

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería



ANALISIS DE LA PERFORACION DEL POZO
CHUC-1 (POZO DESCUBRIDOR DE CAMPO).

T E S I S

Que para obtener el Título de:

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P r e s e n t a:

JOSE MANUEL PAVON PREVE

México, D. F.

Octubre 1983



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 esta 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.

I N D I C E G E N E R A L

		P á g i n a
I	INTRODUCCION -----	1
II	PROGRAMA TENTATIVO DE PERFORACION DEL POZO CHUC-1 ---	2
	1o. Introducción -----	4
	2o. Programa tentativo de perforación -----	4
III	HIDRAULICA, BARRENAS Y PRESIONES ANORMALES -----	10
	a) Hidráulica -----	11
	1. Introducción -----	11
	2. Procedimientos para calcular las caídas de presión por circulación -----	15
	3. Fluidos plásticos de Bingham -----	17
	4. Fluidos que se comportan de acuerdo a la Ley de Potencias -----	19
	5. Fluidos que se comportan de acuerdo a la Ley de Potencias con punto de cedencia -----	21
	6. Caídas de presión en conexiones superficiales -	23
	7. Caídas de presión en la barrena -----	24
	8. Criterio de máxima potencia hidráulica -----	24
	9. Criterio de máximo impacto hidráulico -----	26

b) Barrenas -----	28
1. Tipos y selección de barrenas -----	28
c) Presiones anormales -----	34
1. Generalidades -----	34
2. Métodos de predicción -----	36
3. Gradiente de presión de sobrecarga -----	39
4. Gradiente de presión de formación -----	40
4. Gradiente de presión de fractura -----	41
IV HISTORIA DE LA PERFORACION DEL POZO CHUC-1 -----	44
1. Primera etapa -----	45
2. Segunda etapa -----	48
3. Tercera etapa -----	52
4. Cuarta etapa -----	56
5. Quinta etapa -----	65
6. Resumen de distribución de días -----	71
V ANALISIS DE LA PERFORACION DEL POZO CHUC-1 -----	73
VI PROGRAMA DE PERFORACION PROPUESTO PARA POZOS DE DESA- RROLLO DEL CAMPO CHUC-1 -----	91
1. Programa hidráulico -----	92
2. Programa de barrenas -----	97
3. Programa de T-R's -----	98
4. Programa de lodos -----	99

VII	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES -----	100
	NOMENCLATURA -----	103
	REFERENCIAS -----	106

I. INTRODUCCION

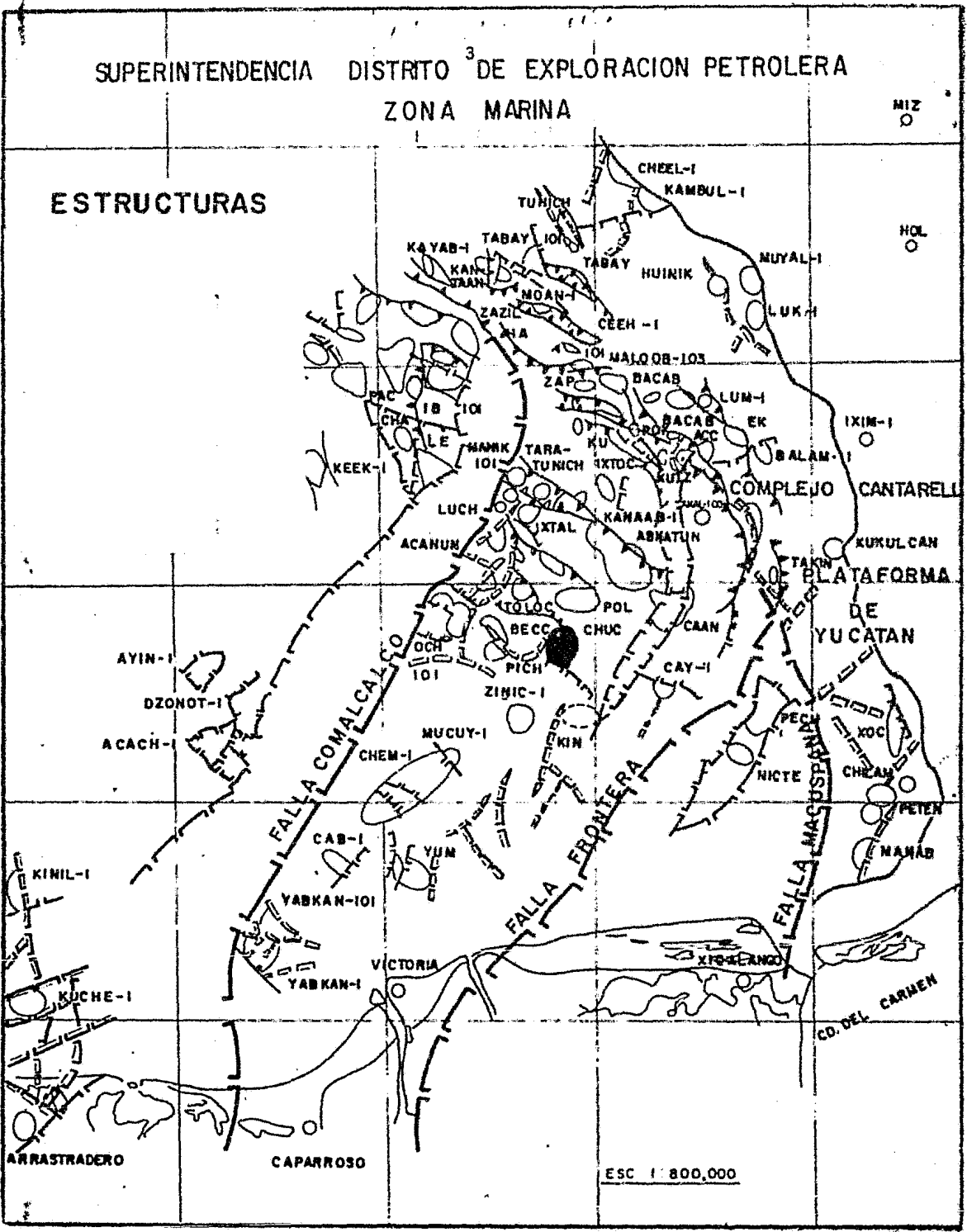
Con objeto de obtener la mayor información requerida para el desarrollo de un campo, es imprescindible efectuar el análisis exhaustivo del único banco de datos que se tiene antes de desarrollar el campo, que es el pozo exploratorio.

De lo anteriormente expuesto se desprende la importancia del trabajo que se presenta como tesis, siendo éste el análisis de la perforación del pozo Chuc-1. Que servirá como fuente de datos clasificados, para el desarrollo del campo.

II. PROGRAMA TENTATIVO DE PERFORACION DEL POZO CHUC-1

SUPERINTENDENCIA DISTRITO³ DE EXPLORACION PETROLERA
ZONA MARINA

ESTRUCTURAS



1o. Introducción.

La planeación de la perforación es una guía tentativa, que sirve, para con anticipación, estimar los costos y tiempos de perforación de un pozo. Para desarrollar un plan de perforación, es necesario recopilar todos los datos disponibles de los pozos perforados en el área cercana a la localización por perforarse, así como son: los de Geología, Geofísica y de Perforación. Una vez hecho esto, se podrá estimar la profundidad del horizonte productor, así como la profundidad total del pozo, para establecer los diámetros de agujero y de las TR's que se introducirán. Hay que recordar que un pozo se planea de abajo hacia arriba.

2o. Programa tentativo de perforación.

A continuación se muestra el programa de perforación aprobado para el pozo Chuc-1.

1) Localización:

Se encuentra localizado, sobre un anticlinal de dirección N-S. Sus coordenadas U.T.M. son las siguientes:

$$X = 576,480.00$$

$$Y = 2'120,020.00$$

Esta localización está situada a 74.5 km al N-W de Ciudad del Carmen. En la Sonda de Campeche, Golfo de México.

2) Objetivo:

Encontrar producción comercial de hidrocarburos, en los sedimentos calcáreos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico.

3) Profundidad total:

5,500 mbmr verticales

4) Muestras que se realizarán:

4.1 De canal, se tomarán cada cinco metros desde 150 m, hasta la profundidad total.

4.2 Núcleos. Se cortarán núcleos en los intervalos donde haya acumulación de hidrocarburos, según lo amerite el caso.

5) Columna geológica:

De acuerdo con los datos obtenidos del campo Pol que es el más cercano al área, se espera la siguiente columna:

Horizonte	cimas (m.b.m.r.)
Mioceno superior	500
Mioceno medio	2800
Mioceno inferior	3000
Oligoceno	3450

Brecha Paleoceno	3700
Cretásico Dolomías	4000
Jurásico tit.	4400
Jurásico Kim.	4500
Jurásico Oxf.	5500

6) Equipo previsto para la perforación:

Plataforma autoelevable "Yaqui".

7) Registros:

Registro	Intervalo	(m.b.m.r.)
Micro calibrador	3700	5500
Inducción, y/o D.LL.	150	5500
Sónico de porosidad	150	5500
Registro	Intervalo	(m.b.m.r.)
Radioactivo compensado	500	5500
Echados	500	5500
Densidades	500	5500
Temperatura y/o Sónico de cemen- tación	Superficial	5500

8) Pruebas de producción:

Donde lo amerite, de acuerdo con los registros geofísicos de explotación.

9) Perforación:

9.1 Verticalidad del agujero: Se tomarán con inclinómetros, cada cambio de barrena.

9.2 Lodos. Considerando datos de pozos cercanos del área, se recomienda el siguiente programa de densidades.

Profundidad (m.b.m.r.)	Densidades (gr/cm ³)
0 - 500	1.00 - 1.15
500 - 1500	1.15 - 1.40
1500 - 3700	1.40 - 1.90
3700 - 5500	1.15 - 1.20

9.3 Tuberías de Ademe.

9.3.1 Conductor:

Diámetro del agujero: 914.4 mm (36") hasta 150 m.b.m.r.

Diámetro de T.R. 762 mm (30") de 0 - 150 m.b.m.r. Objetivo: aislar estratos superficiales no consolidados y lograr circulación satisfactoria del fluido de perforación.

9.3.2 Superficial.

Diámetro del agujero 660.4 mm (26") hasta m.b.m.r.

Diámetro de T.R. 508 mm (20") de 0 - 510 m.b.m.r.

Presiones de prueba. Después de la cementación se probará con 70 Kg/cm².

Objetivo: Instalar equipo de control superficial, aislar formaciones poco consolidadas, así como la zona de agua freática.

9.3.3 Intermedia:

Diámetro del agujero: 444.5 mm (17½") hasta 1500 m.b.m.r.

Diámetro de T.R.: 339,725 mm (13 3/8") de 0 - 1500 m.b.m.r.

Presión de prueba: Después de cementada 105 Kg/cm².

Objetivo. Instalar equipo de control superficial aislar formaciones poco consolidados, así como acuíferos superficiales.

9.3.4 Intermedia:

Diámetro de agujero: 311.15 mm (12¼") hasta 3700 m.b.m.r.

Diámetro de T.R. 244.475 mm (9 5/8") de 0 - 3700 m.b.m.r.

Presión de prueba: Después de cementada 140 Kg/cm².

Objetivo: Aislar la zona de presión anormal y permitir bajar la densidad del lodo para continuar perforando.

9.3.5. Explotación:

Diámetro de agujero: 215.9 mm (8½")

Diámetro de T.R. 177.8 mm (7") de 1500 - 5500 m.b.m.r.

Presión de prueba. Después de cementada 140 Kg/cm².

Objetivo: Aíslar los posibles intervalos productores y lograr la explotación de los que lo ameriten.

10.8 Terminación.

Se efectuará terminación sencilla.

III. HIDRAULICA, BARRENAS Y PRESIONES ANORMALES

a) Hidráulica.

1. Introducción.

Los fluidos en general se clasifican en dos categorías: Newtonianos y no Newtonianos. Los primeros se caracterizan por tener su viscosidad constante a cualquier esfuerzo cortante al que se ha sometido. Su comportamiento está representado por la ecuación de Newton:

$$\tau = \mu \left(- \frac{dv}{dr} \right) \quad (1)$$

El término μ se conoce como viscosidad absoluta o viscosidad dinámica y se mide en poises; τ se conoce como esfuerzo cortante y $\frac{dv}{dr}$ velocidad de corte.

Como es sabido, el fluido de perforación se comporta de una manera diferente a los fluidos newtonianos, τ y el régimen o velocidad de corte no es constante. Algunos fluidos de perforación tienen un comportamiento acorde con la Ley de Bingham de los fluidos plásticos, cuya ecuación es:

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \left(- \frac{dv}{dr} \right) \quad (2)$$

Este modelo incorpora, además de un parámetro de viscosidad llamado viscosidad plástica μ_p , un segundo parámetro llamado punto de cedencia τ_0 , que es el esfuerzo cortante mínimo que se requiere para deformar perma

nementemente al fluido.

Algunos fluidos de perforación siguen la Ley de Bingham, pero otros se desvían grandemente de ella; para estos se utiliza un modelo llamado Ley de Potencias:

$$\tau = k \left(- \frac{dv}{dr} \right)^n \quad (3)$$

Recientemente, este modelo ha adquirido gran popularidad en la hidráulica de los fluidos de perforación, ya que una gran parte de estos lo siguen con mayor aproximación que el anterior. El parámetro k se llama índice de consistencia y es una medida de viscosidad; n es un parámetro que define el carácter no newtoniano del fluido. En otras palabras entre mayor sea la diferencia entre n y la unidad más pronunciadas serán las características no newtonianas del fluido. Por lo que respecta a k , mientras más espeso o viscoso sea el fluido, mayor será su valor. Este modelo de potencias incluye a los fluidos newtonianos como un caso particular, cuando n es la unidad y k la viscosidad absoluta.

La determinación de los parámetros de las ecuaciones 2 y 3, se hacen en el campo, con los viscosímetros rotacionales Fann y reómetros. Con estos se obtienen una lectura θ que es proporcional al esfuerzo cortante aplicado al fluido en la pared del bulbo, cuando dicho fluido se somete a un régimen de corte fijado por la velocidad R , en revoluciones por minuto, del rotor del viscosímetro.

En general, las propiedades reológicas de los fluidos y en especial de los fluidos de perforación, raras veces cumplirán exactamente con el mode

lo de Bingham o el de Potencias, y si lo hacen, será sólo en un intervalo muy reducido de velocidades de corte. Algunos investigadores sostienen que estos fluidos tienden a comportarse como una combinación de ambos modelos. Dicha combinación se conoce como Ley de Potencias con punto de cedencia:

$$\tau = \tau_0 + k \left(- \frac{dv}{dr} \right) \quad (4)$$

En la figura 1 se comparan estos cuatro modelos en un gráfico de esfuerzos cortantes Vs velocidades de corte.

Para poder evaluar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación, en las condiciones que prevalecen tanto en el interior de la tubería de perforación como en las toberas de barrena y en el espacio anular entre el agujero y la sarta de perforación, es necesario expresar los modelos anteriormente descritos en términos de las lecturas Fann θ y los valores de velocidades del rotor R. De esta manera, las ecuaciones 1, 2, 3 y 4 quedarán respectivamente:

$$\theta = \frac{\mu}{300} R \quad (1a)$$

$$\theta = \theta_0 + \frac{\mu_p}{300} R \quad (2a)$$

$$\theta = K_v R^n \quad (3a)$$

$$\theta = \theta_0 + K_v R^n \quad (4a)$$

En la ecuación (2a) se ha tomado el valor de θ_0 como un valor muy aproximado al punto de cedencia.

Los parámetros n y k de la ecuación (4a) se obtienen reordenando dicha ecuación y tomando logaritmos en ambos miembros:

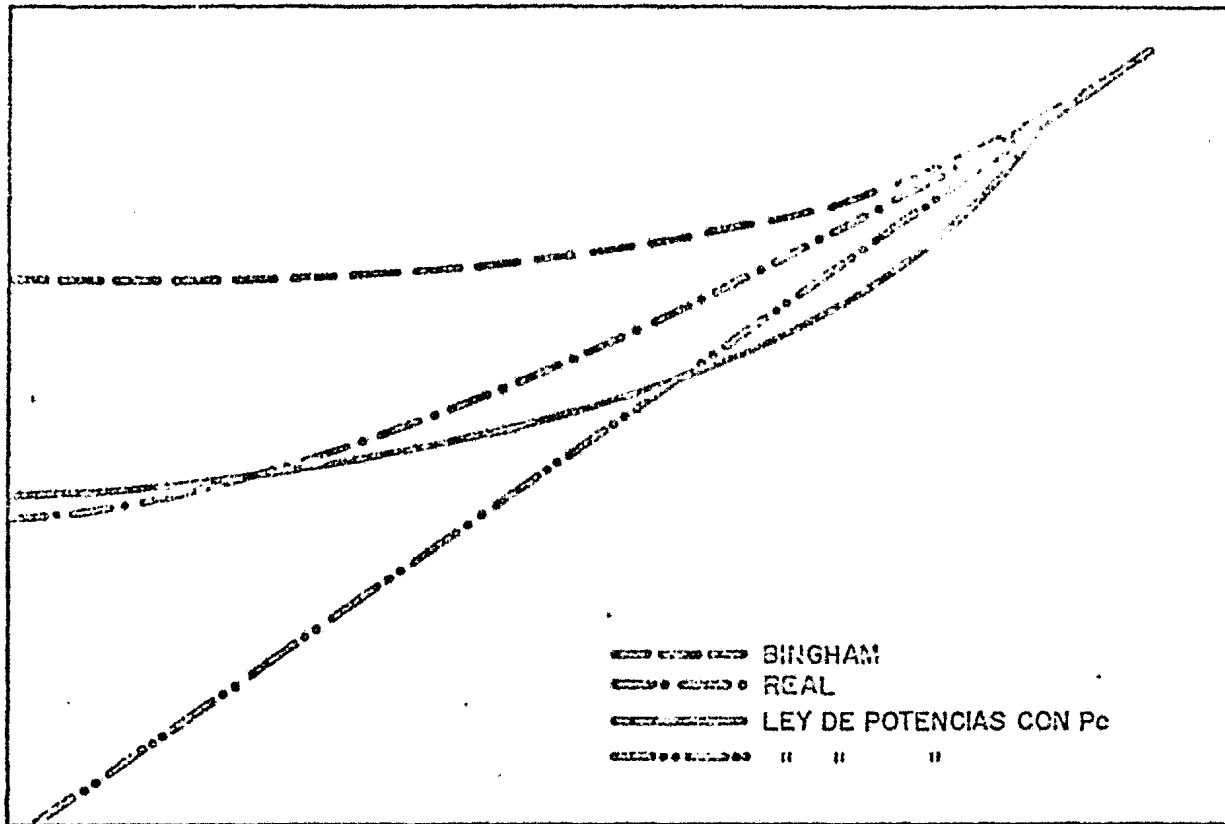


FIG. III.1

GRAFICO COMPARATIVO DE LOS CUATRO MODELOS REOLOGICOS

$$\log (\theta - \theta_0) = \log K_v + n \log R \quad (5)$$

Esta ecuación representa una recta de pendiente n y ordenada al origen k (Ver figura 2). Si se obtienen dos lecturas, digamos a 600 rpm y 300 rpm, n estará dada por:

$$n = \frac{\log (\theta_{600} - \theta_0) - \log (\theta_{300} - \theta_0)}{\log 600 - \log 300} : \frac{\log \frac{\theta_{600} - \theta_0}{\theta_{300} - \theta_0}}{\log \frac{600}{300}} \quad (6)$$

es decir:

$$n = 3.32 \log \frac{\theta_{600} - \theta_0}{\theta_{300} - \theta_0} \quad (7)$$

y ahora, tomando $R = 300$ rpm en la ecuación 4a quedaría:

$$\theta_{300} = \theta_0 + k (300)^n$$

en donde:

$$k = \frac{\theta_{300} - \theta_0}{(300)^n} \quad (8)$$

Existen otros modelos reológicos que se pueden reproducir con gran exactitud el comportamiento de flujo de algunos fluidos en específico, pero son muy sofisticados y la caracterización de sus parámetros es larga y tediosa. En consecuencia, los cálculos hidráulicos que se hacen en el pozo, tienen que efectuarse con cualquiera de los modelos ya descritos, además que los viscosímetros rotacionales Fann son instrumentos de fácil manejo, tanto en laboratorio como en el campo.

A continuación se presentan los procedimientos y ecuaciones, que comúnmente se emplean para calcular las caídas de presión en las diferentes

partes del sistema circulatorio del fluido de perforación de un pozo, así como la densidad equivalente de circulación las velocidades críticas y las velocidades de deslizamiento y transporte de recortes.

Posteriormente, se presentan los procedimientos que se emplean generalmente para establecer las condiciones óptimas de hidráulica (camisas, gastos, presiones de circulación y toberas), que permite una eficiente limpieza del agujero y la máxima utilización de la potencia hidráulica disponible en la bomba. Esto como es sabido, es un factor importante para tener buenos avances de perforación, por lo tanto, una buena programación de hidráulica proporcionará una perforación más económica y operaciones sujetas a menos riesgos.

2. Procedimientos para calcular las caídas de presión por circulación.

La caída de presión total en el sistema de circulación es igual a la suma de caídas de presión de cada una de las secciones del pozo.

$$P_s = P_{cs} + P_{tp} + P_{lb} + P_b + P_{alb} + P_{atp} + P_{T.R tp} \quad (1)$$

es decir:

$$P_s = P_{cs} + P_{tp} + P_{lb} + P_b + P_a \quad (2)$$

en donde:

$$P_a = P_{alb} + P_{atp} + P_{Tip tp} \quad (3)$$

finalmente:

$$P_s = P_c + P_b \quad (4)$$

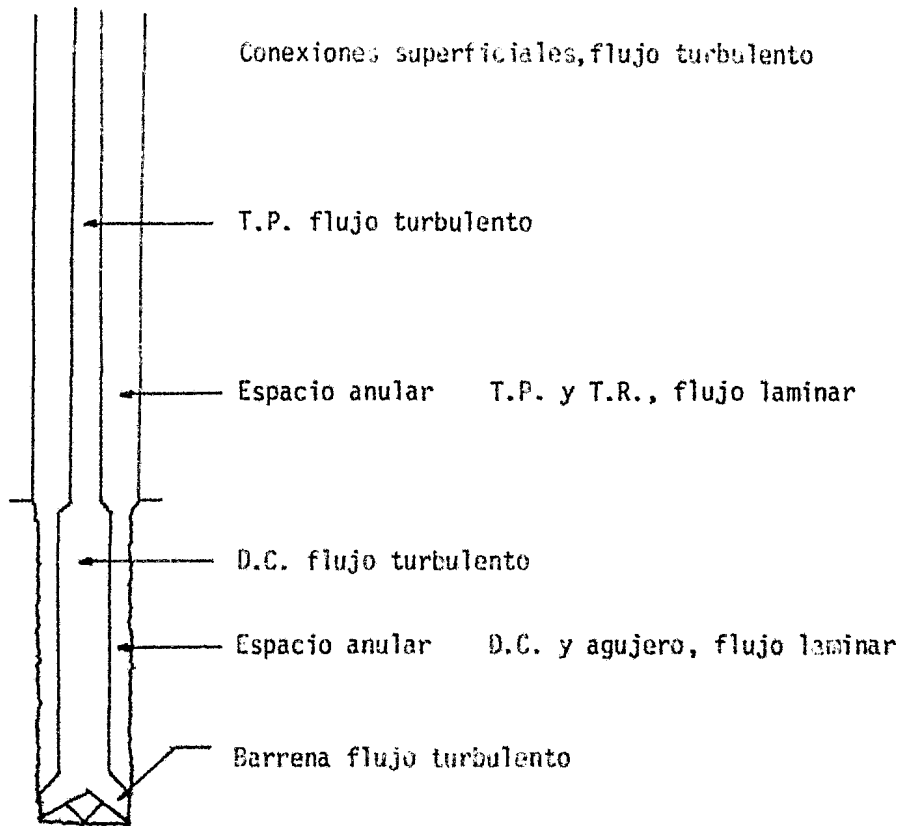
en donde:

$$P_c = P_{cs} + P_{tp} + P_{lb} + P_a \quad (5)$$

El cálculo individual de estas presiones depende del patrón de flujo (laminar, transición o turbulento) que se tenga en cada sección. Generalmente en el interior de la tubería, los lastrabarrenas, la barrena y las conexiones superficiales, el flujo es turbulento. En el espacio anular el flujo es laminar, aunque en algunas ocasiones se puede tener flujo turbulento en la sección, lastrabarrenas y agujero; sin embargo, esta situación es indeseable debido a que causa erosión en las paredes del agujero, sobre todo en formaciones delezna**bles** o con echados muy inclinados.

El procedimiento de cálculo a seguir consiste en establecer los parámetros reológicos del viscosímetro Fann, elegir el modelo reológico más adecuado, calcular la velocidad media del lodo y la velocidad crítica o número de Reynolds para emplear las ecuaciones de flujo laminar o flujo turbulento. Por lo cual es necesario determinar el régimen de flujo que prevalece en cada sección del pozo.

En la siguiente figura se ilustra el régimen de flujo que prevalece por lo regular en las diferentes secciones de un pozo.



Para determinar el modelo más adecuado, que se comporta de una manera similar al fluido de perforación se calculan las caídas de presión por los tres métodos expuestos a continuación y posteriormente se compara la caída de presión total en el sistema, calculada por cada uno de los métodos con la presión real que se tuvo de circulación en el stand-pipe.

3. Fluidos plásticos de Bingham.

En la tabla 1 se presentan las ecuaciones para calcular las caídas de presión y la densidad equivalente de circulación.

Tabla 1

Ecuaciones de flujo para fluidos plásticos de Bingham.

Parámetro	Flujo de tuberías	Flujo anular
Velocidad media del todo	$V = \frac{24.51 Q}{(Dt)^2}$	$V = \frac{25.51 Q}{(Da)^2 - (Dt)^2}$
Velocidad de corte	$Rc = \frac{0.94 v}{Dt}$	$Rc = \frac{1.41 v}{Da - Dt}$
Esfuerzo cortante	$\tau_R = 1.067 (\theta_R)$	$\tau_R = 1.067 (\theta_R)$
Viscosidad plástica	$\mu_p = \frac{300}{R_2 - R_1} (\theta_2 - \theta_1)$	$\mu_p = \frac{300}{R_2 - R_1} (\theta_2 - \theta_1)$
Punto de cedencia	$Pc = 2\theta_1 - \theta_2$	$Pc = 2\theta_1 - \theta_2$
Velocidad crítica	$Vc = \frac{7.78 \mu_p + 7.78}{Dt}$	$Vc = \frac{7.78 \mu_p + 7.78}{(Da - Dt)}$
	$\frac{\sqrt{(\mu_p)^2 + 102.8 (\theta)^2 Pc}}{Dt}$	$\frac{\sqrt{(\mu_p)^2 + 7.72 (Da - Dt)^2 Pc}}{Da - Dt}$
Cafda de presión en flujo laminar (V Vc)	$p = \frac{\mu_p Lv}{27439 (Dt)^2} + \frac{Pc L}{68.6 Dt}$	$p = \frac{\mu_p Lv}{18293 (Da - Dt)^2} + \frac{Pc L}{61 (Da - Dt)}$
Cafda de presión en flujo turbulento (V Vc)	$p = \frac{f L \rho v^2}{3398 Dt}$	$p = \frac{f L \rho v^2}{3398 (Da - Dt)}$
Número de Reynolds (Flujo turbulento)	$Re = \frac{129 Dt v \rho}{\mu_p}$	$Re = \frac{129 (Da - Dt) v \rho}{\mu_p}$
Factor de fricción	$f = \frac{0.079}{(Re)^{0.25}}$	$f = \frac{0.079}{(Re)^{0.25}}$
Densidad equivalente de circulación		$DEC = \rho + \frac{Pa}{1.42 L}$

4. Fluidos que se comportan de acuerdo a la Ley de Potencias.

Las ecuaciones para el cálculo de las caídas de presión se presentan en la siguiente tabla No. 2

Tabla 2

Parámetro	Flujo de tuberías	Flujo anular
Velocidad media del lodo	$v = \frac{24.51 Q}{(Dt)^2}$	$v = \frac{24.51 Q}{(Da)^2 - (Dt)^2}$
Índice de comportamiento de flujo	$n = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}$	$n = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}$
Índice de consistencia	$Kv = \frac{\theta_{300}}{(511)^n} \delta \frac{\theta_{600}}{(1022)^n}$	$Kv = \frac{\theta_{300}}{(511)^n} \delta \frac{\theta_{600}}{(1022)^n}$
Velocidad de corte	$Rc = \left(\frac{0.94 V}{D} \right) \left(\frac{3n+1}{4n} \right)$	$Rc = \left(\frac{1.41 V}{Da-Dt} \right) \left(\frac{2n+1}{3n} \right)$
Esfuerzo cortante	$\tau_R = 1.067 \theta_R = 1.067 Kv (Rc)^n$	$\tau_R = 1.067 \theta_R = 1.067 Kv (Rc)^n$
Número de Reynolds crítico laminar transición	$Re_{ctr} = 3470 - 1370 n$	$Re_{ctr} = 3470 - 1370 n$
Número de Reynolds crítico transición turbulento	$Re_{ctu} = 4270 - 1370 n$	$Re_{ctu} = 4270 - 1370 n$
Caída de presión en flujo laminar	$p = \left[\left(\frac{1.6 V}{Dt} \right) \left(\frac{3n+1}{4n} \right) \right]^n \left(\frac{Kv L}{91.46 Dt} \right)$	$p = \left[\left(\frac{2.4 V}{Da-Dt} \right) \left(\frac{2n+1}{3n} \right) \right]^n \left(\frac{Kv L}{91.46 (Da-Dt)} \right)$
Velocidad crítica para flujo laminar	$Vc = \left[\frac{(3470 - 1370 n) Kv}{0.43} \right]^{\frac{1}{2-n}}$ $\left[\left(\frac{1.6}{Dt} \right) \left(\frac{3n+1}{4n} \right) \right]^{\frac{n}{2-n}}$	$Vc = \left[\frac{(3470 - 1370 n) Kv}{0.645} \right]^{\frac{1}{2-n}}$ $\left[\left(\frac{2.4}{Da-Dt} \right) \left(\frac{2n+1}{3n} \right) \right]^{\frac{n}{2-n}}$

(c o n t i n u a c i ó n)

Parámetro	Flujo de tuberías	Flujo anular
Número de Reynolds	$Re = \left(\frac{\rho v^2}{2.326 Kv} \right) \left[\left(\frac{2.5 Dt}{V} \right) \left(\frac{n}{3n+1} \right) \right]^n$	$Re = \left(\frac{\rho v^2}{1.55 Kv} \right) \left[\frac{1.25(Da-Dt)}{V} \left(\frac{n}{2n+1} \right) \right]^n$
Factor de fricción de transición	$f_{tr} = f_L + \left[\frac{Re - Re_{ctr}}{800} \right] [f_{tu} - f_L]$	$f_{tr} = f_L + \left[\frac{Re - Re_{ctr}}{800} \right] [f_{tu} - f_L]$
Factor de fricción para flujo turbulento	$f_{tu} = \frac{a}{(Re)^b}$	$f_{tu} = \frac{a}{(Re)^b}$
Factor de fricción para flujo laminar	$f_L = \frac{16}{Re}$	$f_L = \frac{24}{Re}$
Constante a	$a = \frac{\log n + 3.93}{50}$	$a = \frac{\log n + 3.93}{50}$
Constante b	$b = \frac{1.75 - \log n}{7}$	$b = \frac{1.75 - \log n}{7}$
Caída de presión para flujo turbulento	$P = \frac{f_L (v)^2 \rho}{3396 Dt}$	$P = \frac{f_L (v)^2 \rho}{3396 (Da-Dt)}$

5. Fluidos que se comportan de acuerdo a la Ley de Potencias con punto de cedencia.

Las ecuaciones en términos de las lecturas del viscosímetro rotacional Fann, se presentan en la tabla No. 5

T a b l a 3

Parámetro	Flujo de tuberías	Flujo anular
Velocidad media del lodo	$V = \frac{24.51 Q}{(Dt)^2}$	$V = \frac{24.51 Q}{(Da)^2 - (Dt)^2}$
Índice de comportamiento de flujo	$n = 3.32 \log \left(\frac{\theta_{600} - \theta_o}{\theta_{300} - \theta_o} \right)$	$n = 3.32 \log \left(\frac{\theta_{600} - \theta_o}{\theta_{300} - \theta_o} \right)$
Índice de consistencia	$K'_V = \frac{\theta_{600} \delta}{(600)^n} \frac{\theta_{300}}{(300)^n}$	$K'_V = \frac{\theta_{600} \delta}{(600)^n} \frac{\theta_{300}}{(300)^n}$
Factor geométrico	$G = \left[\frac{3n+1}{4n} \right] 8.130n (0.123)^{\frac{1}{n}}$	$G = \left[\frac{(3-c)n+1}{(4-c)n} \right] \left[1 + \frac{c}{2} \right] [8.130n (0.123)^{\frac{1}{n}}]$
Constante c		$c = 1 - (1 - a^x)^{\frac{1}{x}}$
Constante x		$x = 0.37 (n)^{-0.14}$
Constante a		$a = \frac{Dt}{Da}$
Velocidad de corte equivalente	$Rc = \frac{0.939 Gv}{Dt}$	$Rc = \frac{0.939 Gv}{Da - Dt}$
Lectura Fann equivalente al esfuerzo cortante	$\theta = \theta_o + K'_V R_C^n$	$\theta = \theta_o + K'_V R_C^n$
Número de Reynolds crítico laminar transición	$Re_{ctr} = 3470 - 1370 n$	$Re_{ctr} = 3470 - 1370 n$

(c o n t i n u a c i ó n)

Parámetro	Flujo de tuberías	Flujo anular
Número de Reynolds crítico transición turbulento	$Re_{ctu} = 4270 - 1370 n$	$Re_{ctu} = 4270 - 1370 n$
Número de Reynolds	$Re = \frac{(v)^2 \rho}{2.479 \theta}$	$Re = \frac{(v)^2 \rho}{2.479 \theta}$
Factor de fricción para flujo laminar	$L = \frac{16}{Re}$	$L = \frac{24}{Re}$
Factor de fricción para flujo turbulento	$f_{tu} = \frac{a}{(Re)^b}$	$f_{tu} = \frac{a}{(Re)^b}$
Factor de fricción para flujo transicional	$f_{tr} = f_L + \left[\frac{Re - Re_{ctr}}{800} \right] [f_{tu} - f_L]$	$f_{tr} = f_L + \left[\frac{Re - Re_{ctr}}{800} \right] [f_{tu} - f_L]$
Constante a	$a = \frac{\log n + 3.93}{50}$	$a = \frac{\log n + 3.93}{50}$
Constante b	$b = \frac{1.75 - \log n}{7}$	$b = \frac{1.75 - \log n}{7}$
Caída de presión para flujo laminar	$P = \frac{\theta_L}{281 Dt}$	$P = \frac{\theta_L}{281 (Da-Dt)}$
Caída de presión para flujo transicional y turbulento	$P = \frac{L v^2 \rho}{3396 Dt}$	$P = \frac{L v^2 \rho}{3396 (Da-Dt)}$

6. Caídas de presión en conexiones superficiales.

Existen varios métodos para evaluar esta presión, como circular únicamente con la flecha dentro del pozo o métodos elaborados para este fin. Lo más adecuado es estimar las caídas de presión considerando solamente la tubería de pie, la manguera, el tubo lavador de la unión giratoria y la flecha, así como el cambio de dirección que sufre el lodo en la parte superior de la tubería de pie y en el cuello de ganso. Generalmente se consideran cuatro combinaciones de equipo superficial. Los cálculos se hacen asignando a cada caso una longitud equivalente en metros de tubería de perforación y hacer el cálculo con los métodos mostrados anteriormente. Las longitudes se muestran en la siguiente tabla, para los cuatro casos que se presentan usualmente en los equipos de perforación.

Tubería de perforación		Longitud equivalente de conexiones superficiales en metros de tubería de perforación			
D.E. (pg)	Peso (Lbs/pie)	1	2	3	4
3½	13.3	133.2	49.1		
4½	16.6		232.0	146.0	103.7
5	19.5			248.8	176.5

Descripción de cada uno de los casos:

Componente	Combinación de conexiones superficiales							
	1		2		3		4	
	DI(pulg)	L(mts)	DI(pulg)	L(mts)	DI(pulg)	L(mts)	DI(pulg)	L(mts)
Tub. de pie	2	12.2	3½	12.2	4	13.7	4	13.7
Manguera	2	13.7	2½	16.8	3	16.8	3	16.8
Unión giratoria	2	1.2	2½	1.5	2½	1.5	3	1.8
Flecha	2½	12.8	3½	12.2	3½	12.2	4	12.2

7. Caídas de presión en la barrena.

El cálculo se hace de dos maneras:

La primera es utilizando la siguiente ecuación:

$$P_s = P_s - P_c$$

Lo cual implica calcular las pérdidas de presión en todo el sistema circulatorio.

La segunda ecuación es la siguiente:

$$P_b = \frac{\rho Q^2}{1303 A^2}$$

Esta ecuación se emplea cuando se conoce el área de las toberas y es muy exacta en sus resultados.

8. Criterio de máxima potencia hidráulica.

La velocidad de penetración en las barrenas de chorro se mejora

aumentando la potencia hidráulica; sin embargo, una vez que se llega al nivel de limpieza perfecta (recortes que se levantan del fondo a medida que se generan), el incremento de la potencia hidráulica no trae consigo un aumento en los avances.

Tenemos que:

$$P_b = P_s - P_c \quad (1)$$

Por otro lado, la caída de presión por circulación (excluyendo la barrena) en flujo turbulento está dada por:

$$P_c = B Q^m \quad (2)$$

en donde:

B = Constante que depende de las propiedades del lodo y la geometría del agujero.

m = Constante cuyo valor oscila entre 1.2 y 1.9 (teóricamente tiene un valor de 1.8)

Al sustituir (2) en (1) queda:

$$P_b = P_s - B Q^m \quad (3)$$

Además la potencia en la barrena se define como:

$$H P_b = \frac{P_b Q}{1714} \quad (4)$$

Sustituyendo (3) en (4):

$$H P_b = \frac{P_s Q - B Q^{m+1}}{1714} \quad (5)$$

Derivando (5) con respecto a Q e igualando a cero:

$$\frac{d H P_b}{d Q} = \frac{P_s - (m+1) B Q^m}{1714} = 0 \quad (6)$$

donde:

$$P_s = (m+1) B Q^m = (m+1) P_c \quad (7)$$

despejando P_c

$$P_c = \frac{1}{m+1} P_s \quad (8)$$

La ecuación (8) establece que el caballaje en la barrena es máximo cuando P_c es $\frac{1}{m+1}$ veces la presión en la superficie.

Para $m = 1.8$

$$P_c = 0.36 P_s \quad (9)$$

Como consecuencia de la ecuación (1)

$$P_b = \left[1 - \left(\frac{1}{m+1} \right) \right] P_s = \frac{m}{m+1} \quad (10)$$

y para $m = 1.8$

$$P_b = 0.64 P_s \quad (11)$$

9. Criterio de máximo impacto hidráulico.

Por trabajos experimentales se determinó que la velocidad del flu-

jo a través del fondo es máxima cuando la fuerza del impacto es máxima. Dicha fuerza de impacto se define como:

$$F_b = \left[\frac{Q^2 P_b}{361} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (1)$$

es decir:

$$F_b = \left[\frac{Q^2 (P_s - P_c)}{361} \right]^{\frac{1}{2}} = \left[\frac{P_s Q^2 - B Q^{m+2}}{361} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2)$$

derivando la ecuación (2) con respecto a Q e igualando a cero:

$$\frac{dF_b}{dQ} = \left(\frac{1}{361} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{2 P_s Q - (m+2) B Q^{m+1}}{2 P_s Q^2 - B Q^{m+2}} = 0 \quad (3)$$

resolviendo la raíz:

$$P_s Q = \left(\frac{m+2}{2} \right) B Q^{m+1} \quad (4)$$

simplificando:

$$P_s = \left(\frac{m+2}{2} \right) B Q^m \quad (5)$$

y finalmente:

$$P_c = \frac{2}{m+2} P_s \quad (6)$$

y para $m = 1.8$

$$P_c = 0.53 P_s \quad (7)$$

Como consecuencia de la ecuación $P_b = P_s - P_c$:

$$P_b = \left(1 - \frac{2}{m+2} \right) P_s = \left(\frac{m}{2+m} \right) P_s$$

y para $m = 1.8$:

$$P_b = 0.47 P_s$$

b) Barrenas.

1. Tipos y selección de barrenas.

Antes de hacer la elección de una barrena, se debe considerar el hecho de que el encargado tiene que contar con cierta experiencia en esta área, debido a que una barrena se comporta de una manera diferente dependiendo del tipo de formación y de las condiciones de operación.

El criterio que se debe buscar para seleccionar una barrena, será primordialmente reducir los costos de perforación lo más que sea posible. Por lo que se deben de considerar los siguientes factores:

a) El tipo de formación. Siendo esta variable lo más importante, se debe buscar un máximo de información dado que el diseño de la barrena depende del tipo de roca que va a cortar.

Para poder identificar una barrena, cada una de las compañías productoras tiene establecido un sistema propio de clasificación de acuerdo a las características y diseño de cada barrena. Esto trajo consigo una serie de confusiones entre el personal operativo, por lo cual, para simplificar su

identificación, la Asociación Internacional de Contratistas Perforadoras de Pozos (IADC), elaboró un sistema de nomenclatura para las barrenas que comúnmente se emplean en la perforación rotatoria. El sistema es numérico, con tres dígitos y clasifica a todas las barrenas por el diente maquinado o por el inserto, por el diseño específico según la dureza y la abrasividad de la formación, y por características mecánicas que son comunes a las barrenas de dientes y de insertos. Con este código, al primer dígito se le llama número de serie, al segundo de tipo y al tercero de características.

Los números de serie 1, 2 y 3 están reservados para las barrenas de dientes maquinados, en las categorías de formación suaves, media y dura, respectivamente. Los números de serie 5, 6, 7 y 8 son para barrenas de insertos y para formaciones suave, media, dura y muy dura. El número de serie 4 se reserva para uso futuro como una categoría especial.

Los números de tipo, del 1 al 4, designan una clasificación de dureza de formación, desde la más suave hasta la más dura, dentro de cada serie. Esta numeración se puede ampliar aunque se considera poco probable que haya más de cuatro tipos de barrenas para cada serie.

Los nueve dígitos bajo el título de características, incluyen a ocho características comunes a las barrenas de dientes y de insertos, que actualmente ofrecen la mayoría de los fabricantes. (Ver Tabla 1)

T A B L A 1

<u>Característica</u>	<u>Descripción</u>
1	Estándar
2	Dientes "T"
3	Insertos protectores de diámetro
4	Baleros sellados de rodillos
5	Baleros sellados de rodillos e insertos protectores de diámetro
6	Baleros sellados de chumaceras e insertos protectores de diámetro
7	Otros
8	Direccional

Con esta descripción de tres dígitos, serie tipo y característica, un juego de estos tres números se podrá describir una barrena, por ejemplo, la barrena de dientes maquinados diseñada para la formación más suave, con baleros estándar y sin protección de diámetro, será 1-1-1.

En la Tabla 2 se muestra una relación entre tipo de formación, el número de serie y tipo que deberá tener una barrena seleccionada. Para simplificar la tabla se omitieron en ellas las ocho características, comunes a las barrenas de dientes y de insertos.

T A B L A 2

<u>Serie</u>	<u>Tipo</u>	<u>Tipo de Formación</u>	<u>Descripción de Dientes</u>	<u>Excentricidad</u>
1	1 y 2	Muy suave	Punta endurecida	3° - 4°
1	3 y 4	Suave	Flanco endurecido	2° - 3°
2	1 y 2	Medio dura	Flanco endurecido	1° - 2°
2	3	Medianamente dura	Endurecido totalmente	0°
3	1 y 2	Dura	Endurecido totalmente	0°
3	3 y 4	Muy dura	Endurecido totalmente	0°
5	2	Suave	Cinzel largo sin filo 64°	
5	3	Medianamente suave	Cinzel largo con filo 65° - 80°	
6	1	Lutita mediana	Cinzel mediano, de 65° - 80°	
6	2	Calizas medianas	Proyectil mediano de 60° - 70°	
7	1	Medianamente dura	Cinzel corto, de 80° - 90°	
7	2	Medio dura	Proyectil corto de 60° - 70°	
8	1	Pedernal duro	Cónico o hemisférico 90°	
8	3 y 4	Muy duro	Cónico o hemisférico 120°	

b) Condiciones de operación. Como resultado de las diferencias que presentan las formaciones que se van a perforar, es necesario usar distintos tipos de barrenas, las cuales se han diseñado combinando los factores para un trabajo específico. El conocimiento de éstos y su aplicación en los tipos de barrenas es importante para hacer una elección y evaluación óptima.

Los factores más importantes que intervienen en las condiciones de operación son los siguientes:

1) Velocidad de rotación. Esta en función de las propiedades abrasivas de la formación, las cuales podrían desgastar prematuramente el perímetro calibrador de la barrena o de los baleros o bien romper los dientes, cuando la velocidad de rotación es excesiva.

2) Peso sobre barrena. El máximo peso que se puede aplicar a una barrena, depende del diseño de ésta, (diámetro, geometría, metalurgia, etc.). Los lastrarrenas se consideran como la herramienta en conjunto con los estabilizadores que sostienen, guían y dan fuerza necesaria contra la formación; por esto, el peso, la rigidez, distribución de la masa y las características vibratorias de la herramienta están ligadas a la velocidad de rotación, por lo que se deberá tomar en cuenta la estrecha relación de estas dos variables. Los esfuerzos en la barrena impuestos por las condiciones de operación, aumentan de acuerdo al peso aplicado en la barrena y a la velocidad de rotación. Por lo consiguiente a medida que se aumenta el peso en la barrena, se recomienda disminuir la velocidad de rotación, como se aprecia en la figura 1. De aquí, que para cada barrena se tengan límites máximos de operación. Tabla 3.

3) Hidráulica. Es también uno de los factores importantes para el buen funcionamiento de la barrena. Cuando se tiene una hidráulica apropiada se mantendrá el fondo del agujero limpio, evitando el remolido de los recortes, se evitará el embolamiento de la barrena por falta de limpieza en los dientes y proporcionará una potencia adicional, por medio de las toberas, pa

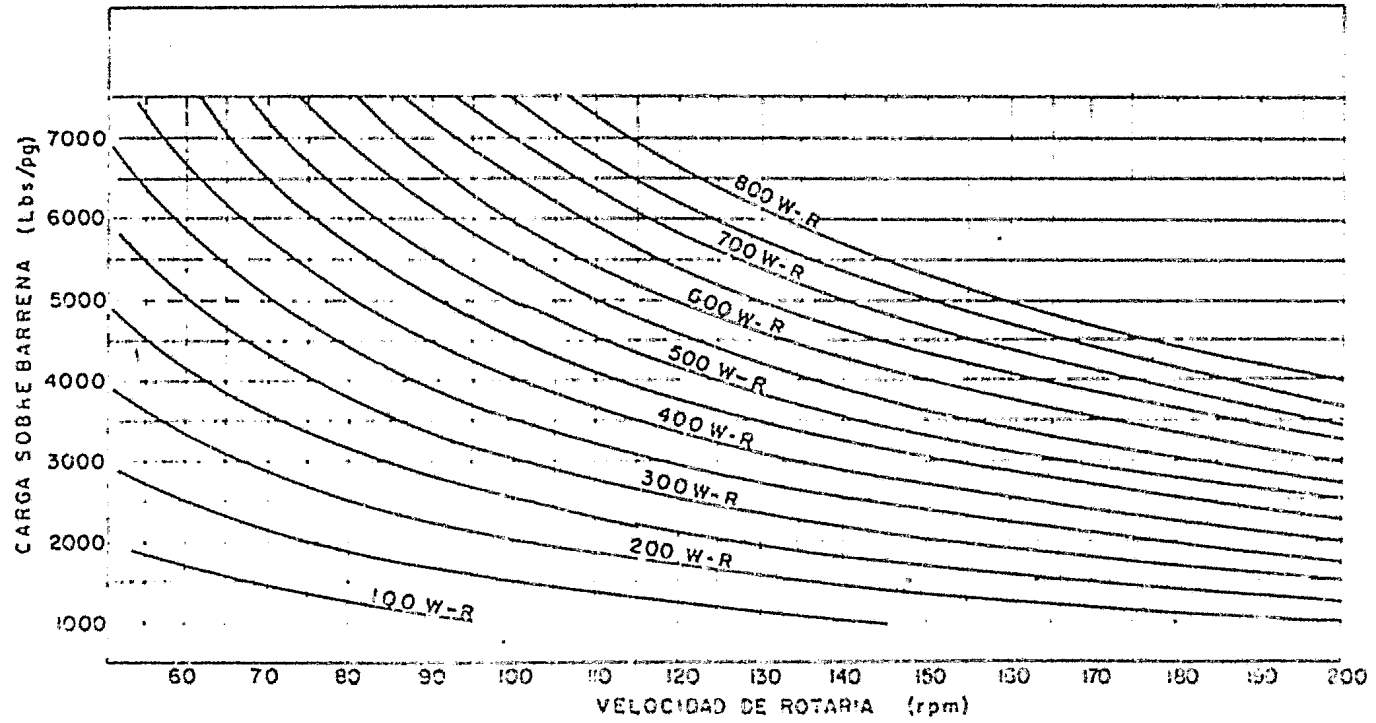


FIG. 1 RELACION CARGA-VELOCIDAD

ra mejorar los avances de perforación, además de lubricar y enfriar la barrena. Por estas razones, la hidráulica está íntimamente ligada al comportamiento de la barrena y duración de la misma, una buena hidráulica siempre mantendrá la barrena en condiciones para perforar.

T A B L A 3. Guía para determinar la carga sobre barrena máxima de diseño:

Tamaño de la Barrena	Clase-Subclase, Capacidad de baleros								Barrenas de Insertos				
	1-1	1-2	1-2	1-4	2-1,2	2-3	3	3-4	5	6	7	8	8-3,4
6-1/8		34	37	40	42		48						
6-3/4		38	41	45	48	49	57		21	30	30	35	27
7-7/8	47	49	52	55	59	60	69	74	28	35	39	45	36
8-3/4	54	57	60	63	68	70	83	88	32	45	46	51	41
9-7/8	64	66	70	69	75	76	88		36	50	50	58	45
10-5/8	65	68	72	74	78	80	94		37	53	53	62	48
12-1/4	72	75	78	82	89	91	104		43	60	60	69	54
14-3/4-15		80		87		95	111		51	70	72	81	65
17-1/2		88		100			122		53	74	74	84	67

* Las cargas para barrena con baleros sellados son de 8 a 10% menores; para barrenas de chumaceras son del 10 al 12% mayores.

* Los valores máximos para barrenas de insertos se basan en la estructura de corte y no en la capacidad de los baleros.

c) Presiones Anormales.

1. Generalidades.

Las curvas de gradientes de presión de poro y de presión de fractura, son las dos curvas básicas para planear la perforación de cualquier pozo. Cuando se tienen datos de registros geofísicos de pozos cercanos, se podrán calcular estas dos curvas por métodos que se han desarrollado para este fin, una vez que se tienen estas dos curvas se determina la densidad requerida de lodo. La curva de densidad de lodo requerida, se grafica para que promedie aproximadamente 0.06 gr/cm^3 (0.5 lbs/gal) más que la curva de presión de poro. De la gráfica con las tres curvas se podrá calcular de abajo hacia arriba, las profundidades de asentamiento de las TR's que se introducirán, con un factor de seguridad que se estime necesario.

A continuación se darán las definiciones que describen las presiones estáticas en pozos y algunos conceptos básicos.

a) Presión hidrostática. Es la presión que ejerce una columna de fluido en cualquier punto de un pozo, debido a la altura vertical verdadera que está por encima de este punto y a la densidad del fluido la ecuación para el cálculo de presión hidrostática será:

$$Ph = \frac{\rho \times PVV}{10}$$

Ph = Presión hidrostática	Kg/cm ²
ρ = Densidad del lodo	gr/cm ³
PVV= Profundidad vertical verdadera	mts

b) Presión de formación. Es la presión que tienen los fluidos que están en los poros de las rocas, en algunas ocasiones se conoce también como presión de poro. Las presiones de formación se clasifican en normales y

anormales, dependiendo de la densidad de lodo requerida para controlarlos.

Las formaciones con presión anormal son aquellas que se pueden controlar con el agua salada que normalmente se tienen en las rocas. Esta presión varía de un lugar a otro, dependiendo del contenido de sales que tenga el agua en solución. Se ha visto que los gradientes de agua salada, corresponden a densidades equivalentes que varían de 1.00 a 1.07 g/cm³.

Las formaciones con presión anormal, son las formaciones que requieren densidades diferentes de la normal para su control.

Las presiones anormales son causadas por efectos diagenéticos, asentamientos estructurales o alguna combinación de estas. La diagénesis se refiere a los cambios postdeposicionales que ocurren dentro de un sedimento. En este término se incluyen, la compactación, la cementación, la transformación mineralógica y los fenómenos osmóticos. Los asentamientos estructurales se refieren a plegamientos, afallamientos, levantamientos, inclinación de estratos o intrusiones diapíricas que también pueden originar presiones anormales.

c) Presión de fracturamiento. Es la presión a la cual se presenta falla mecánica de una formación, originando con esto, en la mayoría de las ocasiones pérdidas de circulación, ya sea parcial o total.

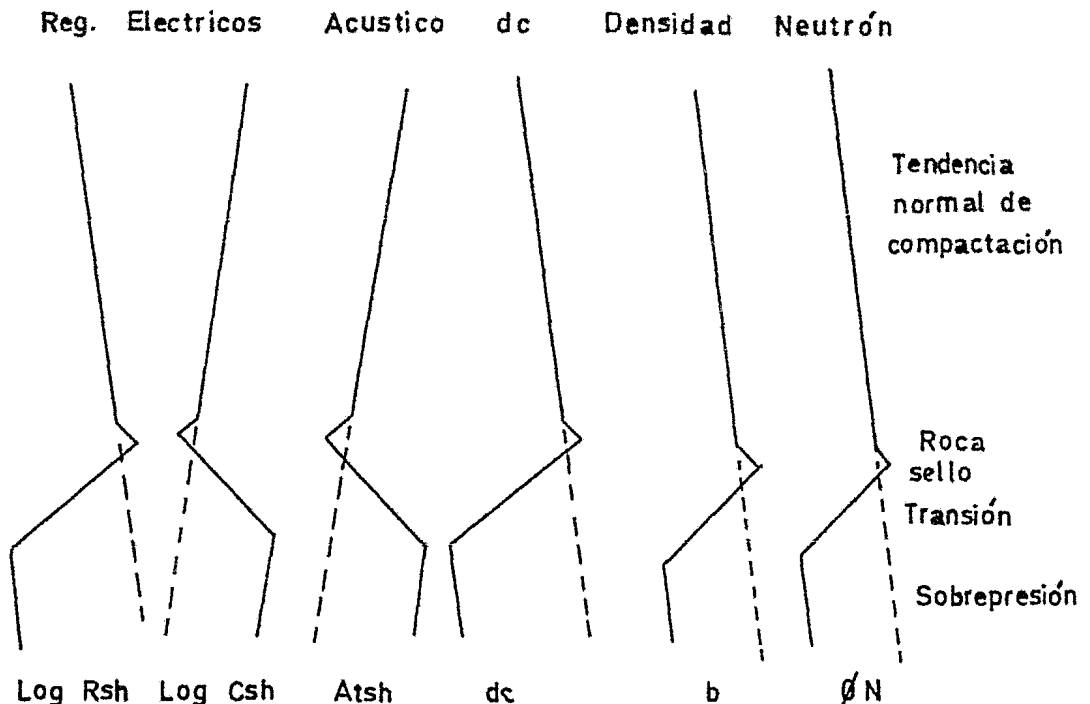
2. Métodos de predicción.

Las presiones de formación son detectables una vez perforado el pozo, por medio de los registros geofísicos. Los registros eléctricos y el registro sónico miden, respectivamente, la disminución resistividad causada por

una reducción en la compactación (menos roca, más agua) y el incremento en el tiempo de tránsito de las ondas acústicas (las velocidades son menores a través de la roca más porosa ambos casos se tendrá una inversión de la tendencia al llegar a la zona de transición.

Durante la aplicación de las técnicas para la cuantificación de sobrepresiones con registros, como por ejemplo el de inducción, se leen las resistividades reales en las secciones de lutita pura (con espesores mínimos de 5 metros), ya que la presencia de calizas y limos afectan las lecturas.

Estos valores se grafican contra profundidad, a lo largo de las secciones normal, de transición y anormal. Es el mismo procedimiento para el registro sínico. Las gráficas que se obtienen son semejantes a las de la figura



Existen otros registros basados en nuevas técnicas para el cálculo de sobrepresiones que dan curvas semejantes como son; el registro de densidad, el newtrón y newtrón compensado, como se dijo anteriormente estos registros se toman una vez perforado el pozo, por lo que su aplicación para obtener presiones anormales durante la perforación se reduce, pero se pueden tomar registros parciales en las zonas de interés.

En la actualidad se ha desarrollado una técnica de predicción de presión anormal durante la perforación, basados en el exponente "dc".

El exponente "dc" está basado en la velocidad de penetración de la barrena, que a su vez es afectado por el grado de compactación de la roca. Como es sabido para formaciones no compactas, la velocidad de penetración aumenta con el aumento de la rotación de la barrena, pero para formaciones compactas poco efecto tiene el aumento de la rotación, siendo la velocidad de penetración afectado con el aumento del peso sobre la barrena. Es preciso señalar que la velocidad de penetración es directamente afectado por la presión diferencial que existe entre la presión hidrostática y la presión de formación. Mientras más pequeña es esta diferencial de presiones, menor sería el valor calculado del exponente "dc", si la presión diferencial crece, disminuye la velocidad de penetración y aumenta el valor calculado del exponente "dc".

La ecuación simplificada de perforación estaría dada por:

$$R = 60 \text{ KN} \left(\frac{12 W}{10^6 \phi} \right)^d \quad (1)$$

Todas estas variables no se comportan de forma lineal, pero siendo una ecuación simplificada, se establecen todas las variables como una constante, menos el término de peso sobre la barrena expresado por unidad de diámetro, que una función exponencial y es precisamente a este exponente, al que se llama exponente "d", que es corregido posteriormente por densidad del lodo (d_c).

De la ecuación (1) despejando (d) y considerando la constante de perforabilidad como la unidad (K) quedaría:

$$d = \frac{\log \left(\frac{R}{60N} \right)}{\log \left(\frac{12 W}{10^6 \phi} \right)} \quad (2)$$

Corrigiendo "d" por densidad lodo quedaría:

$$d_c = d \left(\frac{\rho_n}{\rho} \right) \quad (3)$$

Los valores del exponente " d_c " se grafican en escala semilogarítmica contra profundidad. Dando como resultado una gráfica semejante al de resistividades.

Se ha observado que los cálculos de presión de formación y presión de fractura, calculados con el exponente " d_c ", varían en 0.06 gr/cc de las calculadas a partir de registros geofísicos.

3. Gradiente de presión de sobrecarga.

El esfuerzo de sobrecarga que soporta una formación, es debido al peso

acumulado de las formaciones encima de la profundidad considerada, si se tienen datos de densidades brutas de las formaciones, leída directamente de el registro de densidades, se podría estimar una densidad promedio representativa para todo el intervalo, y así calcular la sobrecarga:

La ecuación utilizada es:

$$\frac{S}{D} = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i}{n} \quad (1)$$

Tomando en consideración el tirante de agua, la ecuación (1) se transforma en:

$$\frac{S}{D} = \frac{1}{D} \left[\rho_w D_w + \left(\frac{\sum_{i=1}^n \rho_i}{n} \right) D' \right] \quad (2)$$

Los gradientes de formación y de fractura calculadas a partir de este gradiente de sobrecarga (ecuación 2), están referidos a profundidades medidas a partir del nivel del mar.

Por lo anterior se debe de considerar el efecto por presión hidrostática de la columna de lodo de la mesa rotaria al nivel del mar, al diseñar los programas de lodos.

4. Gradiente de presión de formación.

Hubert and Willys desarrolló un método, que posteriormente fue modificado por Eaton, este método es el más utilizado en la Industria Petrolera de México, por ser el que mejor resultados ha tenido, dando valores muy aproxima-

ados a la presión de formación.

El cálculo de los gradientes de presión de formación, se efectúan a partir de los datos de registros geofísicos y del exponente "dc" las fórmulas utilizadas se presentan a continuación:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \left[\frac{Rho}{Rhn} \right]^{1.2}$$

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \left[\frac{Cn}{Co} \right]^{1.2}$$

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \left[\frac{\Delta \text{ tn}}{\Delta \text{ to}} \right]^{3.0}$$

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \left[\frac{dco}{dcn} \right]^{1.2}$$

El valor de los exponentes es un valor empírico y podrá tener ligeras variaciones alrededor de 1.2, para datos de inducción y de exponente "dc" y alrededor de 3.0 para datos sónicos.

5. Gradiente de presión de fractura.

Tomando en cuenta las propiedades elásticas de las rocas, se ha encontrado que, por medio de la relación de Poisson, los esfuerzos vertical y horizontal de la roca se pueden relacionar por medio de la siguiente expresión.

$$\delta H = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \delta v \quad (7)$$

Expresado como gradiente.

$$\frac{\delta H}{D} = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \frac{\delta v}{D} \quad (7a)$$

δ_H = Esfuerzo efectivo horizontal soportada por la roca

δ_v = Esfuerzo efectivo horizontal soportada por la roca

$\frac{\nu}{1-\nu}$ = Relación de Poisson

Si se tiene que:

$$\delta_v = S - P_f \quad (8)$$

Ahora expresado como gradiente (8)

$$\frac{\delta_v}{D} = \frac{S}{D} - \frac{P_f}{D} \quad (8a)$$

Si se tienen los valores de sobrecarga y presión de formación se utiliza la ecuación de Hubbert and Willys modificada por Eaton, que es la siguiente:

$$P_F = P_f + \delta_H \quad (9)$$

Sustituyendo (8a) en (7a) y (7a) en (9) expresado como gradiente queda:

$$\frac{P_F}{D} = \frac{P_f}{D} + \left(\frac{S}{D} - \frac{P_f}{D} \right) \frac{\nu}{1-\nu} \quad (10)$$

Como se puede observar en la ecuación (10), el gradiente de presión de fractura es función de la relación de Poisson, de la presión de formación y del gradiente de sobrecarga. La relación de Poisson debe establecerse para cada área en particular, con ayuda de registros geofísicos y de pruebas Leack-off para el cálculo de presión de fractura o cercana a ella y calcular la relación de Poisson a través de la siguiente expresión:

$$\frac{\nu}{1-\nu} = \frac{\frac{P}{D} - \frac{Pf}{D}}{\frac{s}{D} - \frac{Pf}{D}} \quad (11)$$

Si no se tienen datos efectivos acerca del gradiente de sobrecarga, entonces conviene utilizar un gráfico de la relación de Poisson () considerando la sobrecarga constante, lo cual nos da un margen de seguridad. La ecuación que más se ajusta a la curva representada en el gráfico, obtenida por Eaton es la siguiente:

$$\nu = 0.126 (D)^{0.158} \quad (12)$$

D = Profundidad en metros.

IV. HISTORIA DE LA PERFORACION DEL POZO CHUC-1

1. Primera etapa.

a) Intervalo: 0 a 152 mbur

b) Fluido de perforación.

Tipo: Agua de mar Densidad: 1.02 gm/cm³

c) Columna litológica.

de	hasta	Litología
(mbfm)	(mbfm)	
0	160	Arenas y limos no consolidados

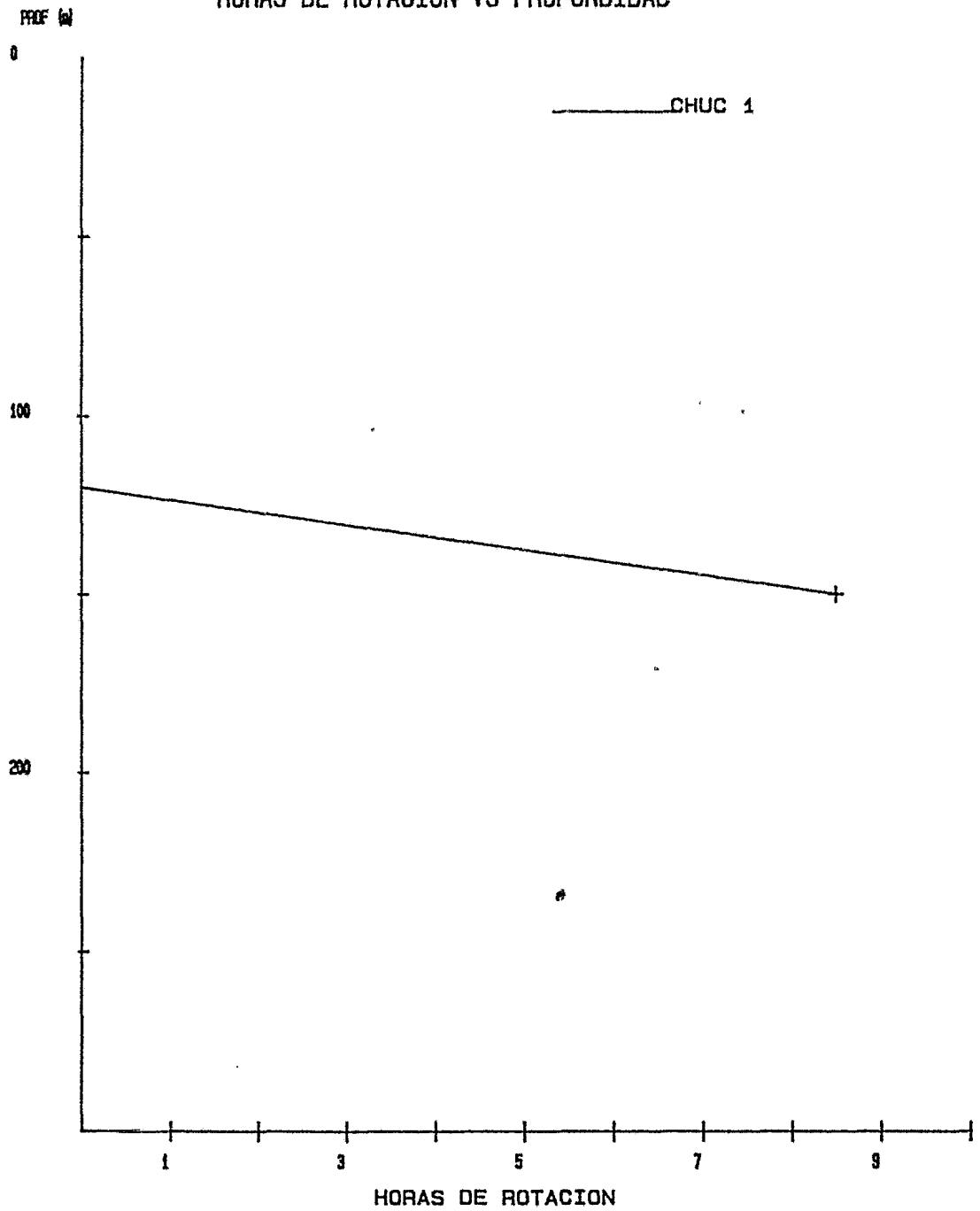
Edad geológica: Reciente Pleistoceno.

d) Diámetro de barrena = 914.4 mm (36")

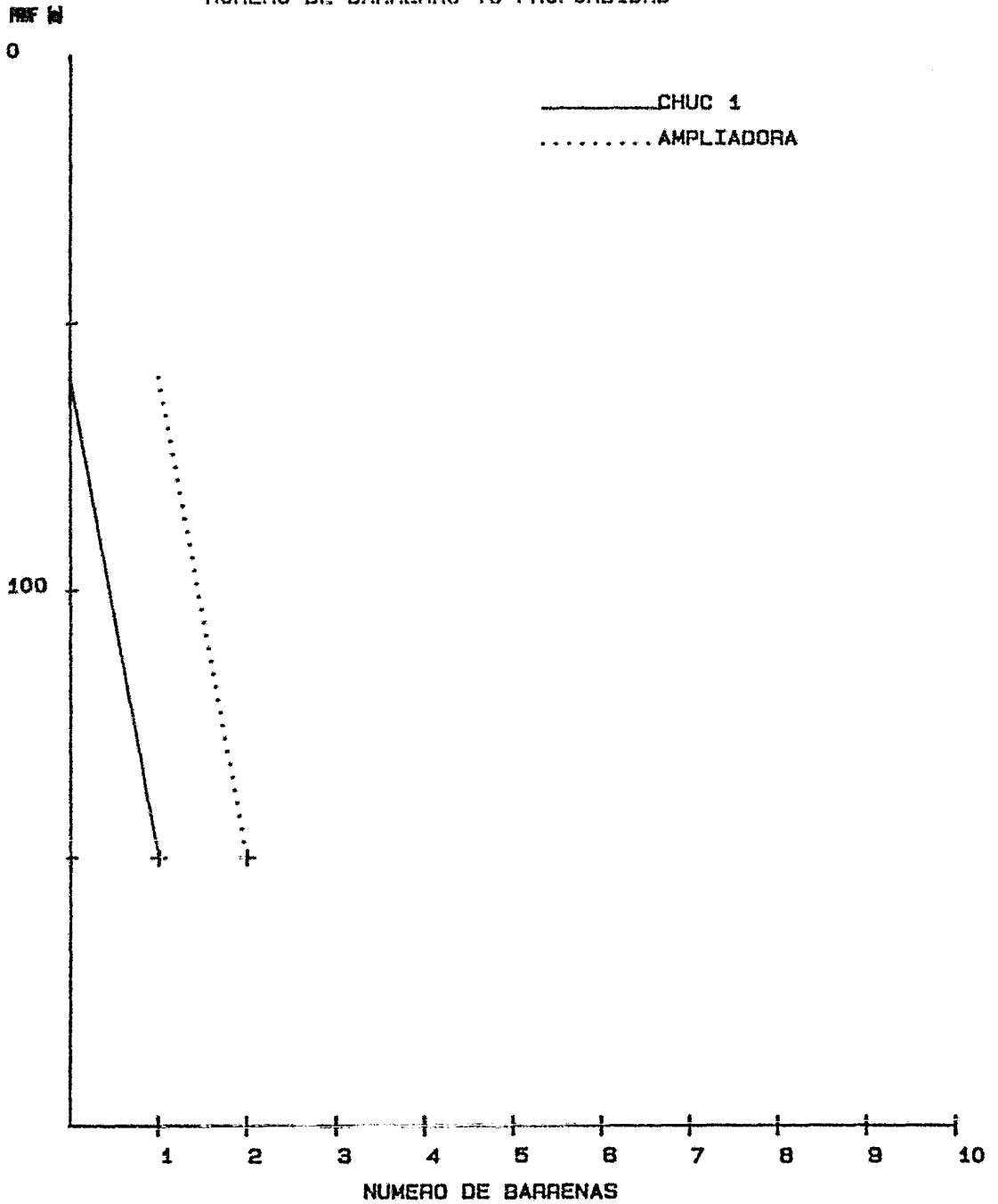
e) Barrenas.

Para la perforación de esta etapa se utilizaron dos barrenas, cuyo comportamiento se muestra en la tabla y gráfica anexa a continuación.

HORAS DE ROTACION VS PROFUNDIDAD



NUMERO DE BARRENAS VS PROFUNDIDAD



<u>Ø</u> <u>Pulg</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo</u>	<u>Teb</u> <u>1/32"</u>	<u>Mts</u> <u>Coro</u>	<u>Pres</u> <u>min/m</u>	<u>Dasg</u>	<u>ρ</u> <u>gr/cm³</u>
14 3/4	Hughes	1-1-1	S/T	99	5.7	1-1-0	1.12
36	Varel	1-1-1	S/T	98	8.5	1-1-0	1.12

<u>PSB</u> <u>Tón</u>	<u>RPM</u>	<u>Pb</u> <u>Kg/cm²</u>	<u>Q</u> <u>Gal/min</u>	<u>Observaciones</u>
2-3	80	10.5	500	
2-3	70	14.0	600	

f) Comportamiento de la perforación.

Se tuvo una perforación normal.

g) Tubería de revestimiento.

Se cementó una T.R. de 762 mm (30") a la profundidad de 150 mbmr. El objetivo de esta T.R. es servir como un medio de circulación para el flujo de perforación y aislar estratos no consolidados y acuíferos superficiales.

2. Segunda etapa.

a) Intervalo: 152 a 510 mbmr

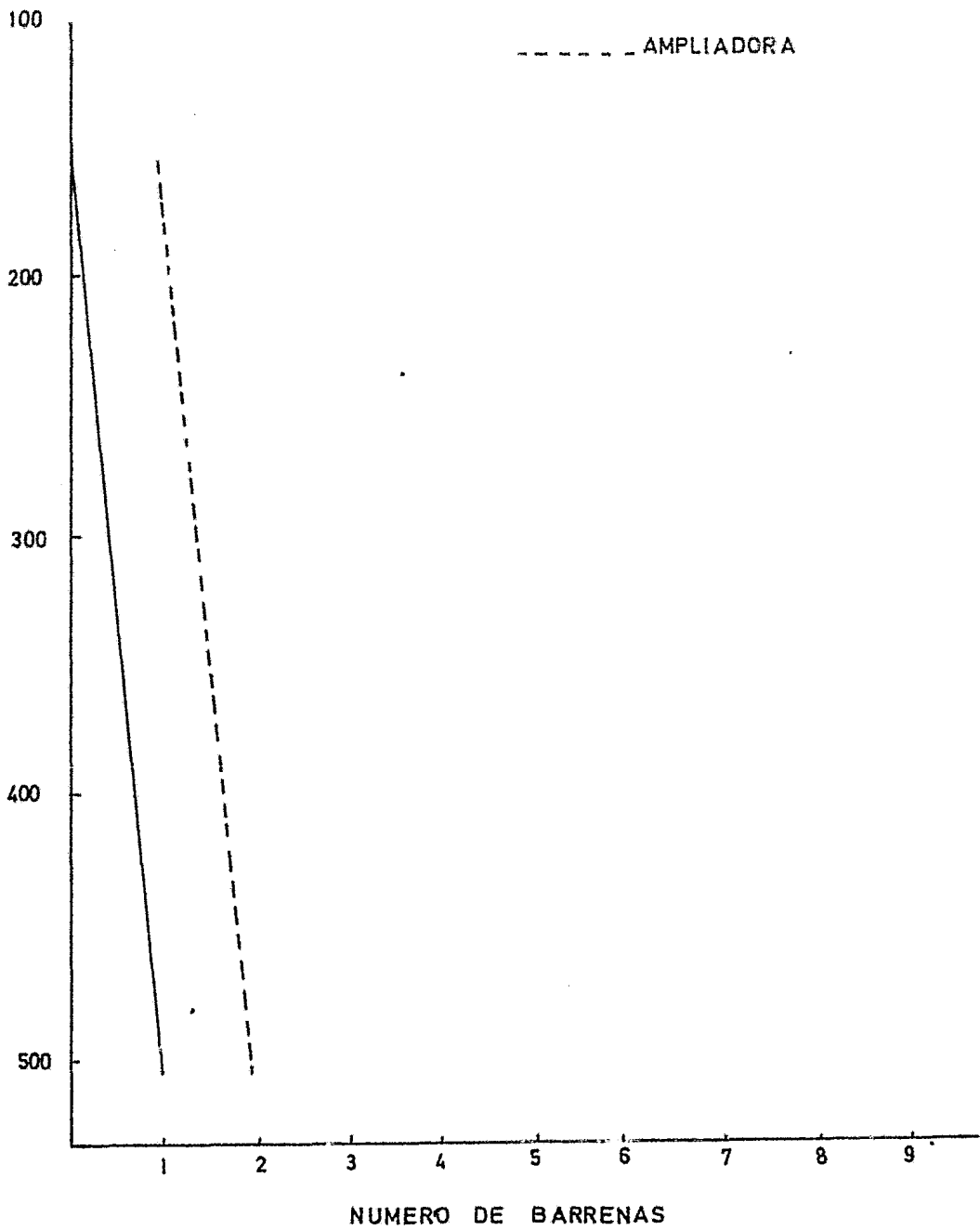
b) Fluido de perforación.

Tipo: CLSE (Cromoligno Sulfanato Emulsionado)

Densidad: 1.08 - 1.12 grm/cm³

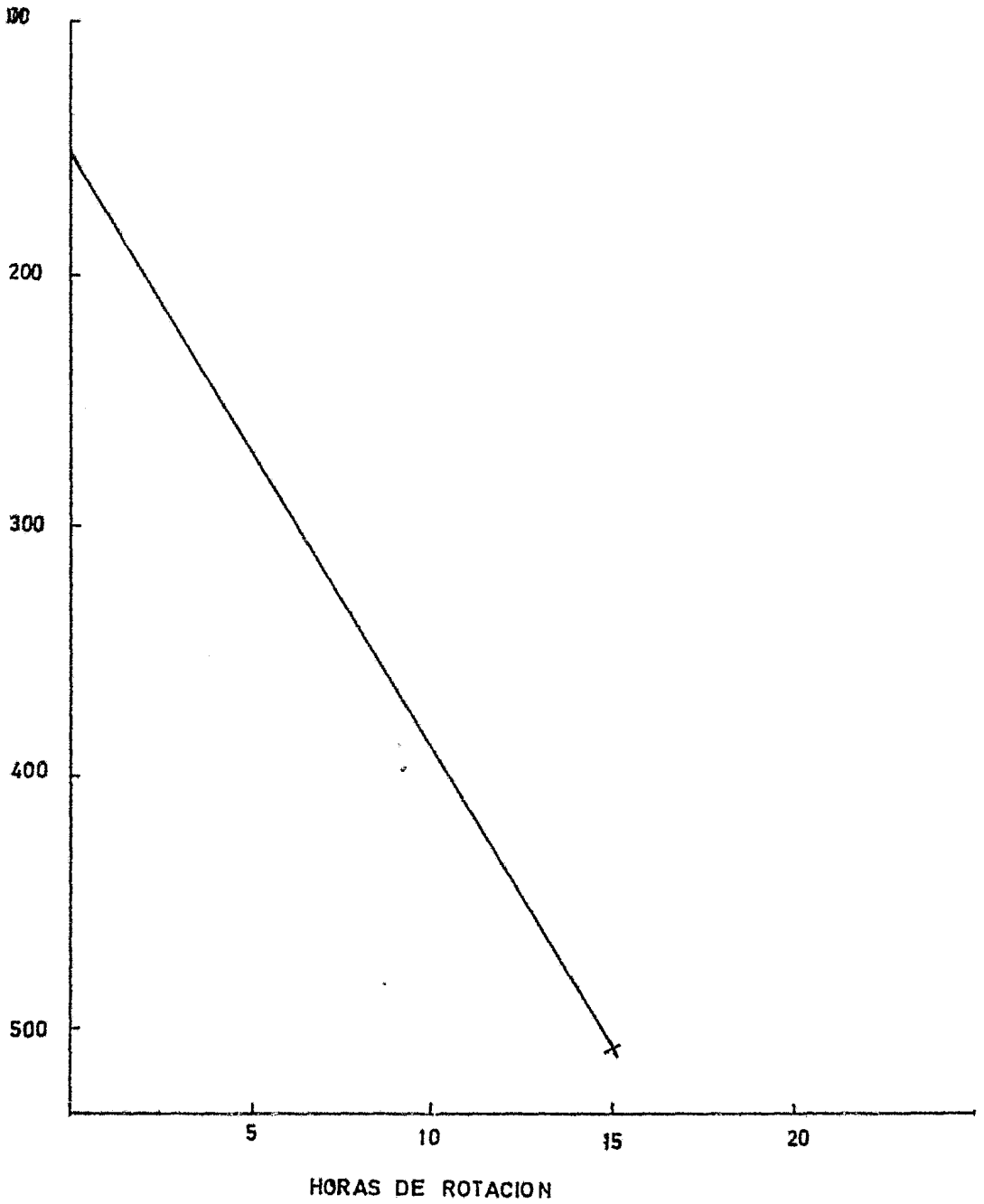
PROF(m)

NUMERO DE BARRENAS VS PROFUNDIDAD



PROF(m)

HORAS DE ROTACION VS PROFUNDIDAD



c) Columna litológica.

de	hasta	Litología
(mbfm)	(mbfm)	
91.6	449.6	Arenas y limos suaves poco consolidados.

Edad geológica: Reciente Pleistoceno.

d) Diámetro de barrena = 660.4 mm (26")

e) Barrenas

Para la perforación de esta etapa se utilizaron 2 barrenas, cuyo comportamiento se muestra en la siguiente tabla y gráfica.

<u>Ø</u> <u>Pulg</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo</u>	<u>Tab</u> <u>1/32"</u>	<u>Mts</u> <u>Cort</u>	<u>Prom</u> <u>min/m</u>	<u>Desg</u>	<u>P</u>
12½	Varel	1-1-1	16,16,16	360	2.5	1-1-0	1.08
26	Comb.	Amp.	S/T	360	4.1	1-1-0	1.12

<u>PSB</u> <u>Tón</u>	<u>RPM</u>	<u>Pb</u> <u>Kg/cm²</u>	<u>Q</u> <u>Gal/min</u>	<u>Observaciones</u>
3-5	100	56	500	
8-10	100	56	650	

f) Hidráulica. Para esta etapa no se harán cálculos de hidráulica de perforación por ser muy superficial.

g) Comportamiento de la perforación.

Se tuvo una perforación normal.

h) Tubería de revestimiento.

Se comentó una T.R. de 508.0 mm (20") a la profundidad de 505 mbmr. La función de esta T.R. es aislar acuíferos superficiales, permitir instalar las conexiones superficiales de control (Preventores) y servir como soporte de los demás cabezales de T.R.'s.

3. Tercera etapa.

a) Intervalo: 510 a 1503 mbmr.

b) Fluido de perforación:

Tipo: CLSE (Cromoligno Sulfonato Emulsionado)

Densidad: 1.29 - 1.35 gr/cm³

c) Columna litológica.

de (mbfm)	hasta (mbfm)	Litología
449.6	1442.6	Lutita suave con 10% de arenisca.

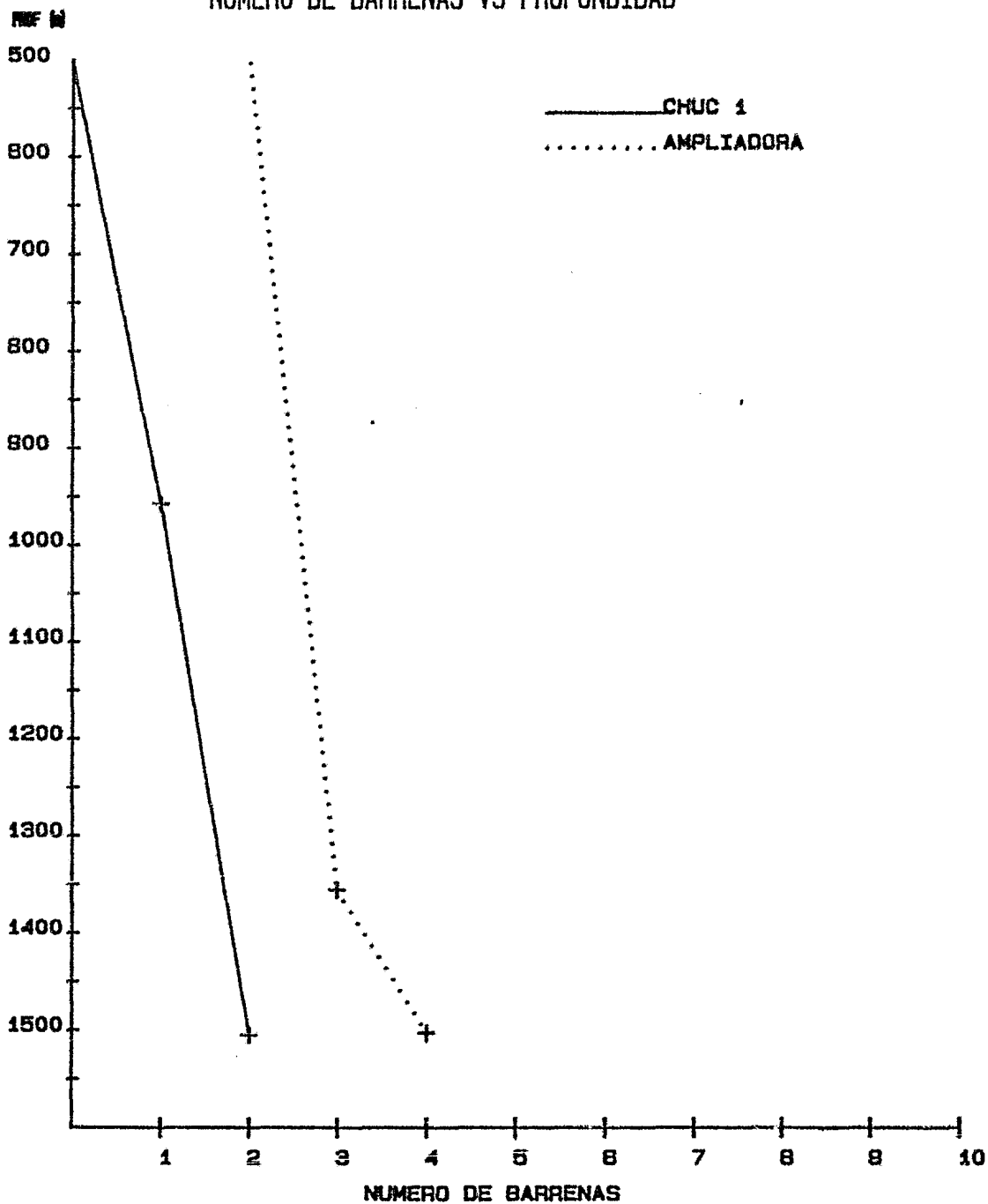
Edad geológica: Mioceno superior contacto a 539.6 mbfm.

d) Diámetro de barrena 469.9 mm (18½")

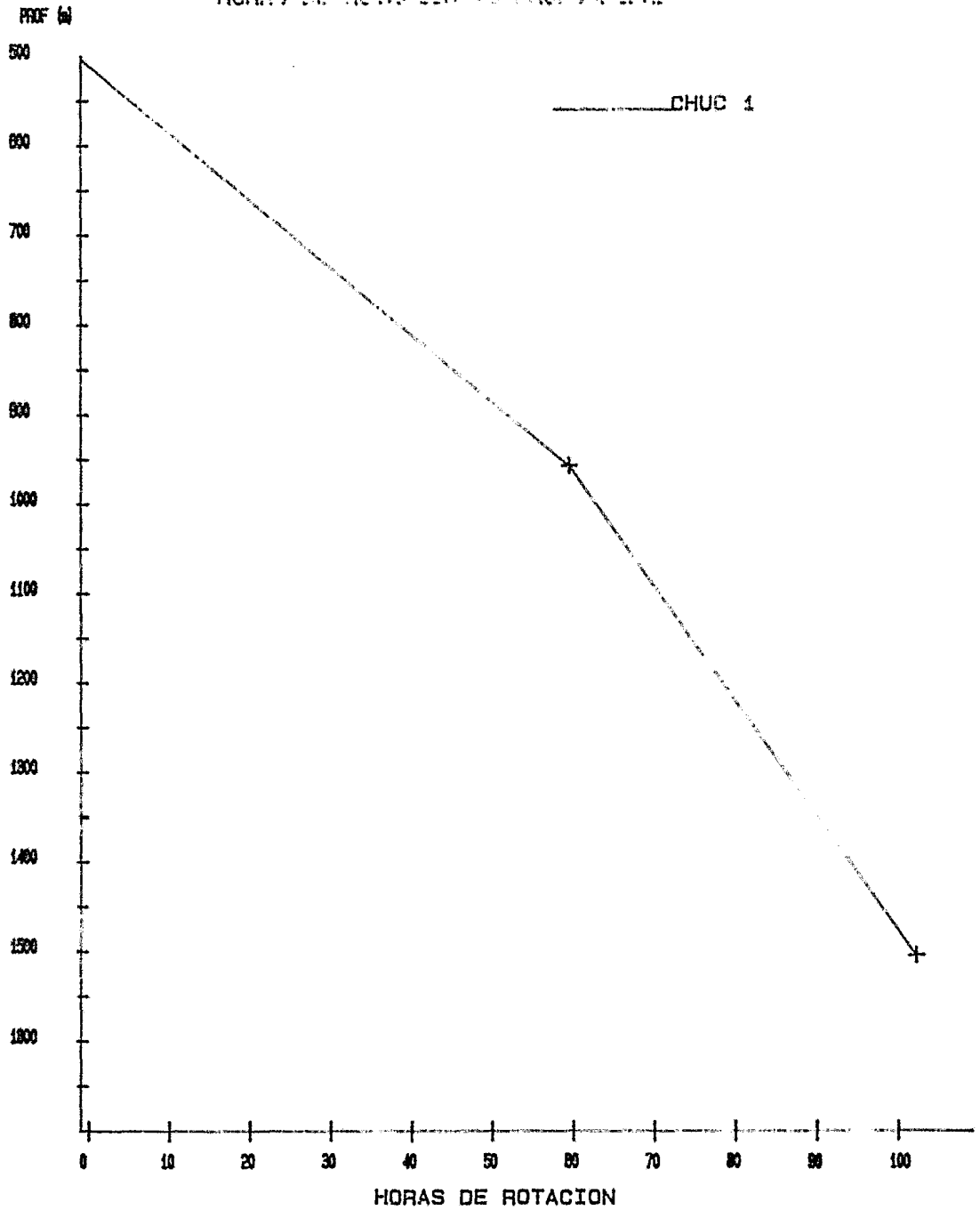
e) Barrenas.

El comportamiento de las barrenas utilizadas en esta etapa se muestra a continuación.

NUMERO DE BARRENAS VS PROFUNDIDAD



HORAS DE ROTACION VS PROFUNDIDAD



<u>Ø</u> <u>Pulg</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo</u>	<u>Top</u> <u>1/32"</u>	<u>Mts</u> <u>Cort</u>	<u>Prom</u> <u>min/m</u>	<u>Desg</u>	<u>P</u> <u>gr/cm³</u>
14 3/4	Hughes	1-1-1	S/T	455	7.9	1-2-0	1.30
14 3/4	Varef	1-1-1	16,16,16	547	4.7	2-2-0	1.35
18½	Comb.	Amp.	S/T	853	4.7	2-5-0	1.35
18½	Comb.	Amp.	S/T	147	8.1	1-1-0	1.35

<u>PSB</u> <u>Tón</u>	<u>RPM</u>	<u>Pb</u> <u>Kg/cm²</u>	<u>Q</u> <u>Gal/min</u>	<u>Observaciones</u>
4-5	140	78	724	Sacó por incremento de torsión.
10	150	161	724	Perforó prof. programada.
1-5	110	84	724	Sacó por falta de avance.
9	90	112	800	Amplió programa.

f) Hidráulica:

El cálculo de las caídas de presión en el sistema circulatorio se efectuaron por los tres modelos reológicos vistos anteriormente:

Binghan

Ley de Potencias

Ley de Potencias con Pc.

Datos:

Ultima T.R. cementada = 20"

Diámetro interior = 19.124"

Profundidad de la zapata = 505 mbmr.

Diámetro de la barrena = 14 3/4"

Tubería de perforación = 5" x 4.276"

Lastrabarrenas = 8" x 3"

Longitud de lastrabarrenas = 91.9 mts.

El comportamiento de las caídas de presión se muestra en la tabla No.1 :

g) Comportamiento de la perforación.

En el intervalo 730 - 905 mbmr se tuvo pérdidas parciales de lodo, con densidad de 1.30 gr/cm^3 controlándose por sí mismas, sin requerir, disminuir la densidad. En el intervalo de 1243 - 1253 mbmr, se presentó una fuerte gasificación, disminuyendo la densidad a 0.98 gr/cm^3 controlándose con el aumento de densidad de $1.30 - 1.35 \text{ gr/cm}^3$. A la profundidad de 1341 mbmr, se tuvo una pegadura de tubería por presión diferencial liberándose con tensión.

h) Tubería de revestimiento.

Se cementó una T.R. de 339.725 mm (13 3/8") a 1500 mbmr. La función de esta T.R. fue principalmente aislar los estratos de baja presión de formación, con los estratos de presión anormalmente alta, y de esta manera permitir incrementar la densidad al lodo.

4. Cuarta etapa.

a) Intervalo: 1503 - 3568 mbmr

T A B L A No. 1

Prof. (mbmr)	ρ (gr/cm ³)	VP (CP)	Pc (Lb/100p ²)	Gel o (Lb/100p ²)	Q (Gal/min)	Tuberas (1/32")	P bomba Stand-pipe (PSI)	total (PSI)	Módelo reológico
847	1.30	16	6	2	700	S/T	1138	879	Bingham
847	1.30	16	6	2	700	S/T	1138	986	Ley de Potencias
847	1.30	16	6	2	700	S/T	1138	1015	Ley de Potencias con Pc
958	1.30	20	11	3	724	16,16,16	2300	2439	Bingham
958	1.30	20	11	3	724	16,16,16	2300	2417	Ley de Potencias
958	1.30	20	11	3	724	16,16,16	2300	2477	Ley de Potencias con Pc
1030	1.30	20	11	3	724	16,16,16	2289	2493	Bingham
1030	1.30	20	11	3	724	16,16,16	2289	2468	Ley de Potencias
1030	1.30	20	11	3	724	16,16,16	2289	2531	Ley de Potencias con Pc
1211	1.30	22	7	3	724	16,16,16	2289	2523	Bingham
1211	1.30	22	7	3	724	16,16,16	2289	2671	Ley de Potencias
1211	1.30	22	7	3	724	16,16,16	2289	2756	Ley de Potencias con Pc
1505	1.35	14	9	2	724	16,16,16	2389	2880	Bingham
1505	1.35	14	9	2	724	16,16,16	2389	2767	Ley de Potencias
1505	1.35	14	9	2	724	16,16,16	2389	2834	Ley de Potencias con Pc

b) Fluido de perforación:

Tipo: Emulsión inversa.

Densidad: 1.80 - 1.96 gr/cm³

c) Columna litológica.

de (mbfm)	hasta (mbfm)	Litología
1442.6	2608.6	Lutita suave a semidura calcárea
2608.6	2619.6	Lutita, yeso y sal, entrada al domo sólido.
2619.6	3287.6	100% sal.
3287.6	3507.6	Lutita compacta dura y calcárea.

Edad geológica:

Mioceno medio,	contacto a 2029.6 mbfm.
Oligoceno inferior,	contacto a 2442.6 mbfm
Ecoceno medio,	contacto a 3314.6 mbfm.
Ecoceno inferior,	contacto a 3412.6 mbfm.

d) Diámetro de barrena: 311.15 mm (12¼")

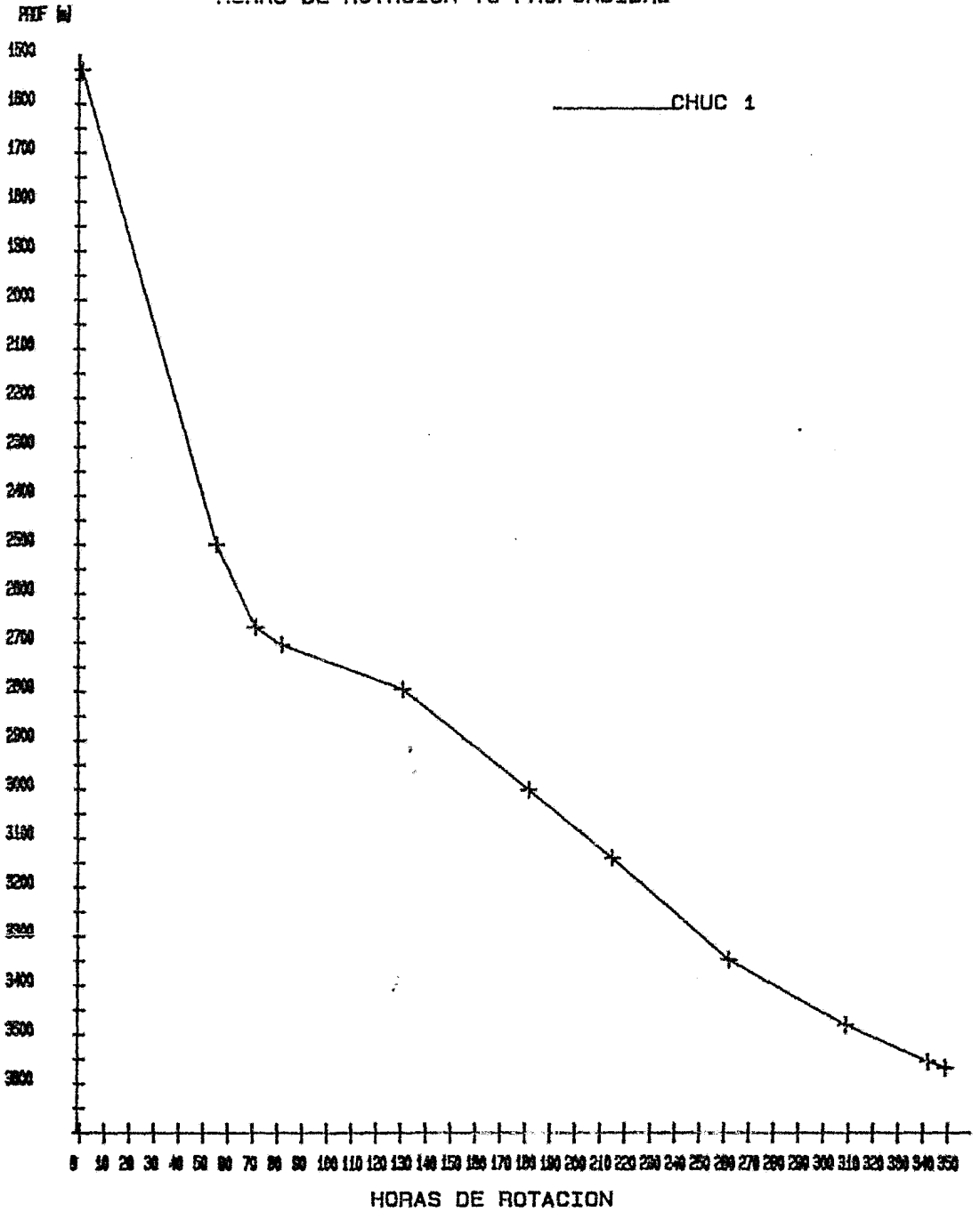
e) Barrenas.

Se utilizaron 11 barrenas y el comportamiento de las mismas se muestran a continuación.

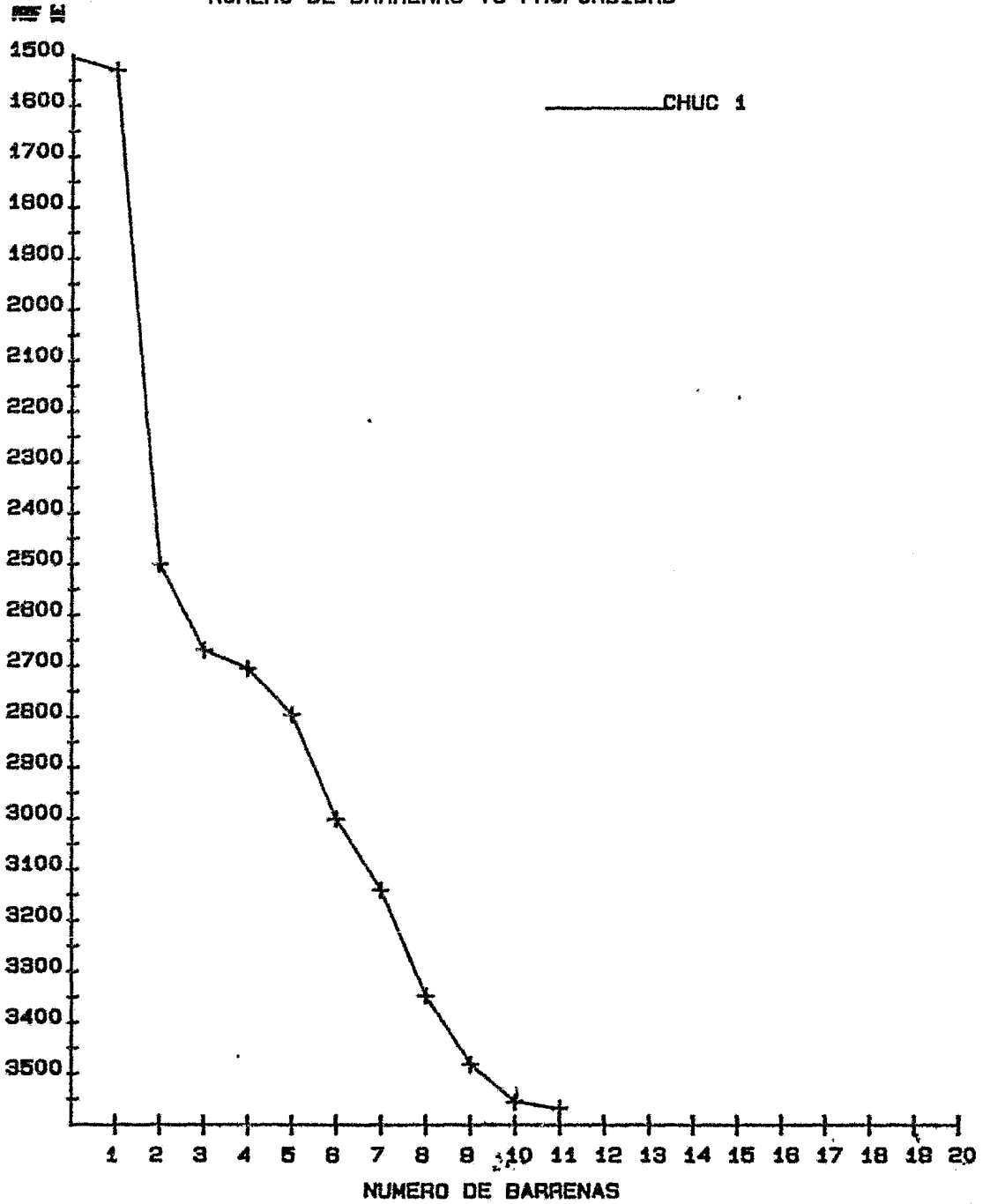
<u>Ø</u> <u>Pulg</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo</u>	<u>Tab</u> <u>1/32"</u>	<u>Nos</u> <u>Cort</u>	<u>Prom</u> <u>min/m</u>	<u>Desg</u>	<u>P</u> <u>gr/cm³</u>
12½	Varel	2-1-1	16,16,15	27	4	1-1-0	1.00
12½	Hughes	1-1-1	16,16,16	970	3.4	4-4-0	1.00
12½	Smith	1-2-1	16,16,32	169	5.5	4-3-0	1.85
12½	Hughes	1-3-1	16,16,32	36	16	2-2-0	1.05
12½	Varel	2-2-1	S/T	91	32	1-3-0	1.85
12½	Smith	1-3-1	S/T	206	14.8	2-4-0	1.85
12½	Hughes	1-3-1	S/T	139	14.0	2-2-0	1.85
12½	Smith	1-3-1	S/T	207	13.6	3-4-0	1.84
12½	Smith	1-2-1	S/T	133	21.3	4-4-0	1.84
12½	Smith	1-2-1	S/T	74	26.8	3-4-1/8	1.84
12½	Hughes	1-3-1	S/T	13	32	1-1-0	1.85

<u>PSB</u> <u>Tón</u>	<u>RPM</u>	<u>Pb</u> <u>2</u> <u>Kg/cm²</u>	<u>Q</u> <u>Gal/min</u>	<u>Observaciones</u>
10	140	126	504	Sacó para estabilizar sarta.
10	140	154	504	Sacó para registros parciales.
12	110	175	504	Tocó domo salino.
12	110	161	504	Sacó para registros parciales.
12	90	161	504	Sacó por falta de avance.
14	100	133	504	Sacó por falta de avance.
13	120	189	504	Sacó para registros parciales.
13	110	189	504	Sacó por falla en equipo.
13	110	189	504	Sacó por falla de avance y torsión.
13	120	189	504	Sacó por falla de avance.
13	120	189	504	Perforó prof. programada.

HORAS DE ROTACION VS PROFUNDIDAD



NUMERO DE BARRENAS VS PROFUNDIDAD



f) Hidráulica:

Datos:

Última T.R. cementada: 13 3/8"

Diámetro interior: 12.415"

Profundidad de la zapata: 1500 mbmr.

Tubería de perforación: 5" x 4.276"

Lastrabarrenas = 8" x 3"

Longitud de lastrabarrenas = 113 mts

El comportamiento de las caídas de presión se muestra en la siguiente tabla: 2

g) Comportamiento de la perforación.

En esta etapa se perforó una intrusión salina, de 2620 a 3348 mbmr, con densidad de 1.85 gr/cm^3 . A la salida de la sal se presentaron fuertes torsiones, acompañadas de ligeras pérdidas, por lo que se bajó la densidad a 1.81 gr/cm^3 , controlando dichas pérdidas y perforando normal a 3568 mbmr. Al efectuarse viaje de reconocimiento para registros se encontraron resistencias en los intervalos 2635 - 2717 mbmr y de 3315 - 3502 mbmr con intento de pegadura a 3467 mbmr. Por lo que se tuvo que subir la densidad de $1.85 - 1.96 \text{ gr/cm}^3$ que fue la densidad con que se controlaron estas resistencias. Al acondicionar el lodo para meter T.R., después de hacer el viaje de reconocimiento normal, se presentaron ligeras pérdidas parciales de lodo, manteniéndose el espejo al dejar de circular.

h) Tubería de reestimamiento.

TABLA 2

Prof. (mbmr)	ρ (gr/cm ³)	VP (CP)	Pc (Lb/100p ²)	Gel δ_2 (Lb/100p ²)	Q (Gal/min)	Tuberas (1/32")	P bomba Stand-pipe (PSI)	total PSI	Modelo reológico
1870	1.80	47	29	15	569	16,16,32	1800	1749	Bingham
1870	1.80	47	29	15	569	16,16,32	1800	1482	Ley de Potencias
1870	1.80	47	29	15	569	16,16,32	1800	1650	Ley de Potencias con Pc
2150	1.80	45	35	22	569	16,16,32	1792	2041	Bingham
2150	1.80	45	35	22	569	16,16,32	1792	1604	Ley de Potencias
2150	1.80	45	35	22	569	16,16,32	1792	1872	Ley de Potencias con Pc
2361	1.80	40	27	25	569	16,16,32	1806	2039	Bingham
2361	1.80	40	28	25	569	16,16,32	1806	1656	Ley de Potencias
2361	1.80	40	28	25	569	16,16,32	1806	2073	Ley de Potencias con Pc
2500	1.85	50	26	26	569	16,16,32	1891	2130	Bingham
2500	1.85	50	26	26	569	16,16,32	1891	1868	Ley de Potencias
2500	1.85	50	26	26	569	16,16,32	1891	2311	Ley de Potencias con Pc
2800	1.85	48	26	20	569	32,32,32	1991	2065	Bingham
2800	1.85	46	26	20	569	32,32,32	1991	1750	Ley de Potencias
2800	1.85	48	26	20	569	32,32,32	1991	2109	Ley de Potencias con Pc

(c o n t i n u a c i ó n)

<u>Prof.</u> <u>(mbmr)</u>	<u>ρ</u> <u>(gr/cm³)</u>	<u>VP</u> <u>(CP)</u>	<u>Pc</u> <u>(Lb/100p²)</u>	<u>Gel δ_2</u> <u>(Lb/100p²)</u>	<u>Q</u> <u>(Gal/min)</u>	<u>Tuberías</u> <u>(1/32")</u>	<u>P bomba</u> <u>Stand-pipe</u> <u>(PSI)</u>	<u>total</u> <u>PSI</u>	<u>Modelo reológico</u>
3000	1.85	66	34	14	569	32,32,32	2289	2414	Bingham
3000	1.85	66	34	14	569	32,32,32	2289	2043	Ley de Potencias
3000	1.85	66	34	14	569	32,32,32	2289	2231	Ley de Potencias con Pc
3111	1.85	64	20	6	517	32,32,32	2190	1878	Bingham
3111	1.85	64	20	6	517	32,32,32	2190	1819	Ley de Potencias
3111	1.85	64	20	6	517	32,32,32	2190	1915	Ley de Potencias con Pc
3214	1.85	80	24	8	569	32,32,32	2588	2335	Bingham
3214	1.85	80	24	8	569	32,32,32	2588	2335	Ley de Potencias
3214	1.85	80	24	8	569	32,32,32	2588	2335	Ley de Potencias con Pc
3446	1.84	78	24	10	569	32,32,32	2688	2474	Bingham
3446	1.84	78	24	10	569	32,32,32	2688	2453	Ley de Potencias
3446	1.84	78	24	10	569	32,32,32	2688	2620	Ley de Potencias con Pc
3568	1.84	68	22	8	569	32,32,32	2688	2468	Bingham
3568	1.84	68	22	8	569	32,32,32	2688	2423	Ley de Potencias
3568	1.84	68	22	8	569	32,32,32	2688	2577	Ley de Potencias con Pc

24

Se cementó la T.R., de 244.475 mm (9 5/8") a la profundidad de 3561 mbmr. La cementación se efectuó en dos etapas, durante la primera se observó circulación parcial, reportándose ligeras pérdidas, en la segunda etapa se efectuó normalmente a través del cople "DY" a 1393 mbmr. La función de esta T.R., fue aislar las formaciones de alta presión con las de baja presión, aislar el domo salino y permitió además disminuir la densidad del lodo para poder seguir perforando.

5. Quinta etapa.

a) Intervalo: 3568 - 3935 mbmr.

b) Fluido de perforación:

Tipo: Se perforó inicialmente con lodo de emulsión inversa hasta la profundidad de 3789. Posteriormente se hizo el cambio a lodo CLSE (Cromoligno Sulfonato Emulsionado).

Densidad:

Para el lodo de emulsión inversa de 1.18 - 1.94 gr/cm³

Para el lodo CLSE de 1.16 - 1.18 gr/cm³.

c) Columna litológica:

de	hasta	Litología
(mbfm)	(mbfm)	
3507.6	3543.6	Lutita verde obscuro laminar y calcárea semidura, con huellas de bentonita.

3543.6	3599.6	Mudstone cretoso blanco, con 30% de lutita calcárea, con trazas de bentonita semidura.
3599.6	3637.6	Mudstone cretoso semidura, 30% - 40% de dolomía compacta, con impregnación de aceite.
3637.6	3648.6	Dolomía café crema impacta, con trazas de arenisca.
3648.6	3830.6	60% dolomía, 40% de lutita semidura.
3830.6	3909.6	100% dolomía café crema compacta.
3909.6	3913.6	Yeso.
3913.6	3924.6	Sal disuelta en el lodo.

Edad geológica:

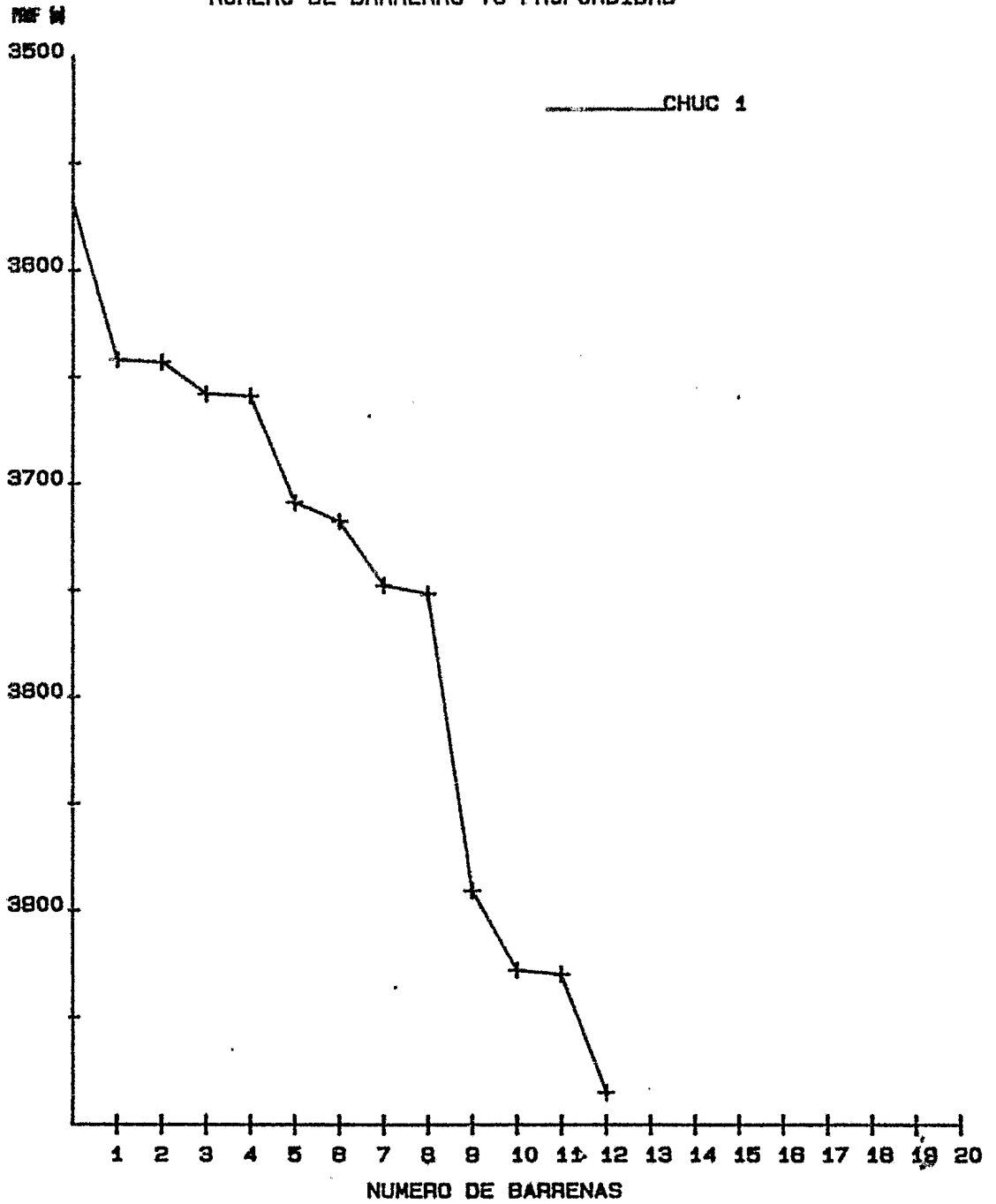
Paleoceno superior,	contacto a 3559.6 mbfm.
Cretácico superior,	contacto a 3624.6 mbfm.
Cretácico medio,	contacto a 3627.6 mbfm

d) Diámetro de barrena: 209.55 mm (8½")

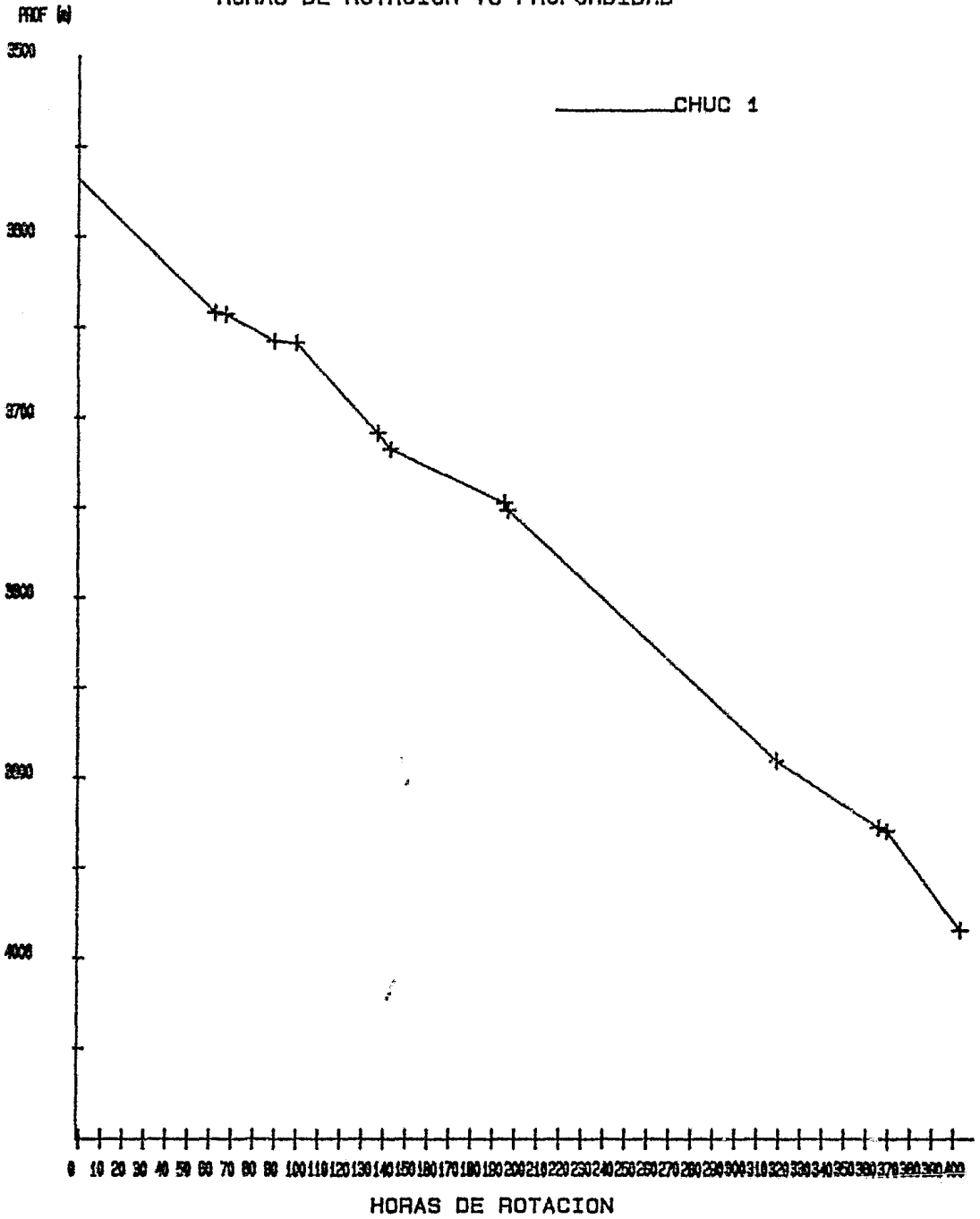
e) Barrenas:

A continuación se presenta el comportamiento de las barrenas utilizadas en esta etapa, tabla y gráfica.

NUMERO DE BARRENAS VS PROFUNDIDAD



HORAS DE ROTACION VS PROFUNDIDAD



\emptyset Pulg	Marca	Tipo	Tab 1/32"	Mts Cort	Prom min/m	Desg	ρ gr/cm ³
8½	Strata		5	74	51	70%	1.65
8½	Servco	Mol.	Plano	1	300	100%	1.65
*8½	Strata		5	15	89.8	15%	1.63
8½	Servco	Mol.	Plano	1	600	100%	1.63
8½	Strata		5	49	45	80%	1.25
**8½	Christ	3 P/K	12 vfas	9	39	10%	1.25
*8½	Strata		5	30	104	80%	1.24
**8½	Christ	3 P/K	12 vfas	4	25	10%	1.22
8½	Christ	3 P/K	15 vfas	139	53	60%	1.16
8½	Strata		5	37	74.6	60%	1.17
8½	Servco	Mol.	Plano	2	112	95%	1.16
8½	Christ	3 P/K	15 vfas	65	36		1.16

PSB Tón	RPM	Pb ₂ Kg/cm ²	Q Gal/min	Observaciones
17	90	105		Sacó por falta de avance.
4	60	70		Efectuó limpieza de agujero.
13	60	70		Sacó por torsión.
4	50	42		Efectuó limpieza.
13	60	70		Sacó para cortar núcleo No. 1.
6	60	56		Cortó núcleo 1, 8% recup.
14	60	70		Sacó por falta de avance.
7	60	70		Cortó núcleo 2, 95% recup.
12	60	77		Sacó para registros parciales.
12	70	63		Sacó por falta de avance.
4	50	35		Efectuó limpieza de agujero.
9	90	70		Quedó como pescado.

* Misma barrena.

** Barril muestrero

f) Comportamiento de la perforación.

A la profundidad de 3588 mbmr, se atravesó una formación llamada "Ladronas" por perderse inicialmente el lodo con densidad de 1.94 gr/cm^3 regresando el volumen perdido al suspender la circulación, se bajó la densidad a 1.93 gr/cm^3 y continuó perforando, a partir de 3622 mbmr hasta 3631 se observó pérdidas parciales de lodo, se bajó la densidad a 1.63 gr/cm^3 al parar la circulación se observó un abatimiento del nivel del lodo, continuó perforando a 3658, con mismas pérdidas y teniéndose un intento de pegadura, liberando la sarta con tensión. (Pegadura por presión diferencial).

Aquí, se optó por tomar registros parciales, para calcular la densidad adecuada, se bajó la densidad por etapas a 1.22 gr/cm^3 y continuó perforando a 3789 gr/cm^3 , bajando la densidad a 1.18 gr/cm^3 y observando pérdida parcial de lodo. A esta profundidad, se hizo el cambio de lodo de emulsión inversa por lodo CLSE de 1.18 gr/cm^3 de densidad.

Al meter la barrena se encontró resistencia de 3628 - 3789 mbmr., repasando todo el intervalo con pérdida parcial, se bajó la densidad a 1.16 gr/cm^3 normalizándose la circulación. A 3876 mbmr se observó ligera gasificación, se aumentó la densidad a 1.17 gr/cm^3 , controlando ésta. A la profundidad de 3970 mbmr, se observó un quiebre en la velocidad de penetración, encontrando un domo salino, perforó a 3985 en sal quedando atrapada la tubería.

Se efectuó un String - Shot dejando 32 mts de herramienta en el fondo. Posteriormente se cementó la T.R. de 7 e hizo la terminación del pozo, Resultado Productor, el intervalo disparado fue de 3925 - 3860 mbmr.

g) Tubería de revestimiento:

Se cementó la T.R. corta de 177.7 mm (7") a 3940 mbmr, quedando la boca del Liner a 3398. 07 mbmr. Esta tubería tiene la función de aislar las formaciones productoras con las inmediatas superiores, para efectuar una selección del intervalo que se pondrá en producción por medio de los disparos y explotar adecuadamente el yacimiento.

6. Resumen de distribución de días.

Se utilizaron 173 días para la perforación del pozo Chuc-1, contando a partir del día en que se perforó el primer metro, hasta que se cementó la última T.R. corta de 7".

La fecha de iniciación de la perforación fue el día 29 de enero de 1982.

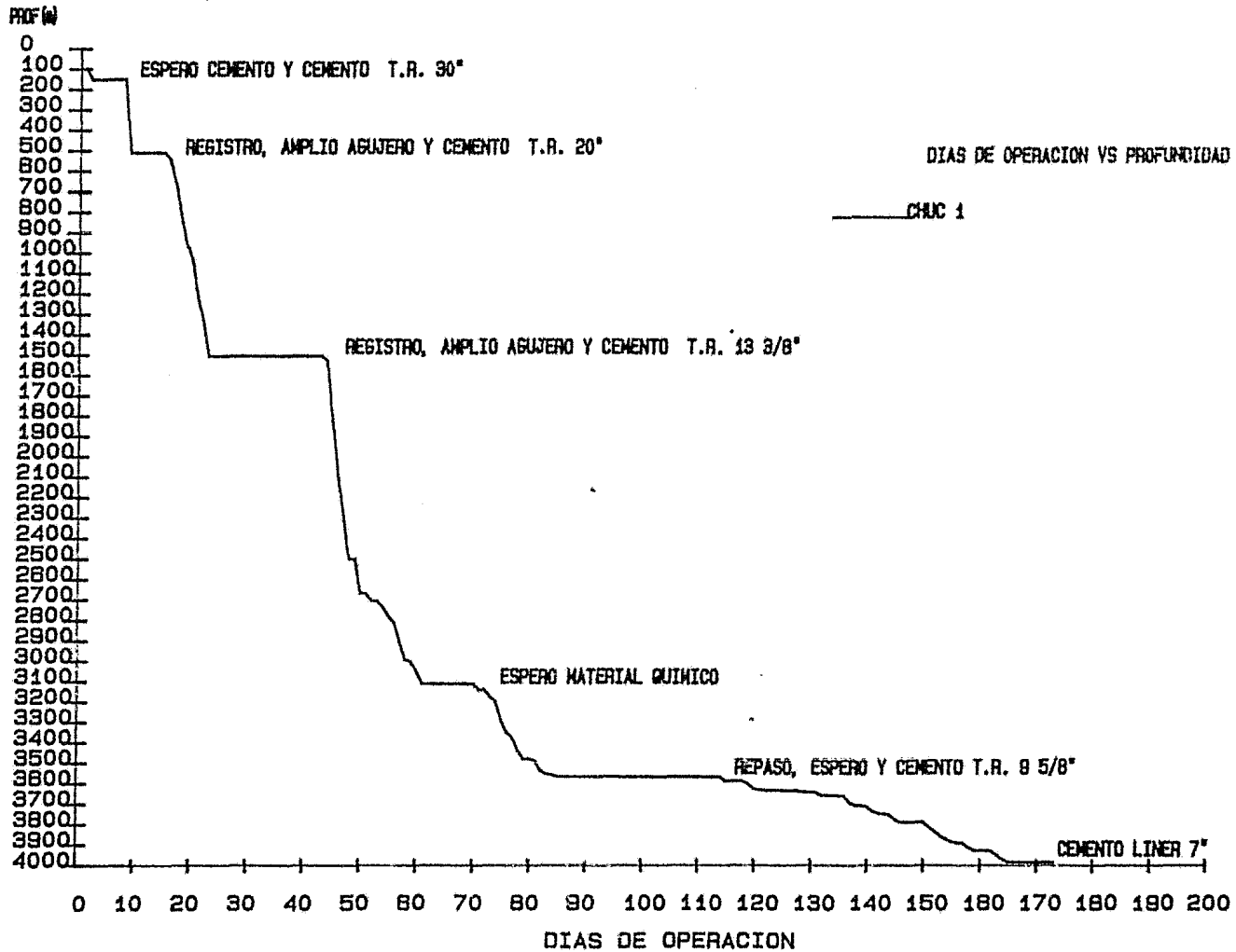
La fecha en que se terminó de cementar la T.R. corta de 7" fue el día 19 de julio de 1982.

Para la terminación del pozo se utilizaron 48 días, cambiando dos veces de aparejo de producción. La fecha de terminación del pozo fue el día 4 de septiembre de 1982.

Los días que ocupó la plataforma para situarse en la localización y salir de ella, fueron 6 días en total.

Total de días en la localización = 227 días.

A continuación se presenta la gráfica de distribución de días de operación vs profundidad.



V. ANALISIS DE LA PERFORACION DEL POZO CHUC-1

Casi todas las operaciones de perforación se encuentran asociadas a una buena programación de hidráulica, barrenas, condiciones de operación, fluido de perforación, etc., para su buen funcionamiento. Pero lo más importante es tener conocimiento de la presión de formación y la presión de fractura, para con esto programar las densidades requeridas de lodo y las profundidades de asentamiento TR's.

Como se vio anteriormente en el capítulo de presiones anormales, para conocer las presiones de formación y de fractura se tiene que contar con cierta información que la proporcionan los registros eléctricos, como son los de densidades de roca, los de inducción y tiempo de tránsito.

Los datos del registro de densidades sirven para calcular los gradientes de sobrecarga. Cuando se grafican los datos de densidad de roca contra profundidad en escala normal se puede apreciar las zonas de presión anormal, si es posible trazar la tendencia normal.

A continuación se enlistan los datos obtenidos de las lecturas de dichos registros así como los valores de sobrecarga y presiones de formación de fractura obtenidos aplicando las fórmulas vistas anteriormente, se presentan también las gráficas de estos valores contra profundidad.

<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>DENSIDAD</u> <u>(gr/cm³)</u>	<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>DENSIDAD</u> <u>(gr/cm³)</u>	<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>DENSIDAD</u> <u>(gr/cm³)</u>
550	2.17	1325	2.24	2075	2.23
575	2.17	1350	2.16	2100	2.24
600	2.15	1375	2.25	2125	2.24
625	2.22	1400	2.19	2150	2.25
650	2.21	1425	2.17	2175	2.28
675	2.24	1450	2.27	2200	2.27
700	2.26	1475	2.3	2225	2.30
725	2.24	1500	2.26	2250	2.27
750	2.17	1525	2.29	2275	2.27
775	2.16	1550	2.29	2300	2.3
800	2.19	1575	2.26	2325	2.26
825	2.19	1600	2.27	2350	2.25
850	2.22	1625	2.26	2375	2.26
875	2.26	1650	2.28	2400	2.24
900	2.24	1675	2.3	2425	2.27
925	2.21	1700	2.26	2450	2.29
950	2.2	1725	2.26	2475	2.30
975	2.27	1750	2.27	2500	2.3
1000	2.17	1775	2.26	2525	2.31
1025	2.18	1800	2.26	2550	2.33
1050	2.2	1825	2.27	2575	2.15
1075	2.21	1850	2.33	2600	2.28
1100	2.21	1875	2.31	2625	2.27
1125	2.3	1900	2.3	2650	2.26
1150	2.18	1925	2.31	2675	2.3
1175	2.24	1950	2.3		
1200	2.21	1975	2.29		
1225	2.17	2000	2.29		
1250	2.32	2025	2.26		
1275	2.20	2050	2.24		
1300	2.30				

<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>DENSIDAD</u> <u>(gr/cm³)</u>	<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>RESIST.</u> <u>(gr/cm³)</u>	<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>RESIST.</u> <u>(gr/cm³)</u>
2700	1.85	150	1	900	1.6
2725	2.15	175	1	925	1.4
2750	2.05	200	1	950	1.3
9		225	1	975	1.4
3400	2.05	250	1	1000	1.3
3425	2.2	275	1	1025	1.4
3450	2.25	300	1	1050	1.4
3475	2.3	325	1	1075	1.4
3500	2.33	350	1	1100	1.5
3525	2.35	375	1.2	1125	1.6
3550	2.33	400	1.1	1150	1.1
3575	2.37	425	1.3	1175	1.6
3600	2.5	450	1.3	1200	1.1
3625	2.5	475	1.3	1225	1.1
3650	2.5	500	1.4	1250	1.5
3675	2.5	525	1.5	1275	1.6
3700	2.7	550	1.5	1300	1.1
3725	2.75	575	1.5	1325	1.0
3750	2.8	600	1.4	1350	1.1
3775	2.75	625	1.8	1375	0.8
3800	2.78	650	1.8	1400	1
3825	2.85	675	1.8	1425	1.1
3850	2.8	700	2.0	1450	1.05
3875	2.8	725	1.8	1475	1.0
3900	2.8	750	1.3	1500	1.0
3925	2.8	775	1.3	1525	1
		800	1.3	1550	1
		825	1.5	1575	1
		850	1.5	1600	1
		875	1.5	1625	1

<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>RESIST.</u> <u>(-m)</u>	<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>RESIST.</u> <u>(-m)</u>
1650	0.95	2400	0.45
1675	1	2425	0.5
1700	0.85	2450	0.5
1725	0.9	2475	0.5
1750	0.9	2500	0.5
1775	0.8	2525	0.55
1800	0.8	2550	0.55
1825	0.9	2575	0.4
1850	0.9	2600	0.4
1875	0.9	2625	0.5
1900	0.9	2650	0.5
1925	0.9	ENTRADA SAL 2670 MTS	
1950	0.8	SALIDA SAL 3375 MTS	
1975	0.8	3400	1
2000	0.7	3425	1.3
2025	0.7	3450	1
2050	0.8	3475	0.7
2075	0.7	3500	0.7
2100	0.7	3525	0.65
2125	0.6	3550	0.9
2150	0.7	3575	1.4
2175	0.7	3600	1.2
2200	0.7	3625	2.4
2225	0.7	3650	10
2250	0.6	3700	
2275	0.55		
2300	0.5		
2325	0.5		
2350	0.45		
2375	0.45		

<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>Δt</u>	<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>Δt</u>	<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>Δt</u>	<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>Δt</u>
100	172	1000	122	1900	126	2800	68
125	192	1025	123	1925	128	S	68
150	204	1050	116	1950	131	A	68
175	172	1075	128	1975	132	L	68
200	166	1100	120	2000	132	3300	100
225	160	1125	125	2025	131	3325	95
250	164	1150	130	2050	131	3350	90
275	164	1175	112	2075	125	3315	91
300	166	1200	114	2100	122	3400	104
325	152	1225	129	2125	126	3425	102
350	154	1250	138	2150	122	3450	102
375	154	1275	123	2175	128	3475	98
400	144	1300	134	2200	127	3500	98
425	140	1325	150	2225	129	3525	91
450	140	1350	130	2250	132	3550	65
475	126	1375	123	2275	135	3575	69
500	129	1400	119	2300	133	3600	51
525	138	1425	120	2325	133	3625	51
550	128	1450	120	2350	130	3660	52
575	124	1475	129	2375	126	3675	53
600	124	1500	129	2400	125	3700	53
625	115	1525	130	2425	128	3725	54
650	117	1550	125	2450	125	3750	50
675	130	1575	126	2475	114	3775	51
700	131	1600	128	2500	127	3800	53
725	129	1625	127	2525	115	3825	50
750	128	1650	127	2550	123		
775	121	1675	128	2575	119		
800	119	1700	131	2600	85		
825	118	1725	130	2625	78		
850	118	1750	129	2650	68		
875	121	1775	126	2675	68		
900	118	1800	120	2700	68		
925	126	1825	123	2725	68		
950	128	1850	124	2750	68		
975	124	1875	128	2775	68		

$$\frac{S}{D} = \frac{1}{D} [14.3715 + 0.4335 \left(\frac{\sum_{i=1}^n \rho_i}{n} \right)^{D'}]$$

	PROF. (mbfm)	SOBRECARGA		PROF. (mbfm)	SOBRECARGA
0.	32.5	0.4422	27.	697.0	0.8684
1.	57.5	0.6080	28.	722.0	0.8709
2.	82.5	0.6746	29.	747.0	0.8731
3.	107.5	0.7113	30.	772.0	0.8755
4.	132.5	0.7349	31.	797.0	0.8778
5.	157.5	0.7518	32.	822.0	0.8803
6.	182.5	0.7646	33.	847.0	0.8832
7.	207.5	0.7748	34.	872.0	0.8857
8.	232.5	0.7833	35.	897.0	0.8877
9.	257.5	0.7906	36.	922.0	0.8895
10.	282.5	0.7974	37.	947.0	0.8920
11.	307.5	0.8034	38.	972.0	0.8932
12.	332.5	0.8088	39.	997.0	0.8945
13.	357.5	0.8135	40.	1022.0	0.8959
14.	382.5	0.8178	41.	1047.0	0.8974
15.	407.5	0.8219	42.	1072.0	0.8988
16.	432.5	0.8258	43.	1097.0	0.9010
17.	457.5	0.8294	44.	1122.0	0.9020
18.	482.5	0.8329	45.	1147.0	0.9035
19.	507.5	0.8363	46.	1172.0	0.9046
20.	522.0	0.8407	47.	1197.0	0.9054
21.	547.0	0.8457	48.	1222.0	0.9074
22.	572.0	0.8472	49.	1247.0	0.9084
23.	597.0	0.8517	50.	1272.0	0.9101
24.	622.0	0.8559	51.	1297.0	0.9112
25.	647.0	0.8603	52.	1322.0	0.9117
26.	672.0	0.8647	53.	1347.0	0.9129

	<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>SOBRECARGA</u>		<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>SOBRECARGA</u>
54.	1372.0	0.9136	85.	2147.0	0.9391
55.	1397.0	0.9140	86.	2172.0	0.9396
56.	1422.0	0.9153	87.	2197.0	0.9401
57.	1447.0	0.9167	88.	2222.0	0.9407
58.	1472.0	0.9177	89.	2247.0	0.9412
59.	1497.0	0.9170	90.	2272.0	0.9416
60.	1522.0	0.9202	91.	2297.0	0.9422
61.	1547.0	0.9211	92.	2322.0	0.9428
62.	1572.0	0.9221	93.	2347.0	0.9432
63.	1597.0	0.9230	94.	2372.0	0.9436
64.	1622.0	0.9240	95.	2397.0	0.9439
65.	1647.0	0.9251	96.	2422.0	0.9443
66.	1672.0	0.9259	97.	2447.0	0.9446
67.	1697.0	0.9267	98.	2472.0	0.9451
68.	1722.0	0.9275	99.	2497.0	0.9457
69.	1747.0	0.9275	100.	2522.0	0.9460
70.	1772.0	0.9290	101.	2547.0	0.9461
71.	1797.0	0.9298	102.	2572.0	0.9466
72.	1822.0	0.9309	103.	2597.0	0.9469
73.	1847.0	0.9320	104.	2622.0	0.9472
74.	1872.0	0.9327	105.	2647.0	0.9477
75.	1897.0	0.9336	106.	2672.0	0.9463
76.	1922.0	0.9344	107.	2697.0	0.9462
77.	1947.0	0.9351	108.	2722.0	0.9457
78.	1972.0	0.9360	109.	2747.0	0.9452
79.	1997.0	0.9366	110.	2772.0	0.9447
80.	2022.0	0.9371	111.	2797.0	0.9442
81.	2047.0	0.9375	112.	2822.0	0.9437
82.	2072.0	0.9379	113.	2847.0	0.9432
83.	2097.0	0.9383	114.	2872.0	0.9427
84.	2122.0	0.9387	115.	2897.0	0.9422

	<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>SOBRECARGA</u>		<u>PROF.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>SOBRECARGA</u>
116.	2922.0	0.9418	147.	3697.0	0.9524
117.	2947.0	0.9413	148.	3722.0	0.9541
118.	2972.0	0.9409	149.	3747.0	0.9557
119.	2997.0	0.9405	150.	3772.0	0.9573
120.	3022.0	0.9400	151.	3797.0	0.9591
121.	3047.0	0.9396	152.	3822.0	0.9608
122.	3072.0	0.9392	153.	3847.0	0.9624
123.	3097.0	0.9388	154.	3872.0	0.9640
124.	3122.0	0.9384	155.	3897.0	0.9656
125.	3147.0	0.9380			
126.	3172.0	0.9376			
127.	3197.0	0.9372			
128.	3222.0	0.9369			
129.	3247.0	0.9365			
130.	3272.0	0.9361			
131.	3297.0	0.9358			
132.	3322.0	0.9354			
133.	3347.0	0.9351			
134.	3372.0	0.9347			
135.	3397.0	0.9349			
136.	3422.0	0.9350			
137.	3447.0	0.9361			
138.	3472.0	0.9361			
139.	3497.0	0.9367			
140.	3522.0	0.9372			
141.	3547.0	0.9379			
142.	3572.0	0.9389			
143.	3579.0	0.9399			
144.	3622.0	0.9483			
145.	3647.0	0.9493			
146.	3673.0	0.9508			

Cálculos de presión de poro y presión de fractura usando los datos del registro sísmico.

$$P_f = \frac{S}{D} - \left(\frac{S}{D} - 0.465 \right) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^3$$

$$P_{\text{fract}} = P_f + \left(\frac{S}{D} - P_f \right) \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right)$$

$$\nu = 0.126 \text{ (Prof.)} \quad 0.158$$

<u>Prof.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>Presión de</u> <u>poro₃</u> <u>(gr/cm³)</u>	<u>Presión de</u> <u>fractura</u> <u>(gr/cm³)</u>	<u>Prof.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>Presión de</u> <u>poro₃</u> <u>(gr/cm³)</u>	<u>Presión de</u> <u>fractura</u> <u>(gr/cm³)</u>
32.5	1.07	1.25	1250	1.07	1.72
107.0	1.07	1.28	1300	1.07	1.73
157.5	1.07	1.33	1350	1.07	1.74
207.5	1.07	1.37	1400	1.07	1.75
257.5	1.07	1.40	1500	1.07	1.76
307.5	1.07	1.42	1600	1.07	1.78
357.5	1.07	1.44	1700	1.07	1.80
407.5	1.07	1.47	1800	1.07	1.82
457.5	1.07	1.48	1900	1.07	1.84
507.5	1.07	1.51	1925	1.19	1.88
550	1.07	1.53	1950	1.26	1.90
600	1.07	1.55	1975	1.30	1.91
650	1.07	1.56	2000	1.30	1.92
700	1.07	1.58	2025	1.30	1.92
750	1.07	1.60	2050	1.30	1.92
800	1.07	1.61	2075	1.17	1.89
850	1.07	1.63	2100	1.10	1.8
900	1.07	1.64	2125	1.19	1.90
950	1.07	1.66	2150	1.10	1.90
1000	1.07	1.67	2175	1.29	1.94
1050	1.07	1.68	2200	1.29	1.94
1100	1.07	1.69	2225	1.27	1.94
1150	1.07	1.70	2250	1.40	1.97
1200	1.07	1.71	2275	1.44	1.98

(c o n t i n u a c i ó n)

<u>Prof.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>Presión de</u> <u>poro₃</u> <u>(gr/cm³)</u>	<u>Presión de</u> <u>fractura</u> <u>(gr/cm³)</u>
2300	1.39	1.98
2325	1.41	1.98
2350	1.39	1.98
2375	1.29	1.96
2400	1.29	1.96
2425	1.39	1.99
2450	1.32	1.97
2475	1.97	1.92
2500	1.24	1.98
2525	1.10	1.93
2550	1.32	1.98
2575	1.21	1.96
2600	1.07	1.93

Cálculos de presión de poro y presión de fractura usando los datos de resistividades.

$$P_f = \frac{S}{D} - \left(\frac{S}{D} - 0.465\right) \left(\frac{R_{sho}}{R_{shn}}\right)^{1.2}$$

$$P_{fract} = P_f + \left(\frac{S}{D} - P_f\right) \left(\frac{v}{1-v}\right)$$

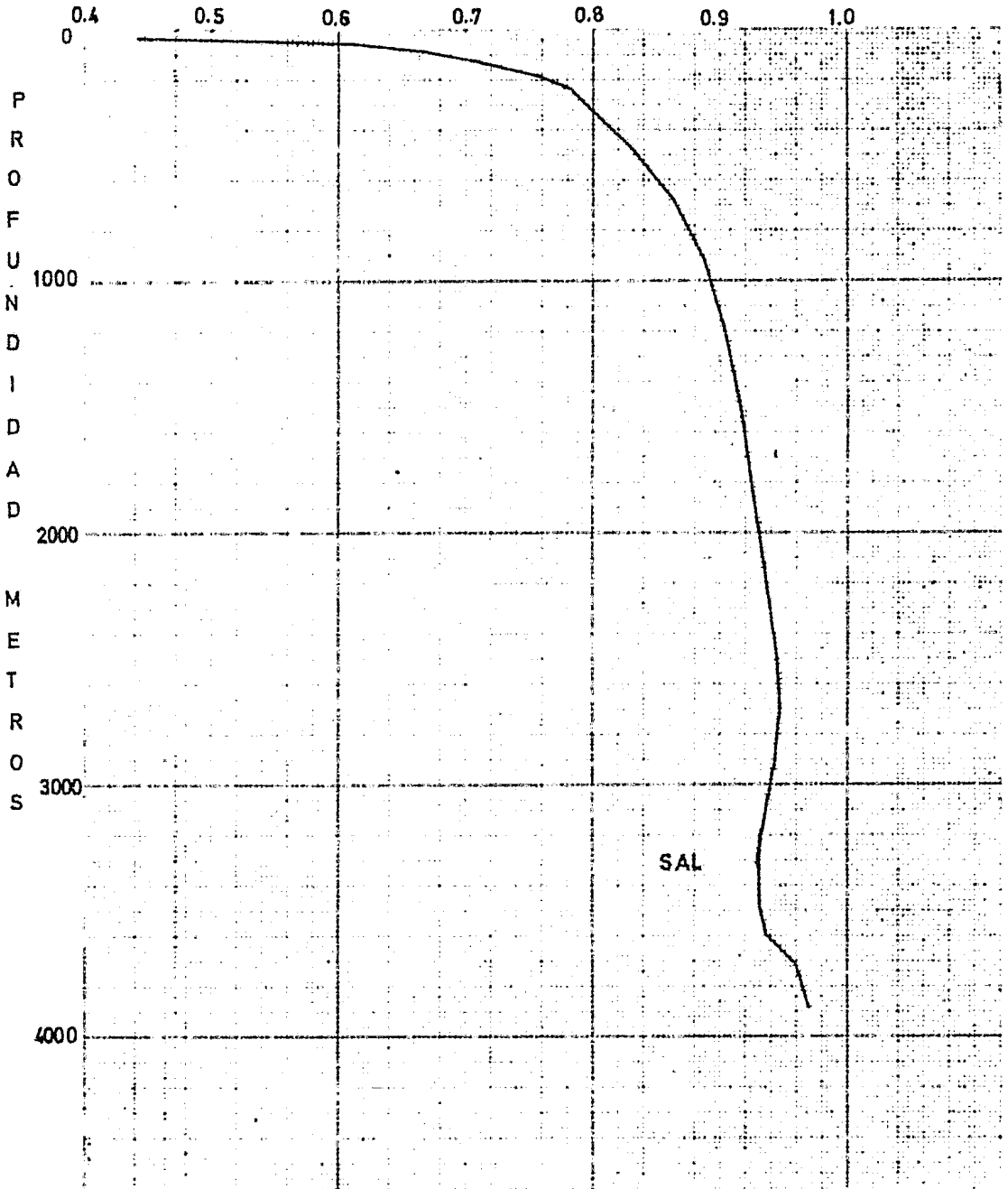
$$v = 0.126 \text{ (Prof.)}^{0.158}$$

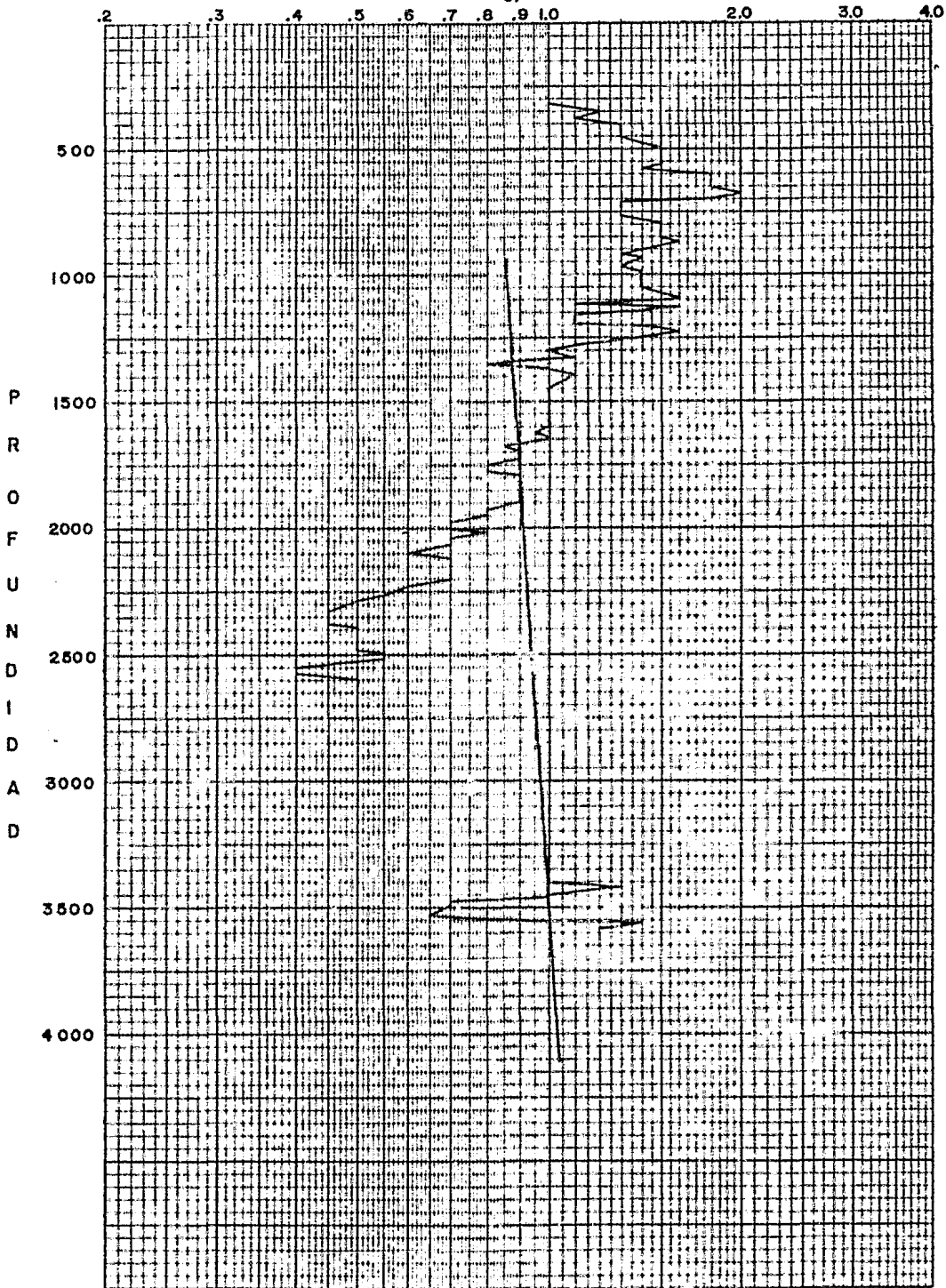
Prof. (mbfm)	Presión de poro ₃ (gr/cm ³)	Presión de fractura (gr/cm ³)	Prof. (mbfm)	Presión de poro ₃ (gr/cm ³)	Presión de fractura (gr/cm ³)
32.5	1.97	1.25	1250	1.07	1.72
107.0	1.07	1.28	1300	1.07	1.73
157.5	1.07	1.33	1350	1.07	1.74
207.5	1.07	1.37	1400	1.07	1.75
257.5	1.07	1.40	1500	1.07	1.76
307.5	1.07	1.42	1600	1.07	1.78
357.5	1.07	1.44	1700	1.07	1.80
407.5	1.07	1.47	1800	1.07	1.82
457.5	1.07	1.48	1900	1.07	1.84
507.5	1.07	1.51	1925	1.23	1.89
550	1.07	1.53	1950	1.23	1.89
600	1.07	1.55	1975	1.37	1.94
650	1.07	1.56	2000	1.37	1.93
700	1.07	1.58	2025	1.37	1.94
750	1.07	1.60	2050	1.37	1.94
800	1.07	1.61	2075	1.38	1.95
850	1.07	1.63	2100	1.51	1.98
900	1.07	1.64	2125	1.38	1.95
950	1.07	1.66	2150	1.39	1.96
1000	1.07	1.67	2175	1.38	1.96
1050	1.07	1.68	2200	1.39	1.96
1100	1.07	1.69	2225	1.39	1.97
1150	1.07	1.70	2250	1.58	2.01
1200	1.07	1.71	2275	1.65	2.03

(c o n t i n u a c i ó n)

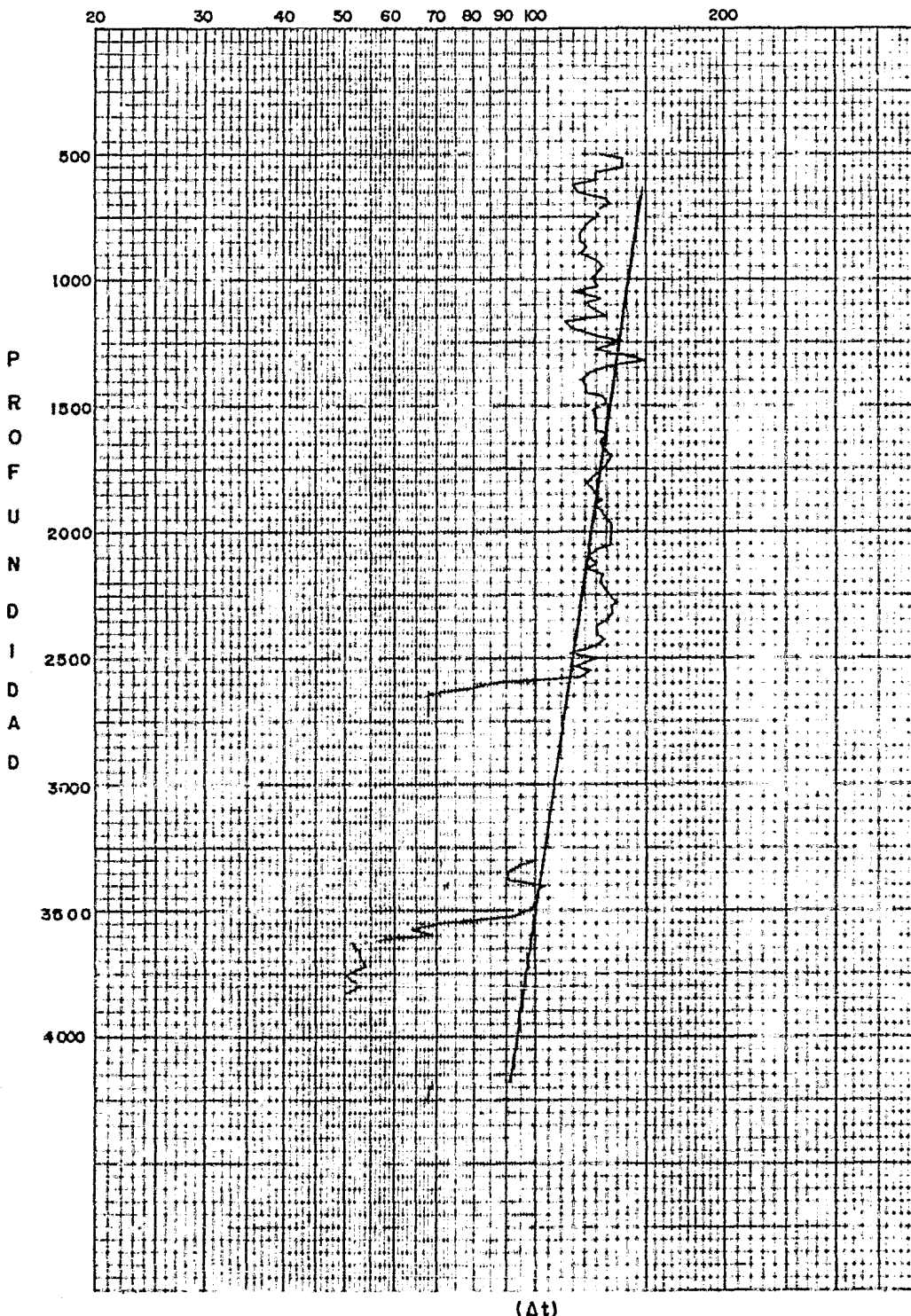
<u>Prof.</u> <u>(mbfm)</u>	<u>Presión de</u> <u>poro₃</u> <u>(gr/cm³)</u>	<u>Presión de</u> <u>fractura</u> <u>(gr/cm³)</u>
2300	1.66	2.04
2325	1.71	2.05
2350	1.72	2.06
2375	1.72	2.06
2400	1.66	2.05
2425	1.66	2.05
2450	1.66	2.05
2475	1.67	2.06
2500	1.60	2.06
2525	1.61	2.05
2550	1.79	2.09
2575	1.79	2.09
2600	1.67	2.07
2625	1.68	2.07
		SAL
3475	1.49	2.05
3500	1.53	2.06
3525	1.23	2.01

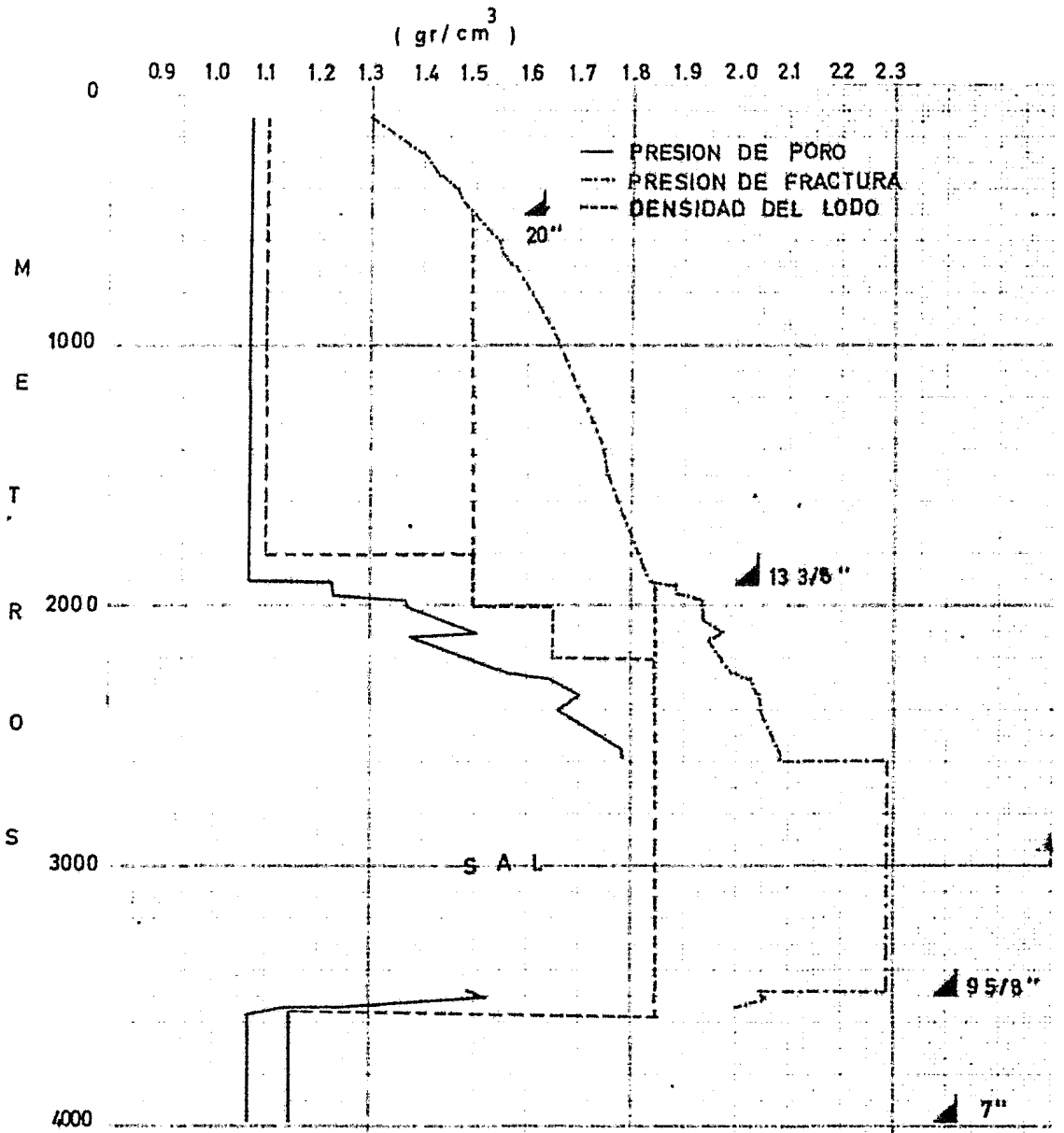
SOBRECARGA, S/D (psi/pie)



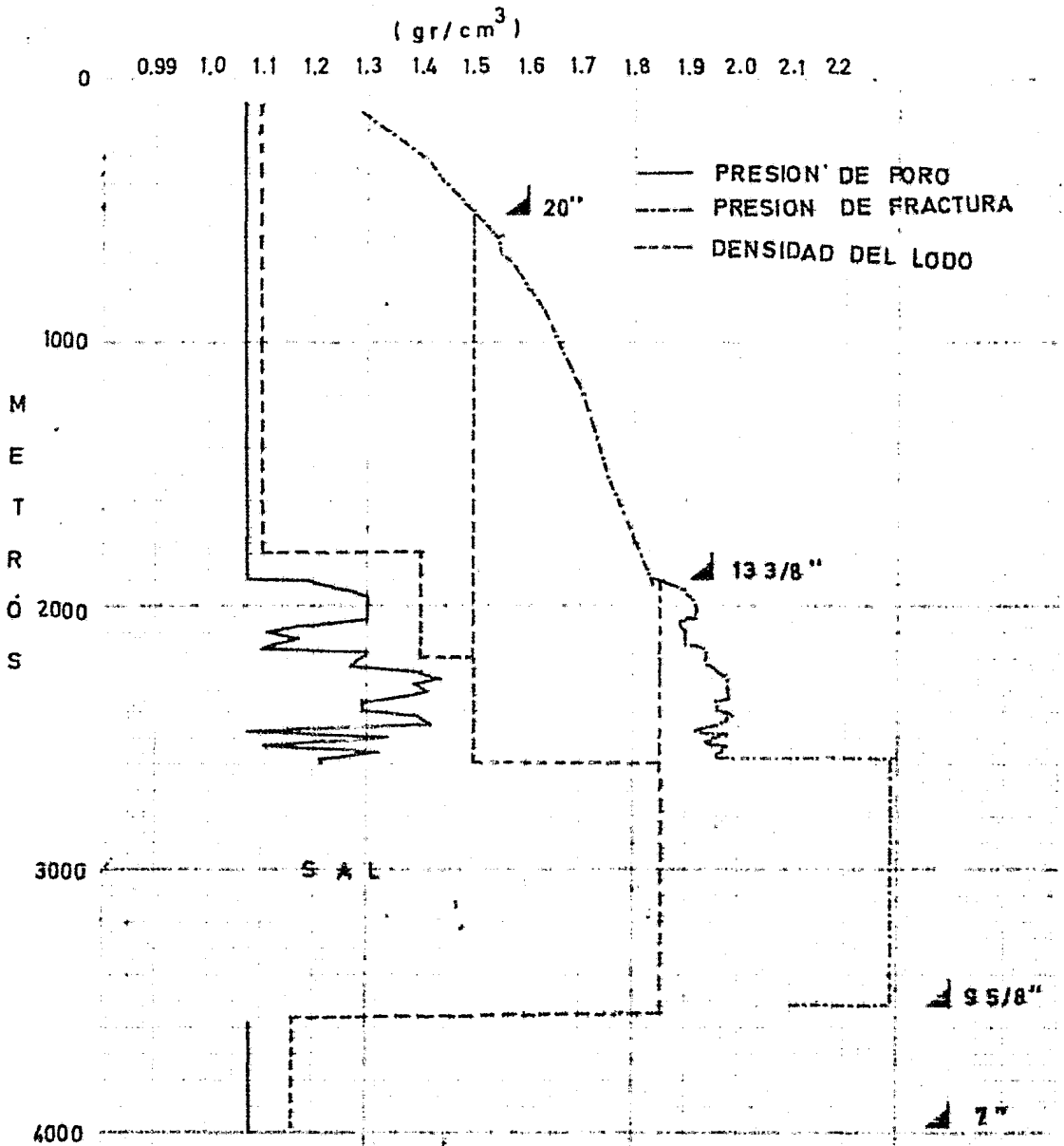


(Rsho)





RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DEL REGISTRO DE INDUCCION.



RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DEL REGISTRO SONICO.

VI. PROGRAMA DE PERFORACION PROPUESTO PARA POZOS DE DESARROLLO DEL CAMPO

C H U C - 1

1. Programa hidráulico:

El programa hidráulico que se muestra a continuación es el resultado obtenido de la optimización de la hidráulica de la perforación, la cual es de fundamental importancia el empleo óptimo del caballaje de la bomba, que está ligado generalmente al diámetro de toberas utilizadas.

Una de las aplicaciones más frecuentes de las ecuaciones de caída de presión es la del cálculo del tamaño adecuado de las toberas.

En este trabajo sólo se incluirán los cálculos efectuados para la tercera y cuarta etapa que son los más largos.

Para la tercera etapa se tiene:

POTENCIA HIDRAULICA

<u>Prof.</u> <u>m</u>	<u>Gasto</u> <u>g/min</u>	<u>Vel An</u> <u>p/min</u>	<u>Area</u> <u>p_{lg}²</u>	<u>P BNA</u> <u>Kg/cm²</u>	<u>P BOM</u> <u>Kg/cm²</u>	<u>Toberas</u> <u>32 avos</u>	<u>V Tob</u> <u>p/seg</u>	<u>HP/</u> <u>p_{lg}²</u>	<u>%</u> <u>BNA</u>
500	832	60	0.526	153	201	16 15 15	493	3.9	76
600	832	60	0.536	153	207	16 15 15	493	3.9	74
700	832	60	0.546	140	199	17 15 15	471	3.6	70
800	832	60	0.557	140	206	16 16 15	472	3.6	68
900	832	60	0.569	129	201	16 16 16	453	3.3	64
1000	832	60	0.582	129	207	16 16 16	453	3.3	63
1100	832	60	0.595	119	202	17 16 16	435	3.0	59
1200	832	60	0.610	119	208	17 16 16	435	3.0	57
1300	832	60	0.625	109	204	18 16 16	416	2.8	53
1400	832	60	0.642	101	203	17 17 17	402	2.6	50
1500	832	60	0.660	101	209	17 17 17	402	2.6	49
1600	832	60	0.680	94	207	18 17 17	386	2.4	45
1700	832	60	0.702	86	206	19 17 17	371	2.2	42
1800	832	60	0.726	81	206	18 18 18	358	2.1	39
1900	832	60	0.753	75	206	19 18 19	345	1.9	36

IMPACTO HIDRAULICO

<u>Prof.</u> <u>m</u>	<u>Gasto</u> <u>g/min</u>	<u>Vel An</u> <u>p/min</u>	<u>Area</u> <u>p1g2</u>	<u>P BNA₂</u> <u>Kg/cm²</u>	<u>P BOM₂</u> <u>Kg/cm²</u>	<u>Toberas</u> <u>32 avos</u>	<u>V TOB</u> <u>p/seg</u>	<u>HP/</u> <u>p1g2</u>	<u>%</u> <u>BNA</u>
500	832	60	0.526	153	201	16 15 15	493	3.9	76
600	832	60	0.536	153	207	16 15 15	493	3.9	74
700	832	60	0.546	140	199	17 15 15	471	3.6	70
800	832	60	0.557	140	206	16 16 15	472	3.6	68
900	832	60	0.569	129	201	16 16 16	453	3.3	64
1000	832	60	0.582	129	207	16 16 16	453	3.3	63
1100	832	60	0.595	119	202	17 16 16	435	3.0	59
1200	832	60	0.610	119	208	17 16 16	435	3.0	57
1300	832	60	0.625	109	204	18 16 16	416	2.8	53
1400	832	60	0.642	101	203	17 17 17	402	2.6	50
1500	832	60	0.660	101	209	17 17 17	402	2.6	49
1600	832	60	0.680	94	207	18 17 17	386	2.4	45
1700	832	60	0.702	86	206	19 17 17	371	2.2	42
1800	832	60	0.726	81	206	18 18 18	358	2.1	39
1900	832	60	0.753	75	206	19 18 18	345	1.9	36

Cuarta Etapa:

POTENCIA HIDRAULICA

<u>Prof.</u> <u>m</u>	<u>Gasto</u> <u>g/min</u>	<u>Vel An</u> <u>p/min</u>	<u>Area</u> <u>p1g²</u>	<u>P BNA</u> <u>Kg/cm²</u>	<u>P BOM</u> <u>Kg/cm²</u>	<u>Toberas</u> <u>32 avos</u>	<u>V TOB</u> <u>p/seg</u>	<u>HP/</u> <u>p1g²</u>	<u>%</u> <u>BNA</u>
1900	556	100	0.495	118	199	15 15 15	345	4.1	59
2000	556	100	0.502	118	202	15 15 15	345	4.1	58
2100	556	100	0.509	118	206	15 15 15	345	4.1	57
2200	556	100	0.516	118	209	15 15 15	345	4.1	57
2300	556	100	0.523	108	202	16 15 15	329	3.8	53
2400	556	100	0.531	108	206	16 15 15	329	3.8	53
2500	556	100	0.539	108	209	16 15 15	329	3.8	52
2600	556	100	0.547	99	203	17 15 15	315	3.4	49
2700	556	100	0.556	99	207	16 16 15	316	3.4	48
2800	556	100	0.566	91	202	16 16 16	303	3.2	45
2900	556	100	0.575	91	206	16 16 16	303	3.2	44
3000	556	100	0.586	91	209	16 16 16	303	3.2	44
3100	556	100	0.596	84	205	17 16 16	290	2.9	41
3200	556	100	0.608	84	208	17 16 16	290	2.9	40
3300	556	100	0.620	77	205	18 16 16	278	2.7	38
3400	556	100	0.633	77	208	17 17 16	279	2.7	37
3500	556	100	0.647	72	206	17 17 17	268	2.5	35

IMPACTO HIDRAULICO

<u>Prof.</u> <u>m</u>	<u>Gasto</u> <u>g/min</u>	<u>Vel An</u> <u>p/min</u>	<u>Area</u> <u>p/g²</u>	<u>P BNA</u> <u>Kg/cm²</u>	<u>P BOM</u> <u>Kg/cm²</u>	<u>Toberas</u> <u>32 avos</u>	<u>V TOB</u> <u>p/seg</u>	<u>HP/</u> <u>p/g²</u>	<u>%</u> <u>BNA</u>
1900	652	117	0.643	99	203	17 17 17	315	4.0	49
2000	638	115	0.631	102	207	17 17 16	320	4.1	49
2100	625	112	0.619	97	203	18 16 16	313	3.8	48
2200	613	110	0.609	102	208	17 16 16	320	3.9	49
2300	601	108	0.598	98	205	17 16 16	314	3.7	48
2400	590	106	0.589	103	210	16 16 16	321	3.8	49
2500	579	104	0.580	99	207	16 16 16	315	3.6	48
1600	569	102	0.571	96	204	16 16 16	310	3.4	47
2700	560	101	0.563	93	201	16 16 16	305	3.2	46
2800	556	100	0.566	91	202	16 16 16	303	3.2	45
2900	556	100	0.575	91	206	16 16 16	303	3.2	44
3000	556	100	0.586	91	209	16 16 16	303	3.2	44
3100	556	100	0.596	84	205	17 16 16	290	2.9	41
3200	556	100	0.608	84	208	17 16 16	290	2.9	40
3300	556	100	0.620	77	205	18 16 16	278	2.7	38
3400	556	100	0.633	77	208	17 17 16	279	2.7	37
3500	556	100	0.647	72	206	17 17 17	268	2.5	35

2. Programas de barrenas.

a) Primera etapa. Como se trata de un pozo de desarrollo por lo regular la T.R. va incada, por lo que no se requiere perforar.

b) Segunda etapa. Se propone una sola barrena.

Se pueden hacer varias combinaciones si no se tienen barrenas tricónicas de 26", se puede iniciar la perforación con un diámetro reducido y posteriormente ampliar al diámetro requerido para la introducción de la T.R. La barrena propuesta es la siguiente:

<u>Número</u>	<u>Tipo</u>	<u>Toberas</u>	<u>PSB</u>	<u>RPM</u>	<u>Cortará de (mbr)</u>	<u>Litología</u>
1	111	Sin toberas	5-10	100	150-500	Arenas y limos consolidados

c) En la tercera etapa se proponen las siguientes barrenas:

<u>Número</u>	<u>Tipo</u>	<u>Toberas (1/32")</u>	<u>PSB (ton)</u>	<u>RPM</u>	<u>Cortará de (mbr)</u>	<u>Litología</u>
1	111	16,16,16	10	150	500-1280	Lutita separado plástica con
2	111	17,17,17	10	150	1286-1950	10% de arenisca

d) Para la cuarta etapa se proponen las siguientes barrenas:

<u>Número</u>	<u>Tipo</u>	<u>Toberas (1/32")</u>	<u>PSB (ton)</u>	<u>RPM</u>	<u>Cortará de (mbrm)</u>	<u>Litología</u>
1	1-1-1	16,15,15	10	140	1950-1680	Lutita suave a semidura
2	1-3-1	16,16,16	14	100	2680-2880	Sal
3	1-3-1	16,16,16	14	100	2880-3080	Sal
4	1-3-1	16,16,16	14	100	3080-3280	Sal
5	1-3-1	16,16,16	14	100	3280-3400	Sal y lutita compacta
6	1-2-1	17,16,16	13	110	3400-3570	Lutita compacta dura y calcárea

e) Para la quinta etapa se proponen las siguientes barrenas:

<u>Número</u>	<u>Tipo</u>	<u>Toberas</u>	<u>PSB (ton)</u>	<u>RPM</u>	<u>Cortará de (mbrm)</u>	<u>Litología</u>
1	Diamantes	3 p/kilate	12	60	3570-3870	Mustone cratoso, do- lomía semidura
2	Diamantes	3 p/kilate	12	60	3870-Prof. total	IDEM

3. Programa de T.R. 's.

Basándose en las curvas obtenidas en el capítulo anterior de presión de poro y de presión de fractura se propone las siguientes profundidades de asentamiento, diseñadas de abajo hacia arriba.

1a.	T.R.	Conductora	±	150	mbrm
2a.	T.R.	Superficial	±	500	mbrm
3a.	T.R.	Intermedia	±	1950	mbrm

- 4a. T.R. Intermedia \pm 3570 mbmr
 5a. T.R. Explotación a la profundidad total del pozo.
4. Programa de lodos.

El programa de densidades y tipos de lodos de perforación que se propone a continuación, fue elaborado en función del análisis de los siguientes parámetros:

- a) Gradientes de presión de formación.
- b) Problemas de pérdidas de circulación.
- c) Problemas de reducción de diámetro del agujero.
- d) Tipo de litología que se perforó.
- e) Gasificaciones.
- f) Estabilidad de las paredes del pozo.

PROFUNDIDAD de hasta (mbmr)	DENSIDAD gr/cm ³	TIPO DE LODO
0 150	1.02	Agua de mar.
150 500	1	Bentonítico emulsionado.
500 1950	1.35	CLSE.
1950 3570	1.90	Emulsión inversa.
3570 Prof. total	1.17	CLSE.

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

C O N C L U S I O N E S

1. El efectuar pruebas de goteo (Leack-off) es de gran utilidad ya que permite conocer el gradiente cercano a la fractura de la zapata expuesta.
2. Para el cálculo de los gradientes de presión de formación y de fractura, el registro sónico arroja resultados más confiables en comparación con los demás.
3. Una vez atravesado el domo salino, se entra a una zona de presión normal.
4. Los intentos de pegadura que se tuvieron en la tercera etapa (18½") fueron por presión diferencial, originados por el incremento rápido de densidad del lodo.
5. La técnica para el cálculo de presiones expuesta en esta tesis son aplicables únicamente para el terciario (Lutitas), en el campo Chuc-1.

R E C O M E N D A C I O N E S

1. Tomar registro de densidad compensado y sónico de porosidad en todo el pozo.
2. Bajar la T.R. de 13 3/8" a la profundidad de \pm 1950 mbmr.
3. Romper la zapata de 20" con lodo de 1.15 gr/cm^3 y subir la densidad del lodo a 1.35 gr/cm^3 conforme se perfora.
4. Romper la zapata de 9 5/8" con lodo de 1.17 gr/cm^3 .
5. En la etapa de 8½" se deberá perforar hasta que se observe un cambio en la velocidad de penetración o un incremento en la salinidad y la conductividad del lodo.
6. La gasificación encontrada en el intervalo 1243 a 1253 mbmr se controla circulando únicamente.
7. Bajar la T.R. de 9 5/8" una vez atravesado el domo salino.

N O M E N C L A T U R A

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
A	Area de toberas	Pulg.2
a	Constante	Adimensional
b	Constante	Adimensional
c	Constante	Adimensional
D	Profundidad	Metros
D'	Altura de mesa rotaria al nivel medio del mar	Metros
Da	Diámetro interior del espacio anular	Pulg.
Dt	Diámetro interior de la tubería	Pulg.
Dw	Altura del tirante de agua	Metros
dc	Exponente	Adimensional
f	Factor de fricción	Adimensional
ftr	Factor de fricción de transición	Adimensional
ftu	Factor de fricción en flujo turbulento	Adimensional
fl	Factor de fricción en flujo laminar	Adimensional
G	Factor geométrico	Adimensional
kv	Indice de consistencia	Lbs/100 pies ²

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
K	Constante de perforabilidad de la roca	Adimensional
L	Longitud	Metros
N	RPM de la rotaria	
n	Indice de comportamiento de flujo	Adimensional
P	Caída de presión en flujo laminar	PSI
Pa	Caída de presión en espacio anular	PSI
Palb	Caída de presión entre agujero y lastra- barrenas	PSI
Patp	Caída de presión entre agujero y tubería de perforación.	PSI
Pb	Caída de presión en la barrena	PSI
Pc	Punto de cedencia	Lbs/100 pulg ²
Pcs	Caída de presión en conexiones superfi- ciales	PSI
Ph	Presión hidrostática	Kg/cm ²
P1b	Caída de presión dentro de los lastra- barrenas	PSI
Ptp	Caída de presión dentro de la tubería de perforación	PSI
Ptetp	Caída de presión entre la tubería de revestimiento por tubería de perfora- ción	PSI
Ps	Caída de presión en el sistema	PSI
PVV	Profundidad vertical verdadera	m

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
P	Caída de presión por flujo turbulento	PSI
Q	Gasto	Gal/min
R	Velocidad de penetración de la barrena	Pies/hora
Rc	Velocidad de corte	rvv/min
Re	Número de Reynolds	Adimensional
Rectr	Número de Reynolds crítico laminar de transición	Adimensional
Rectu	Número de Reynolds crítico transición turbulento	Adimensional
Vc	Velocidad crítica	Pies/min
V	Velocidad media del lodo	Pies/min
W	Peso sobre la barrena	Lbs
x	Constante	Adimensional
μ_p	Viscosidad plástica	Lbs/100 pies ²
ρ	Densidad del lodo	gr/cm ³
ρ_n	Densidad normal en el área	gr/cm ³
ρ_i	Densidad de la roca	gr/cm ³
ρ_w	Densidad del agua del mar	gr/cm ³
\emptyset	Diámetro de la barrena	Pulg
τ_e	Esfuerzo cortante	Lbs/100 pies ²
θ_1	Lectura del viscosímetro Fann a 300 RPM	Lbs/100 pies ²
θ_2	Lectura del viscosímetro Fann a 600 RPM	Lbs/100 pies ²

R E F E R E N C I A S

1. Reporte diario de operaciones de Pemex. Pozo Chuc-1
2. Manual de interpretación y análisis para las unidades de registro y procesamiento continuo de datos de perforación, Ing. Cortés Ponce de León y Alberto Vega Ibarra (IMP).
3. Programa de perforación para el pozo Chuc-1 (Pemex).
4. Eatón: "La predicción del gradiente de fractura y su aplicación en Operaciones Petroleras". J. Pet. Tech. (Oct. 1969).
5. Graphical Method Predicts Geopressures Worldwide. Ben A. Eatón (May, 1976).
6. Offshore Fracture Gradients. Stan A. Christman. (Oct. 1969).