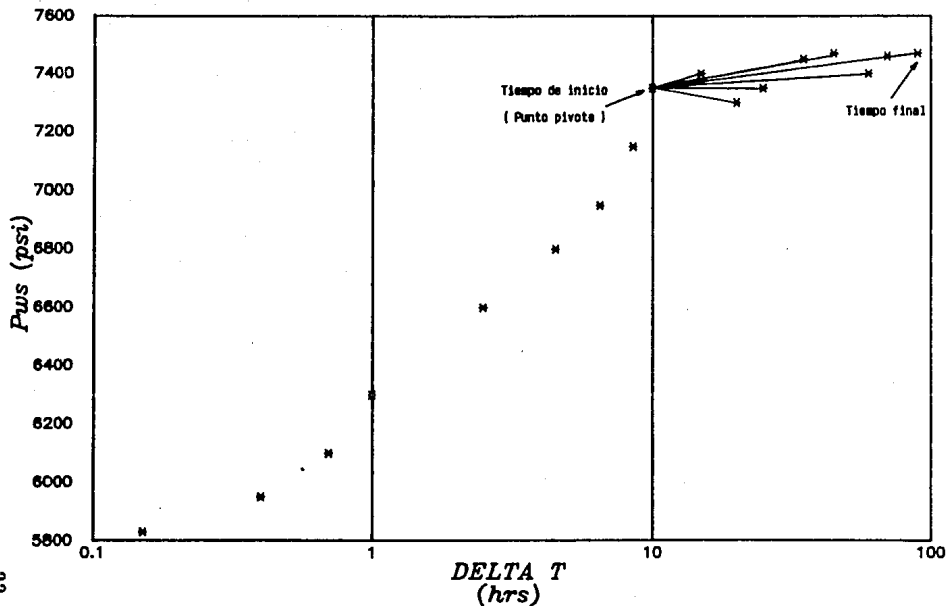


FIG. 2.7. OBTENCION DE PENDIENTES SUCESIVAS EN EL METODO DE GARCIA-RAGHAVAN. (3)

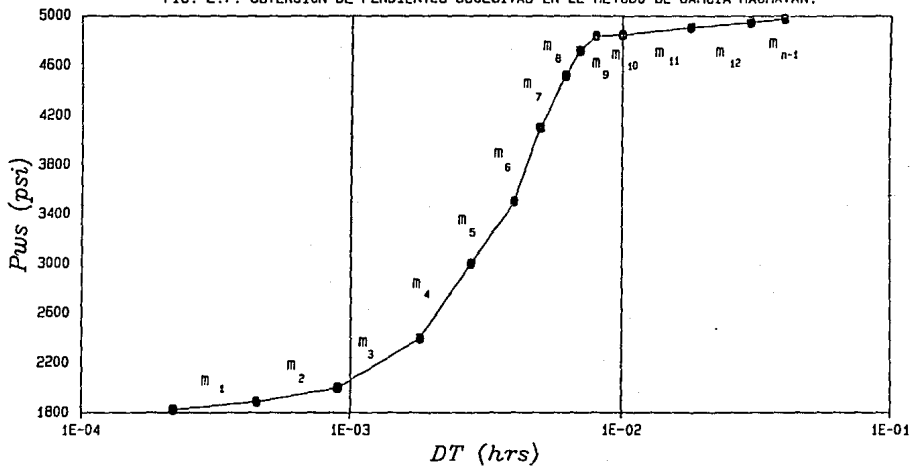


FIG. 2.8. PROCESO SELECTIVO PARA EL TRAZO DE LA MAXIMA PENDIENTE EN EL METODO DE GARCIA-RAGHAVAN.

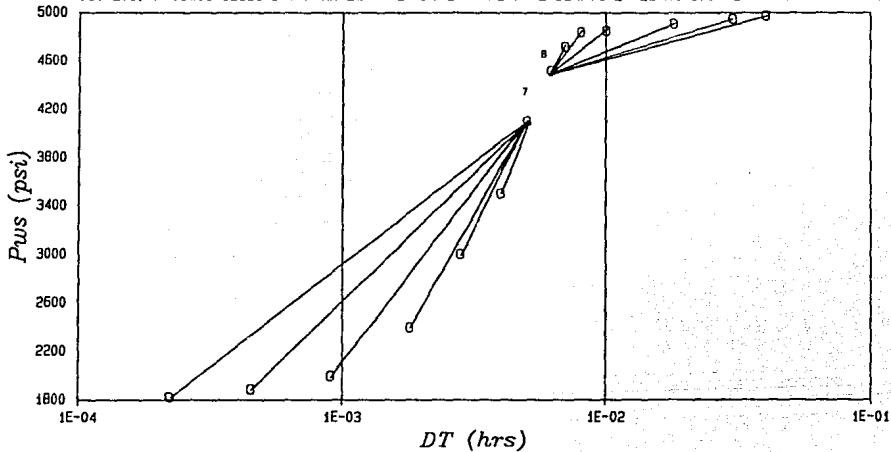
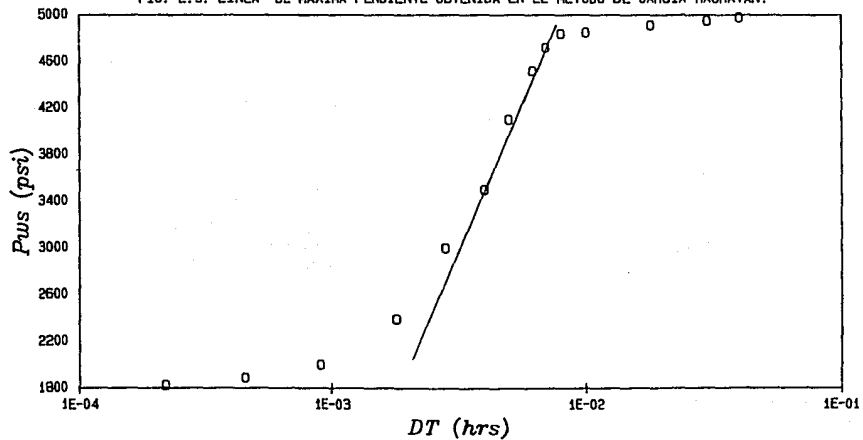


FIG. 2.9. LINEA DE MAXIMA PENDIENTE OBTENIDA EN EL METODO DE GARCIA-RAGHAVAN. (3)



• FIG. 2.10 GRAFICA SEMI-LOG REPRESENTANDO LA APLICACION DEL METODO DE GARCIA-RAGHAVAN. • (3)

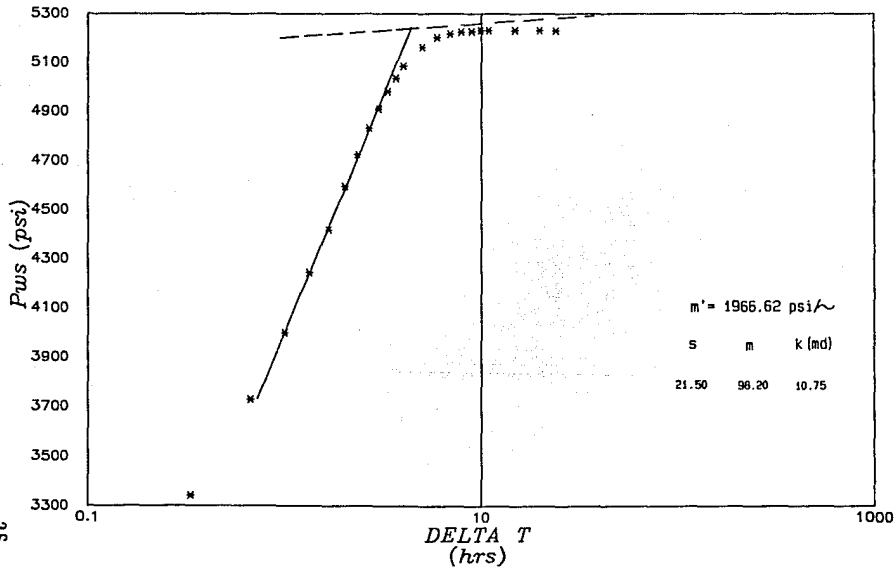


FIG. 2.11. GRAFICA SEMI-LOG REPRESENTANDO LA APLICACION DEL METODO DE GARCIA-RAGHAVAN A TIEMPOS CORTOS.

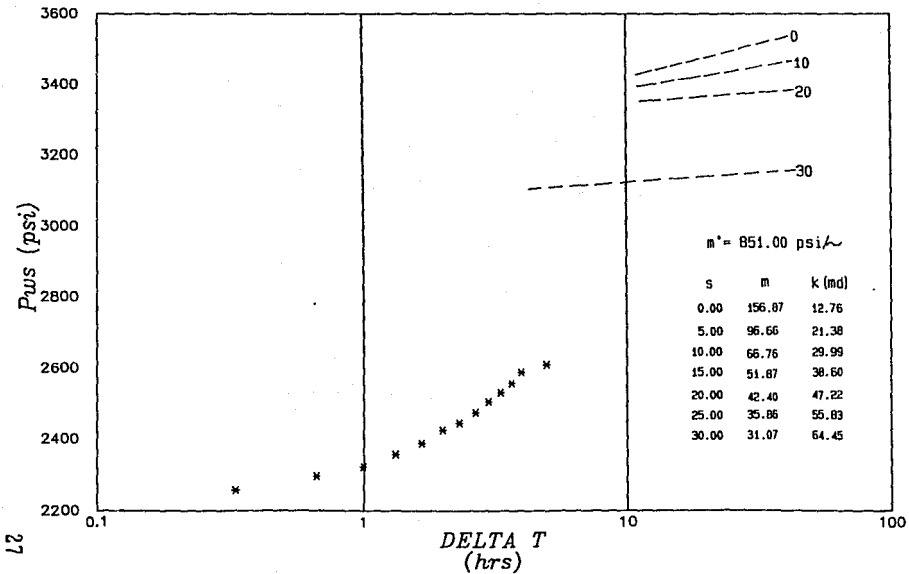


FIG. 2.12 DIAGRAMA DE FLUJO SINTETIZADO DEL PROGRAMA "HORMIGA"

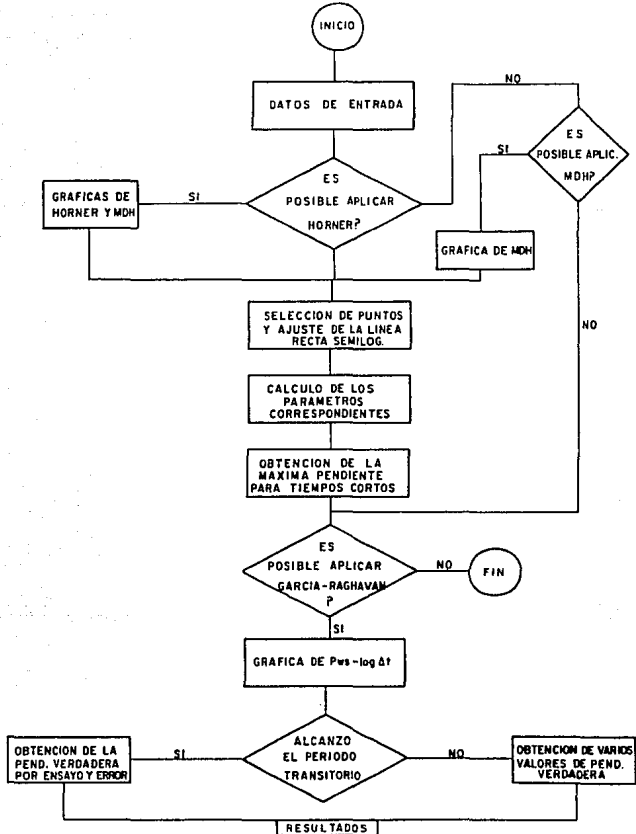
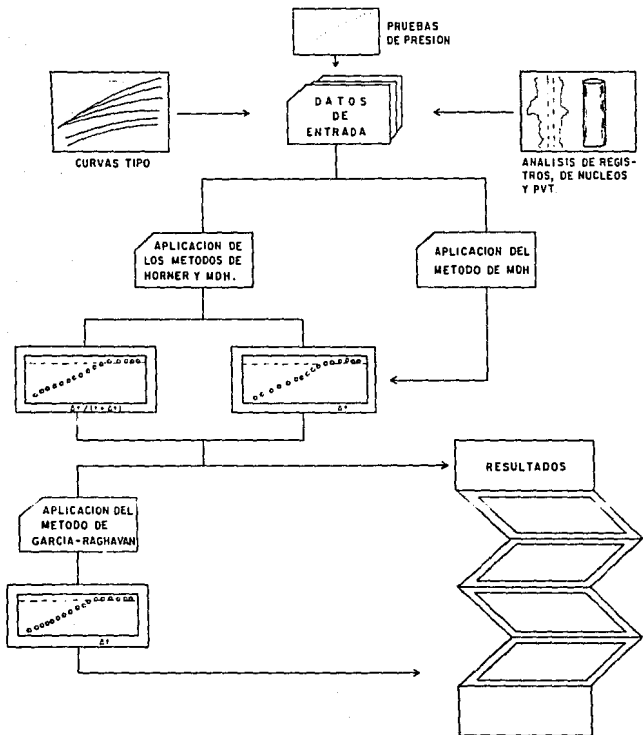


FIG. 2.13 ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA "HORMIGA"



2.3.- PROGRAMA "ANAPRE"

Anapre es un sistema automático que permite el análisis de una prueba de incremento o decremento de presión para pozos de gas y aceite. Actualmente existen varias versiones, las cuales se describen a continuación, intentado proporcionar los elementos necesarios para su entendimiento y comprensión

2.3.1.- ANAPRE (VERSION 1.0)

Este sistema automático cuenta para el análisis de pruebas de presión con diferentes técnicas de análisis como son:

- i) CURVAS TIPO
- ii) ANALISIS SEMILOGARITMICO DE M.D.H.
- iii) ANALISIS SEMILOGARITMICO DE HORNER.

La aplicación de varios métodos en el análisis de las pruebas de presión es de gran utilidad, ya que de esta manera es posible la verificación de los resultados obtenidos.

Inicialmente este programa presenta una carátula de entrada de datos permitiendo su modificación durante la introducción de éstos; la información requerida es la siguiente:

A) DATOS DE IDENTIFICACION

- 1.- FECHA:
- 2.- POZO:
- 3.- TIPO DE PRUEBA (INC.O DEC):
- 4.- TIPO DE POZO (ACEITE O GAS):

B) DATOS DE LA FORMACION

- 1.- POROSIDAD (%) :
- 2.- ESPESOR (m) :

C) DATOS PVT

- 1.- VISCOSIDAD (C.P.):
- 2.- COMPRESIBILIDAD (10^{-6}PSI^{-1}):
- 3.- FACTOR DE VOL. (m3/m3):

D) DATOS DE PRUEBA:

- 1.- GASTO (BPD):
- 2.- DIAM.DEL POZO (pg)
- 3.- PRESION DE FONDO
FLUYENDO (Kg/cm2):
- 4.- TIEMPO DE PRODUCCION (hrs).

Una vez introducido lo anterior, el programa requiere de los da -
tos de la prueba teniéndose la opción de cargarlos mediante un ar -
chivo existente en disco o tecleando directamente la información -
en un formato diseñado en el programa (tabla 2.1), permitiendo -
su modificación una vez introducidos.

El siguiente paso es la representación gráfica del registro de -
presión teniéndose diferentes opciones para representarlo :

- LOGARITMICA (figura 2.14)
- SEMILOGARITMICA (X o Y)
- LINEAL (figura 2.15)

TABLA 2.1.- FORMATO DISEÑADO EN EL PROGRAMA ANAPRE (VERSION 1.0).
PARA LA INTRODUCCION DE LOS DATOS DE LA PRUEBA.

DATOS DE PRECION VS. TIEMPO								
T (hrs)	P (Kg/cm ²)		T (hrs)	P (Kg/cm ²)		T (hrs)	P (Kg/cm ²)	
1)	0.0000	516.95	18)	0.2161	615.89	35)	1.7320	615.02
2)	0.0335	550.15	19)	0.2494	614.12	36)	1.7994	615.06
3)	0.0369	551.40	20)	0.2661	614.12	37)	1.9561	615.07
4)	0.0411	555.66	21)	0.2994	614.35	38)	2.1320	615.09
5)	0.0453	559.75	22)	0.3320	614.47	39)	2.2994	615.11
6)	0.0494	564.06	23)	0.3661	614.56	40)	2.4661	615.13
7)	0.0575	572.65	24)	0.3994	614.63	41)	2.6320	615.14
8)	0.0617	576.89	25)	0.4661	614.69	42)	2.7994	615.16
9)	0.0661	581.08	26)	0.4994	614.75	43)	3.0494	615.18
10)	0.0820	596.33	27)	0.6320	614.80	44)	3.2994	615.21
11)	0.0911	602.32	28)	0.7161	614.82	45)	3.5494	615.25
12)	0.0994	606.76	29)	0.7994	614.85	46)	3.7994	615.27
13)	0.1157	610.69	30)	0.8820	614.85	47)	4.0494	615.27
14)	0.1411	612.55	31)	0.9661	614.90	48)	4.2994	615.28
15)	0.1570	613.12	32)	1.1320	614.90	49)	4.5494	615.30
16)	0.1820	613.56	33)	1.2994	614.90	50)	4.7994	615.33
17)	0.1994	613.75	34)	1.4661	615.00	51)	5.0494	615.38

El programa ofrece inicialmente la opción de análisis de los - datos de presión por curvas tipo, usando el modelo de Gringar - ten; este ajuste se realiza mediante el empleo de la técnica de regresión no - lineal y en el cual se busca una curva tipo que - se ajuste al comportamiento real de presión; una vez realizado - este ajuste se muestran los respectivos resultados del análisis (figura 2.16). Estos resultados son aplicados posteriormente a los modelos semilogarítmicos.

Cabe señalar que entre la información obtenida de análisis auto - mático con curvas tipo, se encuentra el inicio de la línea rec - ta semilogarítmica, sin los cuales no se podrían aplicar las -- técnicas semilogarítmicas.

Si esta primera opción no es utilizada, el programa solicita de los datos de la prueba tiempo-presión, aquellos que correspon - den al inicio y final aproximado de la línea recta semilogarít - mica, para ajustar entre dichos puntos una línea recta, utili - zando la técnica de mínimos cuadrados, que represente la etapa - de flujo radial transitorio.

En la figura 2.17 se presenta un esquema que ilustra el funcio - namiento de esta versión.

FIG. 2.14. REPRESENTACION LOGARITMICA DE LOS DATOS DE UNA PRUEBA MEDIANTE EL SISTEMA ANAPRE.

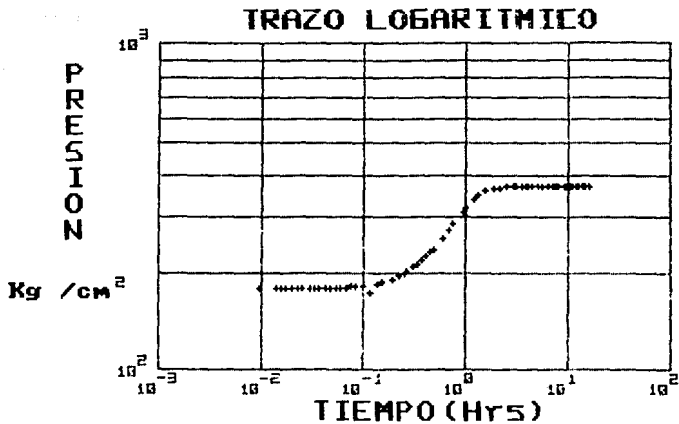


FIG. 2.15. REPRESENTACION LINEAL DE LOS DATOS DE UNA PRUEBA MEDIANTE EL SISTEMA ANAPRE.

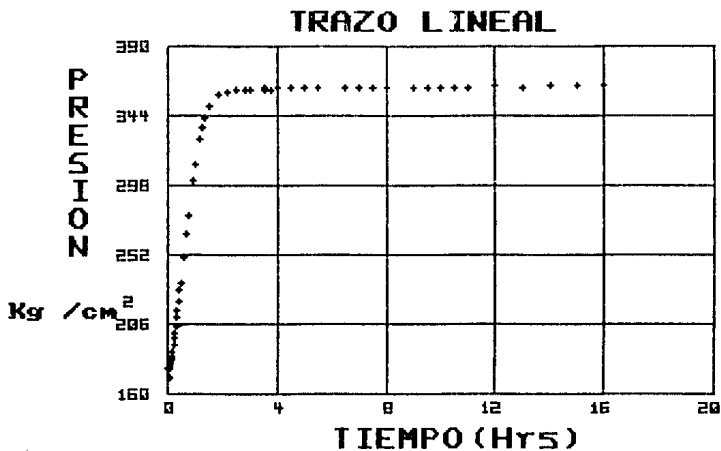
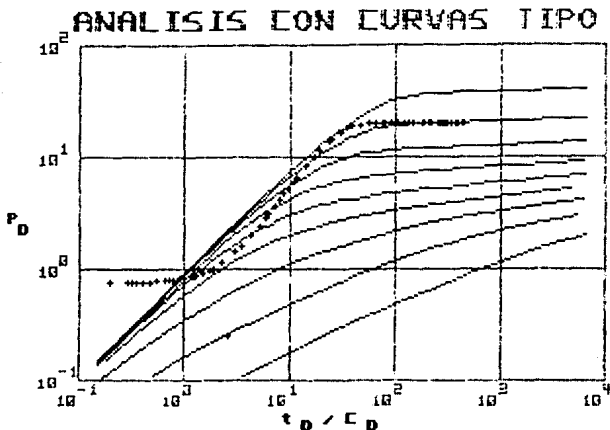


FIG. 2.16. ANALISIS CON CURVAS TIPO (ANAPRE VERSION 1.0).

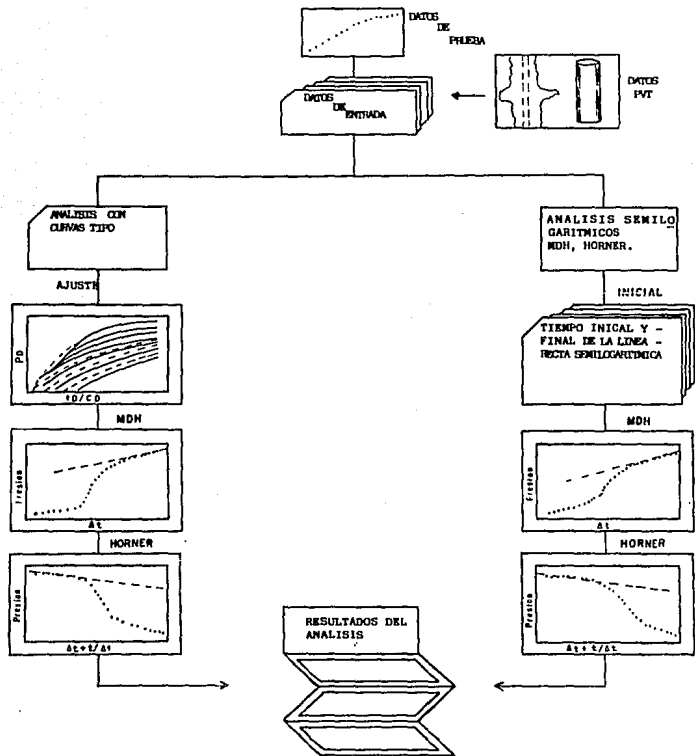


RESULTADOS DEL ANALISIS

PARAMETROS	METODOS		
	CURVAS TIPO	HORNER	MDH
K (md)	9.2	20.571	40.563
S (ad.m)	5.0	75.17	79.93
DPs (Kb/cm ²)	14.8	2045.2	2539.7
m (g/cm ³ /Ciclos)	0.45	-96.41	25.55
POTENCIAL (MPCE)	*	*	*
P_{est} (Eg/cm ²)	*	355.3	*

* = No se pudo calcular

FIG. 2.17 ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA ANAPRE (VERSION 1.0)



2.3.2.- ANAPRE (VERSION 2.0.)

Este sistema de análisis para pruebas de incremento o decremento de presión en pozos de gas o aceite es muy similar a la primera versión, pero de mayor flexibilidad en su aplicación para el análisis de dichas pruebas.

El programa cuenta básicamente con los modelos semilogarítmicos - desarrollados por:

- HORNER
- MILLER - DYES - HUTCHINSON

Se presenta igualmente, una carátula de entrada de datos teniendo se algunas variantes, como se muestran a continuación:

A) DATOS DE IDENTIFICACION

- 1.- FECHA:
- 2.- POZO:
- 3.- TIPO DE PRUEBA
- 4.- TIPO DE POZO (ACEITE O GAS):

B) DATOS DE LA FORMACION

- 1.- POROSIDAD (%) :
- 2.- ESPESOR (m.) :

C) DATOS PVT

- 1.- VISCOSIDAD (C.P.):
- 2.- COMPRESIBILIDAD ($1 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$):
- 3.- FACTOR DE VOL.DEL ACEITE
(m³/m³):

D) DATOS DE PRUEBA

- 1.- GASTO (B.P.D.):
- 2.- DIAM.DEL POZO (pg):
- 3.- TIEMPO DE PRODUCCION
(hrs.):

La variante más significativa es que la Pwf no se da como un dato inicial si no que forma parte de los datos de presión medidos en la prueba para un tiempo efectivo de cero horas; dentro de la carátula de datos se pueden hacer modificaciones de algún dato o bloque de datos.

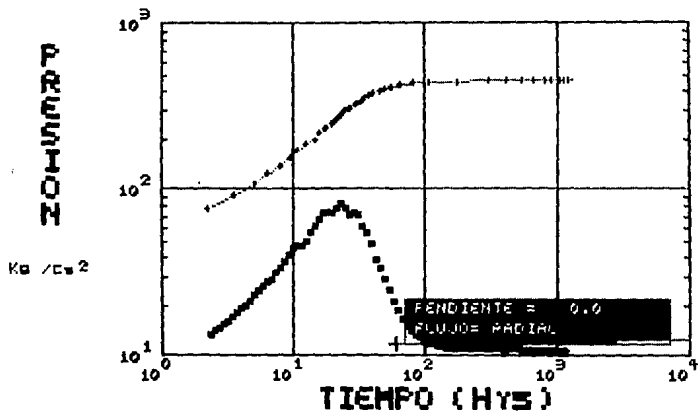
Los datos de presión medidos pueden ser cargados al sistema mediante un archivo existente en disco o tecleando directamente la información en un formato diseñado en el sistema, permitiendo la modificación de algún dato al momento de introducirlo.

Cabe señalar que en esta parte del programa solamente se aceptan valores de tiempo efectivos de cierre de una hora en adelante, - por lo que en general, los puntos o datos afectados por el fenómeno de almacenamiento son desechados.

Dentro del menú de opciones de análisis que presenta esta versión se encuentra el diagnóstico del tipo o tipos de flujo que se presenta en la prueba, con lo cual se determina el método más apropiado de análisis. Para tal efecto se hace uso de la derivada de la presión de fondo respecto al tiempo y en la cual al trazar una línea recta sobre una porción de interés de la curva de la derivada, se determina el período de flujo presente o alcanzado en la prueba. En la figura 2.18, se presenta una gráfica que ilustra la definición del período de flujo.

FIGURA 2.18. GRAFICA QUE MUESTRA LA DEFINICION DEL REGIMEN DE FLUJO.

Deseas probar otra recta? (S/N) :



Entre los tipos de flujo que se llegan a determinar se pueden -
mencionar los siguientes:

FLUJO	PENDIENTE
- LINEAL	(1/2)
- ESFERICO	(-1/2)
- BILINEAL	(1/4)
- RADIAL	(0.0)
- INDETERMINADO	(NO DEFINIDA)

Una vez determinada el patrón de flujo, se aplican los métodos -
disponibles de análisis que pueden ser:

- 1.- FLUJO LINEAL (figura 2.19)
- 2.- FLUJO ESFERICO (figura 2.20)
- 3.- FLUJO RADIAL MDH (figura 2.21)
- 4.- FLUJO RADIAL HORNER (figura 2.22)

El programa permite el trazo de una línea recta sobre una por -
ción de interés de la curva de datos, presentándose los resulta -
dos del análisis (capacidad de flujo y daño) en la parte infe -
rior de la gráfica, tal como se muestra en la figura 2.23. Se --
tienen la opción de seleccionar una porción de los datos para -
ser mostrados en gráfica, minimizándose con esto los errores de
apreciación en el trazo de la línea recta.

A continuación se muestra un esquema que ilustra el funcionamien -
to de esta versión, figura 2.24.

FIG. 2.19. REPRESENTACION DE LOS DATOS DE PRESION PARA EL ANALISIS DEL FLUJO LINEAL.

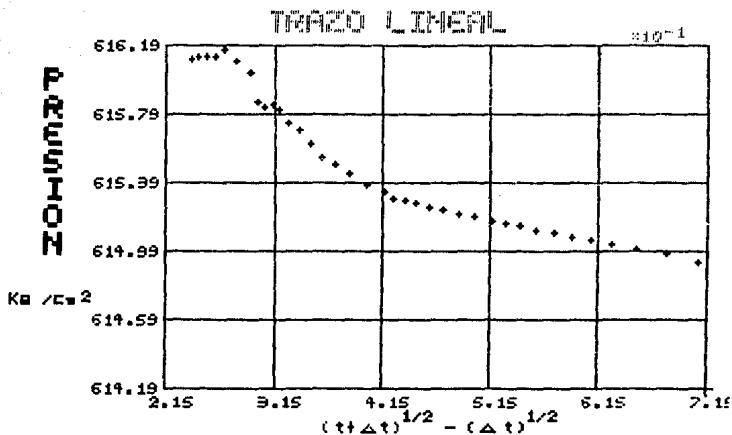


FIG. 2.20. REPRESENTACION DE LOS DATOS DE PRESION PARA EL ANALISIS DEL FLUJO ESFERICO.

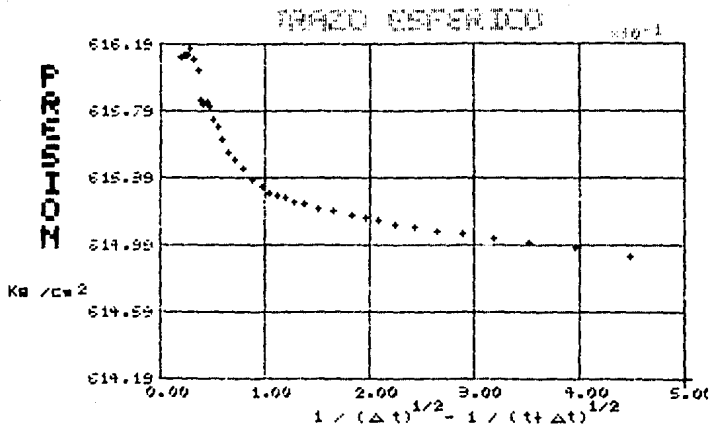


FIG. 2.21. REPRESENTACION DE LOS DATOS DE PRESION PARA EL ANALISIS CON EL METODO DE M.D.H.

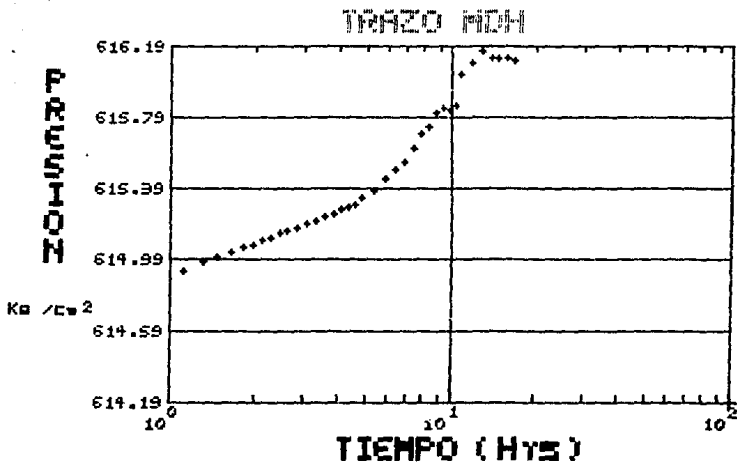


FIG. 2.22. REPRESENTACION DE LOS DATOS DE PRESION PARA EL ANALISIS CON EL METODO DE HORNER.

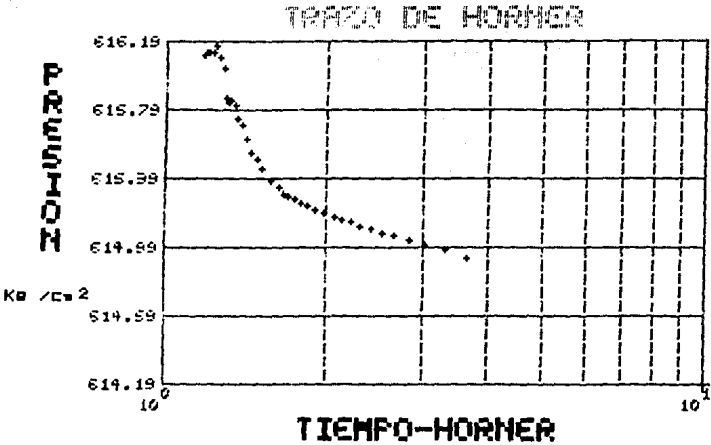


FIG. 2.23. TRAZO DE UNA LINEA RECTA EN EL SISTEMA ANAPRE
(VERSION 2.0).

Desear trazar otra recta (S/N)?

TRAZO MDH

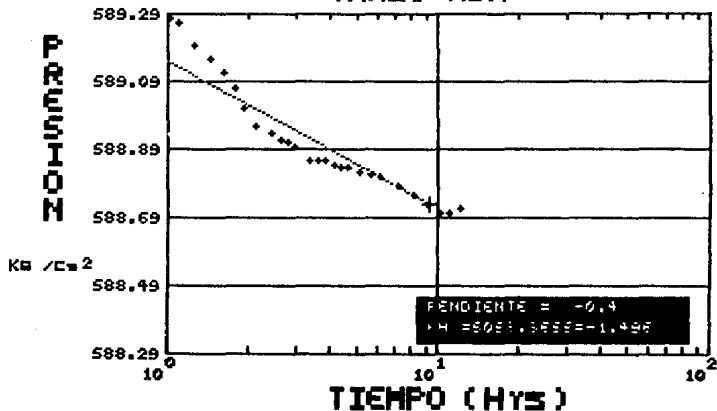
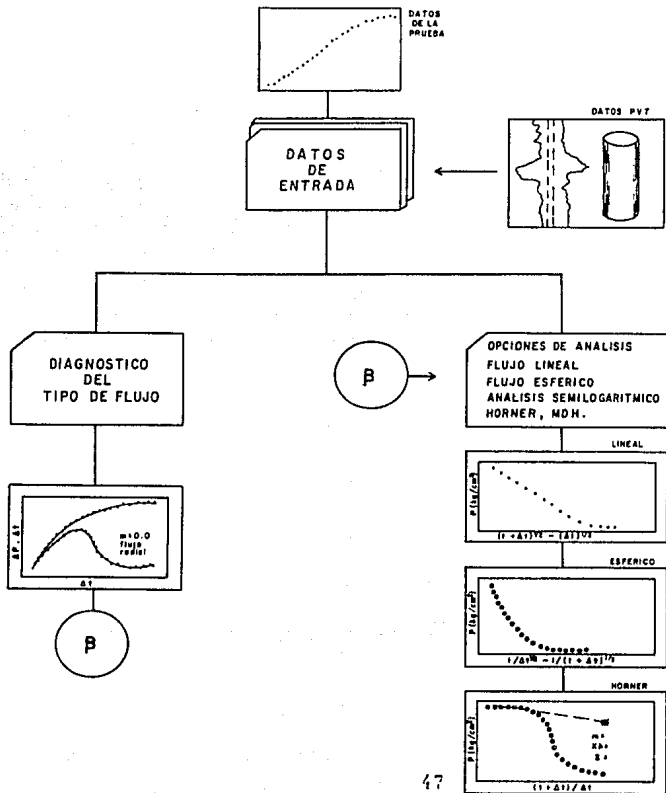


FIG. 2.24 DIAGRAMA DE FLUJO SINTETIZADO DEL PROGRAMA "ANAPRE" (VERSION 2.0)



2.3.3.- ANAPRE (VERSION 3.0)

Esta versión reúne las características esenciales de las anteriores, permitiendo analizar, mediante diferentes técnicas de análisis, el registro de tiempo-presión para pruebas de incremento en pozos de gas o aceite.

Al igual que en las versiones anteriores, se permite la entrada de datos por medio de cuatro módulos que facilitan su captura:

A) DATOS DE IDENTIFICACION

- 1.- NOMBRE DEL POZO:
- 2.- TIPO DE PRUEBA:
(INC. = I, DEC = D)
- 3.- TIPO DE POZO:
(ACEITE = A O GAS = G)

B) DATOS DE LA FORMACION

- 1.- POROSIDAD (%) :
- 2.- ESPESOR (m) :
TEMPERATURA (°C) :

C) FLUIDOS PVT

- 1.- VISCOSIDAD (c.p.) :
- 2.- COMPRESIBILIDAD TOTAL:
(1E-6 1/psi)
- 3.- FACTOR DE VOLUMEN (m³/m³):
O DENSIDAD RELATIVA:

D) DATOS DE PRUEBA

- 1.- DIAMETRO DEL POZO (pg)
- 2.- GASTO (BPD):
GASTO (MPCD):
- 3.- TIEMPO DE PRODUCCION
(hrs)

y cuyos rangos son:

DATO	RANGO
- POROSIDAD PROMEDIO DE LA FORMACION	0.1 - 40 (%)
- ESPESOR NETO DEL INTERVALO PRODUCTOR	- - - (m.)
- TEMPERATURA MEDIA DE LA FORMACION	30 - 250 (°C)
- VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS C.V.	GAS: 0.005 - 0.1 (c.p.)
- COMPRESIBILIDAD TOTAL DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO	ACEITE: 0.1 - 100.0 (c.p.) 0.1 - 100 (10 ⁻⁶ 1/psi)

D A T O

R A N G O

- FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE	1.0 - 4.0 (m ³ /m ³)
- DENSIDAD RELATIVA DEL GAS A C.S.	0.54 - 1.8
- DIAMETRO DEL AGUJERO EN EL INTERV. DISP.	3.0 - 30.0 (pg.)
- GASTO ESTABILIZADO EN LA SUPERFICIE (GAS O ACEITE)	10 - 6000 (BPD o MPCD)
- TIEMPO DE PRODUCCION	

Para la introducción de los datos de la prueba, se tiene la opción de teclear directamente la información (presión-tiempo) a cargarla directamente mediante un archivo existente en disco.

En la interpretación de las curvas de presión-tiempo, se cuenta con la opción de análisis para:

Flujo	Figura
LINEAL	2.25
ESFERICO	2.26
RADIAL (METODO DE HORNER)	2.27
RADIAL (METODO DE M.D.H.)	2.28

Además puede realizar el ajuste con curvas tipo (modelo de Gringarten), en cuyo caso puede ser manual o automático.

En un ajuste automático se selecciona automáticamente aquella curva que numéricamente se ajuste mejor a la curva de los datos tiempo-presión, mediante un proceso iterativo de regresión no - lineal.

En un ajuste manual, el analista desplaza en la pantalla la curva de los datos de la prueba, superponiéndola a una curva tipo que mejor se ajuste al comportamiento real de la prueba; realizado dicho ajuste los resultados de permeabilidad y daño serán mostrados (figura 2.29).

Al igual que en la versión 2.0 del "ANAPRE", en este se hace uso de la derivada de la presión de fondo respecto al tiempo para diagnosticar el tipo de flujo prevaeciente en una porción de los datos.

Se hace uso de un procedimiento gráfico para verificar las tendencias lineales sobre la curva de la derivada y así establecer los tipos de flujo prevaecientes en la prueba.

Se han incorporado igualmente en esta versión, métodos de suavizamiento de los datos de la prueba para evaluar de una mejor forma derivada de la presión; estos métodos son:

- SPLINE:** Método que ajusta polinomios cúbicos entre puntos de la curva para definir una interpolación y generar una función más continua.
- PROMEDIO MOVIL:** Procesa la generación de puntos mediante el promedio de n puntos, entre cada $n/2 + 1$ puntos.
- MANUAL:** Permite definir los puntos que se desean en forma manual, utilizando las teclas de movimiento, para colocar los puntos y trazar el comportamiento.

Es conveniente señalar que esta última versión del conjunto de programas "ANAPRE", reúne las características esenciales de las anteriores y con una gama de variantes que hacen de mayor flexibilidad el uso de este programa teniéndose una buena herramienta de análisis para las pruebas de presión.

FIG. 2.25. REPRESENTACION DE LOS DATOS DE PRESION PARA EL ANALISIS DEL FLUJO LINEAL (ANAPRE 3.0)

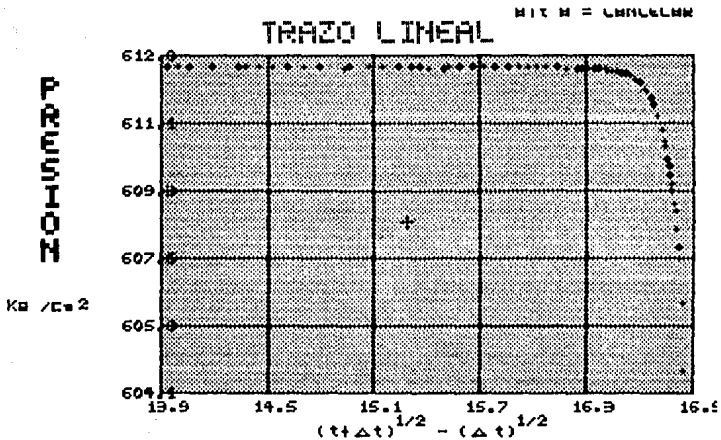


FIG. 2.26. REPRESENTACION DE LOS DATOS DE PRESION PARA EL ANALISIS DEL FLUJO ESFERICO (ANAPRE 3.0).

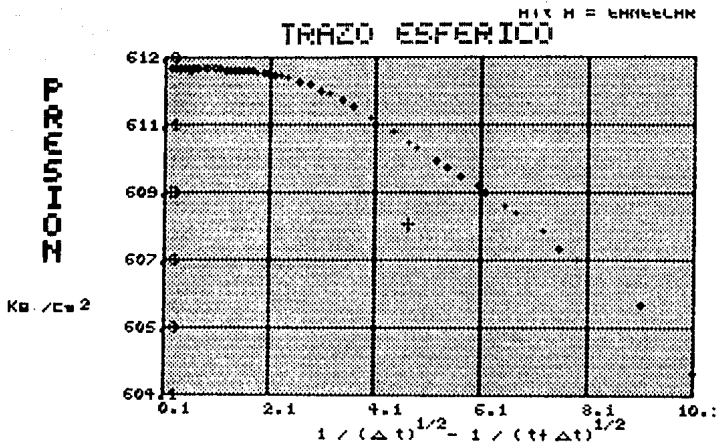


FIG. 2.28. REPRESENTACION DE LOS DATOS DE PRESION PARA EL ANALISIS CON EL METODO DE M.D.H. (ANAPRE 3.0).

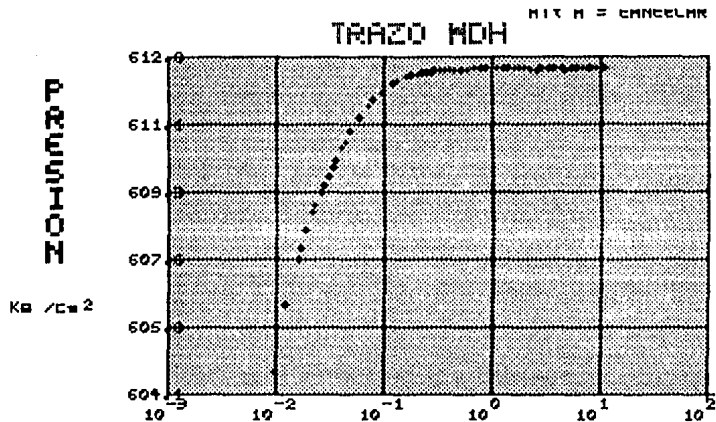
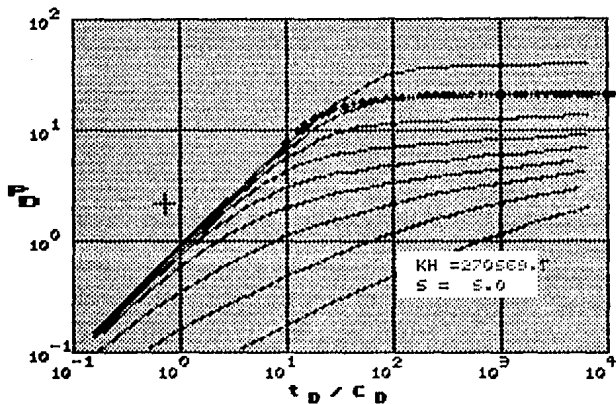


FIG. 2.29. ANALISIS CON CURVA TIPO (ANAPRE 3.0)

ANALISIS CON CURVAS TIPO



RESULTADOS DEL AJUSTE

$CD \exp(2u) : 1.0E+15$
 Punto de Ajuste :
 PD : 21.88
 tD : 6.61
 P : 10.00
 t : 0.01
 Inicio Semilog : 2.1E+01

C A P I T U L O 3

ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION

EN POZOS DE ACEITE

TABLA N° 3.4.

DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO JUZO N° 42. (continuación).

DT (hral)	PMS		E P	
	(kg/cm ²)	(psi)	(kg/cm ²)	(psi)
11.75	671.725	9552.783	60.442	859.485
12.00	672.587	9561.343	61.044	868.046
12.25	672.679	9565.495	61.236	872.182
12.50	672.743	9567.249	61.600	875.452
12.75	673.206	9572.989	61.893	879.192
13.00	673.442	9576.345	62.099	883.046
13.25	673.677	9579.687	62.334	886.329
13.50	673.91	9583.000	62.567	889.703
13.75	674.117	9585.944	62.774	892.646
14.00	674.336	9589.086	62.745	895.769
14.25	674.528	9591.788	63.185	898.491
14.50	674.721	9594.533	63.378	901.235
14.75	674.909	9597.206	63.566	903.909
15.00	675.083	9599.650	63.740	906.383
15.25	675.266	9602.283	63.923	908.955
15.50	675.464	9604.527	64.381	911.232
15.75	675.56	9606.748	64.237	913.450
16.00	675.724	9608.700	64.321	915.476
16.25	675.873	9610.914	64.530	917.617
16.50	676.001	9612.724	64.656	919.437
16.75	676.134	9614.625	64.791	921.225
17.00	676.265	9616.440	64.920	923.162
17.25	676.395	9618.381	65.155	925.082
17.50	676.512	9619.545	65.147	926.618
17.75	676.627	9621.694	65.286	928.367
18.00	676.727	9623.958	65.384	929.750
18.25	676.841	9626.679	65.496	931.382
18.50	676.986	9628.741	65.643	933.443

3.- ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION EN POZOS DE ACEITE

3.1.- AREA JUJO-TECOMINOACAN.

El área Jujo-Tecominoacán se encuentra ubicada aproximadamente a 60 Kms. al Sureste de la Ciudad de Villahermosa, Tab., y forma parte de las formaciones productoras del Área Huimanguillo de la Zona Sureste, figura 3.1.

El campo Jujo fué descubierto con la perforación del pozo exploratorio 2-A el cuál inicio su producción a finales de 1980 dentro de la formación del Jurásico superior Kimmeridgiano.

El campo Tecominoacán fue descubierto con el pozo exploratorio 101-B que se encuentra al noroeste del Jujo 2-A, inició su producción a mediados de 1983 dentro de la formación del Jurásico superior Kimmeridgiano. Ambos comparten una misma estructura geológica y con características litológicas y petrofísicas similares.

La presión inicial detectada para estos pozos fue de 690.2 y - - 684.4 Kg/cm² respectivamente referidas a la profundidad del plano de referencia de 5618 m.b.N.M.

Debido a lo anterior y a la similitud de los datos de los yacimientos, se estudian juntos para definirse el comportamiento y la posible existencia de la comunicación entre ellos.

Las propiedades de sus fluidos producidos (densidad, RGA, B.) indican que se tratan de yacimientos de aceite volátil.

Las formaciones productoras de estos campos corresponden a las edades del Cretácico Inferior, Jurásico Tithoniano y Jurásico -- Kimmeridgiense. El campo Tecominoacán Únicamente se encuentra explotándose del Jurásico.

Las configuraciones estructurales de estas formaciones son concordante y su relieve definen dos anticlinales, correspondientes a los campos Jujo (al Sureste) y Tecominoacán (al Norte).

De una manera general se definen dos tipos de litología, una caliza arcillosa que suprayace a una superficie de erosión y una caliza dolomítica (ROCA ALMACENADORA) en su parte inferior, la cual se torna gradualmente a una dolomía cálcarea con porosidad generalmente bajas, a pesar que en algunos intervalos alcanzan hasta un 14%⁽²⁾.

En el campo Tecominoacán se presentan en las formaciones Jurásicas y con mayor frecuencia en formaciones del Cretácico, algunos intervalos con alto porcentaje de arcillas y por lo tanto impermeables.

El tener zonas densas de porosidad baja y de porosidad media a alta, ocasionan una subdivisión de la columna; en algunos casos debido a las zonas densas, se tienen acumulaciones independientes a nivel local o bien a nivel de campo; como en el caso de las formaciones del Cretácico Inferior.

Como límites de la estructura se tiene:

- Hacia al Este-Oeste, el límite lo define el contacto agua-aceite (6427 m.b.N.M.)
- Hacia el Norte el límite lo define la presencia de un cuerpo salino.
- Hacia el Sur el límite está definido por un cuerpo salino.

En la figura 3.2 se muestra un plano de cimas señalándose en éste los aspectos geológicos más relevantes.

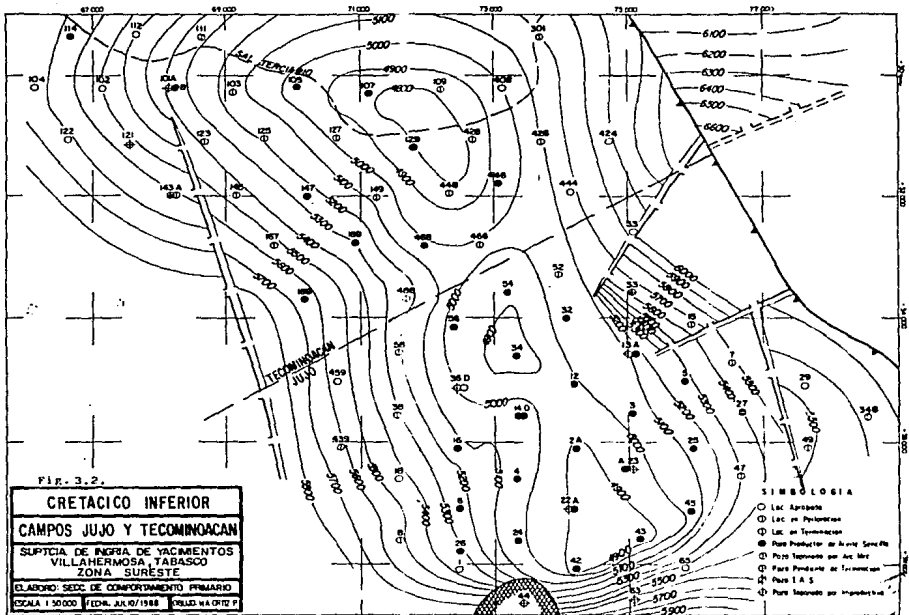
Lo que respecta al análisis de pruebas de presión, se analizaron un conjunto de 16 pruebas (15 de incremento y una de decremento), pertenecientes a los pozos localizados en el área Jujo-Tecominoacán, utilizándose para su análisis los programas:

" HORMIGA " y

" ANAPRE " (3 versiones)

En la tabla 3.1. se presentan los datos petrofísicos, de producción y datos PVT requeridos para dichos análisis. En la tabla 3.2. se presentan los resultados obtenidos para cada una de las pruebas analizadas.

Cabe señalar que solamente en algunos casos se utilizaron para una misma prueba, las tres versiones del programa " ANAPRE " ya que se encontró con algunas pruebas que o bien tenían una duración de menos de una hora (problema que en la versión 2.0 no se contempla), o bien el programa fallaba cuando se manejaban pendientes semilogarítmicas muy pequeñas (problema que en algunos casos se presentó en la versión 1.0).



En las tablas 3.3 a 3.6 y en las figuras 3.3. a 3.30 se presentan a manera de ilustración, los datos y gráficas de cuatro análisis de pruebas de presión correspondientes a esta área, siendo éstos los análisis más representativos del total de pruebas analizadas y que muestran los problemas más significativos encontrados en los programas utilizados.

Igualmente se presentan las gráficas correspondientes del análisis con curvas tipo, señalándose el tiempo inicial y final de la línea recta semilogarítmica cuyo conocimiento es fundamental para la aplicación de los análisis semilogarítmicos.

TABLA No. 3.1. DATOS REQUERIDOS PARA EL ANALISIS DE LAS PEBIDAS.

CARPO: JUJO - YCONIBOACA

POZO	ESPESOR (m)	POROSIDAD (%)	VISCOSIDAD (C.P)	CL (10^{-4})	Ro	DIAM. POZO (M/M)	GASTO (M ³ /DIA)	PROD. (hrs)	TIPO	TIPO
JUJO No. 2	22.00	2.0	0.390	25.30	2.299	5.04	1735.05	-----	DESCUBIERTO	
JUJO No. 14	00.00	2.0	0.390	25.30	2.299	5.04	219.00	20.00	DESCUBIERTO	
JUJO No.23	75.00	2.0	0.390	25.30	2.299	5.04	4250.00	20.00	DESCUBIERTO	
JUJO No.25	50.00	2.0	0.390	25.30	2.299	5.04	4600.00	30.00	DESCUBIERTO	
JUJO No.42	00.00	3.0	0.390	25.30	2.299	5.04	5503.00	-----	DESCUBIERTO	
YCO No.107	76.00	2.0	0.3303	21.10	2.090	5.04	2505.00	-----	DESCUBIERTO	
YCO No.123	46.00	2.0	0.3303	21.10	2.090	5.04	1635.00	1600.00	DESCUBIERTO	
YCO No.145	42.00	3.0	0.3150	20.00	2.110	5.04	3005.00	2696.00	DESCUBIERTO	
YCO No.149	0.000	3.0	0.3303	21.10	2.090	5.04	3302.00	1176.00	DESCUBIERTO	
YCO No.167	42.00	3.0	0.3303	21.10	2.110	5.04	1227.00	200.00	DESCUBIERTO	
YCO No.169	40.00	3.0	0.3303	21.10	2.090	5.04	4390.00	-----	DESCUBIERTO	

TABLA No. 3.1. DATOS REQUERIDOS PARA EL ANALISIS DE LAS PRUEBAS.

CANFO: J V J O - YECOMINDACAN

YECO No.426	32.00	3.0	0.3303	21.10	2.097	5.04	2000.00	-----	INCERTEZA:
YECO No.426	32.00	3.0	0.3303	21.10	2.097	5.04	2000.00	-----	INCERTEZA:
YECO No.446	40.00	3.0	0.3303	21.10	2.100	5.04	4277.00	400.00	INCERTEZA:
YECO No.446	30.00	3.0	0.3303	21.10	2.100	5.04	3522.00	016.00	INCERTEZA:
YECO No.400	42.00	3.0	0.3303	21.10	2.150	5.04	1660.00	1632.00	INCERTEZA:

TABLA No. 3.2. RESULTADOS OBTENIDOS CON LOS PROGRAMAS "ANAPRE" 1 Y "HORNIGA"

CANAL: JUIZ-TECUMINDACAN.

ANALISIS "HORNIGA"												ANALISIS "ANAPRE"												
M.I.M.						HORNIG						M. D. H.						HORNIG						
POZO	W(kg/cm2/m)	h (m)	Stadim	W(kg/cm2/m)	h (m)	Stadim	W(kg/cm2/m)	h (m)	Stadim	W(kg/cm2/m)	h (m)	Stadim	W(kg/cm2/m)	h (m)	Stadim	W(kg/cm2/m)	h (m)	Stadim	W(kg/cm2/m)	h (m)	Stadim			
POZO No.2	1.72	137.92	26.41	-----	-----	-----	25.47	132.51	22.17	-----	-----	-----	1.70	137.74	26.50	-----	-----	-----	-----	-----	-----			
POZO No.14	52.51	0.23	9.53	61.17	6.13	2.82	514.0	0.215	6.54	754.22	3.120	1.60	32.70	0.112	9.74	64.25	3.175	1.14	32.80	0.226	9.60	61.60	0.126	2.80
POZO No.23	1.41	164.43	168.52	1.46	119.62	112.25	13.91	102.13	230.04	14.49	173.77	222.13	1.30	138.34	176.20	1.31	131.69	187.29	-----	-----	-----			
POZO No.25	0.52	324.47	8.16	0.89	316.19	8.16	11.60	346.34	7.79	12.91	312.76	9.33	0.50	341.03	7.70	11.90	314.31	7.60	-----	-----	-----			
POZO No.42	24.27	7.97	4.54	-----	-----	-----	324.32	7.537	8.15	-----	-----	-----	21.10	0.45	5.68	-----	-----	-----	-----	-----	-----			
POZO No.107	0.61	131.59	212.70	-----	-----	-----	4.77	242.45	394.15	-----	-----	-----	0.70	0.97	1435.15	-----	-----	-----	-----	-----	-----			
POZO No.123	9.94	2.51	0.14	9.97	8.76	0.16	10.50	0.25	2.18	10.00	0.27	1.53	10.00	8.74	0.23	10.00	8.79	1.16	-----	-----	-----			
POZO No.145	50.60	4.15	2.34	50.69	4.15	2.34	717.34	4.16	4.31	717.77	4.150	3.61	49.80	4.21	3.44	49.40	4.24	2.30	-----	-----	-----			
POZO No.149	2.08	435.02	74.15	2.07	437.70	73.94	2.11	433.41	77.51	2.11	430.71	71.55	2.00	435.43	76.70	2.10	429.02	75.30	-----	-----	-----			

(1) ANALISIS CON ANAPRE VERSION 1.0
 (2) ANALISIS CON ANAPRE VERSION 2.0
 (3) ANALISIS CON ANAPRE VERSION 3.0

TABLA No. 3.2. RESULTADOS OBTENIDOS CON LOS PROGRAMAS * ANAFRE * Y * HORMIGA * (continuación).

CAMPO: JUIJO - TECOHINGACAN.

ANALISIS * HORMIGA *												ANALISIS * ANAFRE *											
M. D. H.						FORMER						M. D. H.						FORMER					
FOZO	W(kg/cm ²)	h (m)	S(adias)	W(kg/cm ²)	h (m)	S(adias)	W(kg/cm ²)	h (m)	S(adias)	W(kg/cm ²)	h (m)	S(adias)	W(kg/cm ²)	h (m)	S(adias)	W(kg/cm ²)	h (m)	S(adias)					
**TECO No.167	0.972	794.62	144.51	0.071	1018.72	147.78	0.92	1125.50	168.22	0.92	1122.867	164.96	0.10	1304.3	192.10	0.10	1138.90	164.20	(1)				
**TECO No.169	3.97	86.17	4.10	---	---	---	56.53	88.17	2.04	---	---	---	3.80	72.11	0.80	---	---	---	(1)				
**TECO No.425	- 0.40	382.25	- 0.24	---	---	---	- 5.21	398.86	- 1.12	---	---	---	- 0.40	48.18	- 1.49	---	---	---	(1)				
																			(2)				
																			(3)				
**TECO No.426	0.36	424.32	0.21	---	---	---	4.80	457.48	- 0.25	---	---	---	2.60	7.10	2079.03	---	---	---	(1)				
																			(2)				
																			(3)				
**TECO No.442	1.84	141.86	4.87	1.67	141.75	4.65	1.93	49.44	4.93	- 1.90	46.74	1.71	2.00	151.62	4.00	- 1.80	148.81	5.30	(1)				
																			(2)				
																			(3)				
**TECO No.446	5.87	49.45	- 0.06	5.86	49.45	- 0.07	5.90	50.07	2.23	- 5.90	49.15	- 0.10	5.90	50.441	- 0.10	- 5.90	49.15	- 0.10	(1)				
																			(2)				
																			(3)				
**TECO No.488	0.64	155.79	167.49	0.65	155.30	165.94	0.70	151.34	164.86	- 0.70	151.28	157.67	0.71	147.17	163.30	- 0.70	156.60	168.50	(1)				
																			(2)				
																			(3)				

1. PRUEBA DE DECREMENTO.

(1) ANALISIS CON ANAFRE VERSION 1.0

(2) ANALISIS CON ANAFRE VERSION 2.0

(3) ANALISIS CON ANAFRE VERSION 3.0

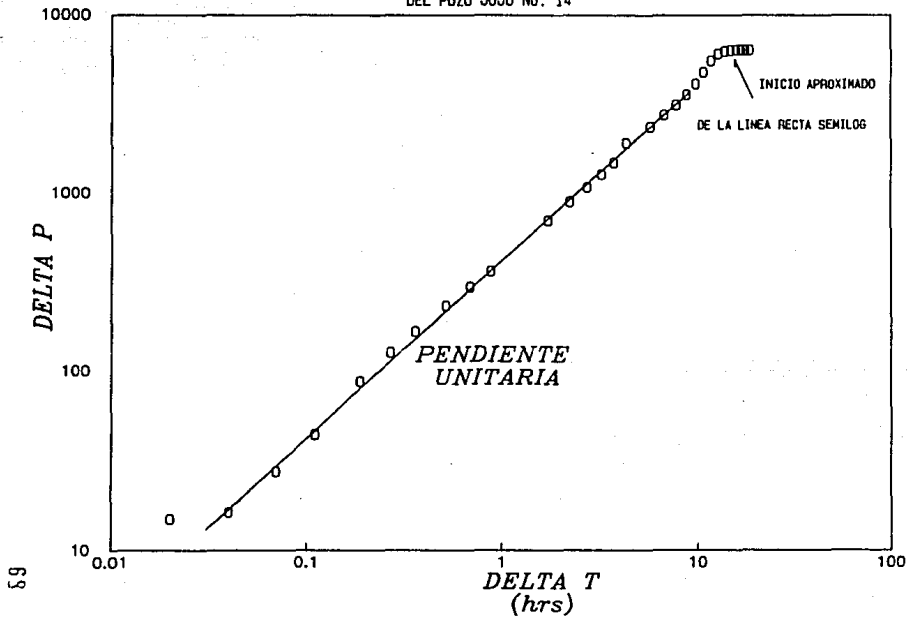
TABLA N° 3.3.

DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO CUCO N° 14.

DT (hrs)	DT/(DF+epi) (hrs)	(kg/cm ²)	P ₂₀	(psi)	(kg/cm ²)	DF (psi)
0.060	0.00300	199.767		2840.687	3.320	0.000
0.120	0.00399	199.827		2841.540	0.360	3.353
0.340	0.001996	199.927		2842.942	0.160	2.275
0.370	0.003-82	200.707		2854.054	0.940	13.367
0.110	0.005479	211.367		2970.549	2.100	29.392
0.192	0.005411	224.707		2992.776	5.140	73.091
0.270	0.013320	237.687		2993.309	7.720	112.622
0.360	0.017632	240.467		2992.841	10.700	152.154
0.520	0.025241	245.077		3052.395	15.310	217.708
0.670	0.033247	249.637		3123.258	19.870	282.551
0.880	0.042144	254.197		3188.091	24.430	347.295
1.720	0.079120	247.757		3522.105	47.990	682.419
2.220	0.099420	261.367		3714.639	61.600	875.652
2.730	0.126106	274.497		3903.547	74.730	1065.861
3.220	0.138674	287.927		4094.322	88.140	1253.635
3.720	0.156850	302.937		4307.338	103.740	1466.651
4.320	0.177632	332.897		4735.775	133.130	1893.109
5.720	0.222305	364.417		5162.016	164.650	2341.323
5.720	0.231497	392.637		5583.278	192.870	2742.611
7.720	0.276499	414.407		5945.948	219.640	3123.281
8.720	0.303221	431.047		6413.883	251.220	3573.202
9.720	0.327052	489.247		6957.092	289.480	4116.436
10.720	0.346928	536.787		7425.955	337.220	4795.268
11.720	0.365452	571.527		8411.656	391.770	5570.945
12.720	0.386752	621.617		8924.714	427.850	6084.627
13.720	0.406820	642.437		9132.739	442.670	6295.052
14.720	0.423943	647.677		9295.767	457.610	6369.250
15.720	0.440070	656.067		9643.240	460.240	6402.413
16.720	0.453333	651.187		9259.875	451.240	6419.192
17.720	0.469777	652.017		9271.626	452.250	6430.955
18.720	0.483471	652.717		9281.636	452.950	6440.549

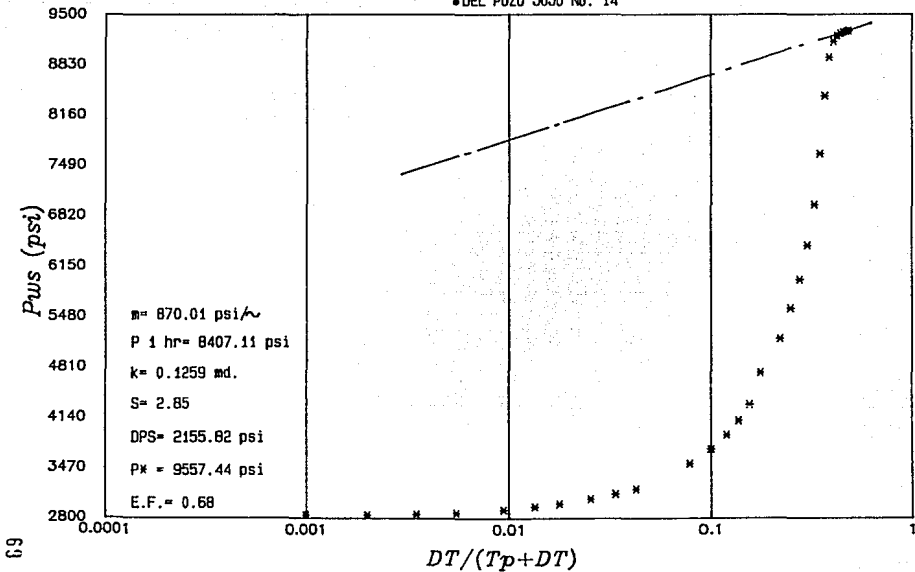
•FIG 3.3. GRAFICA LOG-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

DEL POZO JUJO No. 14



•FIG 3.4. GRAFICA SEMI-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

•DEL POZO JUJO No. 14



•FIG 3.5. GRAFICA SEMI-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

DEL POZO JUJO No. 14

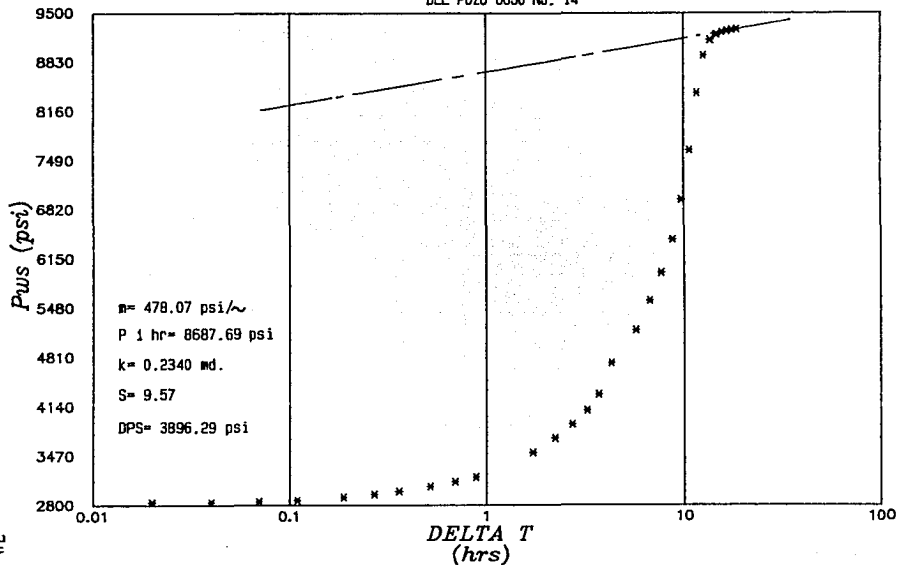
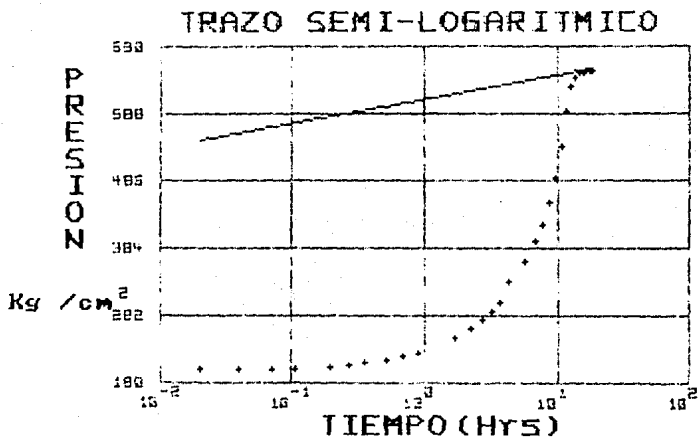


FIG. 3.6. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO JUJO No. 14
 CON ANAPRE VERSION 1.0.



FIG* 3.7. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DE JUJO No. 14
 CON ANAPRE VERSION 2.0.

Deseas trazar otra recta (S/N)?

TRAZO NOH

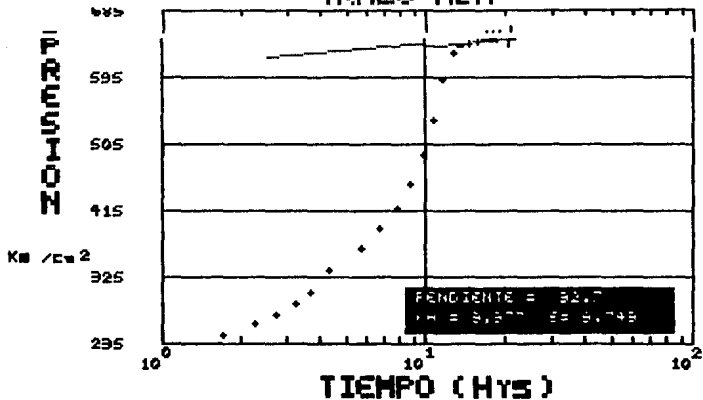


FIG. 3.9. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO JUJO No. 14.
 CON ANAPRE VERSION 3.0. (METODO DE HORNER)

F2 = IMPRESION F3 = PROBAR OTRA RECTA RETURN = CONTINUAR

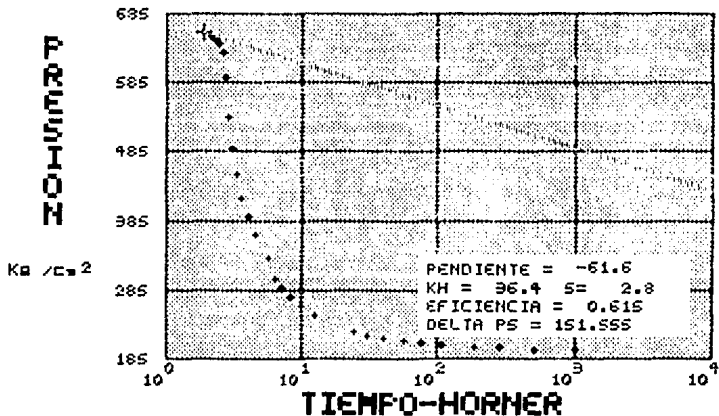


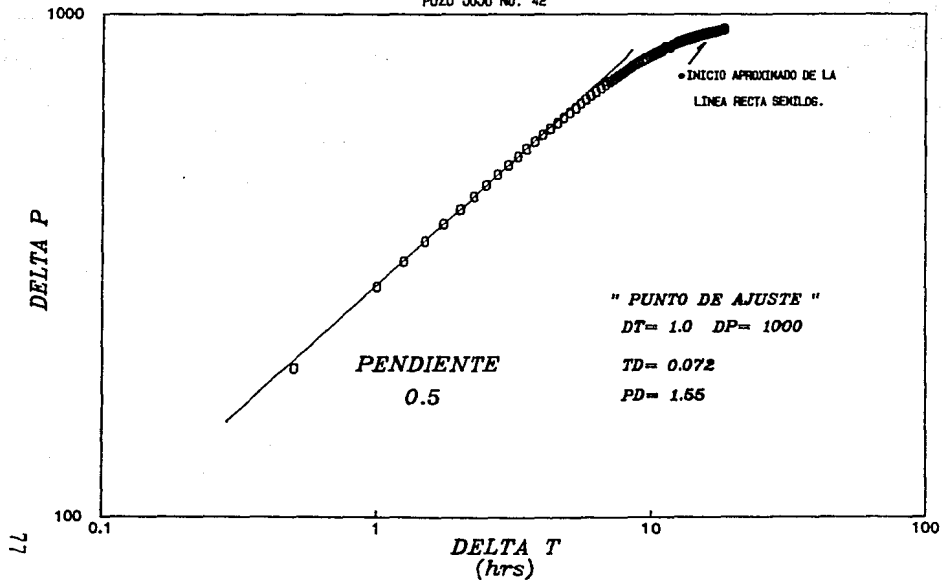
TABLA N° 3.4.

DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO JUZO N° 42.

DT	PMS	D P		
		(kg/c ²)	(psi)	(kg/c ²)
0.00	611.243	8693.297	0.000	0.000
0.50	625.205	8699.415	13.852	197.112
1.00	631.504	8979.987	20.161	266.669
1.25	633.974	9015.110	22.631	321.813
1.50	635.189	9046.608	24.846	353.310
1.75	638.207	9075.204	26.864	382.064
2.00	640.38	9101.926	28.737	409.640
2.25	641.64	9126.965	30.497	433.667
2.50	643.465	9150.357	32.142	457.959
2.75	645.048	9172.583	33.705	479.485
3.00	646.534	9193.713	35.191	500.416
3.25	647.932	9213.583	36.589	520.296
3.50	649.282	9232.790	37.939	539.493
3.75	650.56	9250.963	39.217	557.666
4.00	651.783	9268.354	40.440	575.057
4.25	652.939	9284.792	41.592	591.495
4.50	654.058	9300.705	42.715	607.407
4.75	655.117	9315.764	43.774	622.466
5.00	656.131	9330.163	44.782	636.685
5.25	657.098	9343.954	45.755	650.436
5.50	658.043	9357.371	46.700	664.074
5.75	658.929	9369.970	47.586	676.673
6.00	659.787	9382.171	48.444	688.674
6.25	660.623	9394.059	49.280	700.712
6.50	661.416	9405.384	50.095	712.317
6.75	662.176	9416.143	50.893	722.845
7.00	662.891	9426.239	51.543	732.941
7.25	663.579	9436.793	52.226	742.796
7.50	664.242	9446.821	52.899	752.221
7.75	664.89	9456.736	53.547	761.436
8.00	665.462	9466.124	54.137	769.957
8.25	666.08	9475.058	54.727	779.360
8.50	666.642	9483.440	55.299	788.352
8.75	667.175	9492.229	55.832	793.931
9.00	667.687	9494.509	56.344	801.212
9.25	668.177	9501.477	56.834	808.179
9.50	668.65	9508.263	57.307	814.906
9.75	669.098	9514.574	57.755	821.276
10.00	669.529	9520.702	58.186	827.405
10.25	669.943	9526.589	58.600	833.292
10.50	670.325	9532.154	58.992	839.866
1.75	670.714	9537.533	59.371	844.256
11.00	671.084	9542.614	59.741	849.517
11.25	671.723	9551.701	60.580	855.634
11.50	671.761	9552.441	60.418	859.144

• FIG 3.10. GRAFICA LOG-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

POZO JUJO No. 42



• FIG. 3.11. GRAFICA SEMI-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

POZO JUJQ No. 42

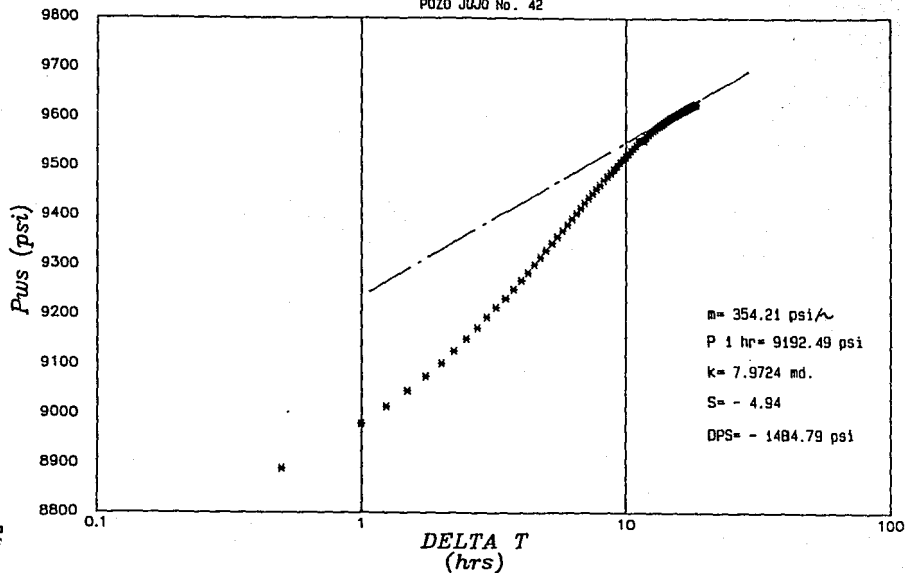


FIG. 3.12. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO JUJO No. 42
CON ANAPRE VERSION 1.0.

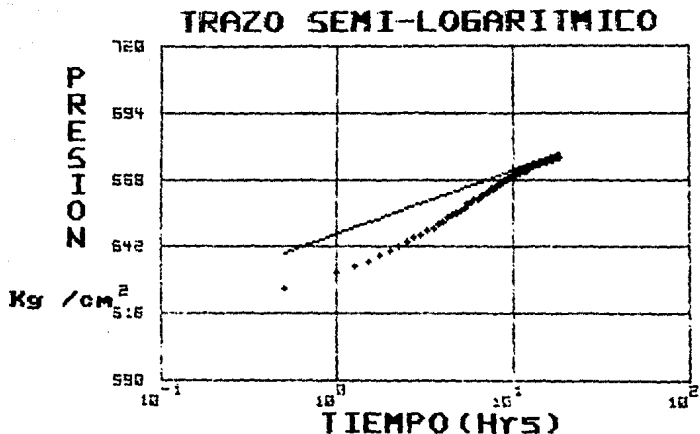


FIG. 3.13. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO JUJO No. 42
 CON ANAPRE VERSION 2.0.

Deseas trazar otra recta (S/N)?

TRAZO MDH

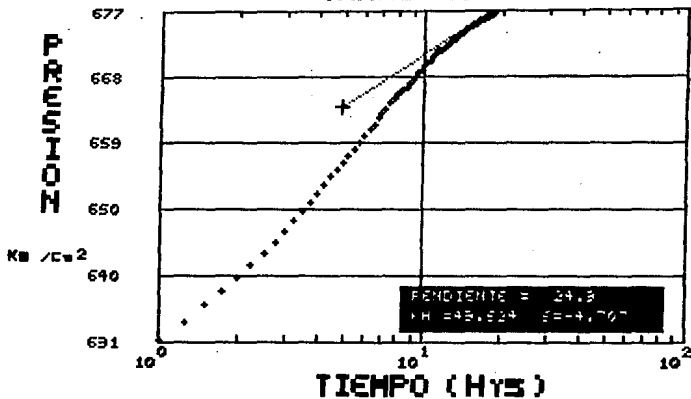


FIG. 3.14. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO JUJO No. 42
 CON ANAPRE VERSION 3.0.

W = 120000000 P1 = 120000000 C104 REC10 RETURN = CONTINUA

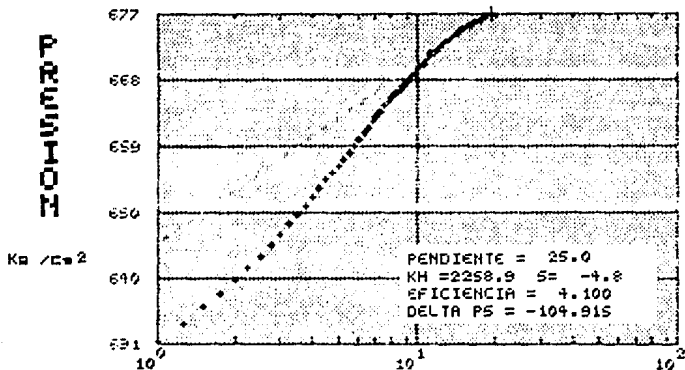


TABLA N° 3.5.

DATOS DE PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO RECOMENDACION N° 466.

DT (hrs)	DT/(DT+tp) (hrs)	PWS		D P	
		(kg/cm ²)	(psi)	(kg/cm ²)	(psi)
0.0000	0.000000	545.638	7758.972	0.000	0.000
0.0086	0.000911	552.294	7853.621	6.656	94.646
0.0129	0.000916	555.544	7899.636	9.906	140.853
0.0142	0.000917	556.359	7911.411	10.720	152.439
0.0169	0.000921	558.362	7939.908	12.724	180.935
0.0193	0.000922	559.308	7953.360	13.670	194.387
0.0197	0.000924	560.442	7969.485	14.804	210.513
0.0225	0.000928	562.511	7998.906	16.873	239.934
0.0253	0.000931	564.627	8028.996	18.989	270.024
0.0281	0.000934	566.370	8054.066	20.752	295.053
0.0294	0.000936	567.276	8066.665	21.638	307.692
0.0336	0.000941	569.477	8098.275	23.861	339.363
0.0364	0.000945	570.466	8111.173	24.768	352.201
0.0392	0.000948	571.148	8121.725	25.510	362.752
0.0447	0.000955	571.948	8133.101	26.310	374.128
0.0503	0.000962	572.553	8141.704	26.915	382.731
0.0614	0.000975	573.528	8152.568	27.890	391.546
0.0697	0.000985	574.131	8164.143	28.493	405.170
0.0781	0.000996	574.654	8171.590	29.316	412.668
0.0906	0.001011	575.328	8181.164	29.690	422.142
0.1031	0.001026	575.903	8189.341	30.265	430.368
0.1197	0.001047	576.562	8195.712	30.924	439.739
0.1447	0.001077	577.359	8210.045	31.721	451.073
0.1814	0.001195	577.826	8216.600	32.132	457.629
0.1781	0.000218	578.222	8222.317	32.536	463.244
0.1947	0.000239	578.573	8227.313	32.935	468.326
0.2281	0.000279	579.195	8236.011	33.547	477.038
0.2447	0.000306	579.434	8239.551	33.796	480.579
0.2781	0.000341	579.904	8246.235	34.266	487.263
0.2947	0.000361	580.091	8248.894	34.453	489.722
0.3281	0.000402	580.458	8254.113	34.820	495.140
0.3614	0.000443	580.752	8258.293	35.114	499.321
0.3947	0.000483	581.016	8262.076	35.390	503.104
0.4614	0.000565	581.481	8268.660	35.943	509.687
0.4947	0.000606	581.676	8271.433	36.038	512.420
0.5947	0.000728	582.170	8276.457	36.532	519.485
0.6947	0.000851	582.578	8284.259	36.946	525.297
0.7947	0.000973	582.920	8286.122	37.282	530.150
0.9114	0.001116	583.265	8294.028	37.627	535.056
0.9947	0.001218	583.440	8297.228	37.852	538.255
1.0781	0.001319	583.691	8300.086	38.053	541.114

TABLA N° 3.5.

DATOS DE PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO RECOMENDACION N° 468. (continuación.)

DT (hrs)	DT/(DT+1) (hrs)	FMS		GF	
		(kg/cm ²)	(psi)	(kg/cm ²)	(psi)
1.2447	0.001583	584.044	8395.104	36.406	546.132
1.4114	0.001727	584.375	8399.813	36.737	550.840
1.5781	0.001930	584.445	8413.652	37.007	554.880
1.8291	0.002235	585.014	8418.899	37.374	559.927
1.9947	0.002437	585.236	8422.008	37.598	563.084
2.1614	0.002642	585.450	8425.099	37.812	566.127
2.3291	0.002845	585.635	8427.730	37.947	568.757
2.4947	0.002935	585.619	8430.344	40.181	571.374
2.8291	0.003454	586.163	8435.238	40.525	574.265
2.9947	0.003657	586.321	8437.455	40.693	578.512
3.3291	0.004062	586.626	8441.822	40.968	582.849
3.4947	0.004264	586.766	8443.813	41.128	584.844
3.6291	0.004469	587.030	8447.567	41.392	588.594
3.9947	0.004872	587.151	8449.287	41.513	590.315
4.3291	0.005276	587.401	8452.842	41.763	593.876
4.6947	0.005680	587.650	8455.199	41.972	597.126
4.9947	0.006084	587.844	8456.142	42.124	600.169
5.4947	0.006489	588.145	8463.422	42.507	604.453
5.9947	0.007293	588.422	8467.301	42.764	609.288
6.4947	0.008499	588.951	8474.594	43.293	615.426
7.9947	0.014702	589.577	8480.541	43.759	621.767
8.4947	0.015303	589.524	8483.884	43.944	624.912

• FIG 3.15 GRAFICA LOG-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

• POZO TECOMINOACAN NO. 468

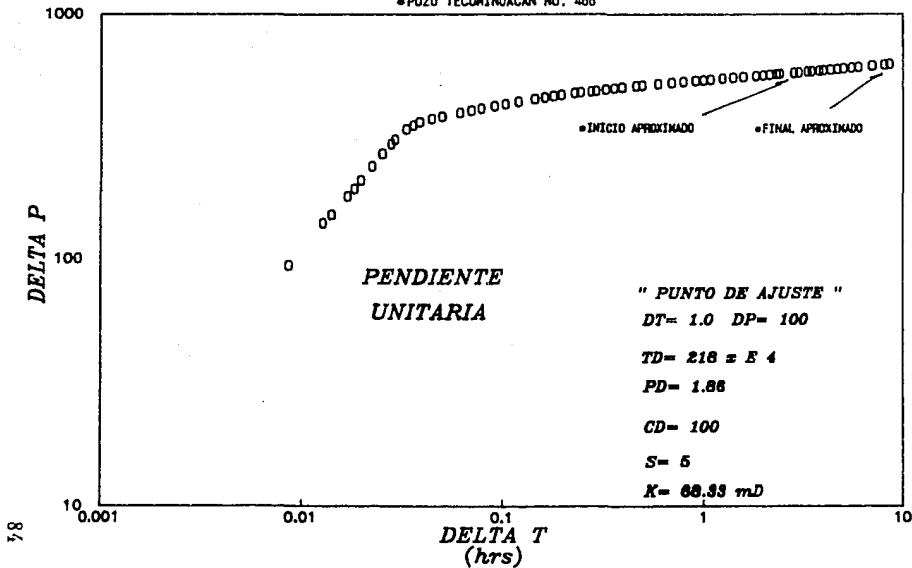
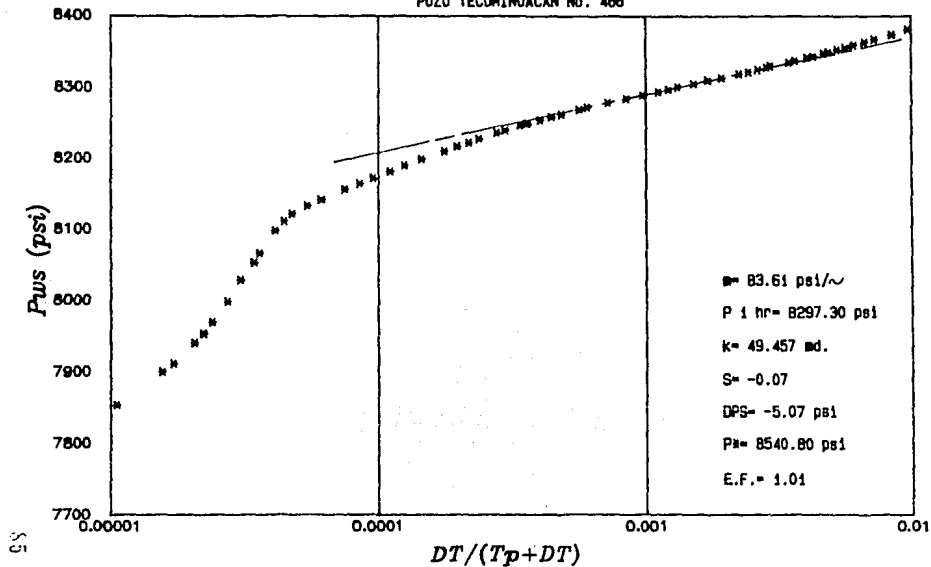


FIG. 3.16. GRAFICA SEMILOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

POZO TECOMINOACAN No. 466



•FIG. 3.17. GRAFICA SEMI-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

POZO TECOMINOACAN No. 466

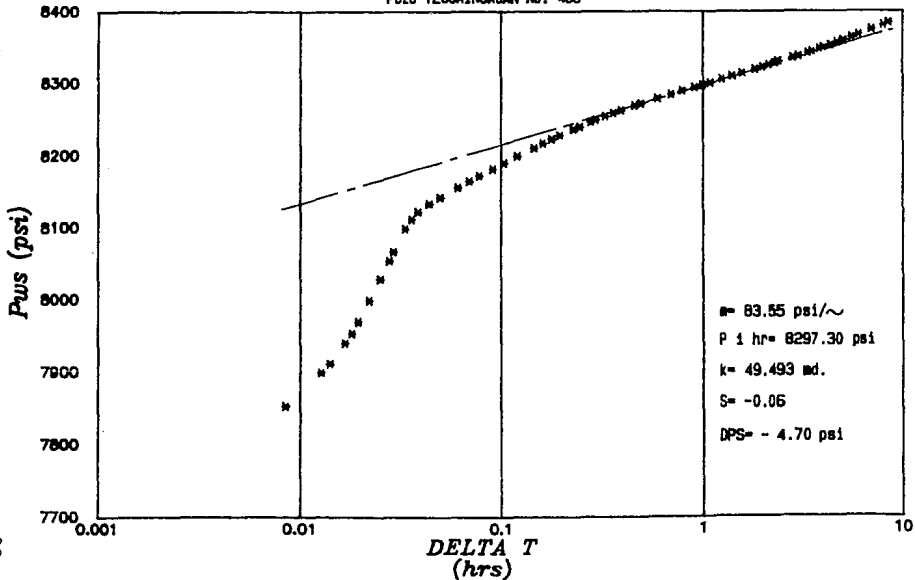


FIG. 3.18. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO TECOMINOACAN No. 466
CON ANAPRE VERSION 1.0.

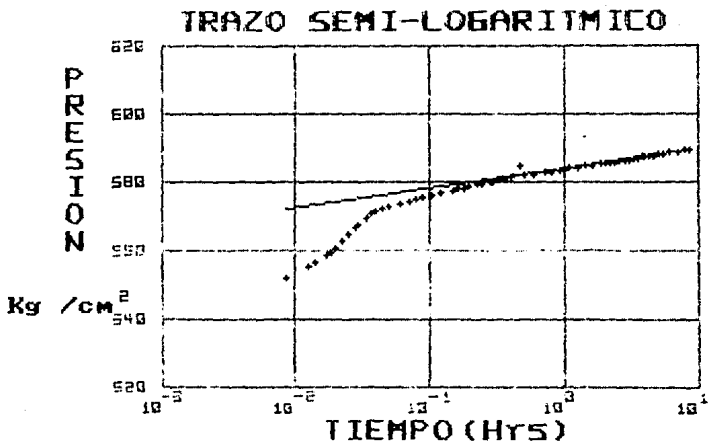


FIG. 3.19. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO TECOMINOACAN No. 466
 CON ANAPRE VERSION 2.0.

Deseas trazar otra recta (S/N)?
 TRAZO MDH

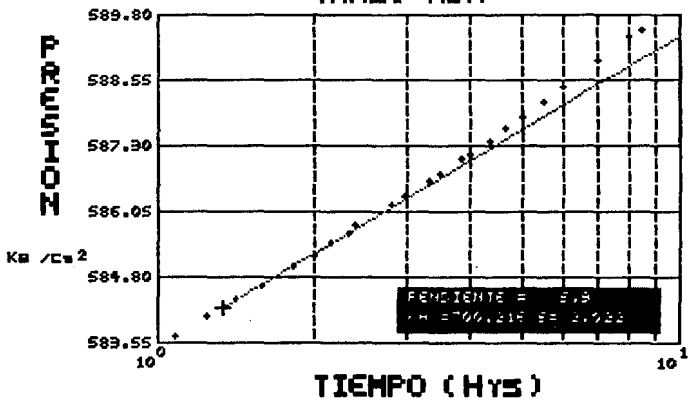


FIG. 3.20. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO TECOMINOACAN No. 466
 CON ANAPRE VERSION 2.0. (METODO DE HORNER)

Desear trazar otra recta (Q/N)?
TRAZO DE HORNER

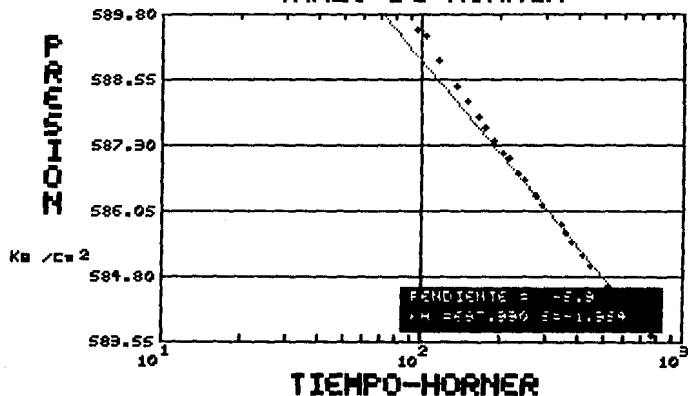


FIG. 3.21. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO TECOMINOACAN No. 466
 CON ANAPRE VERSION 3.0.

PS = IMPRESION PD = PUNTO DE PARTIDA RETURN = CONTINUAR

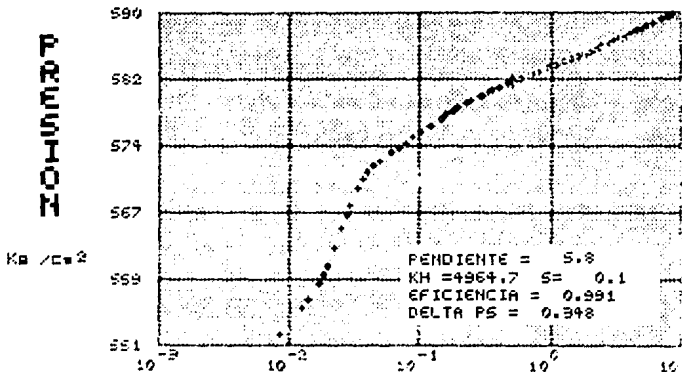


FIG. 3.22. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO TECOMINOACAN No. 466
 CON ANAPRE VERSION 3.0. (METODO DE HORNER)

F2 = IMPRESION F3 = PROBAR OTRA RECTA RETURN = CONTINUAR

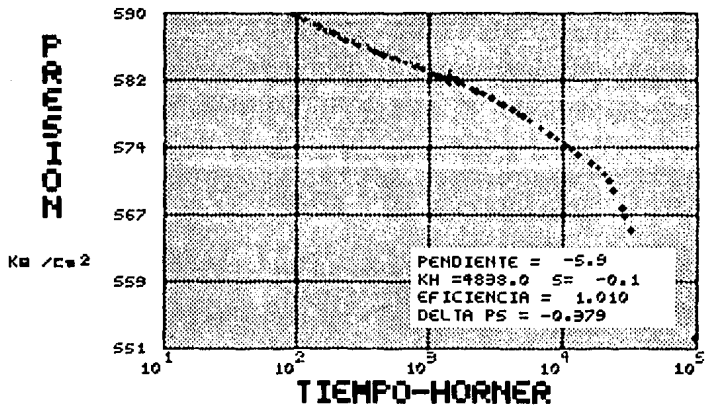


TABLA N° 3.6.

DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POCO TECNOMODCAN N° 486.

DT (hrs)	DT/(DT+tp) (hrs)	PMS (kg/cm ²)	PMS (psi)	Σ P (kg/cm ²)	Σ P (psi)
0.6000	0.000000	516.946	7350.972	0.000	0.000
0.0356	0.003022	550.160	7823.275	33.214	472.303
0.0369	0.009023	551.402	7840.936	34.456	489.964
0.0411	0.009025	555.656	7901.429	39.710	550.456
0.0453	0.009028	559.765	7959.653	42.819	608.286
0.0494	0.009030	564.057	8020.891	47.111	669.918
0.0578	0.009035	572.655	8143.154	55.709	792.182
0.0619	0.009038	576.889	8203.362	59.943	852.589
0.0661	0.009041	581.085	8263.029	64.137	912.057
0.0828	0.009051	596.328	8479.784	79.382	1128.812
0.0911	0.009056	602.320	8564.990	85.374	1214.018
0.0994	0.009061	606.764	8628.1E+	89.816	1277.212
0.1161	0.009071	610.892	8663.864	93.946	1395.912
0.1411	0.009086	612.651	8711.697	95.705	1540.425
0.1578	0.009097	613.124	8719.623	96.178	1667.651
0.1828	0.009112	613.556	8724.766	96.610	1737.794
0.1994	0.009122	613.754	8727.582	96.608	1776.610
0.2161	0.009132	613.977	8729.331	96.931	1778.359
0.2494	0.009152	614.121	8732.601	97.175	1891.628
0.2661	0.009163	614.160	8733.640	97.234	1982.667
0.2994	0.009185	614.353	8736.100	97.407	1985.128
0.3328	0.009204	614.472	8737.792	97.526	1986.820
0.3661	0.009224	614.559	8739.629	97.613	1988.057
0.3994	0.009245	614.649	8740.309	97.703	1989.337
0.4661	0.009286	614.692	8740.920	97.746	1989.948
0.4994	0.009306	614.730	8741.461	97.764	1990.488
0.6328	0.009388	614.796	8742.349	97.650	1991.427
0.7161	0.009439	614.818	8742.712	97.872	1991.740
0.7994	0.009490	614.853	8743.210	97.907	1992.238
0.8828	0.009541	614.884	8743.650	97.938	1992.578
0.9661	0.009592	614.895	8743.850	97.952	1992.877
1.1328	0.009694	614.925	8744.234	97.979	1993.261
1.2994	0.009796	614.953	8745.058	98.037	1994.086
1.4661	0.009898	615.002	8745.329	98.056	1994.356
1.6328	0.009999	615.025	8745.656	98.079	1994.683
1.7994	0.001101	615.060	8746.153	98.114	1995.181
1.9661	0.001203	615.074	8746.352	98.128	1995.380
2.1328	0.001305	615.095	8746.651	98.149	1995.677
2.2994	0.001407	615.106	8746.807	98.160	1995.835
2.4661	0.001509	615.121	8747.163	98.185	1996.191
2.6328	0.001611	615.145	8747.362	98.199	1996.390
2.7994	0.001712	615.159	8747.561	98.213	1996.589
3.0494	0.001865	615.185	8747.931	98.239	1996.959
3.2994	0.002018	615.216	8749.286	98.264	1997.314
3.5494	0.002170	615.231	8749.585	98.285	1997.613

TABLA N° 3.6.

DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO TECNOMAGCAN N° 468. (continuación.)

DT (hrs)	DT/(DT ₀) (hrs)	PwS (kg/cm ²)	PwS (psi)	G F (kg/cm ²)	G F (psi)
3.7994	0.002323	615.250	8746.855	98.304	1377.662
4.0474	0.002475	615.268	8749.111	98.322	1378.139
4.2994	0.002628	615.285	8749.353	98.339	1378.581
4.5494	0.002780	615.300	8749.588	98.354	1378.974
4.7994	0.002932	615.335	8751.124	98.369	1379.496
5.2994	0.003237	615.376	8750.647	98.430	1379.675
5.7994	0.003541	615.445	8751.628	98.449	1400.656
6.2994	0.003845	615.495	8752.339	98.549	1401.567
6.7994	0.004149	615.538	8752.950	98.592	1401.978
7.2994	0.004453	615.617	8754.074	98.671	1403.106
7.7994	0.004756	615.694	8755.169	98.746	1404.197
8.2994	0.005060	615.735	8755.752	98.789	1404.729
8.7994	0.005363	615.811	8756.232	98.855	1405.864
9.2994	0.005666	615.843	8757.287	98.897	1406.315
9.7994	0.005969	615.890	8757.195	98.884	1406.130
10.2994	0.006271	615.955	8757.458	98.907	1406.486
10.7994	0.006574	616.022	8757.875	98.979	1408.903
11.7994	0.007178	616.098	8760.414	99.152	1409.941
12.7994	0.007782	616.166	8761.881	99.220	1410.908
13.7994	0.008385	616.129	8761.354	99.183	1410.382
14.7994	0.008987	616.129	8761.054	99.185	1410.382
15.7994	0.009589	616.129	8761.155	99.165	1410.382
16.7994	0.010189	616.115	8761.155	99.165	1410.183

• FIG 3.23. GRAFICA LOG-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

POZO TECOMINOACAN No. 488

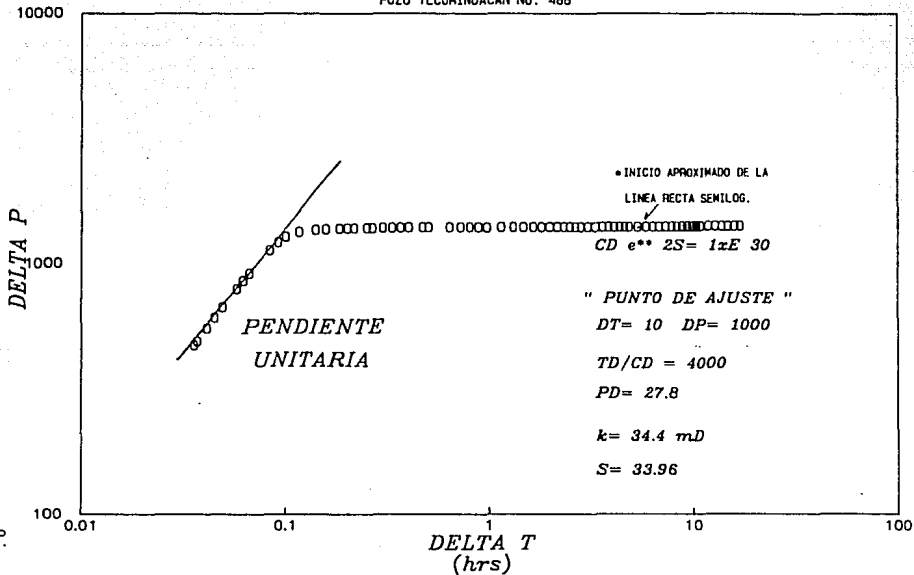
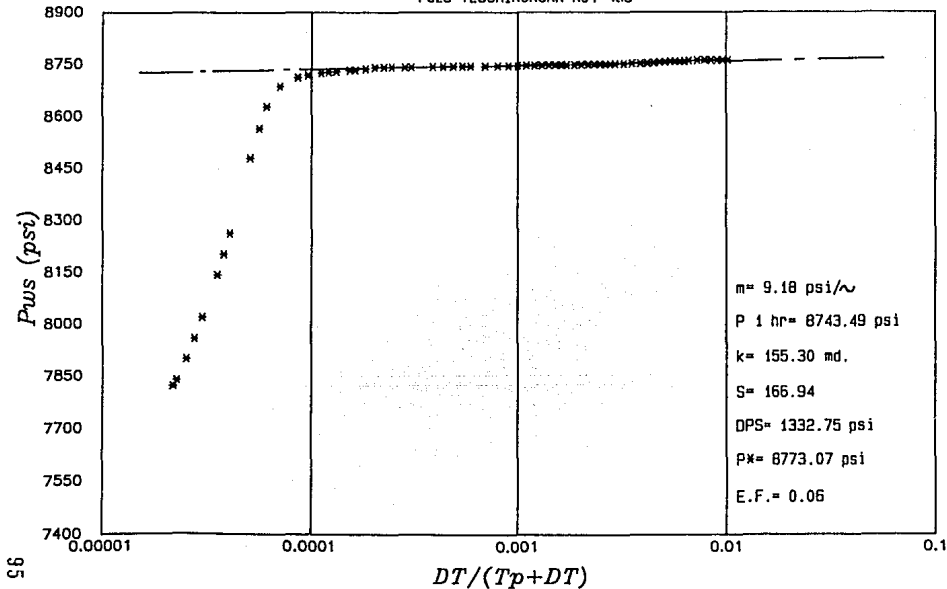


FIG. 3.24. GRAFICA SEMILOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

POZO TECOMINOACAN No. 488



• FIG. 3.25. GRAFICA SEMI-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

POZO TECOMINOACAN No. 488

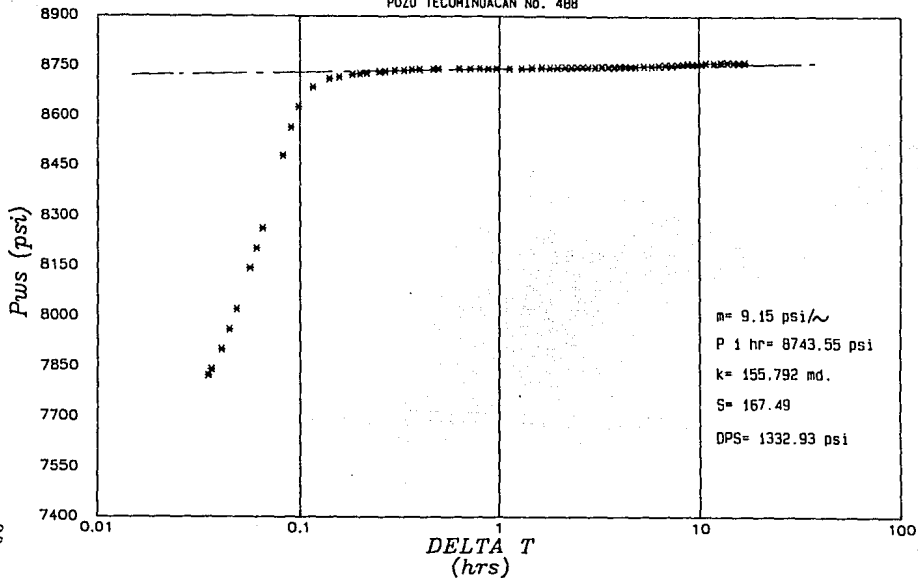


FIG. 3.26. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO TECOMINOACAN No. 488
 CON ANAPRE VERSION 1.0.

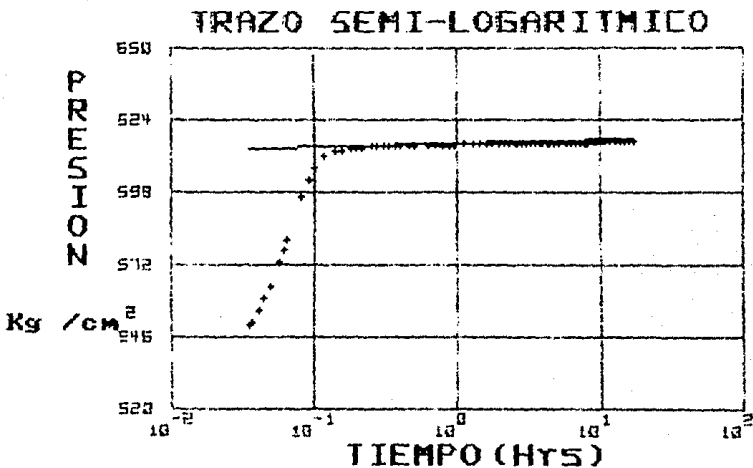


FIG. 3.27. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO TECOMINOACAN No. 488
 CON ANAPRE VERSION 2.0.

Deseas trazar otra recta (S/N)?
 TRAZO MDH

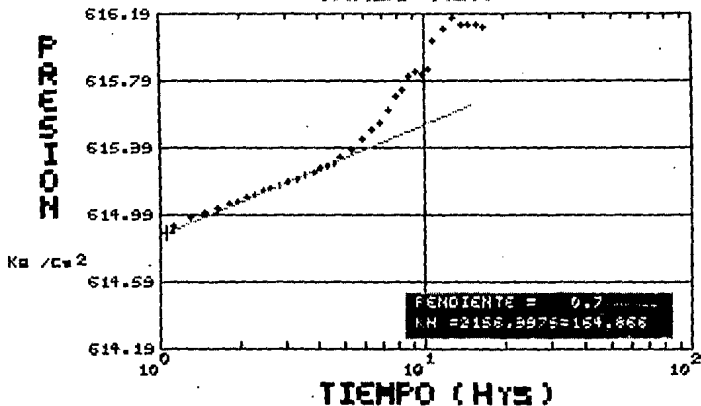


FIG. 3.28. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO TECOMIHUACAN No. 488
 CON ANAPRE VERSION 2.0. (METODO DE HORNER)

Deseas trazar otra recta (S/N)?
 TRAZO DE HORNER

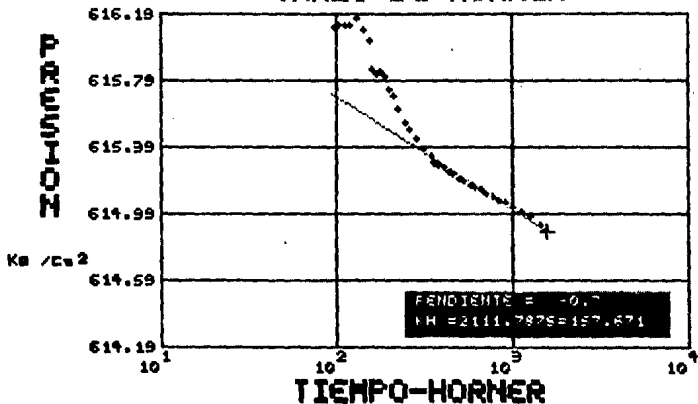


FIG. 3.29. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO TECOMINOACAN No. 488
 CON ANAPRE VERSION 3.0.

F2 = IMPRESION F9 = BORRAR OTRA RECTA RETURN = CONTINUAR

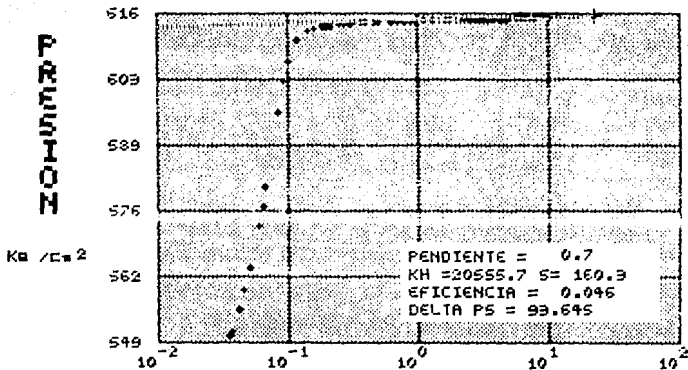
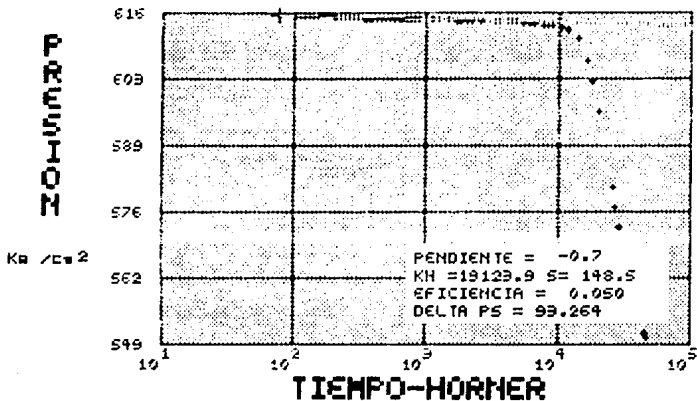


FIG. 3.30. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO TECOMINOACAN No. 488
 CON ANAPRE VERSION 3.0. (METODO DE HORNER)

DE = IMPRESION PD = PROGR. OTRA MOLDIA RETORN = CONTINUAR



3.2.- CAMPO PAREDON

El campo Paredón se encuentra localizado en la parte Sureste del estado de Tabasco, municipio de Huimanguillo, aproximadamente a 8 Km, al sur de la ciudad de Cárdenas, Tab., figura 3.1.

Este campo esta dentro de la clasificación de yacimientos del tipo de aceite ligero y de acuerdo con su presión original - - - (655.1 Kg/cm²) se encontraba bajosaturado.

La producción de aceite proviene del Cretácico Inferior, Jurásico Superior Tithoniano y Jurásico Kimmeridgiano siendo este último el que ha aportado el 41% del aceite producido.

El campo se encuentra en una estructura del tipo anticlinal simétrico con orientación NW-SE, cortada por cinco fallas normales y dos inversas que define 6 bloques⁽⁶⁾:

BLOQUE	POZO QUE COMPRENDE
A	301, 311, 312, 314, 332
B	14, 56, 78
C	4A, 22
D	1-D, 2, 3-A, 11, 12, 32-A, 34, 54-A 74, 76-A, y 302
E	5
F	31, 35-A, 52 y 331

Se pueden distinguir 2 tipos de litología separadas por una superficie de erosión:

La primera se localiza en la parte superior de dicha superficie correspondiendo generalmente a una dolomía calcárea arcillosa localizada frecuentemente en la parte central y norte del campo, - por lo cuál esta región presenta características favorables para la acumulación de hidrocarburos.

La segunda subyace a la zona de erosión y consiste principalmente de dolomía con algunos intervalos de caliza o caliza ligeramente dolomitizada al Cretácico Inferior y Jurásico Superior.

Los valores de porosidad de la roca productora, en general son bajos (0 - 5%). Los valores más altos se presentan en las formaciones dolomíticas del Cretácico Inferior y Jurásico Superior localizados en la zona de los pozos:

3-A, 11, 32-A, 54, 56, 74, 76, 78, 302, 311 y 314.

Como límites de la estructura se tienen:

- Al Este una falla inversa con rumbo NW-SE (F-VI).
- Hacia al Norte y Oeste el límite lo define el contacto agua - aceite (6090 m.b.N.M.) y el plano de una falla inversa (F-II).
- Hacia el sur el límite lo define un cuerpo salino.

En la figura 3.31 se presenta un plano de cimas del campo, señalándose en éste los aspectos geológicos más relevantes.

Lo que respecta al análisis de pruebas de presión se analizaron un total de 9 pruebas (8 de incremento y una de decremento), las cuales fueron analizadas utilizando los programas "ANAPRE" y "HORMIGA".

En las tablas 3.7 y 3.8 se presentan los datos adicionales (petrofísicos, de producción y PVT) requeridos para realizar los análisis y los resultados correspondientes.

A manera de ilustración, se presentan en las figuras 3.32 a 3.44 las gráficas de dos análisis de pruebas de presión correspondientes a este campo y que muestran los problemas más significativos encontrados en los programas utilizados.

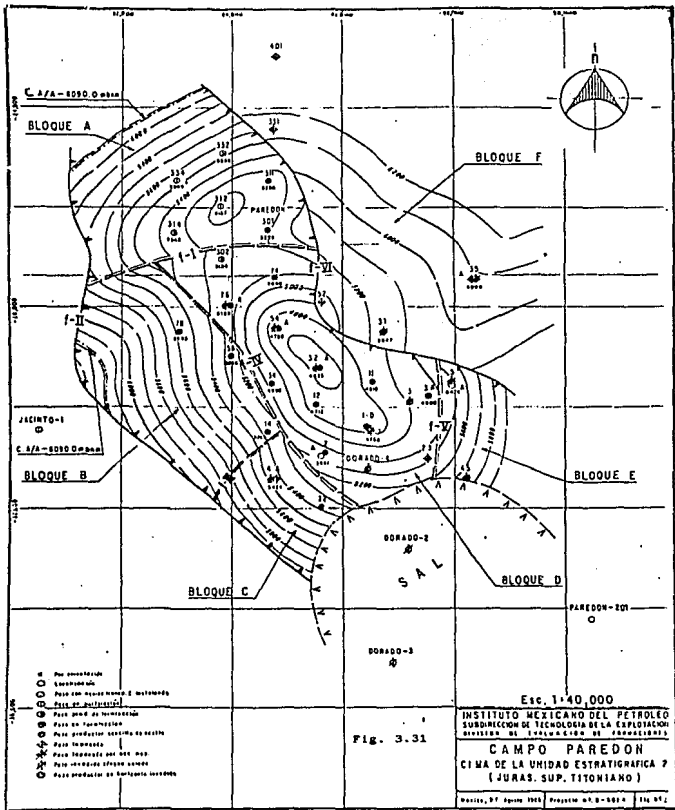


TABLA No. 3.7. DATOS REQUERIDOS PARA EL ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION.

C A M F C : P A R E D O N .

POZO	ESPESOR	POROSIDAD	VISCOSIDAD	(10 ⁻⁶)	B o	DIAM. POZO	GASTO	TIEMPO	TIPO
(m)	(%)	(%)	(C.P)	psi	-10 ³ N3/N3	(p.p.)	(GLE/DIA)	(hrs)	GE
									PRUEBA
PAREDON No. 1	30.00	6.0	0.3410	27.20	2.194	4.50	1912.00	-----	INCREMENTO
PAREDON No. 12	63.00	5.0	0.1362	39.80	3.420	5.00	1300.00	2224.0	INCREMENTO
PAREDON No. 12	63.00	5.0	0.1362	39.80	3.200	5.00	1300.00	4389.0	INCREMENTO
PAREDON No. 54	21.00	3.0	0.1700	28.40	3.100	4.50	623.030	24.00	INCREMENTO
PAREDON No. 34	30.00	3.0	0.1700	28.40	3.100	4.50	1289.45	1988.0	INCREMENTO
PAREDON No. 56	47.00	3.0	0.1340	39.80	3.510	5.00	2232.33	-----	INCREMENTO
PAREDON No. 74	45.00	2.0	0.1270	42.60	3.200	5.00	2126.00	360.00	INCREMENTO
PAREDON No. 76	70.00	2.0	0.1340	42.60	3.510	5.00	1572.45	-----	INCREMENTO
PAREDON No. 301	39.00	2.0	0.1430	42.60	3.380	5.00	1557.44	-----	INCREMENTO

TABLE No. 3.9. RESULTADOS OBTENIDOS CON LOS PROCEDIMIENTOS "ANALISIS" Y "COMPARACION"

C A R P I F A R E D O N .										
ID	FDC	100g/cg(27)	K (gC)	S(ugC/cg(27))	K (gC)	S(ugC/cg(27))	ANALISIS	MORFIA	ANALISIS	MORFIA
		M.L.L.R.		MOLIER		M.L.R.		MORFIA		
00	FADEDON No. 1	40.68	1.03	5.73	70.20	3.45	70.20	3.45	70.20	3.45
00	FADEDON No. 12	4.02	8.49	70.21	4.02	3.45	70.20	3.45	70.20	3.45
00	FADEDON No. 24	5.75	10.80	79.50	5.44	3.03	73.12	5.5	2.65	72.92
00	FADEDON No. 28	11.42	6.91	40.82	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28A	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28B	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28C	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28D	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28E	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28F	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28G	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28H	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28I	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28J	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28K	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28L	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28M	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28N	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28O	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28P	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28Q	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28R	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28S	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28T	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28U	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28V	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28W	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28X	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28Y	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50
00	FADEDON No. 28Z	11.00	7.02	21.00	11.45	0.89	40.89	12.40	0.50	39.50

ANALISIS CON MORFIA
ANALISIS CON MORFIA
ANALISIS CON MORFIA

TABLA N° 3.9

DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESIÓN DEL PULSO - PRUEBA N° 34.

DT (hrs)	DT/(DT+tp) (hrs)	(q_1/q_2)	F _{W5}	(ps)	(q_1/q_2)	P	(ps)
0.0000	0.000000	170.320		2124.794	0.300		0.000
0.0833	0.000061	184.852		2228.595	14.332		233.801
0.1667	0.000122	199.452		2336.207	28.932		411.413
0.2500	0.000183	214.052		2445.819	43.532		619.025
0.3333	0.000244	228.652		2557.115	58.132		832.335
0.4167	0.000305	243.252		2670.789	72.732		1055.525
0.5000	0.000365	257.852		2787.419	87.332		1288.275
0.5833	0.000426	272.452		2906.065	101.932		1530.925
0.6667	0.000487	287.052		3027.219	116.532		1783.925
0.7500	0.000548	299.652		3150.249	131.132		2046.525
0.8333	0.000609	312.252		3275.669	145.732		2319.025
0.9167	0.000670	324.852		3403.069	160.332		2601.525
1.0000	0.000730	337.452		3532.069	174.932		2894.025
1.0833	0.000791	350.052		3663.131	189.532		3196.525
1.1667	0.000852	362.652		3795.731	204.132		3509.025
1.2500	0.000912	375.252		3930.469	218.732		3831.525
1.3333	0.000974	387.852		4067.719	233.332		4164.025
1.4167	0.001035	400.452		4207.069	247.932		4506.525
1.5000	0.001095	413.052		4348.919	262.532		4859.025
1.5833	0.001156	425.652		4492.769	277.132		5221.525
1.6667	0.001217	438.252		4639.119	291.732		5594.025
1.7500	0.001278	450.852		4787.569	306.332		5976.525
1.8333	0.001338	463.452		4938.519	320.932		6369.025
1.9167	0.001399	476.052		5091.469	335.532		6771.525
2.0000	0.001460	488.652		5246.919	350.132		7184.025
2.0833	0.001521	501.252		5404.369	364.732		7606.525
2.1667	0.001581	513.852		5563.319	379.332		8039.025
2.2500	0.001642	526.452		5724.269	393.932		8481.525
2.3333	0.001703	539.052		5887.719	408.532		8934.025
2.4167	0.001763	551.652		6053.169	423.132		9396.525
2.5000	0.001824	564.252		6221.119	437.732		9869.025
2.5833	0.001885	576.852		6391.169	452.332		10351.525
2.6667	0.001945	589.452		6563.119	466.932		10844.025
2.7500	0.002006	602.052		6737.069	481.532		11346.525
2.8333	0.002067	614.652		6913.519	496.132		11859.025
2.9167	0.002127	627.252		7092.069	510.732		12381.525
3.0000	0.002188	639.852		7273.119	525.332		12914.025
3.0833	0.002249	652.452		7456.169	539.932		13456.525
3.1667	0.002309	665.052		7641.619	554.532		14009.025
3.2500	0.002370	677.652		7829.069	569.132		14571.525
3.3333	0.002431	690.252		8019.019	583.732		15144.025
3.4167	0.002491	702.852		8211.069	598.332		15726.525
3.5000	0.002552	715.452		8405.519	612.932		16319.025
3.5833	0.002613	728.052		8602.069	627.532		16921.525
3.6667	0.002673	740.652		8800.519	642.132		17534.025
3.7500	0.002734	753.252		9001.069	656.732		18156.525
3.8333	0.002795	765.852		9203.519	671.332		18789.025
3.9167	0.002855	778.452		9408.069	685.932		19431.525
4.0000	0.002916	791.052		9614.519	700.532		20084.025
4.0833	0.002977	803.652		9822.569	715.132		20746.525
4.1667	0.003037	816.252		10032.519	729.732		21419.025
4.2500	0.003098	828.852		10244.569	744.332		22101.525
4.3333	0.003159	841.452		10458.519	758.932		22794.025
4.4167	0.003219	854.052		10674.569	773.532		23496.525
4.5000	0.003280	866.652		10892.019	788.132		24209.025
4.5833	0.003341	879.252		11111.569	802.732		24931.525
4.6667	0.003401	891.852		11333.019	817.332		25664.025
4.7500	0.003462	904.452		11556.569	831.932		26406.525

• FIG 3.32. GRAFICA LOG-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

POZO PAREDON No. 34

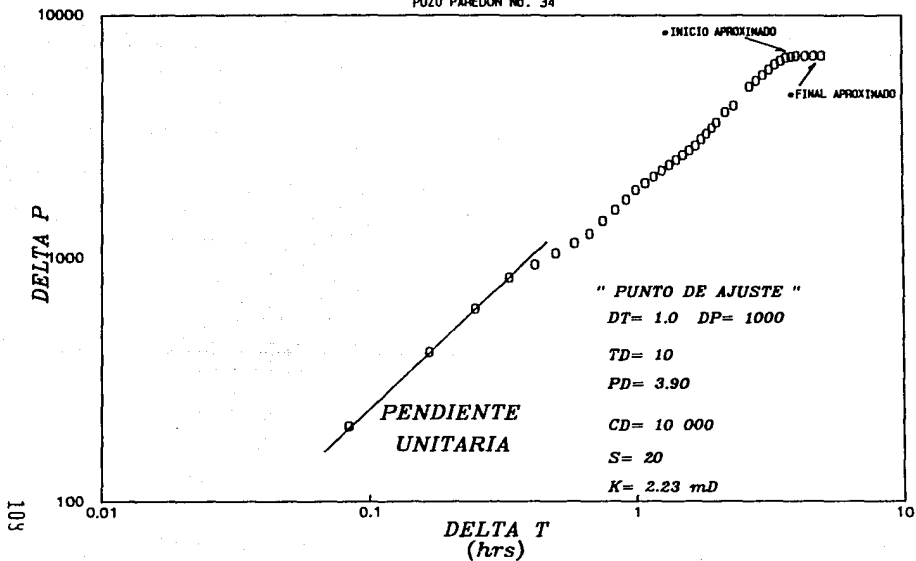
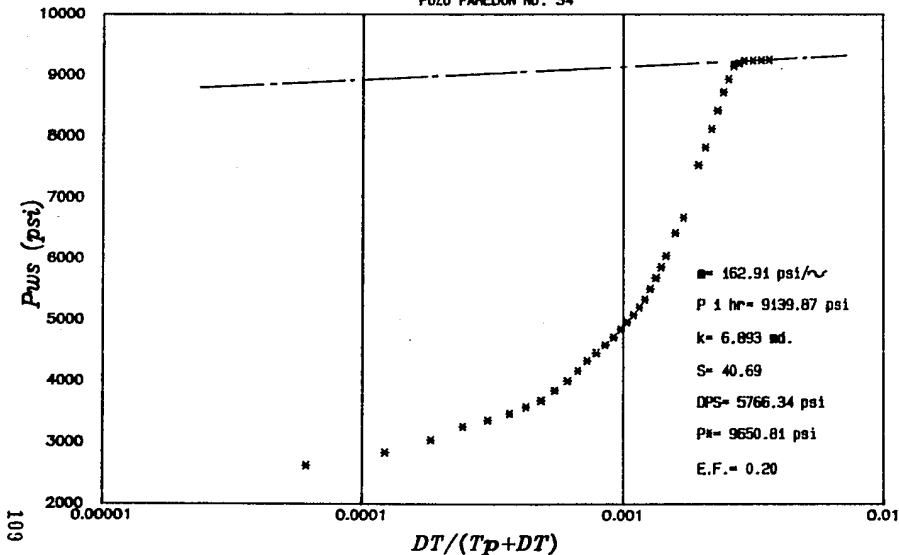


FIG. 3.33. GRAFICA SEMILOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

POZO PAREDON No. 34



•FIG 3.34. GRAFICA SEMI-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

•POZO PAREDON No. 34

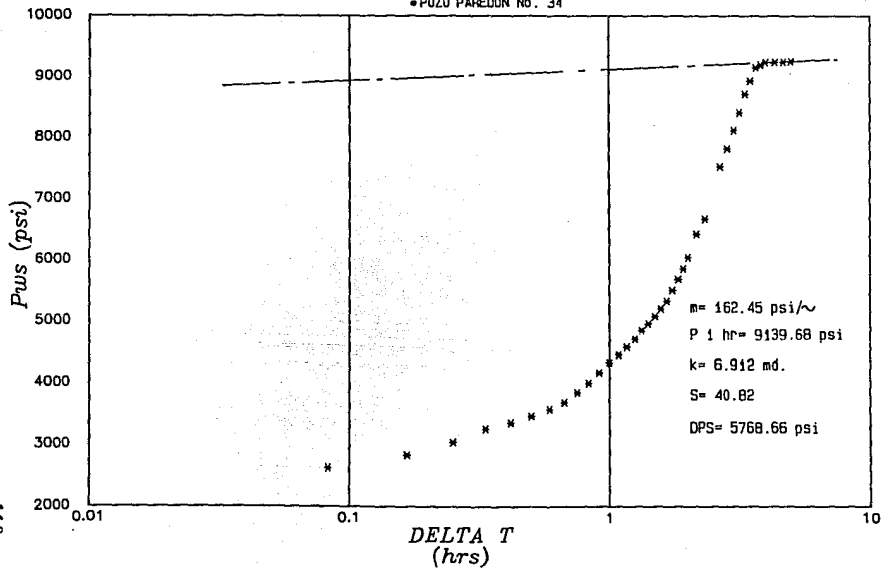


FIG. 3.35. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO PAREDON No. 34
 (SEGUNDA PRUEBA) CON ANPRE VERSION 1.0.

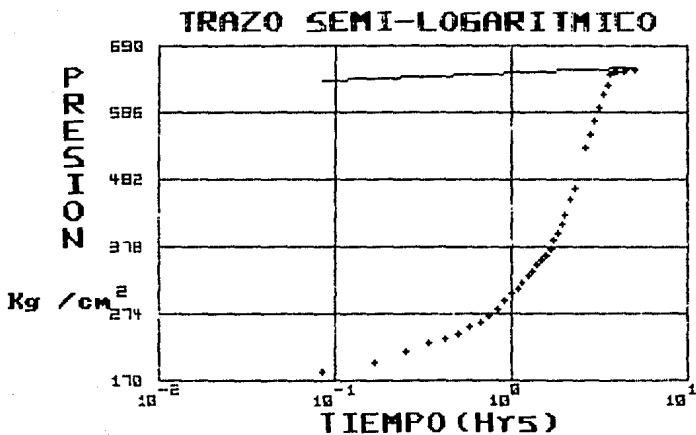


FIG. 3.36. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO PAREDON No. 34

(SEGUNDA PRUEBA) CON ANAPRE VERSION 2.0.

Deseas trazar otra recta (S/N)?

TRAZO MDH

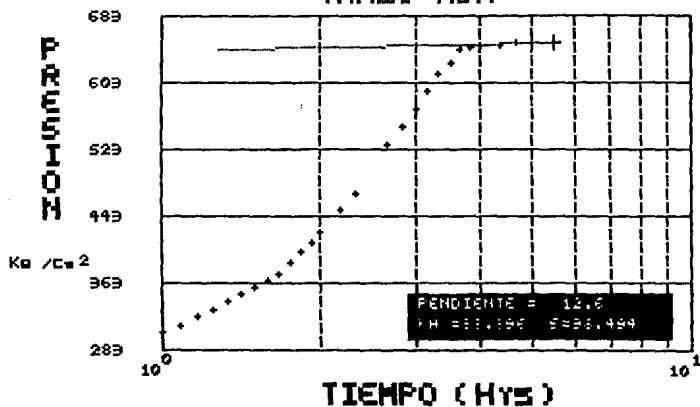


FIG. 3.38. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO PAREDON No. 34
 (SEGUNDA PRUEBA) CON ANAPRE VERSION 3.0.

F2 = IMPRESION F3 = PRUBAR OTRA RECTA RETURN = CONTINUAR

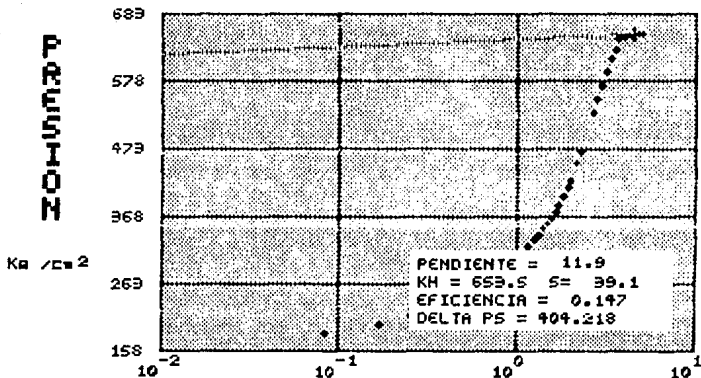


FIG. 3.39. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO PAREDON No. 34
 (SEGUNDA PRUEBA) CON ANAPRE VERSION 3.0. (METODO DE HORNER)

F2 = IMPRESION F3 = PROBAR OTRA RECTA RETURN = CONTINUAR

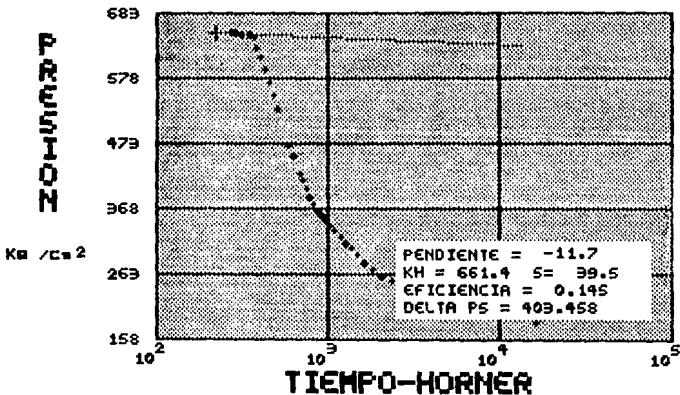
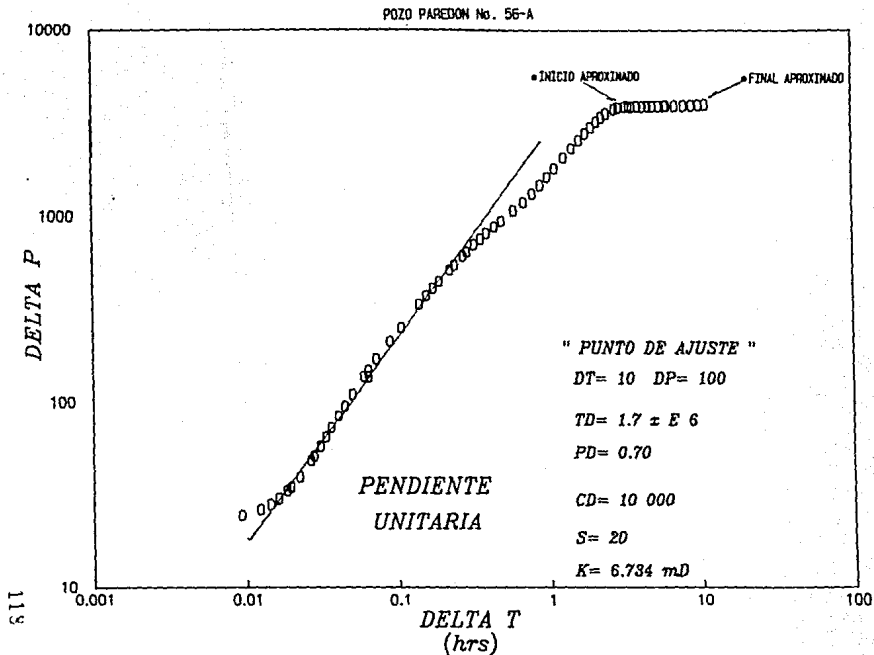


TABLA N° 3.10

DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO PAREDON N° 56-A.

DT (hrs)	PMS		D P	
	(kg/cm ²)	(psi)	(kg/cm ²)	(psi)
0.0000	158.947	2260.226	0.000	0.000
0.0092	160.676	2284.812	1.729	24.586
0.0122	160.809	2286.703	1.862	26.478
0.0142	160.927	2288.381	1.980	28.156
0.0161	161.062	2290.586	2.135	30.360
0.0183	161.293	2293.586	2.346	33.360
0.0194	161.392	2294.974	2.445	34.768
0.0222	161.718	2299.629	2.771	39.404
0.0264	162.355	2308.706	3.409	46.476
0.0278	162.460	2311.603	3.613	51.377
0.0306	163.021	2319.158	4.074	57.932
0.0332	163.521	2325.263	4.574	65.042
0.0361	164.093	2333.402	5.146	73.176
0.0403	164.920	2345.162	5.973	84.936
0.0444	165.769	2356.331	6.786	96.156
0.0500	166.777	2371.568	7.830	111.343
0.0597	168.648	2398.174	9.701	137.946
0.0637	168.648	2398.174	9.701	137.948
0.0639	169.421	2409.166	10.474	146.940
0.0722	170.952	2430.937	12.005	170.711
0.0829	174.002	2474.308	15.655	214.082
0.1056	176.870	2515.671	17.923	254.865
0.1389	182.486	2594.950	23.539	334.725
0.1556	185.198	2633.313	26.251	373.289
0.1722	187.851	2671.241	28.964	411.015
0.1959	190.411	2707.644	31.464	447.418
0.2222	195.364	2778.360	36.437	518.134
0.2389	197.769	2812.275	38.822	552.049
0.2722	202.453	2878.881	43.536	618.655
0.2889	204.712	2911.004	45.785	650.778
0.3222	209.057	2972.790	50.110	712.564
0.3556	212.775	3025.660	53.828	765.434
0.3889	216.415	3077.421	57.468	817.195
0.4389	221.252	3146.203	62.365	885.977
0.4689	225.787	3210.671	66.840	950.465
0.5869	234.879	3339.979	75.932	1079.753
0.6889	243.163	3457.777	84.215	1197.552
0.7889	252.607	3592.071	93.660	1311.845
0.8E89	262.684	3738.210	103.937	1477.984
0.9889	274.248	3899.636	115.301	1639.580
1.1056	287.238	4084.524	128.291	1824.298
1.2722	305.592	4345.318	146.645	2085.292
1.4389	323.696	4602.957	164.749	2342.731
1.6056	341.062	4850.186	182.135	2589.960

• FIG 3.40. GRAFICA LOG-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESTION



• FIG. 3.41. GRAFICA SEMI-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

POZO PAREDON No. 56-A

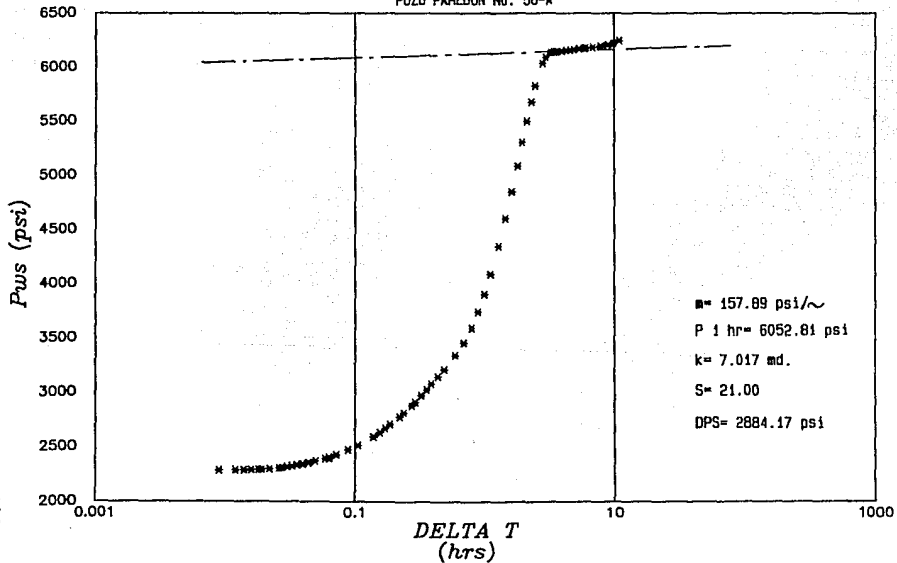


FIG. 3.42. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO PAREDON No. 56-A
CON ANAPRE VERSION 1.0.

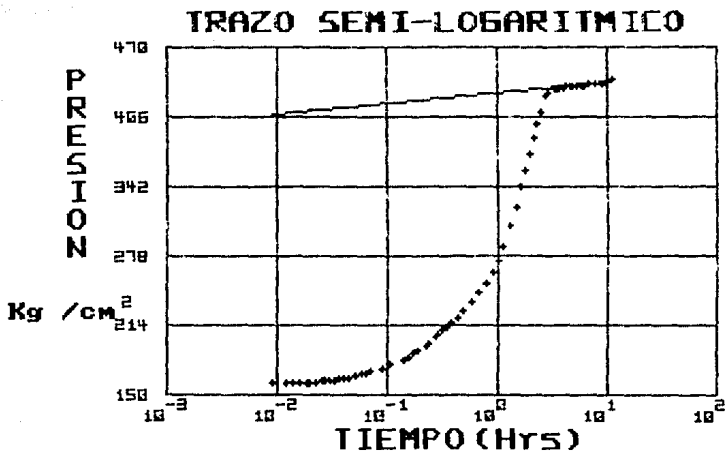


FIG. 3.43. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO PAREDON No. 56-A
 CON ANAPRE VERSION 2.0.

Deseas trazar otra recta (S/N)?
TRAZO MDH

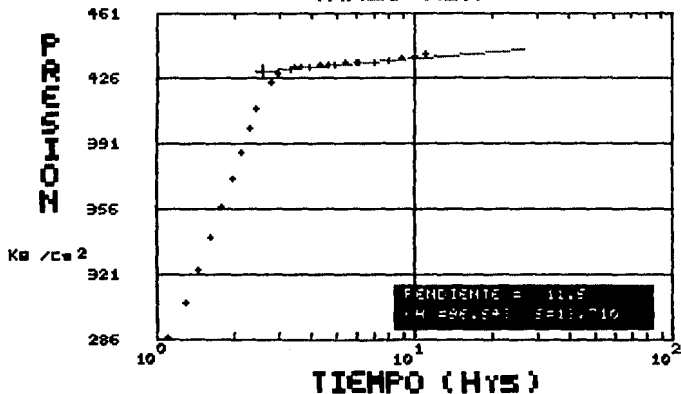
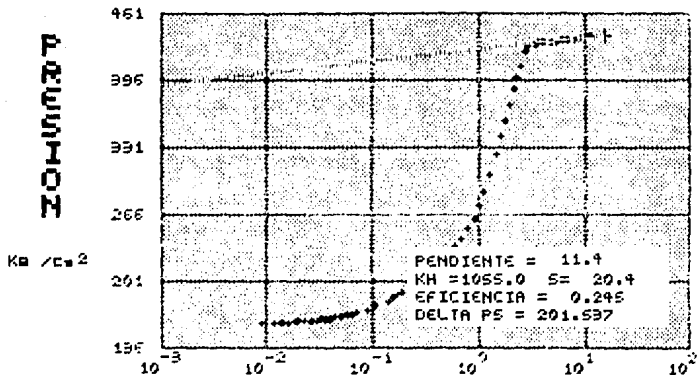


FIG. 3.44. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO PAREDON No. 56-A
 CON ANAPRE VERSION 3.0.

F2 = IMPRESION DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO PAREDON No. 56-A CON ANAPRE VERSION 3.0.



3.3.- CAMPO CARDENAS

El campo Cárdenas se encuentra en la porción NW del área de Huimanguillo, a una distancia aproximada de 9 Km del poblado de Cárdenas, Tab., figura 3.1.

Este campo había sido investigado durante los años sesenta a nivel del terciario sin haber obtenido resultados positivos. La investigación de esta zona cobró importancia a partir de los resultados obtenidos en los campos Paredón, Giraldas y Copanó (productores de aceite en las rocas carbonatadas del Cretácico). Por lo anterior se realizaron trabajos de exploración que permitieron detectar para el Mesozoico, la existencia de un importante cuerpo anticlinal de grandes dimensiones.

La formación que contiene la acumulación de hidrocarburos está representada por rocas carbonatadas pertenecientes a las formaciones de edad Cretácico Inferior y Jurásico Superior, encontrándose la mayor productividad del campo en dolomías de esta última edad⁽⁹⁾.

El campo Cárdenas corresponde a una estructura anticlinal cuyo eje presenta una orientación NW-SE con una longitud aproximada de 9 Km. Dicha estructura se encuentra afectada por 5 fallas de tipo normal y una de tipo inverso que dividen la estructura en 7 bloques.

El tipo de roca predominante en el Cretácico Inferior es una Mudstone bentónico, compacto y arcilloso, aunque existen algunas zonas dolomitizadas. Para el Jurásico Superior Tithoniano y Jurásico Kimmeridgiano el tipo de

roca predominante es una dolomía micro y mesocristalina, moderadamente fracturada.

Como límites de la estructura se tienen:

- Al Sur una falla inversa denominada F-VI.
- Al Sureste una falla normal denominada F-IV.
- Para la formación del Jurásico Superior el límite inferior lo proporciona el contacto original agua-hidrocarburos, el cual se encuentra a una profundidad de -- 5971 m.b.N.M.

En la figura 3.45 se presenta un plano de cimas del campo señalándose en éste los aspectos geológicos más relevantes.

Se utilizaron los programas "HORMIGA" y "ANAPRE" en el análisis de 10 pruebas de presión. De acuerdo a los resultados se seleccionaron dos pruebas representativas de dichos análisis.

En la tabla 3.11 son presentados los datos petrofísicos de producción y datos PVT requeridos para dichos análisis y en la tabla 3.12 los resultados obtenidos para cada una de las pruebas analizadas.

En las tablas 3.13 y 3.14 y en las figuras 3.46 a 3.53 se presentan los datos y gráficas correspondientes a las pruebas seleccionadas.

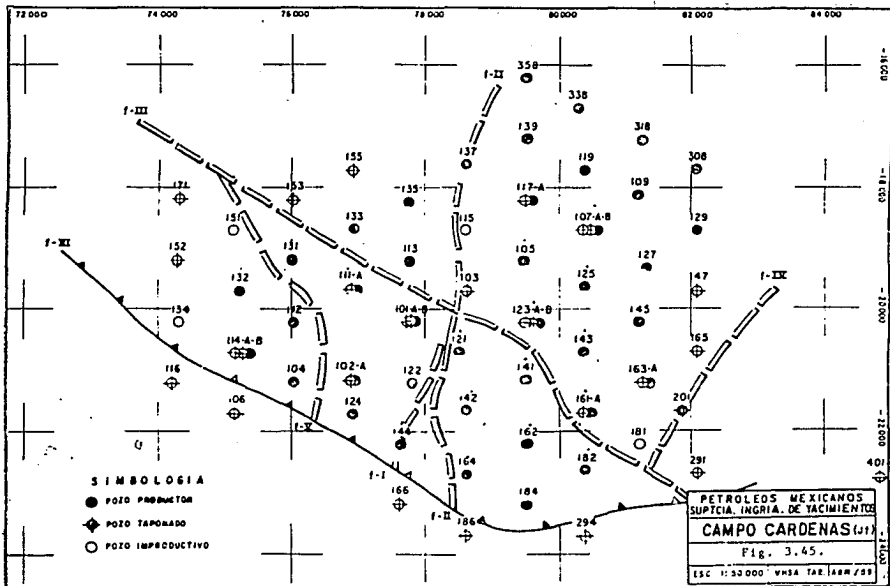


TABLA No. 3.11. DATOS REQUERIDOS PARA EL ANALISIS DE LAS FALGEBAS DE VARIACION DE PRESION.

CANPO: CARDENAS.

POZO	ESPESOR (m)	POROSIDAD (%)	VISCOSIDAD (C.P)	C t (10 ⁻⁶) psi	θ o (M ³ /M)	DIAM. POZO (pg.)	TIEMPO (BLS/DIA)	TIPO PROD. (hrs)	DE FAJERA
CARDENAS No.104	54.935	2.58	0.293	28.0	2.290	5.00	9810.30	10200.0	INCREMENTO
CARDENAS No.109	27.00	3.28	0.400	28.00	2.280	5.00	5663.94	-----	INCREMENTO
CARDENAS No.112	54.985	1.86	0.400	25.30	2.25	5.00	849.15	144.00	INCREMENTO
CARDENAS No.117	12.221	4.24	0.400	58.03	1.48	5.00	774.07	-----	INCREMENTO
CARDENAS No.121	32.00	5.00	0.400	28.00	2.280	5.00	5774.04	23760.0	INCREMENTO
CARDENAS No.124	54.00	5.00	0.243	40.00	2.315	5.00	2356.60	-----	INCREMENTO
CARDENAS No.135	32.00	4.68	0.390	25.40	2.395	5.00	717.03	408.00	INCREMENTO
CARDENAS No.141	77.00	1.20	0.410	45.00	2.239	5.00	620.00	-----	INCREMENTO
CARDENAS No.143	20.00	4.78	0.380	26.40	2.390	5.00	4817.99	-----	INCREMENTO
CARDENAS No.338	29.00	3.00	0.233	40.00	2.351	5.00	1589.0	-----	INCREMENTO

TABLA No. 3.12. RESULTADOS OBTENIDOS CON LOS PROGRAMAS "ANAPRE" & "HORNIGA"

CAMPO: CARDENAS.

ANALISIS "HORNIGA"						ANALISIS "ANAPRE"						
M. D. A.						M. D. H.						
POZO	W(kg/cm2/°)	k (mD)	S(adi)	W(kg/cm2/°)	k (mD)	S(adi)	W(kg/cm2/°)	k (mD)	S(adi)	W(kg/cm2/°)	k (mD)	S(adi)
CARDENAS No. 104	0.40	1275.04	14.93	0.31	1288.43	15.11	5.55	1275.23	19.08	- 5.55	1278.68	14.46 (1)
**							0.40	1202.30	14.30	- 0.30	1442.76	16.70 (2)
**							71.66	97.389	- 1.14	-----	-----	(1)
CARDENAS No. 105	5.00	97.17	- 0.01	-----	-----	-----	5.0	97.46	- 0.01	-----	-----	(3)
**												
CARDENAS No. 112	0.078	493.89	11.69	0.097	509.25	12.15	1.37	502.614	13.57	- 1.28	497.865	10.89 (1)
**							1.10	458.68	8.20	- 0.10	480.65	9.600 (3)
**												
CARDENAS No. 117	11.60	12.79	22.92	-----	-----	-----	21.38	10.53	16.53	-----	-----	(1)
**							11.70	12.66	23.30	-----	-----	(3)
**												
CARDENAS No. 121	0.130	4520.14	62.61	0.13	4531.95	32.91	1.01	4512.85	66.36	- 1.81	4512.71	61.32 (1)
**							0.10	4994.5	90.10	- 0.10	4875.62	77.70 (3)
**												
CARDENAS No. 129	5.86	22.28	17.71	-----	-----	-----	55.58	22.072	16.29	-----	-----	(1)
**							3.80	22.58	16.60	-----	-----	(3)
**												
CARDENAS No. 135	2.72	26.89	- 2.33	2.73	25.75	- 2.26	38.72	26.106	- 0.47	- 39.22	25.774	- 3.53 (1)
**							2.70	25.38	- 2.20	- 2.60	25.57	- 2.60 (3)
**												

(1) ANALISIS CON ANAPRE VERSION 1.0
 (2) ANALISIS CON ANAPRE VERSION 2.0
 (3) ANALISIS CON ANAPRE VERSION 3.0

TABLA No. 3.12. RESULTADOS OBTENIDOS CON LOS PROGRAMAS * ANAPRE * Y * HORNIGA * (continuación).

CAMPO: CARDENAS.

ANÁLISIS * HORNIGA *												ANÁLISIS * ANAPRE *											
H. D. V.						HORNIGER						H. D. H.						HORNIGER					
POZO	* (kg/cm ²)	h (m)	S (adim)	* (kg/cm ²)	h (m)	S (adim)	* (kg/cm ²)	h (m)	S (adim)	* (kg/cm ²)	h (m)	S (adim)	* (kg/cm ²)	h (m)	S (adim)	* (kg/cm ²)	h (m)	S (adim)					
**CARDENAS No.141*	2.060	12.47*	121.07	-----	-----	-----	21.45	17.082	168.92	-----	-----	-----	0.40	1252.30	14.30	-----	-----	-----	(1)				
**CARDENAS No.143*	1.990	381.48	80.78	-----	-----	-----	26.36	382.36	79.85	-----	-----	-----	2.00	377.910	80.10	-----	-----	-----	(3)				
**CARDENAS No.338*	1.390	94.04	14.68	-----	-----	-----	15.71	94.593	13.64	-----	-----	-----	1.40	15.190	14.50	-----	-----	-----	(2)				

(1) ANÁLISIS CON ANAPRE VERSION 1.0
 (2) ANÁLISIS CON ANAPRE VERSION 2.0
 (3) ANÁLISIS CON ANAPRE VERSION 3.0

TABLA N° 3.13

DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO CAÑUEVAS 117-A.

DT (hrs)	745		C F	
	(kg/cm2)	(psi)	(kg/cm2)	(psi)
0.0000	207.360	2946.659	0.000	0.000
0.0100	207.570	2951.645	0.210	2.766
0.0122	207.624	2952.413	0.264	3.754
0.0142	207.672	2953.095	0.312	4.457
0.0161	207.724	2953.906	0.369	5.247
0.0181	207.799	2954.739	0.429	5.190
0.0197	207.847	2955.584	0.467	6.021
0.0222	207.928	2956.756	0.568	6.077
0.0250	208.123	2959.509	0.763	10.850
0.0333	208.323	2962.495	0.973	13.836
0.0351	208.436	2963.959	1.076	15.301
0.0389	208.547	2965.538	1.187	16.579
0.0444	208.760	2968.567	1.400	19.938
0.0500	208.974	2971.610	1.614	22.951
0.0611	209.408	2977.731	2.048	29.123
0.0694	209.725	2982.289	2.365	33.630
0.0806	210.159	2988.480	2.799	39.806
0.0899	210.474	2992.940	3.114	44.281
0.1000	210.875	2996.989	3.538	50.310
0.1083	211.209	3003.391	3.844	54.733
0.1250	211.635	3012.673	4.475	58.634
0.1583	213.059	3025.698	5.259	61.940
0.1750	213.665	3039.316	6.305	89.657
0.1917	214.280	3047.081	6.923	98.492
0.2230	215.482	3064.154	8.122	115.495
0.2417	216.085	3072.729	8.725	124.639
0.2750	217.294	3089.920	9.934	141.261
0.2917	217.888	3098.367	10.528	149.798
0.3250	219.079	3115.903	11.719	166.644
0.3583	220.267	3132.194	12.907	183.538
0.3917	221.446	3148.962	14.086	200.303
0.4417	222.897	3174.003	15.847	225.344
0.4917	224.947	3198.746	17.587	250.667
0.5917	226.335	3247.776	21.035	269.118
0.6917	227.600	3294.257	24.445	347.618
0.7917	235.172	3344.145	27.912	295.487
0.8917	236.502	3391.498	31.142	442.339
0.9917	241.795	3458.324	34.435	489.666
1.1083	242.615	3492.645	39.255	543.986
1.1583	247.648	3515.866	39.888	567.207
1.3250	252.639	3592.953	43.339	644.294
1.4917	258.037	3649.286	50.677	720.627
1.8250	268.794	3822.277	61.436	573.620
1.9917	274.166	3898.641	64.306	749.531
2.1592	279.541	3975.079	72.181	1024.444

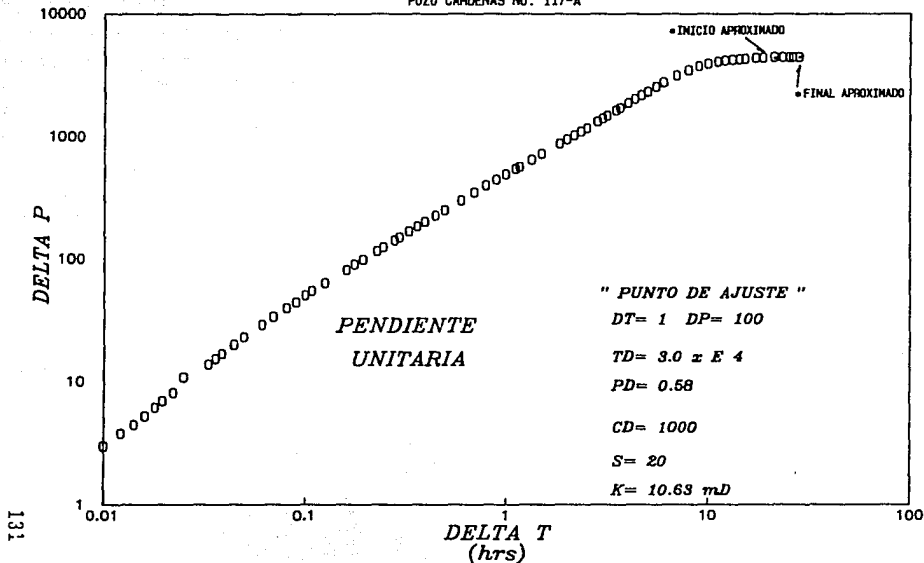
TABLA N° 3.13

DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO CARDENAS 117-A. (continuación).

DT (hrs)	PWS		D P	
	(kg/cm ²)	(psi)	(kg/cm ²)	(psi)
2.3250	284.693	4051.178	77.533	1102.519
2.4917	290.251	4127.359	82.991	1178.710
2.8250	300.964	4279.708	93.604	1331.049
2.9917	306.405	4357.079	99.045	1408.420
3.1583	311.934	4435.274	104.544	1486.616
3.4917	322.998	4593.031	115.638	1644.372
3.6583	328.563	4672.145	121.203	1723.567
3.9917	339.642	4829.993	132.302	1881.334
4.3250	350.798	4989.347	143.438	2039.688
4.6583	361.876	5145.676	154.516	2197.216
4.9917	372.774	5300.846	165.414	2352.187
5.4917	383.607	5525.991	181.247	2577.332
5.9917	403.724	5740.955	196.364	2792.266
6.4917	421.176	6131.322	223.816	3182.664
7.9917	454.064	6456.790	248.704	3508.131
8.9917	471.966	6711.356	264.606	3742.697
9.9917	485.054	6897.467	277.694	3948.809
11.1583	495.916	7052.352	288.586	4103.693
12.1583	502.695	7145.322	295.335	4199.664
13.1583	507.537	7218.598	300.277	4269.939
14.1583	511.083	7267.600	303.723	4316.941
15.1583	513.972	7308.681	306.612	4360.023
17.1582	517.535	7355.347	310.175	4410.689
18.6583	519.993	7381.502	311.733	4432.843
21.1583	520.557	7399.476	312.997	4450.817
23.1583	521.052	7409.359	313.692	4460.700
25.1583	521.485	7415.516	314.125	4466.858
26.1583	521.619	7417.422	314.259	4468.763
28.1583	521.729	7419.986	314.369	4470.327

• FIG 3.46. GRAFICA LOG-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

POZO CARDENAS No. 117-A



•FIG. 3.47. GRAFICA SEMI-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

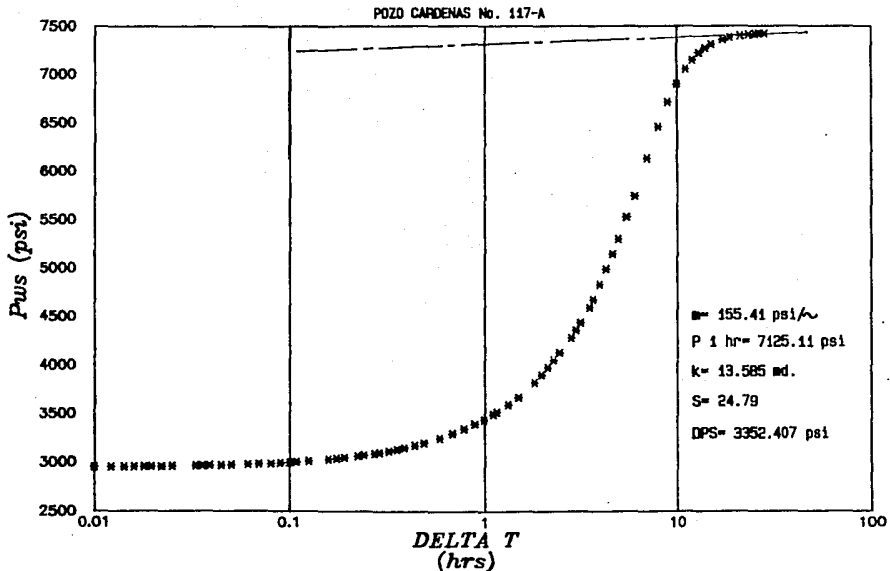


FIG. 3.48. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO CARDENAS No. 117
CON ANAPRE VERSION 1.0.

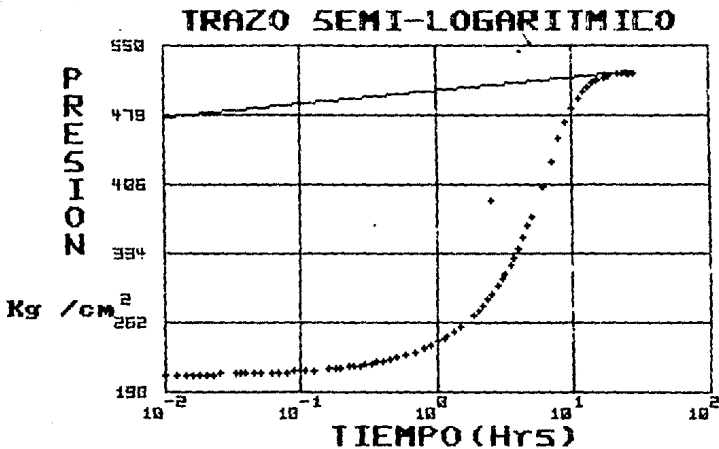


FIG. 3.49. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO CARDENAS No. 117

CON ANAPRE VERSION 3.0.

$P_2 = 149.05$ (b) $P_1 = 239.92$ (b) $Q = 0.0074$ (b) $RA = 0.001$ (b) $RA = 0.001$ (b)

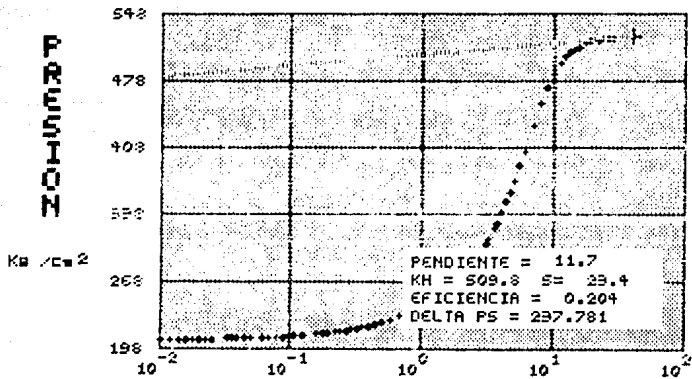


TABLA N° 3.14

DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POCO CAJENAS N° 339.

DT (hrs)	kg/cm ²	PMS	Q ₁	Q ₂	Q ₃
0,0000	467,288	6544,051	0,000	0,000	0,000
0,0172	476,077	6759,254	13,809	153,734	153,734
0,0200	479,939	6824,732	12,671	160,182	160,182
0,0229	481,757	6850,328	14,471	205,728	205,728
0,0258	483,321	6873,424	16,098	228,914	228,914
0,0289	484,832	6894,311	17,354	249,750	249,750
0,0311	485,112	6912,277	18,652	268,247	268,247
0,0339	487,201	6928,028	19,733	283,478	283,478
0,0367	488,150	6940,722	20,632	296,231	296,231
0,0394	488,782	6950,322	21,317	305,972	305,972
0,0420	489,270	6963,217	22,402	318,351	318,351
0,0501	490,114	6949,273	22,536	324,728	324,728
0,0603	490,510	6975,622	23,242	329,501	329,501
0,0686	490,757	6978,324	23,489	334,211	334,211
0,0711	491,064	6982,430	23,794	338,377	338,377
0,0794	491,222	6985,219	23,957	340,339	340,339
0,0878	491,393	6987,616	24,125	342,358	342,358
0,0929	491,785	6993,126	24,217	348,632	348,632
0,1094	491,977	6996,197	24,729	351,244	351,244
0,1281	492,151	6998,812	24,913	354,283	354,283
0,1281	492,424	7002,225	25,156	357,716	357,716
0,1478	492,533	7003,911	25,262	359,283	359,283
0,1511	492,753	7007,223	25,471	361,113	361,113
0,2478	492,971	7008,625	25,172	354,073	354,073
0,2511	493,066	7011,424	25,090	362,374	362,374
0,2978	493,144	7012,577	25,874	367,453	367,453
0,3210	493,312	7014,724	24,034	270,221	270,221
0,3244	493,429	7016,520	24,141	372,769	372,769
0,3272	493,581	7018,153	24,273	373,692	373,692
0,4478	493,638	7020,243	24,420	375,692	375,692
0,4572	493,692	7021,264	24,224	377,211	377,211
0,5144	493,769	7024,523	24,721	379,471	379,471
0,6972	494,077	7026,759	26,227	381,558	381,558
0,7211	494,170	7027,297	26,472	382,544	382,544
0,9478	494,271	7028,212	27,123	384,317	384,317
1,0311	494,342	7029,525	27,677	385,355	385,355
1,1144	494,367	7031,221	27,121	385,241	385,241
1,2011	494,462	7031,349	27,194	385,339	385,339
1,4478	494,535	7032,227	27,267	387,727	387,727
1,5144	494,605	7033,253	27,337	388,722	388,722
1,7211	494,657	7034,022	27,589	389,472	389,472
2,0311	494,722	7035,089	27,464	390,535	390,535
2,1478	494,782	7035,200	27,514	391,249	391,249

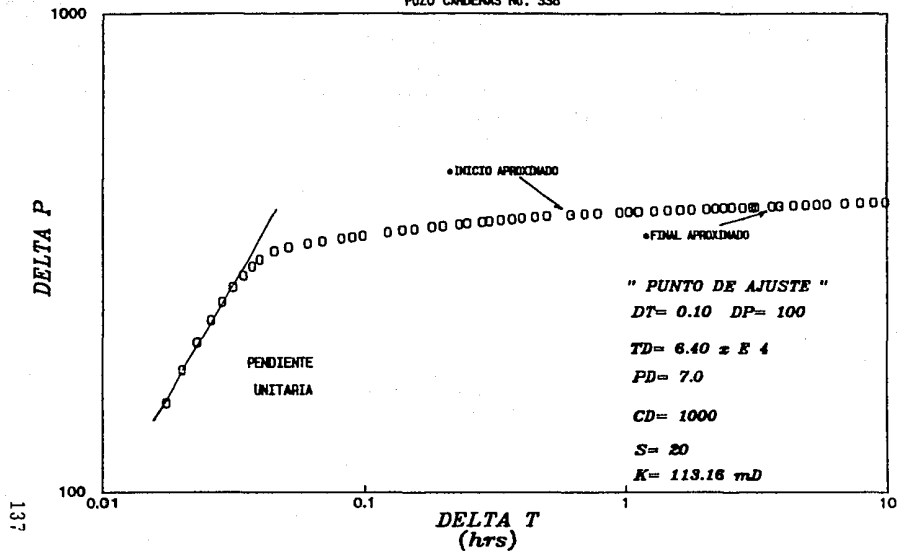
TABLA N° 3.14

DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO CARDENAS N° 338. (continuación).

ST (hrs)	PWS		D P	
	(kg/cm ²)	(psi)	(kg/cm ²)	(psi)
2.3644	494.834	7036.539	27.566	391.989
2.5311	494.872	7037.979	27.594	392.529
2.7811	494.931	7037.910	27.663	393.368
3.0311	494.982	7038.644	27.714	394.093
3.1144	494.998	7038.871	27.730	394.321
3.6144	495.065	7040.106	27.817	395.558
3.8644	495.124	7040.663	27.856	396.112
4.3644	495.196	7041.687	27.928	397.136
4.8644	495.259	7042.582	27.991	398.032
5.3644	495.314	7043.365	28.046	398.814
5.8644	495.366	7044.134	28.098	399.554
6.8644	495.457	7045.598	28.189	400.648
7.8644	495.527	7046.393	28.259	401.643
8.8644	495.591	7047.364	28.323	402.753
9.8644	495.640	7048.000	28.372	403.450

•FIG. 3.50. GRAFICA LOG-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

POZO CARDENAS No. 338



• FIG. 3.51. GRAFICA SEMI-LOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

POZO CARDENAS No. 338

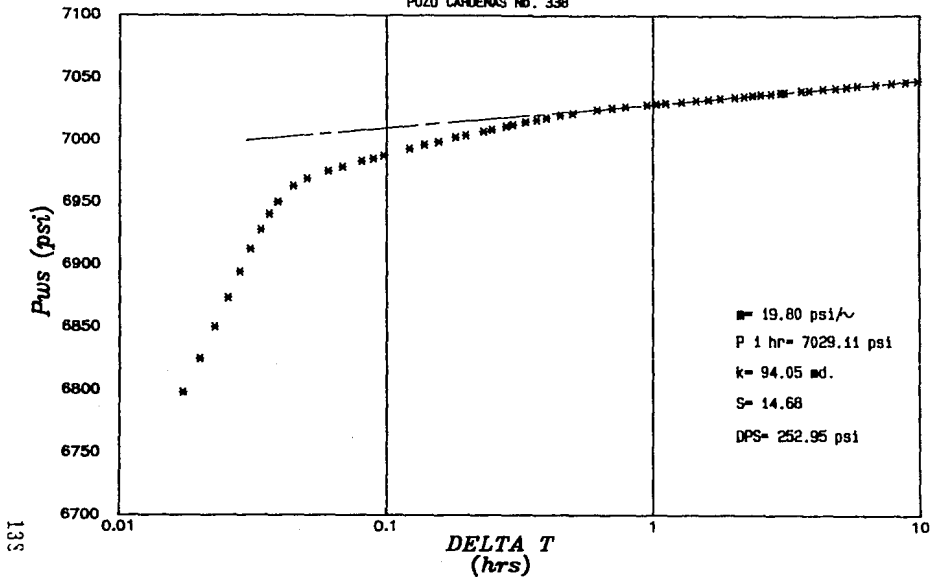


FIG. 3.52. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO CARDENAS No. 338
CON ANAPRE VERSION 1.0.

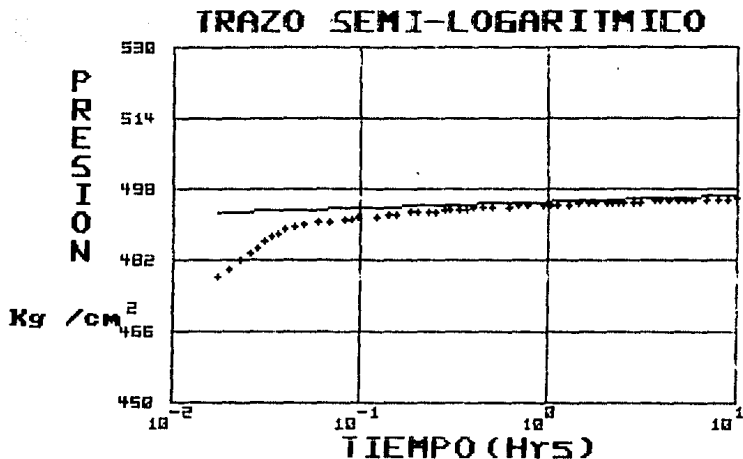
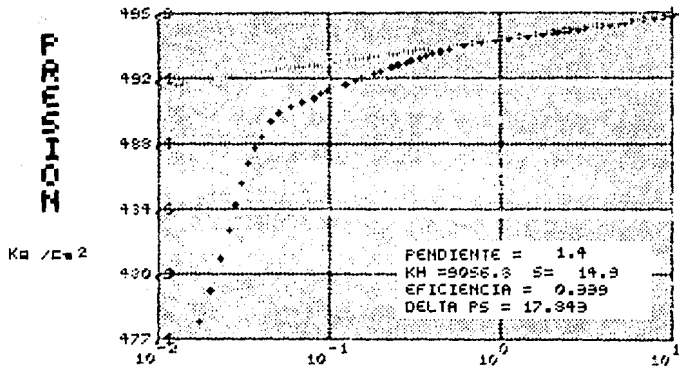


FIG. 3.53. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DEL POZO CARDENAS No. 338
 CON ANAPRE VERSION 3.0.

P2 = IMPRESION P3 = PROSPECCION POCOA PLOTIN = CONTINUA



C A P I T U L O 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es muy importante que las pruebas de variación de presión se interpreten utilizando diferentes técnicas de análisis para confirmar los parámetros y que se tengan resultados más confiables y representativos. Por tanto, es conveniente que se realice el análisis a través de las distintas herramientas disponibles.

La interpretación de pruebas de presión de una área específica no es posible realizarla con un solo programa o sistema de análisis. Las técnicas o procedimientos utilizados dependen de la calidad y cantidad de información y de la experiencia y habilidad del analista, es decir, conjuntando estos atributos es posible efectuar los análisis adecuados con cualquier programa de cómputo.

El programa HORMIGA permite eliminar los datos que no son representativos de la respuesta de presión del sistema pozo-yacimiento y trazar adecuadamente la línea recta semilogarítmica. También al efectuar el análisis con diferentes técnicas semilogarítmicas, permite establecer la mayor confiabilidad de los resultados.

Sin embargo, el uso del programa HORMIGA requiere del conocimiento previo de los tiempos de inicio y final de la línea recta semilogarítmica, y carece de diferentes opciones de graficación, lo cual limita bastante el análisis de las pruebas puesto que no es posible utilizar otras alternativas de identificación de los distintos períodos de flujo.

El programa ANAPRE (1.0) tiene diferentes opciones de graficación y analiza las pruebas de presión mediante la técnica de ajuste con curvas tipo, aunque consume demasiado tiempo y en muchos casos no se obtienen resultados definitivos (principalmente en las pruebas registradas con Amerada, donde se tiene una presión estabilizada).

Esta versión 1.0 del programa requiere también del inicio y final del periodo de flujo radial para el trazo de la línea recta, los datos de presión-tiempo no pueden corregirse una vez que se han respaldado en disco (ya que están almacenados en lenguaje de máquina), y los valores de los resultados obtenidos están en unidades diferentes a las indicadas en la carátula. Otro problema que tiene esta versión es que para un mismo valor de la pendiente de la línea recta semilogarítmica calcula diferentes valores con Horner y MDH.

La introducción del uso de la derivada en la versión 2.0 del programa ANAPRE, lo hace más versátil al hacer posible una identificación más clara y precisa de los periodos de flujo desarrollados durante una prueba de presión. Sin embargo, pueden cometerse errores en la eliminación de los datos de tiempos cortos, afectados por el almacenamiento, ya que éstos pueden durar mucho más que una hora de medición; aunque por otro lado, permite identificar los límites del yacimiento cuando en una prueba se alcanza el periodo de flujo pseudoestacionario. También carece de diferentes opciones de graficación.

Mediante el programa ANAPRE (versión 3.0) se logra una interpretación más completa de las pruebas de presión mediante el uso de curvas tipo y de la derivada, así como la búsqueda de tendencias lineales se facilita a través del uso de "ventanas" para la amplificación de intervalos de interés. También es una ventaja el hecho de que el mismo sistema pueda corregir los datos de presión-tiempo erróneos. Sin embargo, tiene un problema consistente en que los resultados encontrados con curvas tipo no corresponden a los puntos de ajuste seleccionados. (ver. ejem. 4.1)

Se recomienda que para que estos sistemas de análisis de pruebas de presión se mejoren y constituyan herramientas de uso más práctico en el campo se complementen con otras técnicas de interpretación y se hagan las correcciones pertinentes.

Es necesario que el programa HORMIGA se convierta a su versión para computadoras personales (PC) y pueda estar al alcance de los analistas en cualquier lugar y se tenga mayor facilidad en su uso.

También se recomienda que en el programa ANAPRE se corrijan los errores de cálculo existentes para que los resultados sean más confiables y su uso más completo.

Ejemplo 4.1. Análisis de la Prueba de Presión del
Pozo Tecominoacán N° 167

En este análisis de los datos de presión se encontró que para los puntos de ajuste del programa se tienen los siguientes resultados:

$$kh = 258391.8 \text{ (mD}\cdot\text{ft)}$$

$$s = 5.1$$

Sin embargo, realizando un cálculo detallado para verificación, se encuentra que de la ecuación: $kh = 141.2 \text{ qBu} \left(\frac{P}{P}\right)$ - se tiene:

$$kh = \frac{141.2(1227.0)(2.11)(0.3383)(20.89)}{10.0}$$

$$kh = 258346.24 \text{ mD}\cdot\text{ft}$$

- De la ecuación: $C = 0.000295 \frac{kh}{u} t \left(\frac{r_D}{C_D}\right)^{-1}$ se tiene:

$$C = 0.000295 \left(\frac{258346.24}{0.3383}\right)(0.01)(6.92)^{-1}$$

$$C = 0.3255 \left(\frac{\text{bls}}{\text{psi}}\right)$$

-De la ecuación 8:

$$C_D = \frac{0.8936(0.3255)}{(0.03)(137.79)(21.1 \times 10^{-6})(0.21)^2}$$

$$C_D = 75619.56128$$

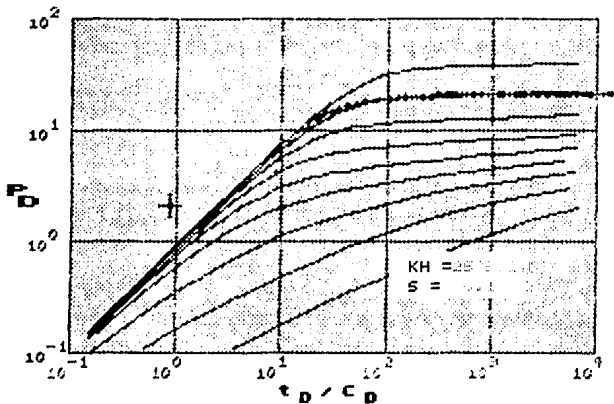
Y con la ecuación $C_D e^{2s} = 1 \times 10^{15}$

$$S = \ln \left(\frac{1 \times 10^{15}}{75619.56}\right)(0.5)$$

$$S = 11.6526$$

Los resultados son diferentes, lo cual indica que existe un error en esta parte del programa ANAPRE.

ANALISIS CON CURVAS TIPO



RESULTADOS DEL AJUSTE

CD por Boy : 1.0E+03
 Punto de Ajuste :
 FD : 20.27
 CD : 7.94
 P : 10.00
 S : 0.01
 Inicio Semilog : 1.9E+01

NOMENCLATURA

B	Factor de volumen, m^3/m^3 .
C	Coefficiente de almacenamiento del pozo, bls/lb/pg ³ .
C _D	Coefficiente de almacenamiento, adimensional.
C _t	Compresibilidad total del sistema roca-fluido, 1/lb/pg ³ .
E.F.	Eficiencia de flujo, adimensional.
h	Espesor de la formación productora, pies.
k	Permeabilidad de la formación, milidarcys.
m	Pendiente de la línea recta semilogarítmica, lb/pg ² /ciclo.
P*	Presión aparente para un yacimiento limitado cuando: ($t_p + \Delta t$)/ $\Delta t = 1$, lb/pg ² .
P _i	Presión inicial del yacimiento, lb/pg ² .
P _{wf}	Presión de fondo fluyendo, lb/pg ² .
P _{ws}	Presión de fondo estática, lb/pg ² .
q	Gasto de líquido medido a condiciones atmosféricas, bls/día.
r _w	Radio del pozo en la zona disparada, pies.
s	Factor de daño total, adimensional.
t _p	Tiempo de producción del pozo antes del cierre, hrs.
Δp	Incremento de presión, lb/pg ² .
Δt	Tiempo de cierre del pozo en una prueba de incremento, hrs.
Δt_D^*	Tiempo adimensional de intersección de las dos líneas rectas.
ϕ	Porosidad de la formación, fracción.
u	Viscosidad del fluido medida a condiciones del yacimiento centipoises.

REFERENCIAS:

- 1.- Solís M.G. y González R.M.A.- "Procedimientos Prácticos para Diagnosticar la Estimulación de Pozos Productores de Aceite Mediante Pruebas de Variación de Presión". División de Producción, IMP. (Sept. 1981).
- 2.- Ferrera R.G. y Tovar C.V.- "Cálculo del Volumen Original del Area Jujo-Tecominoacán y su Predicción hasta la Presión de Saturación". División de Recuperación Primaria de la Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos, Villahermosa, Tabasco (1985).
- 3.- Lira S.C. y León-Ventura R.- Instructivo del Programa "Hormiga" para el Análisis de las Pruebas de Incremento de Presión". IMP (1985).
- 4.- García R.J. and Raghavan R.- "Analysis of Short Time Pressure Data Dominated by Wellbone Storage and Skin". TRANS AIME 267 (May, 1979).
- 5.- Sánchez T.A. y León-Ventura R.- "Estudio de Evaluación de las Formaciones Productoras del Area Huimanguillo, Tab. Campo: Jujo". Departamento de Registros y Pruebas en Pozos IMP (1984).
- 6.- Ibarra G.O.M. y León-Ventura R.- "Estudio del Campo Paredón. Evaluación de la Formación ". Departamento de Registros y Pruebas en Pozos. IMP (1986).
- 7.- Sánchez T.A. y León-Ventura R.- "Estudio del Area Tecominoacán-Jujo (Segundo Reporte)". Departamento de Registros y Pruebas en Pozos. IMP (1986).
- 8.- Dovell Schlumberger.- "Manual de Análisis de Pozos". (1987).

9.- Ibarra G.O.M., Lira S.C. y León-Ventura R.- "Campo Cárdenas. Actualización Estudio Geológico-Petrofísico (Primer Reporte)". Departamento de Registros y Pruebas en Pozos. IMP (1986).

10.- Del Cid César.- "Comunicación Personal". Gerencia de Tecnología de Informática, IMP (1989).