

Universidad Nacional de Ingeniería



**METODOS DE COMPLEMENTACION DE
POZOS DE PETROLEO**

**PRESENTADO POR:
BUENAVENTURA CHVEZ V.**

**METODOS DE COMPLETACION
DE
POZOS DE PETRO LEO**

POR

Ciro Buenaventura Chávez Villalobos

T E S I S DE GR A D O

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

C O N T E N I D O

I INTRODUCCION

II ESTUDIO TEORICO BASICO

- 1) Estudio de la distribución de fluidos y permeabilidades relativas en una formación.
- 2) Flujo de fluidos en el reservorio
 - a) Mecanismo de producción por "influjo de agua"
Impulso por "gas disuelto"
Impulso por "capa de gas"
 - b) Métodos y fórmulas para pronosticar el comportamiento futuro de los reservorios.
Balance Volumétrico
Fórmula para calcular la Saturación de fluidos
Fórmula para el cálculo de la relación gas-aceite (G.O.R.) instantáneo.
- 3) Diagramas, abacos y tablas usados en los cálculos de Ingeniería de reservorios.

III COMPLETACION DE POZOS - EVALUACION DE FORMACIONES

- a) Colección é interpretación de muestras
- b) Columna litológica del pozo
- c) Pruebas de formación
- d) Registro de pozos
 - 1) Registros eléctricos.- Potencial espontáneo
Resistividad
 - 2) Micro-log
 - 3) Micro-laterolog
 - 4) Latero-log
 - 5) Guard-log
 - 6) Registros radioactivos

IV COMPLETACION DE POZOS.- PRACTICAS EN EL NOROESTE DEL PERU

a) Introducción

b) Selección y Mecanismo para la preparación de una completación.

c) Formas de completación.-

Evaluación de las prácticas de perforación

Evaluación de las formaciones

1) Obtención de muestras redondas

2) Pruebas de formación

3) Obtención de registros

d) Programa de forros y prácticas de cementación

1) Programa de forros

2) Práctica de corrida de forros y cementaciones

e) Perforación de forros productores

f) Estimulación de formaciones

a) Introducción al fracturamiento

b) Perff-pac

1) Perff-pac corriente

2) Visofrac

3) Humblefrac

DEFINICION

Para los efectos de éste estudio se define el término "Completación de pozos" a todo un conjunto de operaciones que se realizan en las formaciones productoras desde el instante en que la broca alcanza el tope de la formación hasta que el pozo es entregado al departamento de Producción con una producción estabilizada.

Esta definición se basa en el punto de vista de la "Ingeniería de Reservorios", desde que ella incluye todo un período en que las operaciones que se efectúen tienen un efecto permanente sobre las propiedades y características de las formaciones productoras.

La nueva tendencia de la Ingeniería de Petróleo es dar mayor importancia a los efectos permanentes que tienen sobre la formación las diferentes técnicas y prácticas; que el tratar de sacar un pozo en producción rápido.

El ahorro de unas horas ó días en la completación no justifica el daño que se puede producir a la formación para su futuro comportamiento y la pérdida de aceite recuperable.

Los avances de la Ingeniería de Petróleo tanto en los conocimientos del comportamiento de los reservorios, en nuevas técnicas de completación y perfeccionamiento de equipo mecánico han hecho cambiar los conceptos de clasificación de pozos en comerciales y no comerciales.

Pozos que hace pocos años fueron abandonados por tener permeabilidad muy baja, con los tratamientos de fracturamientos hidráulicos se les ha aumentado la permeabilidad alrededor del hueco retornando de pozos abandonados a pozos productores.

La completación moderna de pozos incluye como factor básico el tener preparado el pozo mecánicamente para que soporte las altas presiones del fracturamiento hidráulico y que estos mismos pozos se puedan usar para los programas de recuperación secundaria, que será la fuente más importantes de producción de petróleo en el futuro.

Entre los factores responsables del progreso de las completaciones tenemos:

- a) Fracturamientos hidráulicos**
- b) Estudio y perfeccionamiento de la perforación selectiva**
- c) Completación permanente de pozos**
- d) Completación múltiple de pozos**
- e) Perfeccionamiento y creación de equipo mecánico.**

PARTE I

ESTUDIO TEORICO BASICO

Estudio de la distribución de fluidos y permeabilidades relativas en una formación.

I - FLUJO DE FLUIDOS EN UN MEDIO POROSO UNIFORME.-

A.- Ley de Darcy - La ley de Darcy es la relación matemática básica que gobierna el flujo de fluidos en un medio poroso tal como una roca sedimentaria.

$$\frac{Q}{t} = \frac{KA \Delta P}{\mu L}$$

Donde:

- Q = volumen de flujo
- t = tiempo
- K = permeabilidad
- A = sección transversal de los poros de la roca.
- ΔP = caída de presión
- μ = viscosidad
- L = longitud recorrida por el fluido

El signo negativo se debe a que si el flujo es positivo en la dirección X; la caída de presión debe ser negativa en la dirección X.

Las unidades usadas normalmente son:

$$\frac{cc}{seg} = \frac{\text{darcies} \times \text{cm}^2 \times \text{atmosferas}}{\text{centipoises} \times \text{cm.}}$$

$$\frac{cc}{seg} = \frac{(\text{permeabilidad cm}^2) \times \text{cm}^2 \times \text{dinas/cm}^2}{\text{poises} \times \text{cm.}}$$

$$\frac{\text{bbls}}{\text{día}} = \frac{(\text{darcies} \times 1.127) \times \text{pies}^2 \times \text{psi}}{\text{centipoises} \times \text{pies.}}$$

B.- Ley de Poiseuille para flujo capilar.- Asumiendo una roca porosa que tiene tubos capilares rectos del mismo diámetro que recibe flujo en una cara y sale por la otra cara. En este caso la ley de Poiseuille es como sigue:

$$\frac{Q}{t} = - \frac{\pi r^4 \Delta P}{8 \mu L}$$

Q = volumen

t = tiempo

r = radio del tubo capilar

ΔP = caída de presión

μ = viscosidad

L = longitud recorrida

long?

El flujo a través de todos los tubos capilares siendo n el número de tubos y A el área de la cara tendremos:

$$f = \frac{n \pi r^2 L}{A L} = \frac{n \pi r^2}{A}$$

Comparando la fórmula de Darcy y de Poiseuille tendremos:

$$\frac{Q}{t} = - \frac{\pi r^2 \Delta P}{8 \mu L} = - \frac{K A \Delta P}{\mu L}$$

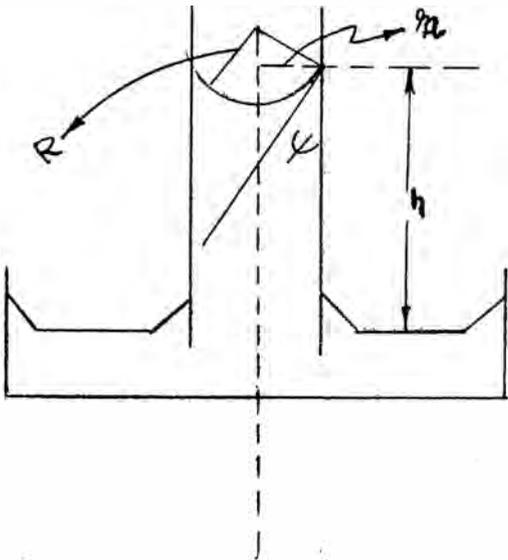
$$K A = \frac{n \pi r^4}{8}$$

$$K = \frac{r^2 f}{8}$$

Desde que los poros en general no son rectos sino tortuosos y además no hay uniformidad en sus secciones transversales, la ecuación última dá la mejor estimación para el radio promedio de los poros partiendo de la porosidad y la permeabilidad.

II - DISTRIBUCION DE FLUIDOS EN LOS POROS.

A - **Altura Capilar.** - La altura que alcanza un líquido que moja al sólido dentro de un tubo capilar se muestra en el diagrama.



$$\pi = R \cos \psi$$

$$F = 2 \pi r \sigma \cos \psi \quad (\text{capilaridad})$$

$$F = \pi r^2 h \Delta \rho g \quad (\text{gravedad})$$

$$2 \pi r \sigma \cos \psi = \pi r^2 h \Delta \rho g$$

$$\frac{2 \sigma \cos \psi}{r} = h \Delta \rho g$$

$$\therefore \Delta P = h \Delta \rho g = \frac{2 \sigma \cos \psi}{r}$$

- Donde:
- ΔP = caída de presión en la interface ó presión capilar.
 - h = altura del líquido en el tubo capilar
 - $\Delta \rho$ = diferencia de densidades
 - g = constante gravitacional (52.48)
 - σ = tensión superficial ó interfacial
 - ψ = ángulo de contacto del líquido con la pared capilar.

B - **Aplicación de la altura capilar y flujo capilar en un medio poroso.** - Si suponemos una muestra redonda con una distribución uniforme de porosidad y de permeabilidad. Si se hace fluir un fluido no misible a través de la muestra redonda que desplaza el aceite que satura la muestra tendremos:

$$P_c = \Delta P = \frac{2 \sigma \cos \psi}{r} = (\Delta \rho g) h$$

Desde que la porosidad es variable, la invasión es gradual y no uniforme, aumentando con la presión aplicada en la interfase.

De la fórmula de arriba se observa que P_c varía en relación directa a h puesto que (APG) es una constante.

Si tomamos la ecuación (4) y la relacionamos con la ecuación (5) tendremos:

$$P_c = \frac{2 \sigma \cos \psi}{\sqrt{\frac{3k}{f}}}$$

$$\frac{2}{\sqrt{3}} = J = \frac{P_c}{\sigma \cos \psi} \left(\frac{k}{f} \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$J = \frac{\Delta \rho g \cdot h}{\sigma \cos \psi} \left(\frac{k}{f} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Como se puede observar por la deducción de la constante J no tiene dimensiones, y para los cálculos se asume que moja con ángulo de contacto ψ igual a cero donde $\cos \psi = 1$

En unidades comunes de ingeniería tendremos:

$$J = 0.217 \frac{P_c}{\sigma \cos \psi} \sqrt{\frac{k}{f}}$$

$$J = 0.094 \frac{\Delta \rho h}{\sigma \cos \psi} \sqrt{\frac{k}{f}}$$

- Donde: P_c = presión capilar en psi.
 σ = tensión interfacial en dinas/cm
 ψ = ángulo de contacto de líquido sólido-grados
 k = permeabilidad en md.
 f = porosidad (en fracción)
 $\Delta \rho$ = diferencia de densidad entre fases g/cc
 h = altura del nivel de agua, ft.

En la práctica en lugar de plotear P_c , se plotea el valor de J contra la saturación y se ha observado que todas las curvas de J versus S_o del mismo reservorio son similares de tal modo que es posible obtener una curva promedio representativa del reservorio.

Curvas típicas de las permeabilidades relativas del aceite y del gas versus saturación total de líquido se muestra a continuación (fig. 7)

Como se puede observar, la presencia de pequeñas cantidades de gas ocupando espacio poroso, reduce drásticamente la permeabilidad relativa del aceite. Este efecto se debe a que el gas tiende a ocupar el centro del espacio poroso y obliga al aceite a fluir por los costados, donde encontrará gran resistencia al flujo.

Por otro lado la presencia de pequeñas saturaciones de aceite en una arena saturada de gas; no afecta la permeabilidad relativa del gas puesto que el aceite se distribuye pegado a las paredes de los poros, permitiendo el libre flujo del gas por el centro del espacio poroso.

Asimismo cuando el agua desplaza al aceite (tal como la inyección de agua en los reservorios) produce un fenómeno similar al de la inyección, desplazando al aceite; solo que en reservorios de una "mojabilidad" (wettability) intermedia, donde normalmente existe un avance frontal del agua de 1 a 10 pulgadas por hora se produce una alta retención de aceite corriente abajo y si se usa velocidades muy altas del frente de agua hay el peligro de distorsionar el ángulo de contacto en la interface aceite-agua, disminuyendo en consecuencia el aceite recuperable.

En reservorios de alta mojabilidad de aceite no hay ningún peligro de emplear altas velocidades de desplazamiento, asimismo algunas pruebas han mostrado similares resultados para reservorios de alta mojabilidad de agua.

FLUJO DE FLUIDOS EN EL RESERVORIO

El flujo de fluidos en los reservorios de petróleo se pueden clasificar en dos categorías:

- 1) Flujo estabilizado
- 2) Flujo no estabilizado

En el primero se asume que la gradiente de presión, la rata de flujo en cada punto del reservorio no varían con el tiempo. Los fluidos pueden ser compresibles ó incompresibles.

En el segundo caso se consideran que la gradiente de presión y la rata de flujo en cada punto del reservorio se varían con el tiempo y que los fluidos son siempre compresibles.

I - Flujo Estabilizado.- Si consideramos el flujo alrededor de un pozo que está produciendo a una relación constante q . El área de drenaje del pozo se considera circular con un radio de drenaje de r_e y el pozo tiene una radio r_w . Antes que el pozo comience a producir consideramos que existe una presión estática uniforme p_i en toda el área de drenaje. Después que el pozo está produciendo la presión p_i disminuye progresivamente a medida que el pozo va produciendo continuamente. La presión disminuye a medida que se acerca al pozo cuando está produciendo.

Si consideramos el reservorio limitado tendremos que la distribución de presiones estará regida por la siguiente relación matemática:

$$p_u = p_i + \frac{141.8 q \mu}{k h} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{\pi^2}{24 e^2} \right]$$

Dedución:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{5.614 q_w}{141.8 r_e^2 h \mu c}$$

$$q_w = q_w \left[\frac{r_e^2 - r^2}{r_e^2} \right]$$

Por la ley de Darcy:

$$q_w = \frac{(2\pi)(0.001127) k h r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}$$

$$\therefore q_w \left[\frac{r_e^2 - r^2}{r_e^2} \right] = \frac{(2\pi)(0.001127) k h r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}$$

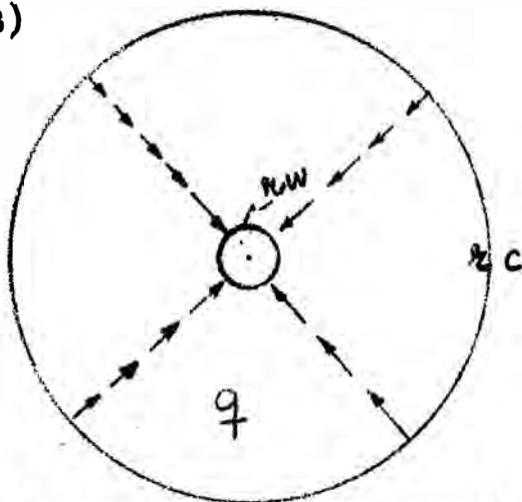
$$q_w \int_{r_w}^r \left(\frac{1}{r} - \frac{r}{r_e^2} \right) dr = \frac{(2\pi)(0.001127) k h}{\mu} \int_{p_f}^{p_r} dp$$

$$p_r - p_f = \frac{141.8 \mu q_w}{k h} \left[\ln_e \frac{r}{r_w} - \frac{r^2}{2 r_e^2} + \frac{r_w^2}{2 r_e^2} \right]$$

Siendo: $\left(\frac{r_w^2}{2 r_e^2} \right)$ negligible.

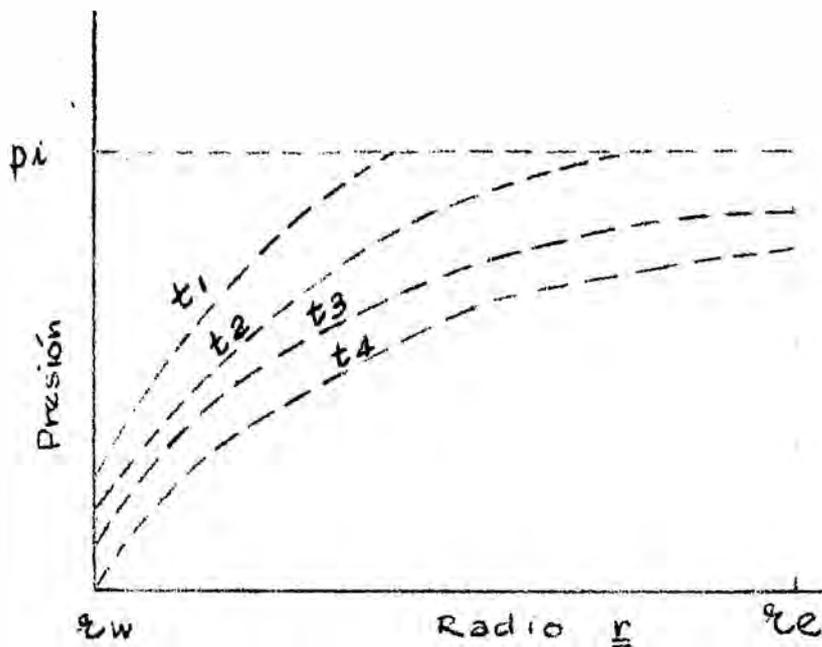
$$\therefore p_r = p_f + \frac{141.8 \mu q_w}{k h} \left[\ln_e \frac{r}{r_w} - \frac{r^2}{2 r_e^2} \right]$$

Después que las condiciones del flujo estabilizado han sido alcanzadas, la gradiente de presión y la rata de flujo son constantes para un radio dado y las curvas de distribución de la presión serán paralelas para diferentes tiempos (ver figuras A y B)



Esquema del flujo dentro de una área de drenaje

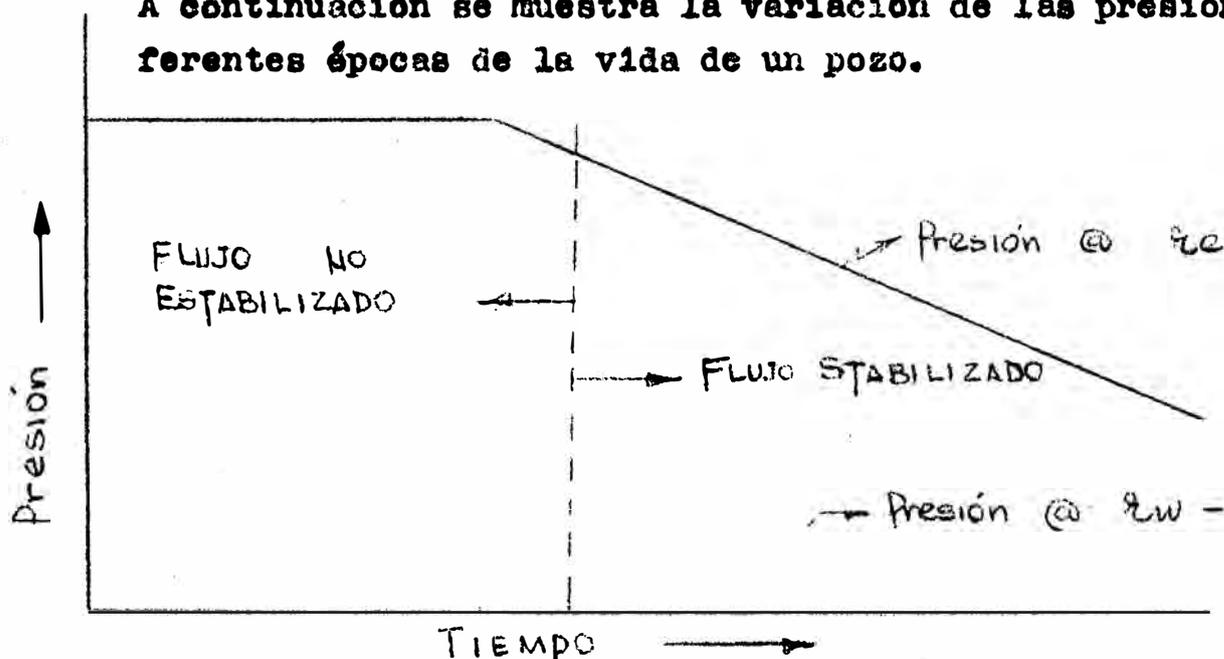
Figura A



Distribución de la presión en distintas épocas de la vida del pozo, desde que comienza a producir.

Figura B

A continuación se muestra la variación de las presiones para diferentes épocas de la vida de un pozo.



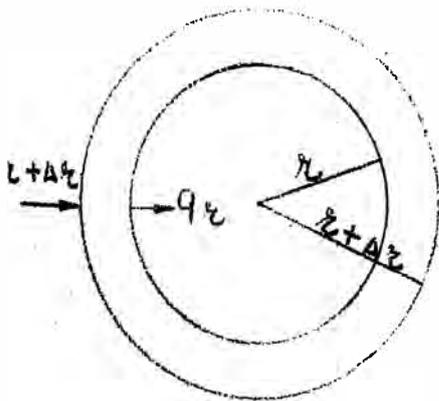
Como se observa para analizar cualquier problema particular en la zona de "flujo estabilizado", se usarán las fórmulas enunciadas antes. Si se presenta algún problema en el área de flujo no estabilizado ó trascendente se usarán las fórmulas que se deducirán a continuación para "flujo no estabilizado"

II - Flujo no estabilizado

A.- Ecuación de Difusividad - Para describir en términos matemáticos el flujo no estabilizado a través de un medio poroso es necesario hacer uso de una ecuación diferencial lineal de segundo orden.

Para la deducción de ésta ecuación se asume:

- 1 - Flujo radial ideal ocurre entre el límite externo r_e y el límite interno r_w .
- 2 - El reservorio comprendido entre r_e y r_w se asume que tiene espesor, porosidad y permeabilidad uniformes-En la práctica los valores promedios son usados.
- 3 - Se asume tener un fluido homogéneo de una sola fase o sea un fluido de compresibilidad y viscosidad constantes para un rango de presión bastante extensas; estas condiciones son cumplidas por el agua y el aceite sobre saturado. En cambio el gas libre y el aceite crudo saturado tienen compresibilidades y viscosidades que varían muy rápidamente con los cambios de presión. Es posible determinar el valor promedio de la compresibilidad de un fluido para un rango de presiones dadas y aplicarlas a problemas particulares.



Consideramos un reservorio cilíndrico donde:

$$q_{r_e} + \Delta q_r = \text{Flujo a través del límite exterior} \quad (\text{bbls/día})$$

$$q_{r_w} = \text{Flujo a través del límite interior} \quad (\text{bbls/día})$$

Asumiendo que el fluido no es compresible y aplicando la ley de Continuidad:

a) $(q_r + \Delta r - q_r) \frac{b b L}{d r^2} = \left[\frac{\partial p}{\partial t} \frac{b b L}{d r^2} \right] \left[v \times c \frac{b b L}{p u} \right]$
 Donde:

b) $v = \frac{2 \pi r f h \Delta r}{5.614}$ volumen de una corona circular.

Aplicando la ley de Darcy para flujo radial:

c) $q_r = \frac{(2 \pi)(0.001127) r h k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}$

Reemplazando en la ecuación (a)

d) $(q_r + \Delta r - q_r) = \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) \left(\frac{2 \pi r f h \Delta r}{5.614} \right)$

e) $\frac{\partial q}{\partial r} \Delta r = \frac{\partial p}{\partial t} \times \frac{2 \pi r h f c \Delta r}{5.614}$

Diferenciando ecuación e

d) $\frac{\partial q}{\partial r} = \frac{(2 \pi)(0.001127) k h}{\mu} \left[r \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{\partial p}{\partial r} \right]$

Combinando ecuación e y d

$$\frac{0.00633 k}{\mu c} \left[\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{\partial p}{\partial t}$$

De esta ecuación básica se han desarrollado varios tipos de soluciones sea en la forma de expresiones matemáticas ó de gráficos que son de mucha utilidad en la ingeniería de reservorios para la solución de problemas específicos.

El grupo de términos $\frac{0.00633 k}{\mu c}$ se llama comunmente "factor de difusividad" y se le ha asignado con la letra "D" para los efectos de la nomenclatura que se sigue.

En la obtención de la ecuación de defusividad se han tomado las siguientes asunciones:

- 1) Un flujo radial y cilíndrico idealizado se asume que ocurre entre el límite exterior (r_e) y el límite interior (r_w).
- 2) Propiedades físicas uniformes de la formación, tales como espesor uniforme de la formación, permeabilidad y porosidad. En las prácticas se toman los promedios.

3) Flujo homogéneo de una sola fase. El fluido que fluye se asume que tiene una viscosidad y compresibilidad constantes. Agua y aceite sobre-saturados tienen practicamente viscosidades y compresibilidad constantes para rangos de presiones bastante grandes.

Gas libre y aceite saturado varían las viscosidades y compresibilidad con pequeños cambios de presión, de tal modo que para cada problema hay que determinar la viscosidad y compresibilidad promedio para determinada presión.

APLICACIONES

A - Cálculo del Comportamiento de la Presión para una producción constante ó una rata de inyección constante.

Consideremos la función Ei como una función de la distancia radial r y el tiempo t en que fluye una producción constante, ó una inyección constante q . El símbolo \mathbb{P} será sustituido por la función Ei como sigue:

$$\mathbb{P} \left[\frac{4Dt}{r^2} \right] = - \left[-Ei \left(- \frac{r^2}{4Dt} \right) \right]$$

Los gráficos de $\mathbb{P} \left[\frac{4Dt}{r^2} \right]$ versus $\frac{4Dt}{r^2}$ muestran que la función es proporcional a la caída de presión en un pozo si las siguientes condiciones se cumplen.

- 1) A un tiempo cero la presión p_i es igual en cualquier punto
- 2) A un tiempo cero el flujo comienza a una rata constante q .
- 3) Se asume una radio de drenaje infinito r_e
- 4) El radio del pozo r_w es muy pequeño

En los cálculos del comportamiento de la presión las siguientes fórmulas son usadas.

a) Para una rata constante de producción

$$p = p_i - \frac{70.6 \mu q}{k h} \mathbb{P} \left[\frac{4Dt}{r^2} \right]$$

b) Para una rata de inyección constante

$$p = p_i + \frac{70.6 \mu q}{k h} H \left[\frac{4 D t}{r^2} \right]$$

Para la aplicación de estas fórmulas se usarán los cuadros adjuntos y se tomará las propiedades promedios del reservorio.

Deducciones teóricas han mostrado que para valores de:

$$\frac{4 D t}{r^2} > 10^2$$

$$\begin{aligned} H \left[\frac{4 D t}{r^2} \right] &= \ln e \frac{4 D t}{r^2} - 0.5772 \\ &= 2.3 \log_{10} \frac{4 D t}{r^2} - 0.5772 \end{aligned}$$

Alrededor del hueco donde los valores de r_w es muy pequeño, la ecuación anterior es válida para la caída de presión y la ecuación de comportamiento de presión se puede escribir:

$$p = p_i - \frac{70.6 \mu q}{k h} \left[2.3 \log_{10} \frac{4 D t}{r_w^2} - 0.5772 \right]$$

Esta ecuación nos muestra que la caída de presión junto al pozo es solamente proporcional al $\log t$ ó sea que se puede plotear en un papel semilogarítmico dándonos una línea recta.

B - Uso del principio de superposición.- Consideremos un pozo cerrado que está rodeado de pozos que están produciendo y que se interfieren con el pozo cerrado.

La caída de presión en el pozo cerrado estará regido por la fórmula:

$$p_i - p = \frac{70.6 \mu}{k h} \left[q_0 H \left(\frac{4 D t}{r^2} \right) + (q_1 - q_0) H \left(\frac{4 D t (t_1 - t_0)}{r^2} \right) + (q_2 - q_1) H \left(\frac{4 D t (t_2 - t_1)}{r^2} \right) + \dots \right]$$

C) Análisis de las curvas de presiones Buildup.- La experiencia ha mostrado que en la mayoría de los pozos las curvas de presiones buildup siguen el comportamiento de los volúmenes de drenaje finitos. Por consiguiente se puede asumir que no ocurre flujo a través del radio exterior de drenaje durante las pruebas de flujo y de buildup.

Bajo estas condiciones se ha establecido usando el analizador eléctrico e investigaciones matemáticas que el comportamiento de las curvas buildup siguen la siguiente ecuación:

$$p = p_e - \frac{162.6 q B \mu}{k h} \left(\frac{T}{t} + 1 \right)$$

Donde

$$T = \frac{r^2}{4.51 k} \left(\frac{1}{t} + \frac{1}{t_0} \right)$$

Si las presiones tomadas durante la prueba de buildup (BHP) se plotean (ordenada) junto con $\left(\frac{T}{t} + 1 \right)$ en abscisa en un papel semilogarítmico, obtendremos una línea recta, que extrapolando nos dará la presión p_e en el radio de drenaje.

Si se desea obtener la presión estática equilibrada p_g se usará la fórmula

$$p_g = p_e - 0.217 a$$

Donde a es la pendiente de la curva build-up.

El factor T puede ser calculado de las características de la formación ó puede ser estimado por procedimientos empíricos. Asumiendo varios valores T para obtener varias curvas build-up, y seleccionando la curva más recta se obtiene T óptimo. De otro modo, también se determina T empleando la fórmula $P_s = p_e - 0.217 a$ después de determinar p_s y asumiendo valores de T para obtener el óptimo valor de a que es la pendiente de la curva.

D - Extrapolación de las curvas build-up para calcular la presión estática.- Una de las principales razones de la obtención de las curvas build-up es calcular la presión estática promedio del reservorio en su estado declinante (depletion) en una época determinada de la vida del reservorio.

El método que se sigue es:

- 1 - La curva build-up es ploteada en papel semilogarítmico con la presión (BHP) en la escala lineal, y $\left(\frac{T}{t} + 1\right)$ en la escala logarítmica. La curva debe ser una línea recta de acuerdo a la ecuación que se ha discutido arriba.
- 2 - La curva build-up se extrapola para un tiempo infinito t de cierre, extendiendo la curva hasta que intercepte $\frac{T}{t} + 1 = 1$
- 3 - La presión mostrada en la intersección será igual a p_e que es la presión inicial para el radio de drenaje al comenzar la prueba.
- 4 - Usando la ecuación $p_s = p_e - 0.217 a$, se calcula la presión estática en el momento de la prueba.

E - Determinación de la permeabilidad efectiva.- Desde el punto de vista de Ingeniería de Reservorios es importante la determinación de la permeabilidad efectiva promedio de una formación. Las pruebas de laboratorio hechas sobre las muestras redondas (cores) muchas veces muestran gran desviación con respecto a la permeabilidad real para el aceite ó agua. Para subsanar estas dificultades se ha hecho práctico, el cálculo de la permeabilidad efectiva promedio usando la data de producción. Si las pruebas son llevadas cuidadosamente, los valores

obtenidos reflejarán la permeabilidad efectiva de la formación para las condiciones de flujo en el reservorio dentro del área de drenaje.

Hay 3 métodos que se usan comúnmente para este cálculo y que se enuncian a continuación.

- 1 - Cálculo de la Permeabilidad efectiva de las curvas build-up ó la caída de presión.

Se ha mostrado que la caída de presión y las curvas build-up siguen la fórmula:

$$p = p_i - \frac{70.6 \mu q}{kh} \left[2.3 \log \left(\frac{4.54 k h^2}{r_w^2} - 0.5772 \right) \right]$$

De esta ecuación se obtiene la función:

$$a = \frac{\Delta p}{d \log \left(\frac{t}{t_0} \right)} = \frac{70.6 \mu q}{kh}$$

$$k = \frac{1.25 \mu q}{(a) h}$$

Donde a es la pendiente de la curva de la ecuación original dado en psi/ciclo y se determina ploteando las presiones observadas (BHP) versus $\frac{t}{t_0} + 1$ asumiendo diferentes valores de T hasta obtener línea recta.

- 2 - Método alternativo para determinar la permeabilidad combinada en flujo no estabilizado.- En pozos que tienen una rápida presión build-up ó una caída de presión rápida, las curvas no muestran una pendiente adecuada y constante. En estos casos es necesario usar un método alternativo para el cálculo de la permeabilidad efectiva promedio. El método está basado en una solución gráfica usando la ecuación de difusividad;

$$Q \left(\frac{Dt}{r_w^2} \right)$$

la cual fué desarrollada por Hurst y Van Everdington.

La solución gráfica implica el uso de las curvas que vienen atrás (apéndice III) que fueron desarrolladas sobre la base de las siguientes condiciones:

- a) Existe un flujo radial entre el radio exterior r_e y el radio interior r_w del pozo.
- b) Inicialmente la presión es constante para todos los puntos comprendidos entre r_e y r_w y se le denominará p_i .
- c) En el instante en que se pone el pozo en producción al tiempo $t = \text{cero}$, la presión junto al pozo baja instantaneamente al valor más bajo p_f .
- d) El límite exterior es cerrado y no hay flujo a través de ella

Para un reservorio dado la diferencia de presiones ($p_i - p_f$) es proporcional al tiempo t en que se produce un flujo acumulado a través del límite interior r_w . Por consiguiente los gráficos usados dan la relación para esta caída de presión acumulada para una presión constante en el hueco.

El siguiente ejemplo ilustra el método:

Consideremos un reservorio de un radio de drenaje r_e 3720 ft, un radio del pozo $r_w = 0.3$ ft, una producción acumulada $Q_a = 6000$ Ebls de crudo a condiciones del reservorio durante 24 horas, o sea $t = 1$ día una presión flowing de 1795 psig al final de 24 horas, y una presión inicial de 1895 psig. Considerando que la porosidad (fracción) = 0.07, la viscosidad $\mu = 0.865$ cp, factor de compresibilidad 9.4×10^{-6} vol/vol/psig y espesor neto de la formación 550 psig

$$Q = \frac{0.894 Q_R}{h_f \pi^2 w (p_i - p_f)}$$

$$Q = \frac{0.894 \times 6000}{(550)(0.07)(9.4 \times 10^{-6})(.09)(1395 - 1775)}$$

$$Q = 1.64 \times 10^6$$

Entrando al gráfico para $\frac{r_2}{r_1} = \infty$ para $Q = 1.64 \times 10^{-6}$ se obtiene:

$$\frac{Dt}{\pi^2 w} = \frac{.00633 K t}{\mu_f c \pi^2 w} = 1.28 \times 10^7$$

$$K = \frac{(1.28 \times 10^7)(.865)(.07)(9.4 \times 10^{-6})(.09)}{(.00633)(1)}$$

$$K = 104 \text{ md.}$$

Explicación del uso de las curvas .- Las curvas usadas para esta solución arriba enunciada son el desarrollo de la ecuación:

$$Q = \frac{0.894 Q_R}{h_f c \pi^2 (p_i - p_f)}$$

$$\frac{Dt}{\pi^2 w} = \frac{0.00633 K t}{\mu_f c \pi^2 w}$$

Se considera la relación de radios $\frac{r_2}{r_1} = \infty$ para este objeto (diagramas 1 - 2 - 3 - 4 - 5)

- 3 - Método de determinación de la permeabilidad compuesta partiendo de las fórmulas de flujo radial para flujo estabilizado.-
Partiendo de la ecuación:

$$p_r = p_i + \frac{141 \mu q_w}{k h} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{r_w^2}{2 r_e^2} \right]$$

Para el flujo entre el límite exterior é interior se tiene
 $p_r = p_f$ y $r = r_e$

$$\therefore K = \frac{141 \mu q_w}{k_e - p_f} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right]$$

Tomando la data del ejemplo anterior se obtendría la permeabilidad siguiente:

$$K = \frac{141 (6000) (2.305) (9.44 - 0.5)}{(550) (1845 - 1795)}$$

$$K = 119 \text{ md} -$$

La diferencia de resultados nos muestra que el flujo no está estabilizado, siendo el método anterior correcto puesto que no depende si el flujo es estabilizado ó no.

- F.- Estimación de las variaciones de la permeabilidad alrededor del hueco.- Si una formación tiene una permeabilidad uniforme a través de toda el área de drenaje, los métodos anteriores darían resultados similares. Pero en la práctica se encuentra que la permeabilidad junto al pozo puede ser completamente diferente de la permeabilidad que muestra la formación como promedio. Generalmente después de completar el pozo siempre se ha producido una disminución de la permeabilidad debido a la invasión de lodo, ó agua del filtrado del lodo. Después de hacerle trabajos de acidificación, fracturamiento hidráulico ó medidas de mejoramiento similares se produce un aumento de la permeabilidad obteniéndose valores mayores que el promedio de permeabilidad de la formación.

Desde que la mayor restricción del flujo al flujo, se encuentra alrededor del hueco, una permeabilidad diferente a la de la formación puede afectar grandemente a la productividad y a las características de flujo.

La existencia de esta diferencia de permeabilidad puede ser detectada, comparando los valores obtenidos por los métodos enunciados. Van Everdingen y Miller han demostrado que los valores calculados sobre la base de la pendiente de las curvas build-up ó de caída de presión ("A") representan la permeabilidad promedio de la zona de drenaje independiente de la permeabilidad alrededor del hueco.

Este valor se le designa como permeabilidad de la formación K1

$$K_1 = \frac{162.5 \mu q}{a h}$$

En contraste con este valor, los métodos B y C dan valores que son permeabilidades de toda la zona de drenaje incluyendo la zona que está en la vecindad del hueco.

A este valor se le ha designado permeabilidad compuesta K2

$$K_2 = \frac{141.8 \mu q \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.5 \right)}{w (p_e - p_f)}$$

La relación de las 2 permeabilidades se le designa "relación de productividad del pozo" que normalmente se usa para determinar la magnitud de variación de la permeabilidad en la vecindad del hueco.

A valores $\frac{K_1}{K_2} < 1.0$ indican un deterioro de la permeabilidad en la vecindad del pozo.

A valores $\frac{K_1}{K_2} > 1.0$ indican un mejoramiento de la permeabilidad en la vecindad del pozo.

Combinando las 2 fórmulas arriba enunciadas tenemos:

$$R = \frac{k_1}{k_2} = \frac{0.867 d \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.5 \right)}{(k_e - k_f)}$$

Lo cual nos indica que la "relación de productividad del pozo" es indiferente de la viscosidad y rata de producción de aceite. Asimismo es indiferente si fluye uno ó más fluidos diferentes.

Se ha encontrado de experiencias de campo que la permeabilidad compuesta k_2 defiere enormemente de la permeabilidad k_1 de la formación en muchos pozos, de tal modo que en la presente técnica de completación se considera normalmente métodos artificiales de estimulación tales como fracturamientos hidráulicos para aumentar el valor de k_2 y hacerlo mucho mayor que k_1 .

Como se ha discutido, las pruebas de flujo ó medidas de los índices de productividad no muestran valores reales de la permeabilidad de la formación y es necesario así obtener curvas build-up a fin de obtener este valor de la permeabilidad promedio de la formación para poder hacer cálculos de ingeniería de reservorios.

NOMENCLATURA USADA

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>
p	presión	psi.
p_i	presión inicial	psi.
p_s	presión estática de equilibrio	psi.
p_f	presión fluyente frente a la formación	psi.
p_r	presión a la distancia r del pozo	psi.
p_e	presión en el límite exterior r_e de la zona de drenaje cuando se cierra el pozo	psi.
K	permeabilidad	md.
K_1	permeabilidad de la formación	md.
K_2	permeabilidad compuesta	md.
μ	viscosidad	cp.
f	porosidad del hidrocarburo (fracción)	
C	factor de compresibilidad	vol/vol/psi.
r	distancia radial desde el pozo	ft.
t	tiempo	días
r_w	radio de drenaje del pozo	ft.
r_w	radio del hueco del pozo	ft.
Q_R	Producción acumulada para una caída de presión	bbls reservorio
q	rata de producción	bbls reservorio/día
h	espesor de la formación	pies
D	factor de difusividad	pies ² /días
a	pendiente de la curva build-up	psi/ciclo
V	volumen	bbls reservorio
T	pseudo tiempo de producción para determinar las curvas build-up	días

COMPORTAMIENTO Y CARACTERISTICAS DE LOS DIFERENTES MECANISMOS DE PRODUCCION

Hay 4 mecanismos básicos por los cuales el aceite es recuperado del reservorio, utilizando su propia energía natural; la cual es responsable del comportamiento y recuperación final del aceite *in situ*.

Estos mecanismos son:

- a) Impulso por agua
- b) Impulso por gas-disuelto
- c) Impulso por capa de gas
- d) Impulso por segregación gravitacional

El último mecanismo (impulso por segregación gravitacional) nunca ocurre solo, siempre va acompañando a cualquiera de los otros 3 mecanismos; este mecanismo tiene gran influencia en la recuperación final especialmente en reservorios de alta permeabilidad vertical y de fuerte buzamiento.

Asimismo cada uno de los mecanismos rara vez ocurren estrictamente solos siempre están combinados, aunque para el objeto de este estudio se les discutirá a cada uno por separado.

MECANISMO DE PRODUCCION POR INFLUJO DE AGUA

Denomínase reservorio de "Influjo de Agua" aquel que tiene como primera fuente de energía para suministrar la presión requerida para el desplazamiento del aceite; a la invasión de agua dentro de la zona de aceite, viniendo de formaciones que rodean el reservorio ó que están inmediatamente debajo de la zona de aceite. El grado de invasión del agua para reemplazar el aceite producido nos indicará cuán grande es el empuje del agua.

El empuje del agua varía grandemente en su habilidad para reemplazar el espacio vacío del aceite. El grado del mantenimiento de la presión del reservorio depende de la relación del total

de fluido producido y el total de flujo de agua dentro de la formación ó zona de aceite. De tal modo que un reservorio que muestra fuertes características de influjo de agua bajo condiciones de bajas ó limitadas ratas de producción, obtendría muy pocos beneficios de este mecanismo si produjera a grandes ratas de producción. De hecho muy pocos reservorios en el mundo muestran un influjo de agua suficientemente fuerte para mantener la presión del reservorio constante cuando el reservorio produce a su máxima capacidad. Todo esto nos muestra la importancia de reconocer la presencia de influjo de agua dentro del reservorio lo más pronto posible para así hacer un control apropiado de las prácticas de producción a fin de obtener la máxima recuperación de aceite in-situ.

FUENTES DE ENERGIA PARA INFLUJO DE AGUA.- Hay 2 fuentes principales para obtención de energía para que se realice "influjo de agua"

- 1) Flujo artesiano que ocurre muy raramente y es producido por la condición del reservorio y las formaciones vecinas están en comunicación con un afloramiento que está más alto que el mismo reservorio y tiene comunicación con una fuente de agua que puede ser un lago, un río ó aguas meteóricas.
- 2) La segunda y más frecuente fuente de energía para influjo de agua es por expansión de grandes volúmenes de agua que están rodeando a la zona de aceite. Generalmente estos volúmenes de agua se encuentran como continuación alrededor ó debajo de la zona de aceite-gas. Aunque la compresibilidad del agua es muy baja, los grandes volúmenes de agua que se encuentran rodeando la zona productiva producen por expansión una fuente de energía muy grande.

Se ha encontrado por experiencia de campo y pruebas de laboratorio que la compresibilidad para el agua y roca es de 6 a 7 x 10^{-6} vol/vol/psig.

- 3) Una tercera fuente de energía para influjo de agua es la consolidación de gredas ó arcillas. Aunque esto no es propiamente un mecanismo de influjo de agua sin embargo el reservorio se comporta exactamente como si lo fuera. Se

ha encontrado este fenómeno en las costas del Estado de Bolívar (Venezuela) y en las reservorios que están en las costas de California. Generalmente las zonas de aceite se encuentran intercaladas con grandes paquetes de gredas ó arcillas que al producirse el aceite provocan una consolidación de las gredas ó arcillas con el consiguiente flujo vertical de agua de las gredas ó arcillas a las areniscas de aceite. Como esto se produce en una extensa área, el volumen de agua que fluye es muy considerable.

CONDICIONES NECESARIAS PARA QUE EXISTA INFLUJO DE AGUA.- Para que exista un efectivo "influjo de agua" son necesarias las siguientes condiciones.

- 1) Que la zona de aceite debe estar en comunicación con una extensa zona de agua de buena permeabilidad y porosidad. Por supuesto que el fallamiento limita grandemente este tipo de mecanismo.
- 2) La zona de agua debe poseer buena permeabilidad
- 3) El reservorio debe ser continuo y homogéneo
- 4) El fluido total producido debe ser reemplazado en su totalidad ó en gran parte por el agua que debe fluir de la zona acuosa a reemplazar el espacio vacío dejado por el aceite. Esta condición es importante a fin de que predomine este mecanismo y no resulte en realidad un mecanismo por "gas en solución"

CARACTERISTICAS DE UN RESERVORIO DE INFLUJO DE AGUA.- En general estos reservorios muestran las siguientes características:

- 1) La presión inicial del reservorio es igual ó muy cercana a la gradiente de presión del agua salada.
- 2) La presión del reservorio durante su vida es uniforme y practicamente la misma cuando no se produce a ratas muy altas.
- 3) El porcentaje de aceite recuperado es generalmente alto.
- 4) Inicialmente existe poca producción de agua y a medida que avanza la vida del reservorio, la producción de

agua va aumentando hasta finalmente producir solamente agua.

RATA DE PRODUCCION.- No es posible generalizar los efectos de la rata de producción sobre la performance del influjo de agua. Pero ciertamente esta rata debe ajustarse para conseguir un mantenimiento de presión razonable. Inyectar el agua producida en el flanco del pool permite producir más altas ratas y más eficientemente. Es muy importante determinar las características de flujo y determinar el potencial del influjo de agua para así determinar la óptima rata de producción. La producción a muy altas ratas encubre las características propias de este mecanismo. En general se puede decir que a medida que avanza la vida del reservorio las ratas de producción deben ir disminuyendo porque el flujo de agua para reemplazar el aceite producido es cada vez menor.

EFECTOS DE LA SEGREGACION GRAVITACIONAL EN UN MECANISMO DE INFLUJO DE AGUA.- Los factores favorables para que exista segregación gravitacional: a) espesor de formación grande con un ángulo de buzamiento pronunciado b) alta permeabilidad y c) baja viscosidad del aceite, d) bajas ratas de agotamiento. En sistemas de agua-aceite; los beneficios de la segregación gravitacional son normalmente pequeños comparados con los que muestra en el sistema gas-aceite con crudo pesados y formaciones de buzamiento pronunciados. Las principales razones de esto son:

- 1) En una roca porosa saturada de aceite, el desplazamiento del aceite por agua es más eficiente que la acción de desplazamiento del gas bajo condiciones similares. Esto nos indica que el aceite residual potencial recuperable por segregación gravitacional es menor en un sistema agua-aceite que un sistema aceite-gas.
- 2) Los beneficios de la segregación gravitacional son proporcionales a la diferencia de densidades de los fluidos. En el sistema gas-aceite esta diferencia oscila entre 170 á 300 lbs/bbl y en el sistema agua-aceite es generalmente menor de 100 lbs/bbl.

Asimismo las propiedades capilares de la roca tienen un efecto contrario al de la gravedad y entre más desfavorables sean estas, menor será la importancia de la segregación gravitacional.

PORCENTAJE DE ACEITE RECUPERABLE.- Este porcentaje es muy variable y varía con la permeabilidad relativa asociada a los efectos de mojabilidad del fluido a la roca, las características capilares, y propiedades del fluido. Además las prácticas de producción afectan a la conificación, digitación; que acompañados a la geometría del reservorio y grado de estratificación, repercuten en el porcentaje final de recuperación.

Desde que todas estas propiedades cambian de un pool a otro es fácil deducir que este porcentaje de recuperación es variable en un rango bastante amplio.

Porcentajes desde 80% a 30% se han encontrado mostrando de la práctica que recuperaciones de 50-55% son el promedio general.

Experimentos hechos durante los últimos años han indicado que el porcentaje de aceite recuperable y la eficiencia de desplazamiento del aceite por agua aumenta notablemente con la inyección de gas libre en el frente de desplazamiento.

La observación microscópica muestra que el gas al ocupar el centro del espacio poroso disminuye notablemente la saturación residual de agua-aceite.

MANTENIMIENTO DE PRESION.- El flujo de agua solamente no es suficiente para mantener la presión del reservorio suficientemente alta como para asegurar un mecanismo de influjo de agua eficientemente. Es una buena práctica usar una fuente externa ó bien el agua producida en el mantenimiento de la presión inyectándola en la parte más baja de la estructura.

Estudios hechos por laboratorios de investigación de la Carter muestran que la inyección de agua disminuye sustancialmente los efectos del influjo de agua del reservorio, aunque es problemático decir hasta que punto y en que momento se debe comenzar esta inyección de agua.

Los reservorios que tienen capa de gas deben ser operados muy cuidadosamente durante su etapa de agotamiento a fin de evitar un encogimiento de esta capa de gas y la pérdida consiguiente de aceite dentro de la zona de gas. Es recomendable la inyección de gas dentro de la capa de gas; aún si no existiera peligro de encogimiento de la zona de gas.

IMPULSO POR GAS DISUELTO

Denomínase reservorio de impulsión por gas disuelto aquel que toma su energía para producir el aceite de la liberación y expansión del gas disuelto en el aceite. Rara vez se encuentra este mecanismo como la única energía de producción de un reservorio, normalmente está acompañado por segregación gravitacional u otro. Asimismo este es el mecanismo menos eficiente y es necesario energía adicional exterior para aumentar el porcentaje de aceite recuperable.

Condiciones que originan reservorios de Gas-Disuelto.- Las principales son:

- 1) Consideraciones de la estructura geológica y pobre permeabilidad vertical, priman en esta clase de reservorios. Reservorios cerrados que no están comunicados con extensas áreas de permeabilidad horizontal conducen a producir el aceite por el mecanismo del gas-disuelto.
- 2) Características de la formación como pobre permeabilidad que no permiten la segregación gravitacional así como tampoco la impulsión por agua aunque esté el reservorio en comunicación con una fuente de agua.
- 3) Las características de los fluidos, como alta viscosidad del aceite, sellan toda comunicación vertical para permitir la segregación gravitacional, asimismo los productos bituminosos dejados en el contacto agua-aceite no permiten el flujo de agua a la zona de aceite.
- 4) Las ratas de producción muy altas disminuyen los efectos de otros mecanismos haciendo preponderante el mecanismo de gas-disuelto.

CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DEL MECANISMO DE GAS-DISULETO.-
Los reservorios que producen con este mecanismo muestran:

- 1) Una declinación constante i uniforme de la presión del reservorio a medida que aumenta la producción acumulada. Muchas veces esta disminución de la presión es proporcional a la relación gas-aceite del reservorio. El potencial de producción de cada pozo en particular es afectado por el estado de la presión en el momento que se le pone a producir. Tanto la presión como la permeabilidad efectiva del aceite disminuye con el tiempo.
- 2) La relación gas-aceite inicialmente es baja dependiendo de la profundidad promedio del reservorio. Si el reservorio es sobre-saturado la relación gas-aceite disminuye levemente aunque en la práctica es difícil detectar. A medida que aumenta la producción acumulada sube esta relación hasta un máximo para luego bajar nuevamente.

FACTORES QUE AFECTAN LA RECUPERACION.- En este mecanismo la recuperación está afectada por las propiedades del reservorio y del fluido. La recuperación es limitada y pobre; alcanzando su máximo cuando la saturación de gas es tal que con todo el gas disipado del aceite no produce cantidades apreciables de aceite. Este límite se alcanza cuando la saturación del gas es 20-30% del espacio poroso, produciendo un porcentaje de aceite recuperado de 15 a 35% del aceite inicial. En la zona del noroeste del Perú se han obtenido porcentajes de 13% hasta 20%.

El factor más importante que controla la recuperación final es la relación de la permeabilidad relativa gas-aceite junto con la relación de viscosidad aceite-gas. Estos 2 factores controlan la relación gas-aceite (GOR) en las varias etapas de la declinación del pozo.

Aceites de alta viscosidad tienen normalmente muy baja recuperación. La viscosidad del gas tiene muy poco efecto puesto que normalmente es la misma para todos los reservorios y su variación con respecto a la presión es despreciable.

La permeabilidad absoluta de la formación no afecta en absoluto la recuperación en un reservorio de gas-disuelto; aunque si se puede decir que un reservorio de baja permeabilidad, alcanza su límite económico a una presión estática del reservorio mayor que un reservorio de alta permeabilidad absoluta; de tal modo que existe relación entre la recuperación final económica y el valor de la permeabilidad absoluta. La permeabilidad refleja la distribución de la porosidad y las propiedades capilares de la roca, factores que afectan la recuperación de la misma manera que lo hace la permeabilidad absoluta.

El shrinkage (encogimiento) afecta de un modo importante la recuperación. La saturación de aceite es afectado al mismo tiempo por el flujo del aceite que supone una disminución de la presión del reservorio y por el shrinkage (encogimiento) del aceite debido a la liberación del gas en solución; de tal modo que aceite de bajo shrinkage muestra una recuperación menor que uno de alto shrinkage en un mismo momento de la etapa de agotamiento.

El gas disuelto en el aceite afecta a la viscosidad del aceite y al shrinkage; y es el responsable de la vida del pozo puesto que la mayor producción es producida con una relación gas-aceite bajo.

Se ha establecido que no existe flujo de gas libre en este tipo de reservorios hasta que la saturación no ha aumentado hasta un 10% del espacio poroso.

El agua intersticial no tiene ningún efecto en la recuperación; aunque en la práctica para reservorios de agua connata normal (20-30%) la recuperación es practicamente igual al porcentaje del agua intersticial.

La segregación gravitacional aumenta sustancialmente la recuperación de estos reservorios particularmente cuando las secciones son grandes y existe buena permeabilidad.

La rata de producción no afecta la recuperación final de estos reservorios. Aunque las pruebas individuales de los pozos muestran variaciones del GOR (relación gas-aceite) parece q' esto se debe solamente a que el pozo se encuentra en su etapa de transición de flujo no estabilizado a flujo estabilizado y no a las variaciones de rata de producción.

Este problema ha sido estudiado extensamente por laboratorios de investigación y matemáticas. Con el uso de los computadores de alta velocidad se ha llegado a la conclusión que las variaciones de rata de producción tiene un efecto insignificante ó ninguno en la recuperación final.

Recuperación Secundaria en reservorios de gas-disuelto.- Muy pocas veces se deja que estos reservorios produzcan todo su aceite por propia energía natural puesto que es un mecanismo muy ineficiente. Generalmente a temprana edad del reservorio se comienza un programa de inyección de gas ó de agua a fin de aumentar su recuperación final.

Es preferible la inyección de agua que dá porcentajes más altos de recuperación; aunque la inyección de gas depende si existe gravitación gravitacional y la estructura es favorable para formar una capa de gas.

IMPULSO POR CAPA DE GAS

Los reservorios de impulso por capa de gas son aquellos en que la mayor parte del aceite es producido por la expansión de la capa de gas libre que está en la parte superior de la estructura. Existen muy pocos reservorios de este tipo, la mayor parte son de gas-disuelto y de intrusión de agua; aunque con la inyección de gas para mantener la presión del reservorio se crea artificialmente una capa de gas.

Ha sido demostrado que el gas es un agente muy ineficiente en el desplazamiento del aceite cuando no existe segregación gravitacional debido a su viscosidad muy baja, de tal modo q' aunque la capa de gas libre es una fuente de energía adicional; no se consiguen altas recuperaciones si no existe una buena segregación gravitacional.

El funcionamiento eficiente de este mecanismo está afectado por varios factores: 1) la producción de aceite debe estar acompañada con una limitada producción de gas durante toda la vida del reservorio; esto se consigue ubicando los pozos en la parte inferior de la estructura, 2) la capa de gas mantiene la presión del reservorio y evita una migración del gas en solución a la parte superior de la estructura, 3) la capa de gas se mueve hacia abajo desplazando el aceite hacia abajo, dejando una saturación de aceite baja en la zona invadida por el gas.

Condiciones que se necesitan para un buen funcionamiento de reservorios de capa de gas.- Sea para la formación de una capa de gas natural ó inducida, las siguientes condiciones son necesarias:

- 1) Una estructura geológica tal como anticlinal ó ángulo de buzamiento pronunciado ó una sección de gran espesor; de tal modo que permita la ubicación selectiva de los pozos.**
- 2) La permeabilidad de la formación debe ser alta a fin de permitir el avance frontal del gas y la segregación gravitacional.**
- 3) La formación debe ser de características (permeabilidad porosidad etc.) homogéneas a fin de que no queden atrapadas grandes cantidades de aceite.**
- 4) Las propiedades físico-químicas del fluido deben ser favorables tales como baja viscosidad del aceite.**
- 5) El drenaje gravitacional debe ser evaluado a fin de permitir un control eficiente del avance frontal del contacto gas-aceite.**
- 6) El reservorio debe ser controlado como una sola unidad a fin de permitir la correcta ubicación tanto de los pozos productores como de los pozos de inyección de gas.**

Control de las características de reservorios de impulsación de capa de gas.- Dos son los factores más importantes que controlan la eficiencia de estos reservorios:

- 1) Control de la presión estática de la formación; generalmente se hace inyectando gas en la parte superior de la estructura**

para mantener un nivel de presión a fin de evitar que el gas en solución se separe del aceite y este mecanismo predomine en la vida del reservorio.

- 2) Control de la relación gas-aceite, debe existir durante toda la vida del reservorio. Este debe ser mantenido bajo y si en algún pozo su valor ha subido mucho, se debe hacer trabajos de reacondicionamiento total; como asentar empaques ó hacer trabajos forzamiento de lechada de cemento en el intervalo perforado por donde entra el gas. La figura 19 muestra una curva típica del comportamiento del GOR (relación gas-aceite) y su comparación con la curva de GOR para reservorios de gas-en solución. La figura 20 muestra asimismo el efecto de la segregación gravitacional en la recuperación final y en el comportamiento del GOR.

Factores que afectan la recuperación.- Se ha podido ver de las discusiones anteriores que muchos factores afectan la recuperación pero si consideramos éstos como óptimos (estructura favorable, sección de buen espesor, buena permeabilidad, baja viscosidad del aceite etc.), el control desde el punto de ingeniería es el responsable. La producción debe ser restringida a fin de obtener un eficiente desplazamiento del aceite por el avance frontal del gas. Asimismo si la presión del mismo reservorio no es suficiente para mantener baja viscosidad y evitar la evolución del gas en solución; será necesario hacer el estudio conveniente para encontrar si se justificaría desde el punto de vista comercial la inyección de gas.

La segregación gravitacional es quizá el factor más importante para conseguir altas recuperaciones. Aquí el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa del aceite y del gas afectan la buena segregación gravitacional. La relación de permeabilidades relativas del aceite-gas controla el GOR,

Desde que la movilidad del gas es mucho más grande que la movilidad del aceite (permeabilidad relativa del aceite dividido por su viscosidad); estas dos relaciones controlan la restricción que habría para una buena segregación gravitacional.

Se puede concluir que todos estos factores enunciados hacen variar la recuperación desde 30 á 80% ó sea la misma que existe en el caso de impulso por desplazamiento por agua. En la práctica se ha encontrado el valor promedio de un 55%.

**MÉTODOS Y FÓRMULAS PARA PRONOSTICAR EL
COMPORTAMIENTO FUTURO DE LOS RESERVORIOS**

I - BALANCE VOLUMÉTRICO.- Este método está basado en el principio de la conservación de la materia. El reservorio está considerado como un tanque de volumen fijo ocupado por agua, aceite y gas; donde el aceite y gas se encuentran en equilibrio para una presión fija promedio y en donde la expansión del agua intersticial debido a la disminución de la presión es despreciable.

Volumen de aceite producido = Flujo de agua dentro de la zona de aceite + Expansión de los fluidos del reservorio.

$$Q = W_e + C_f A P$$

A = Volumen del reservorio de gas y líquido

W_e = Flujo de agua dentro del reservorio

C_f = Expansión de los fluidos del reservorio para la disminución de la presión \underline{AP}

\underline{AP} = Disminución de la presión para producir Q.

$$AQ = A W_e + C_f A P$$

De acuerdo a la manera como se obtenga la información P.V.T., la liberación puede ser flash diferencial dando para uno y otro caso información diferente para el cálculo del balance volumétrico.

A) Liberación flash.-

Influjo neto de agua = Encogimiento de zona de aceite - Expansión de Capa de gas.

$$W_e - W_p = [N P t_o - (N - N_p) B_t] - [(G - G_c) B_{gc} - G B_{g_o}]$$

De donde

$$N = \frac{N_p B_t - (W_e - W_p) - [(G - G_c) B_{gc} - G B_{g_o}]}{B_t - B_{t_o}}$$

$$G_c = G_p - N_p R_{s_o}$$

$$G_e = G_p - N_p R_{so}$$

Es importante notar que este tipo de liberación es similar para reservorios de influjo de agua donde la presión original ha declinado muy poco durante la vida del reservorio.

B) Liberación Diferencial.-

$$\text{Influjo neto de agua} = \left[\text{Encogimiento de zona de aceite} \right] - \left[\left(\text{Total gas liberado de la solución} \right) - \left(\text{Gas total Producido} \right) \right] - \left(\text{Expansión de la Capa de Gas.} \right)$$

$$W_e - W_p = \left[N B_{00} - (N - N_p) B_0 \right] - \left[(N - N_p) (R_{so} - R_s) + N_p R_{so} - G_p \right] - \left[(G - G_c) B_{gc} - G B_{g0} \right]$$

Donde:

N = Aceite original en el reservorio en bbls (S.T.)

B_t = Factor de formación para aceite y gas

(Bbls de reservorio líquido & gas/bbls de aceite S.T.)

B_{t0} = B_t original

N_p = Producción acumulada de aceite bbls S.T

G = Volumen original de gas en la capa de gas (stcf)

G_c = Producción acumulada de gas de la capa de gas (s.c.f.)

B_g = Factor de formación del gas (bbls de reservorio de gas/s.c.f.)

B_{g0} = Factor de formación del gas para la capa de gas

B_{g0} = B_g original

W_p = Producción acumulada de gas

R_{so} = Relación gas en solución/aceite en proceso adiabático (s.c.f./bbls S.T.)

B_0 = Factor de formación del aceite (bbls de reservorio del aceite/ bbls de aceite S.T.)

$B_{eo} = B_o$ original

$G_p =$ Gas en solución producido (s.c.f)

$V =$ Volumen relativo del líquido bbl/reser/bbls

Si consideramos:

$r =$ std. ft^3 de gas/bbl de aceite en su punto ebullición.

$R_s =$ std ft^3 de gas/bbl de aceite S.T

La expresión:

$(N-N_p) B_g (R_{so} - R_s) =$ Gas en solución que ha salido del aceite que permanece en el reservorio.

$$\therefore W_e - W_p = \left[N B_{oo} - (N - N_p) B_o \right] - \left[(N - N_p) r \frac{B_o}{V} + N_p R_{so} - G_p \right] B_g - \left[(G - G_c) B_{gc} - G B_{go} \right]$$

Donde:

$V =$ factor bbl reservorio/bbl punto de ebullición

$$\therefore N = \frac{N_p B_o + N_p r \frac{B_o}{V} - N_p R_{so} B_g + G_p B_g - (W - W_p) - [(G - G_c) B_{gc} - G B_{go}]}{\frac{B_o}{V} r B_g + B_o - B_{oo}}$$

Los cálculos de balance volumétrico nos sirven:

- 1) Calcular la cantidad de agua que ha invadido la zona de aceite en un reservorio de mecanismo de impulsión de agua.
- 2) Para determinar los cambios netos que se están verificando en la zona de aceite y gas.
- 3) Para predecir el futuro comportamiento de los reservorios
- 4) Para el cálculo de los índices de impulsión a fin de responsabilizar en que grado cada mecanismo colabora en la producción del aceite.

$$\text{Índice de impulsión de agua} = \frac{W_e - W_p}{\sum (\Delta N_p B_t)}$$

Índice de impulsión para
reservorios de capa de gas = $\frac{(G - G_c) B_{gc} - G B_{go}}{\Sigma \Delta N \bar{B}_E}$

Índice de impulsión para
reservorios de gas en solución = $1 - (I_w + I_g)$

- 5) Para el cálculo de la reserva de aceite total que hay en el reservorio.- Coonociendo la producción de aceite para un período determinado y una caída de presión del reservorio.

$$N = \frac{N_p B_t - (W_c - W_p) - [(G - G_c) B_{gc} - G B_{go}]}{B_t - B_{t_0}}$$

En el caso de tener capa de gas y no existe intrusión de agua tendremos:

$$N = \frac{N_p B_t + W_p - [(G - G_c) B_{gc} - G B_{go}]}{B_t - B_{t_0}}$$

A fin de determinar si existe ó no intrusión de agua al resolver la fórmula de arriba para distintos períodos, si se encuentra N constante, indicará que no existe dicho mecanismo.

En caso de existir inyección de gas en la parte superior de la estructura la ecuación de balance volumétrica se escribirá:

$$W_e - W_p = [N B_{t_0} - (N - N_p) B_t] + [G B_{go} - (G - G_c) B_{gc}] - G_i B_{gi}$$

Donde:

$G_i =$ st.ft³ de gas inyectado acumulado

$B_{gi} =$ Bg para el gas inyectado (bbl reserv/st.ft³)

II - FORMULA PARA CALCULAR LA SATURACION DEL FLUIDO.- Para calcular relación de permeabilidades para un GOR instantáneo es necesario conocer la saturación de fluido de la roca.

Llamemos:

S_o = Saturación del aceite con respecto al volumen poroso de los hidrocarburos.

S_o = Saturación del aceite al volumen poroso total

S_{wc} = Saturación del agua connata con respecto al volumen poroso total.

S_t = Saturación total del líquido con respecto al volumen poroso total

$$S_o = \frac{(N-N_p) E_o}{N E_{oo}} \quad (\text{fracción})$$

$$S_o = \frac{(N-N_p) E_o}{N E_{oo} W} \quad (\text{fracción})$$

$$S_{wc} = \frac{W}{N E_{oo} W} \quad (\text{fracción})$$

De donde:

$$W = \frac{S_{wc} N E_{oo}}{1 - S_{wc}}$$

$$\therefore S_o = \frac{(N - N_p) E_o}{N E_{oo} + \frac{S_{wc} N E_{oo}}{1 - S_{wc}}} = \frac{(1 - S_{wc}) (N - N_p) E_o}{N E_{oo}}$$

$$S_t = S_{wc} + \frac{(1 - S_{wc}) (N - N_p) E_o}{N E_{oo}}$$

$$S_t = S_{wc} + (1 - S_{wc}) S_o$$

III - FORMULA PARA EL CALCULO DEL GOR (relacion gas-aceite)

instantáneo.- La producción total de gas puede ser calculado partiendo de la saturación del reservorio usando la ecuación de la relación de gas-aceite instantáneo.

Usando la ley Darcy:

$$q_o = \frac{A K_o \times \Delta P_o}{\mu_o \times L} \quad (\text{flujo de aceite})$$

$$q_g = \frac{A K_g}{\mu_g} \cdot \frac{\Delta P_g}{L} \quad (\text{flujo de gas})$$

Dividiendo:

$$\frac{q_g}{q_o} = \frac{K_g \mu_o}{K_o \mu_g} = R_f \quad (\text{relación gas-aceite para un instante de flujo})$$

Para reducir esta expresión a condiciones de la superficie se les afectará con el factor de volumen de formación como sigue:

$$R_f = \text{condiciones de la superficie} = \frac{B_o}{B_g} \cdot \frac{K_g}{K_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_g}$$

A fin de incluir el gas que se desprende en los separadores, la fórmula de la relación gas-aceite se modifica como sigue:

$$R_p = \text{Relación gas-aceite producido} = \frac{B_o}{B_g} \cdot \frac{K_g}{K_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_g} + R_s$$

La nomenclatura usada es:

q_o = Rata de flujo de aceite en el reservorio

q_g = Rata de flujo de gas en las condiciones del reservorio.

k_e = Permeabilidad efectiva del aceite

k_g = Permeabilidad efectiva del gas

μ_o = Viscosidad del aceite en las condiciones del reservorio.

μ_g = Viscosidad del gas en las condiciones del reservorio.

A = Sección transversal al flujo en el reservorio

L = Distancia para que se realice la caída de presión ΔP

R_s = Gas en solución que se desprende en los separadores.

IV - Ecuación combinada de mecanismos de producción.- Consideremos el término "Gp" ó gas producido de la ecuación de balance volumétrico.

$$G_p = \sum \Delta N_p \left(R_s + \frac{B_o}{B_g} \cdot \frac{K_g}{K_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_g} \right)$$

Gas producido = Producción de aceite x relación gas-aceite.

Asimismo el término $N_p R_{so}$ de la ecuación balance volumétrico puede ser reemplazado por $\sum \Delta N_p R_s$

Tomando la ecuación de balance volumétrico para una liberación diferencial:

$$W_e - W_p = \left[N B_{o0} - (N - N_p) B_o \right] - \left[(N - N_p) n \frac{B_o}{V} + N_p R_{so} - G_p \right] B_g - \left[(G - G_c) B_{gc} - G B_{go} \right]$$

Reemplazando :

$$W_e - \sum \Delta W_p = N B_{o0} - (N - \sum \Delta N_p) B_o - \sum \left\{ (N - \sum \Delta N_p) n \frac{B_o}{V} + \sum \Delta N_p \left[R_s + \frac{B_o}{B_g} \cdot \frac{K_g}{K_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_g} \right] \right\} B_g - \left[(G - \sum \Delta G_c) B_{gc} - G B_{go} \right]$$

Reduciendo y agrupando términos:

$$N B_{o0} = (N - \sum \Delta N_p) B_o + \sum \left[(N - \sum \Delta N_p) n \frac{B_o}{V} - \Delta N_p \left(\frac{B_o}{B_g} \cdot \frac{K_g}{K_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_g} \right) \right] B_g + \left[(G - \sum \Delta G_c) B_{gc} - G B_{go} \right] + W_e - \sum \Delta W_p$$

~~Esta expresión también se puede escribir como sigue:~~

La cual es similar a la conocida ecuación de Schilthuis y que puede ser resuelta por tanteos para problemas múltiples de cualquier mecanismo de producción.

La solución por tanteos consiste en asumir caídas de presión "AP" para una producción determinada hasta que todas las 4 ecuaciones son satisfechas.

Generalmente se admite un error menor de 0.5% en el cálculo de N Boo. Actualmente se usan los computadores de gran velocidad para hacer estos tanteos.

**TABLAS BASICAS PARA CALCULOS Y FACTORES
DE CONVERSION USADAS EN INGENIERIA DE
RESERVORIOS.**

**A.- Factores de conversión usados en Ingeniería de Reser-
vorios.**

<u>MEDIDA</u>	<u>MULTIPLICAR</u>	<u>POR</u>	<u>PARA OBTENER</u>	
Longitud	centímetros	0.39370	pulgadas	
	"	0.032808	pies	
	"	6.2137×10^{-6}	millas	
	pulgadas	2.5400	cms.	
	pies	30.480	cms.	
Area	millas	1.6093×15^{-5}	cms.	
	cm ²	0.15500	pulg ²	
	cm ²	10.764×10^{-4}	pies ²	
	cm ²	3.8610×10^{-11}	millas ²	
	cm ²	2.4710×10^{-8}	acres	
	pulg ²	6.4516	cm ²	
	pies ²	9.2903×10^{-2}	cm ²	
	pies ²	2.2957×10^{-5}	acres	
	millas ²	2.5900×10^{-10}	cm ²	
	millas ²	640	acres	
	acres	4.0469×10^{-7}	cm ²	
	acres	43.560	pies ²	
	Volumen	cc.	.99997	ml.
		cc.	3.5314×10^{-5}	pies ³
		cc.	2.6417×10^{-4}	gls.
cc.		0.2898×10^{-6}	bbls.	
cc.		8.1071×10^{-10}	acre-pie	
pies ³		28.317×10^{-3}	cc	
pies ³		7.4805	gls.	
pies ³		0.17811	bbls.	
pies ³		2.2957×10^{-5}	acre-pies	
galones		3.7854×10^{-3}	cc	

<u>MEDIDA</u>	<u>MULTIPLICAR</u>	<u>POR</u>	<u>PARA OBTENER</u>
Volumen	galones	0.13368	ft ³
	"	2.3810 x 10 ⁻²	bbls.
	"	3.0689 x 10 ⁻⁶	acre-pie
	bbls	158.99 x 10 ⁻³	cc.
	"	5.6146	ft ³
	"	42	gls.
	"	1.2889 x 10 ⁻⁴	acre-pie
	acre-pie	1.2335 x 10 ⁻⁹	cc.
	"	43.560	ft ³
	"	3.2585 x 10 ⁻⁵	gls.
	"	7,758.4	bbls.
	Volumen por Mol)	gm-mol (@ 1 atm. 0°C)	22.414 x 10 ⁻³
Gases	lb-mol (@ 1 atm. 0°C)	359.04	ft ³
	lb-mol (@ 1 atm. 60°F)	379.48	ft ³
Presion	atmósferas	76.	cm Hg @ 0°C
	"		Hg = 13.5951 gr/cc
	"		980.665 cm/seg ²
	"	1.01325x10 ⁻⁶	dinas/cm ²
	"	14.6961	psi.
	"	33.899	ft H ₂ O @ 40°C
	"		(@ g = 980.665 cm/seg ²)
	"	1.0332x10 ⁻³	cm H ₂ O
	"	1.0332x10 ⁻³	gm/cm ²
	lbs/pulg ²	6.8046x10 ⁻²	atm.
	"	6.8948x10 ⁻⁴	dinas/cm ²
	"	2.3067	pies H ₂ O
"	70.308	cm H ₂ O	
"	70.307	gms/cm ²	
dinas/cm ²	9.8692 x 10 ⁻⁷	atm.	
"	1.4504 x 10 ⁻⁵	lbs/pulg ²	
"	3.3456 x 10 ⁻⁵	ft H ₂ O	
"	1.0197 x 10 ⁻³	cm H ₂ O	

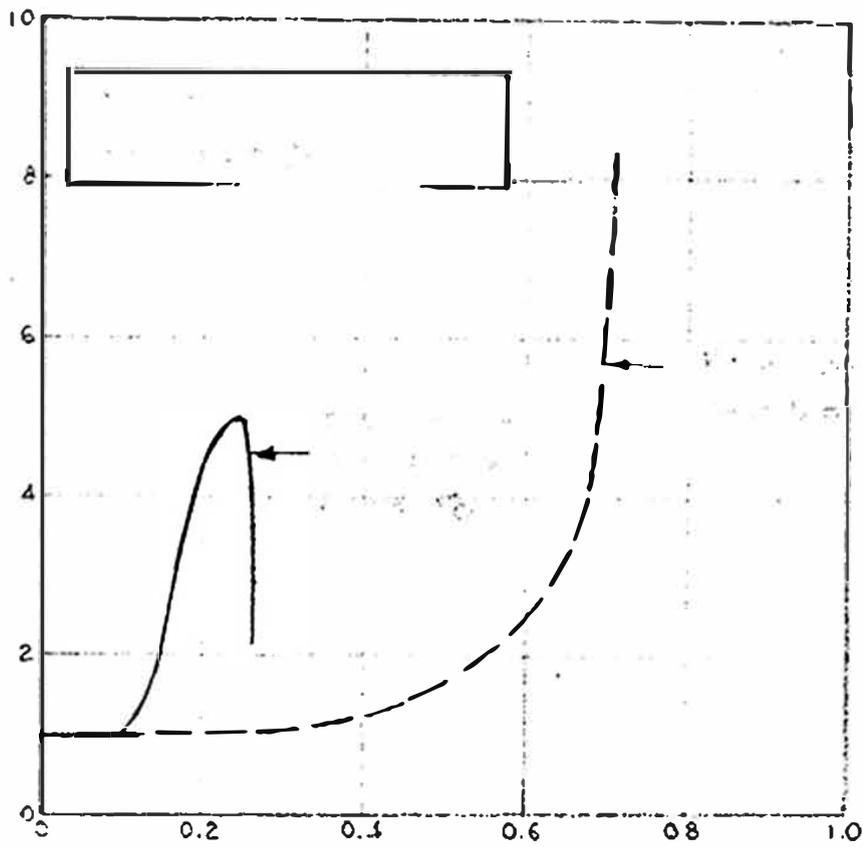
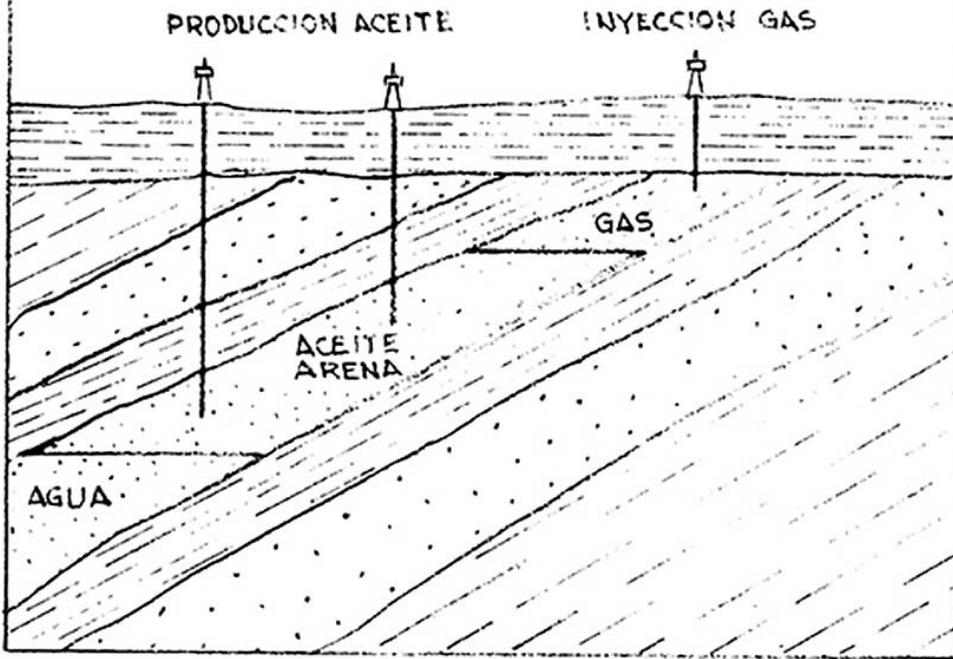


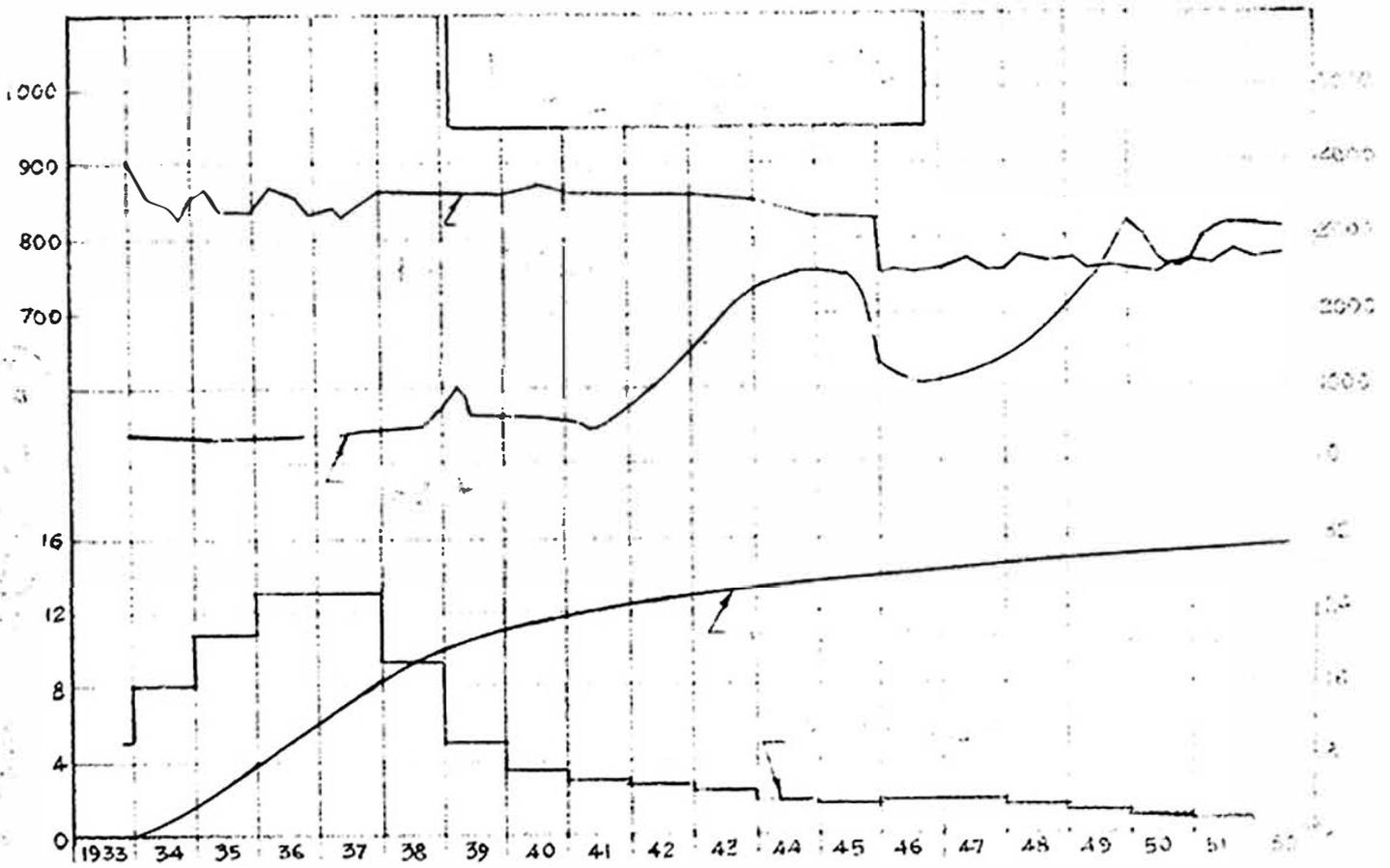
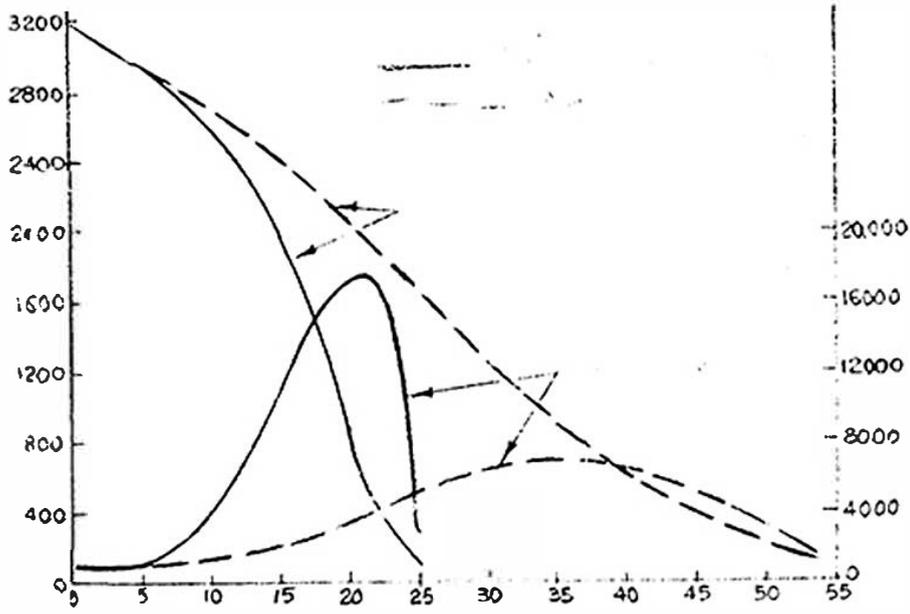
<u>MEDIDA</u>	<u>MULTIPLICAR</u>	<u>POR</u>	<u>PARA OBTENER</u>
Presión	dinas/cm ²	1.0197 x 10 ⁻³	gms/cm ²
	cm H ₂ O @ 4°C	9.6782 x 10 ⁻⁴	atm.
	"	1.4223 x 10 ⁻²	lbs/pulg ²
	"	980.64	dinas/cm ²
	"	.99998	gms/cm ²
	"	7.3556 x 10 ⁻²	cm Hg @ 0°C
	pies H ₂ O @ 4°C	2.9499 x 10 ⁻²	atm.
	"	29.890 x 10 ⁻³	dinas/cm ²
	"	2.2420	cm Hg @ 0°C
	"	.43352	lbs/pulg ²
	"	30.479	gms/cm ²
	Flujo	cc/seg.	2.1186 x 10 ⁻³
"		1.5850 x 10 ⁻²	gls/min
"		0.54344	bbls/día
gls/min		0.13368	ft ³ /min
"		34.286	bbls/día
"		63.091	cc/seg
bbls/día		3.8990 x 10 ⁻³	ft ³ /min
"		2.9167 x 10 ⁻²	gls/min
"		1.8401	cc/seg
(cc/seg)/atm.		3.6979 x 10 ⁻²	(bbls/día)/(lbs/pulg ²)
"		4.6758 x 10 ⁻⁴	(gls/min)/pies H ₂ O
(bbls/día)/(lbs/pulg ²)		1.2644 x 10 ⁻²	(" ")
"		27.042	(cc/seg) /atm.)
(gls/min)/ft H ₂ O		2.1387 x 10 ⁻³	(cc/seg) /atm.)
"		79.087	(bbls/día)/(lbs/pulg ²)
Densidad	gms/cc	62.428	lbs/ft ³
	"	8.3454	lbs/gl
	"	350.51	lbs/bbl
	lbs/pie ³	0.13368	lbs/gl
	"	5.6146	lbs/bbl
	"	0.016018	gms/cc
	lbs/gl	42	lbs/bbl
"	0.11983	gms/cc	

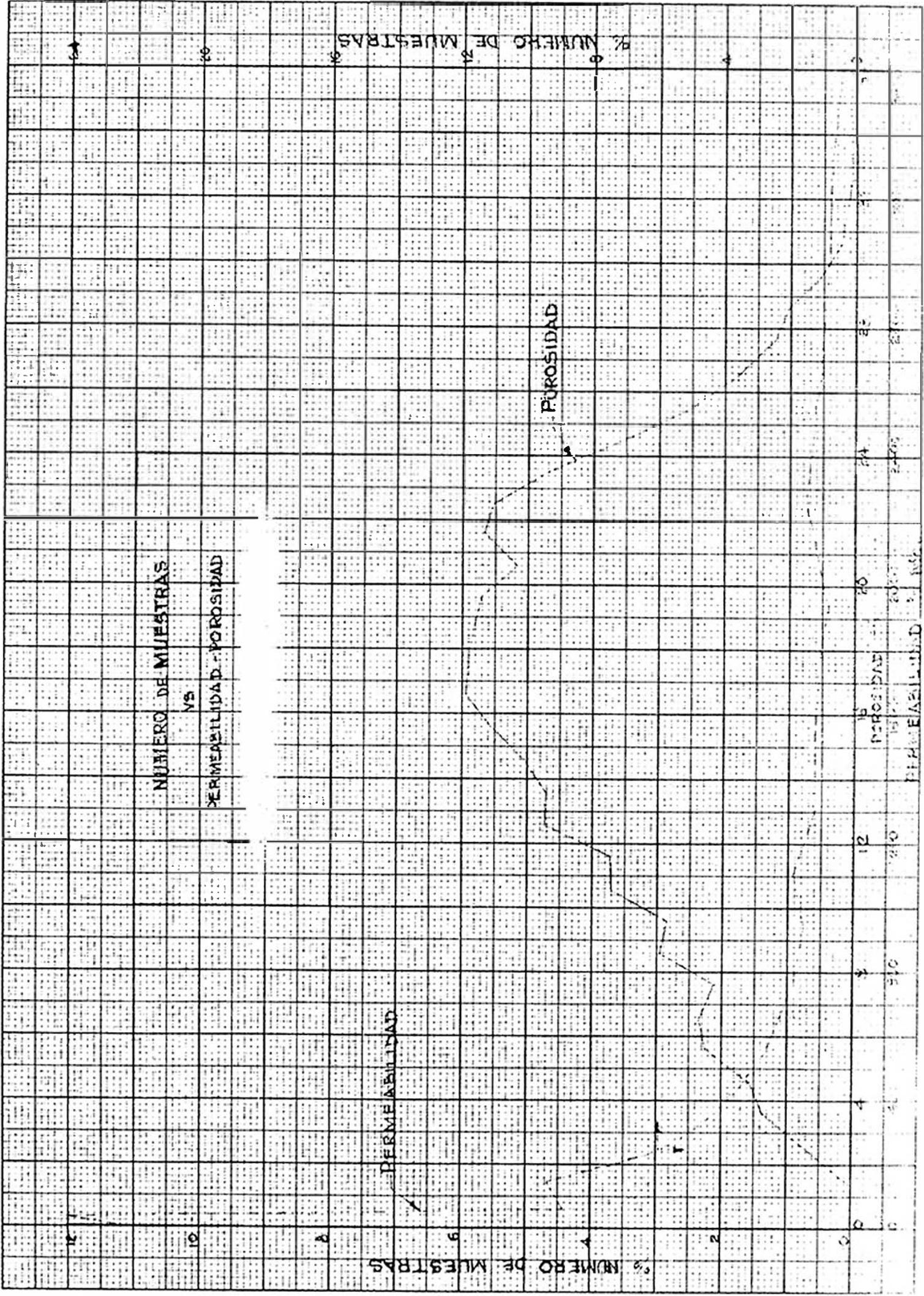
<u>MEDIDA</u>	<u>MULTIPLICAR</u>	<u>POR</u>	<u>PARA OBTENER</u>
Densidad	lbs/gl.	7.4805	lbs/ft ³
	lbs/bbl.	2.8530×10^{-3}	gm/cc
	"	0.17811	lbs/ft ³
	"	0.023810	lbs/gl.
Viscosidad	centipoises	0.01	poises
	"	6.72×10^{-4}	lbs/(ft-sec)

B - Gráficos.- A continuación se adjuntan gráficos y abacos para la interpretación de la teoría expuesta. Además se adjunta gráficos adicionales para facilitar cálculos.

RESERVOIRIO TIPICO CON CAPA DE GAS







NUMERO DE MUESTRAS

VS

PERMEABILIDAD - POROSIDAD

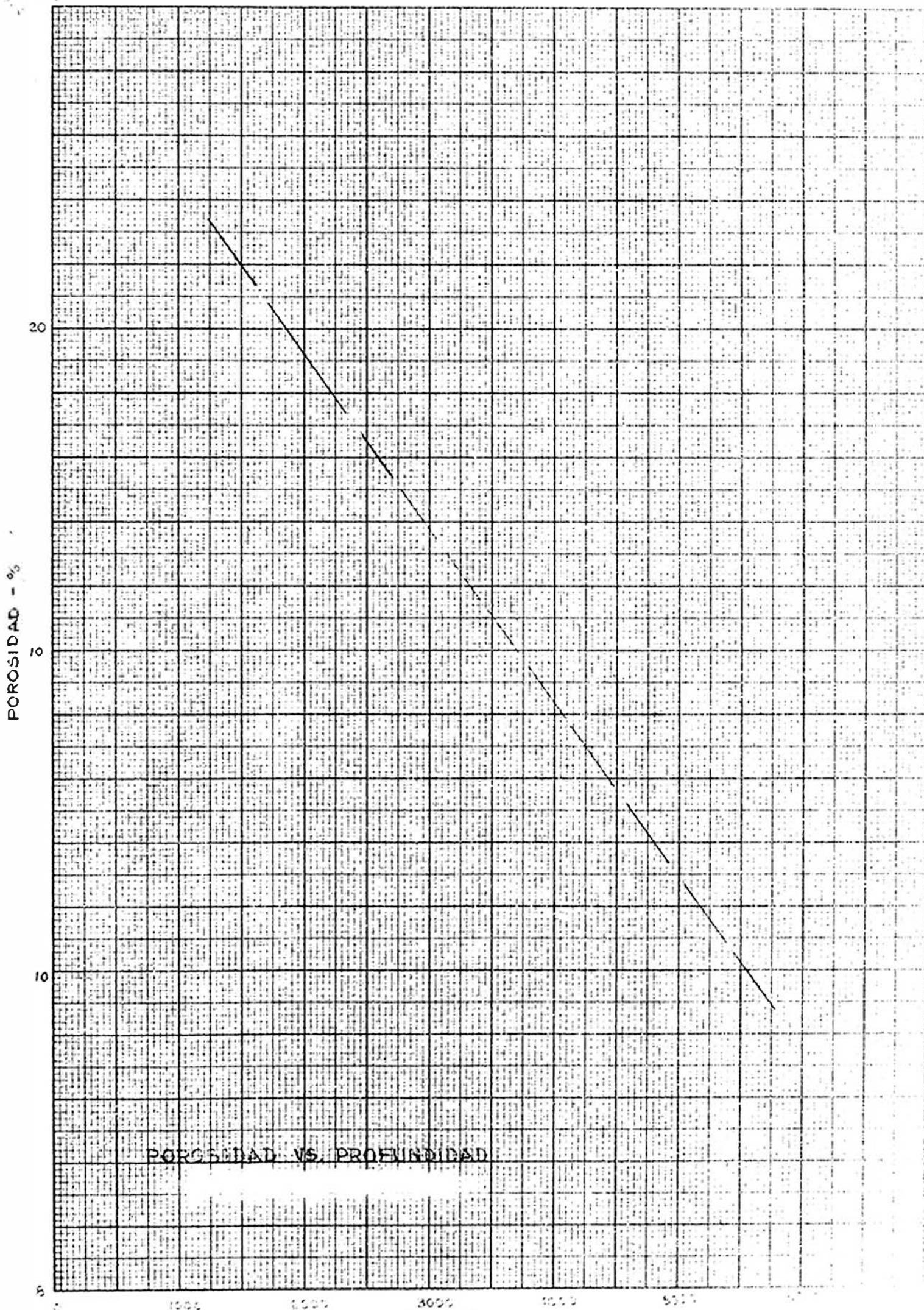
PERMEABILIDAD

POROSIDAD

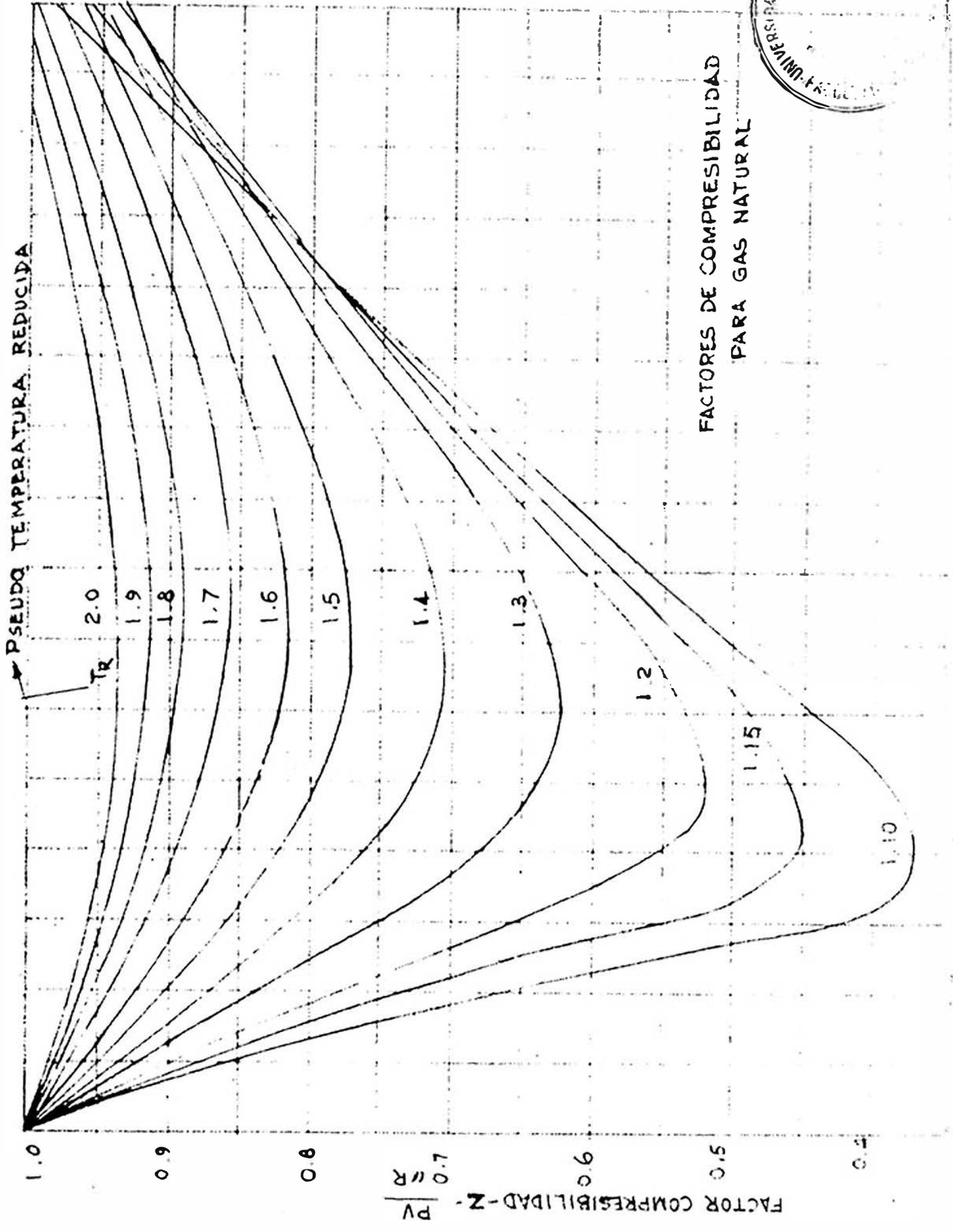
% NUMERO DE MUESTRAS

% NUMERO DE MUESTRAS

PERMEABILIDAD
POROSIDAD



POROSIDAD VS. PROFUNDIDAD

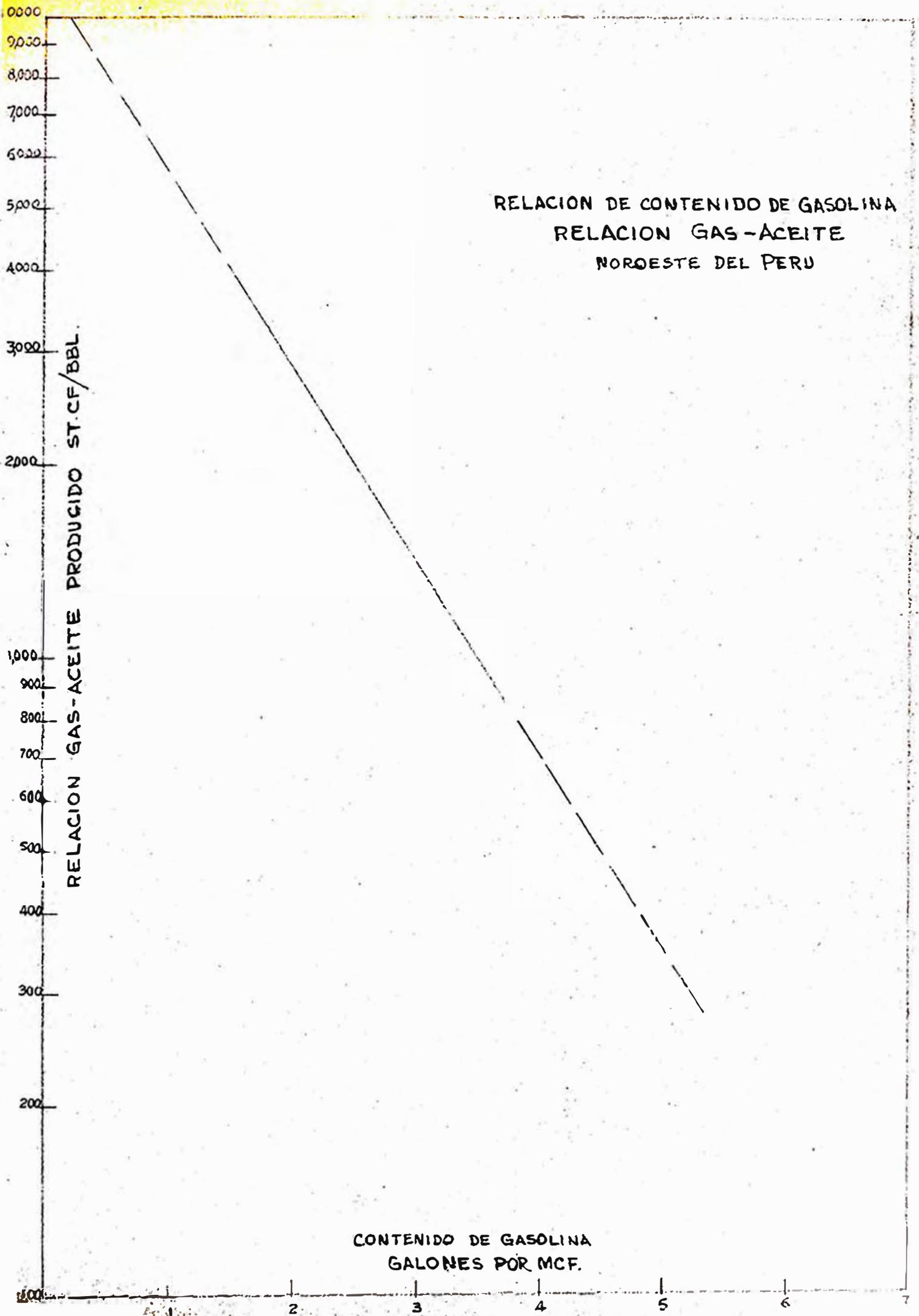


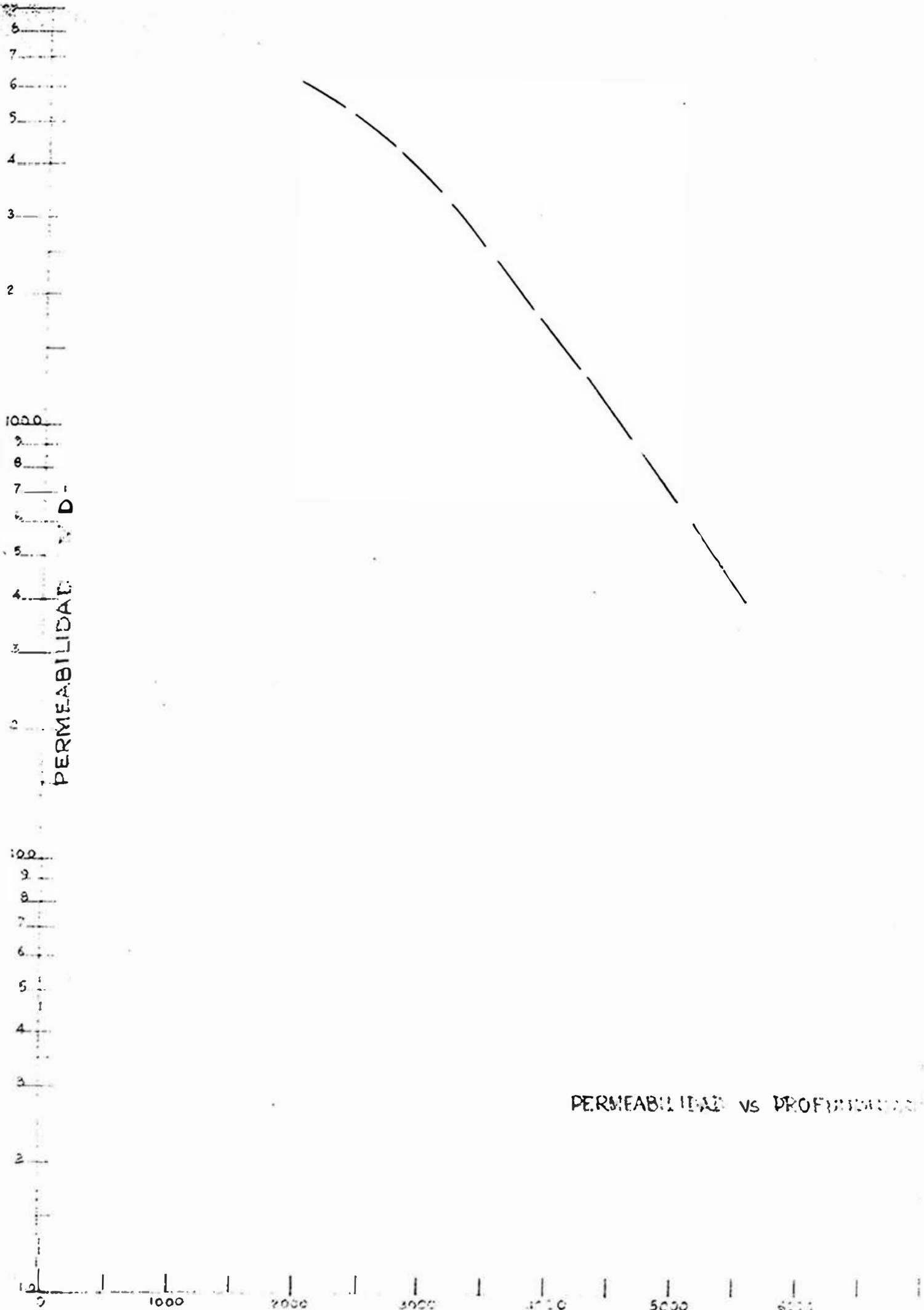
FACTORES DE COMPRESIBILIDAD
PARA GAS NATURAL



PROF. DR. J. M. RIVERA

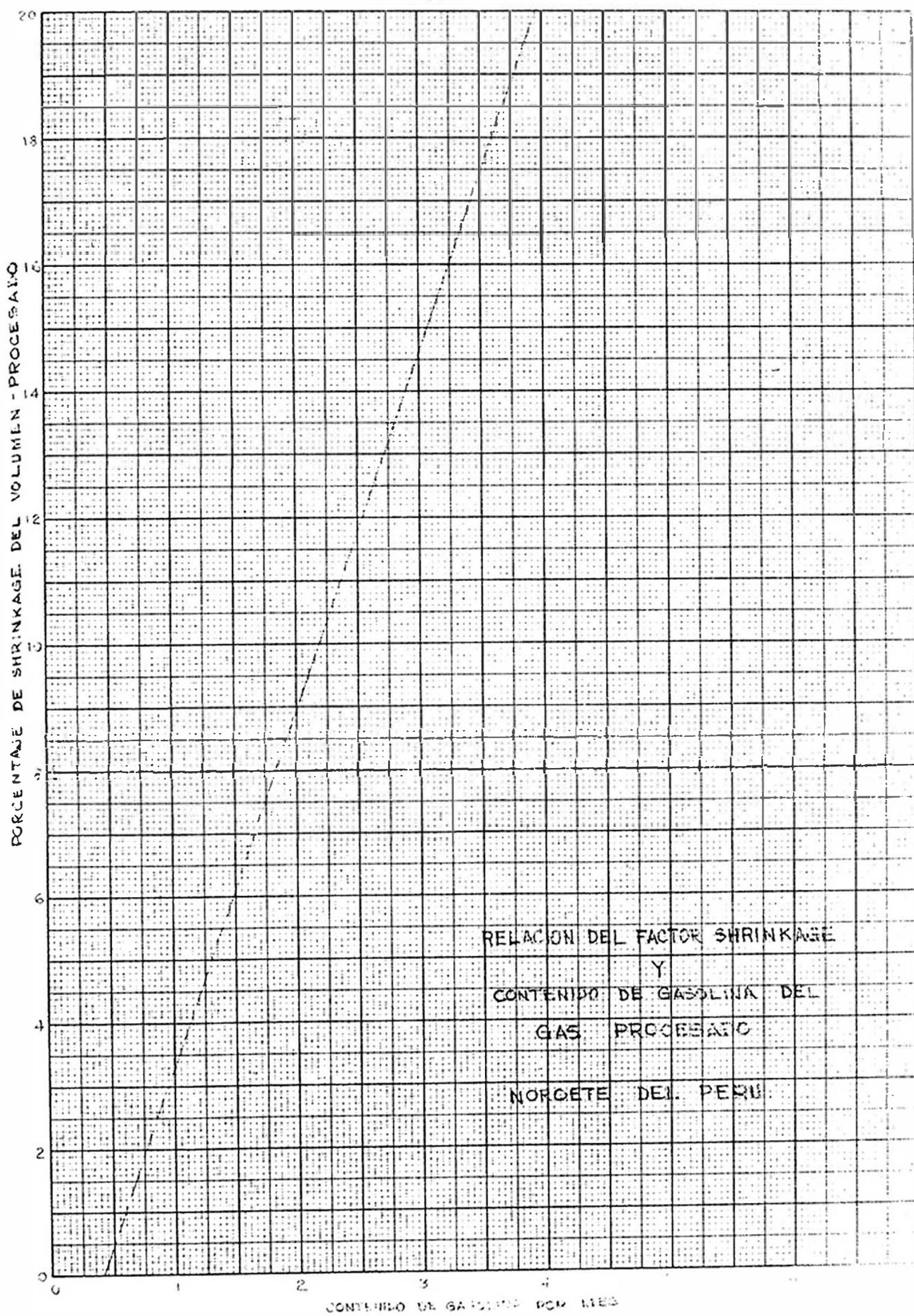
RELACION DE CONTENIDO DE GASOLINA
RELACION GAS-ACEITE
NOROESTE DEL PERU



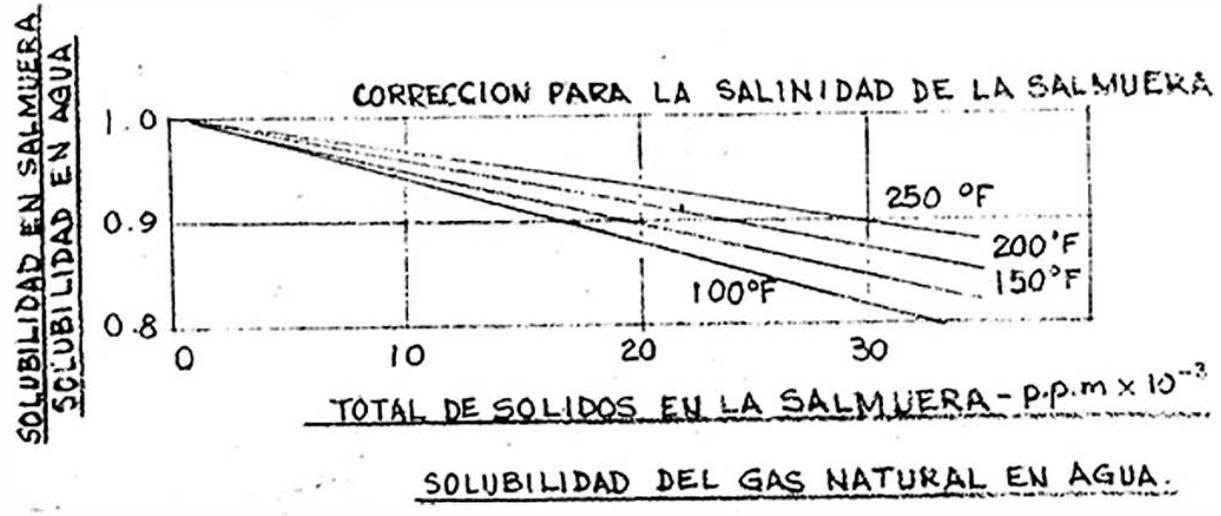
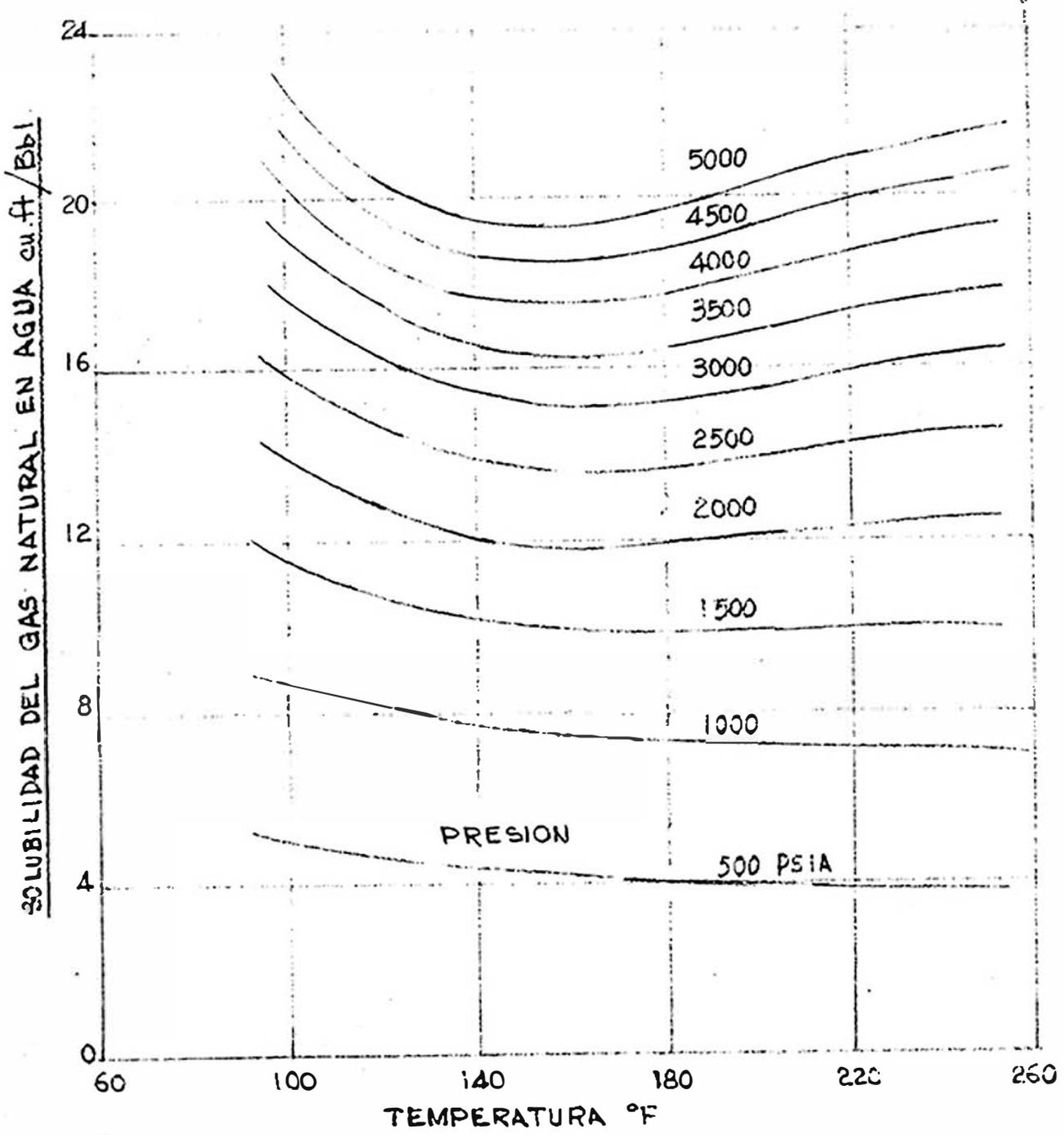


PERMEABILIDAD VS PROFUNDIDAD

PROFUNDIDAD - PIES

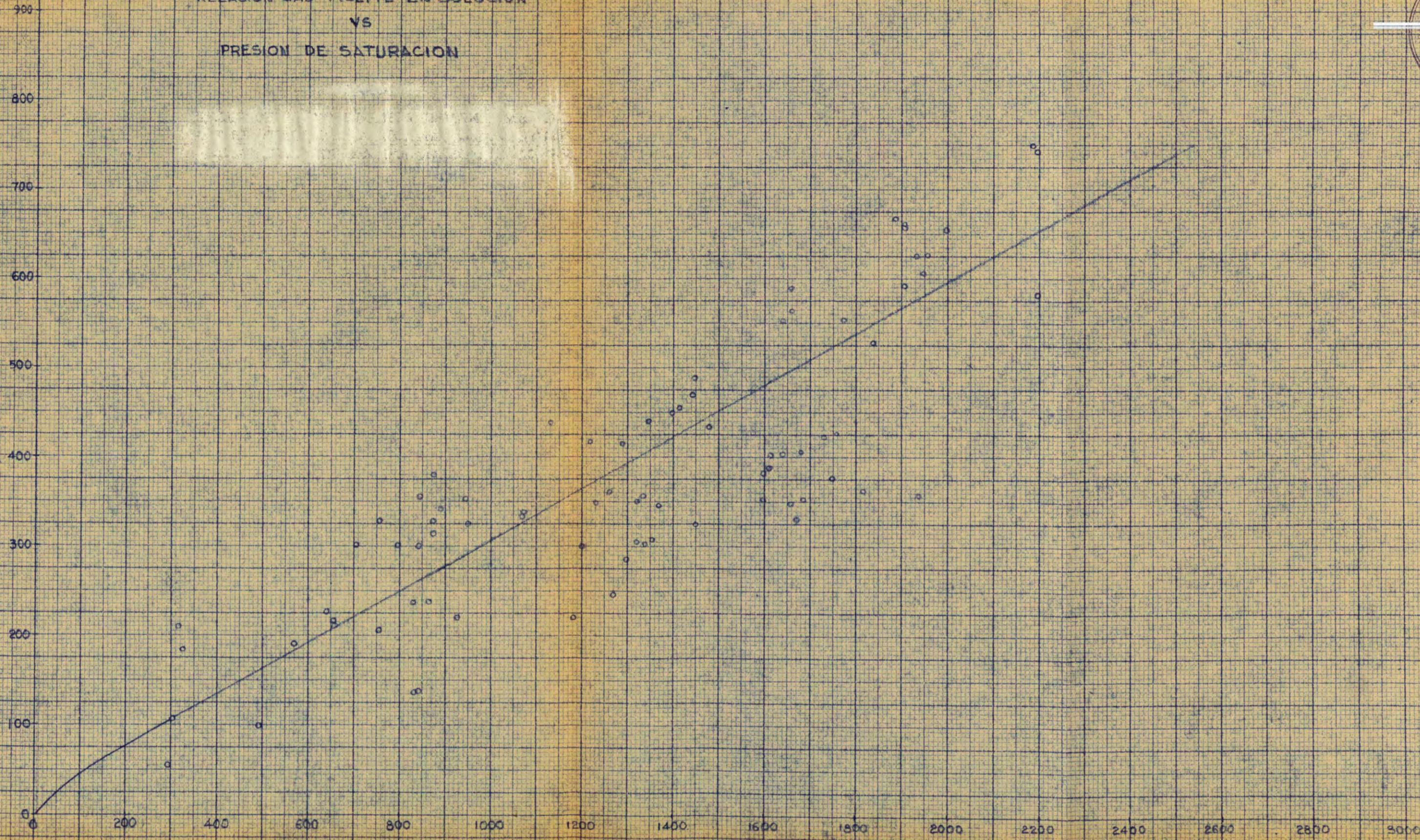


RELACION DEL FACTOR SHRINKAGE
Y
CONTENIDO DE GASOLINA DEL
GAS PROCESADO
NORCETE DEL PERU.

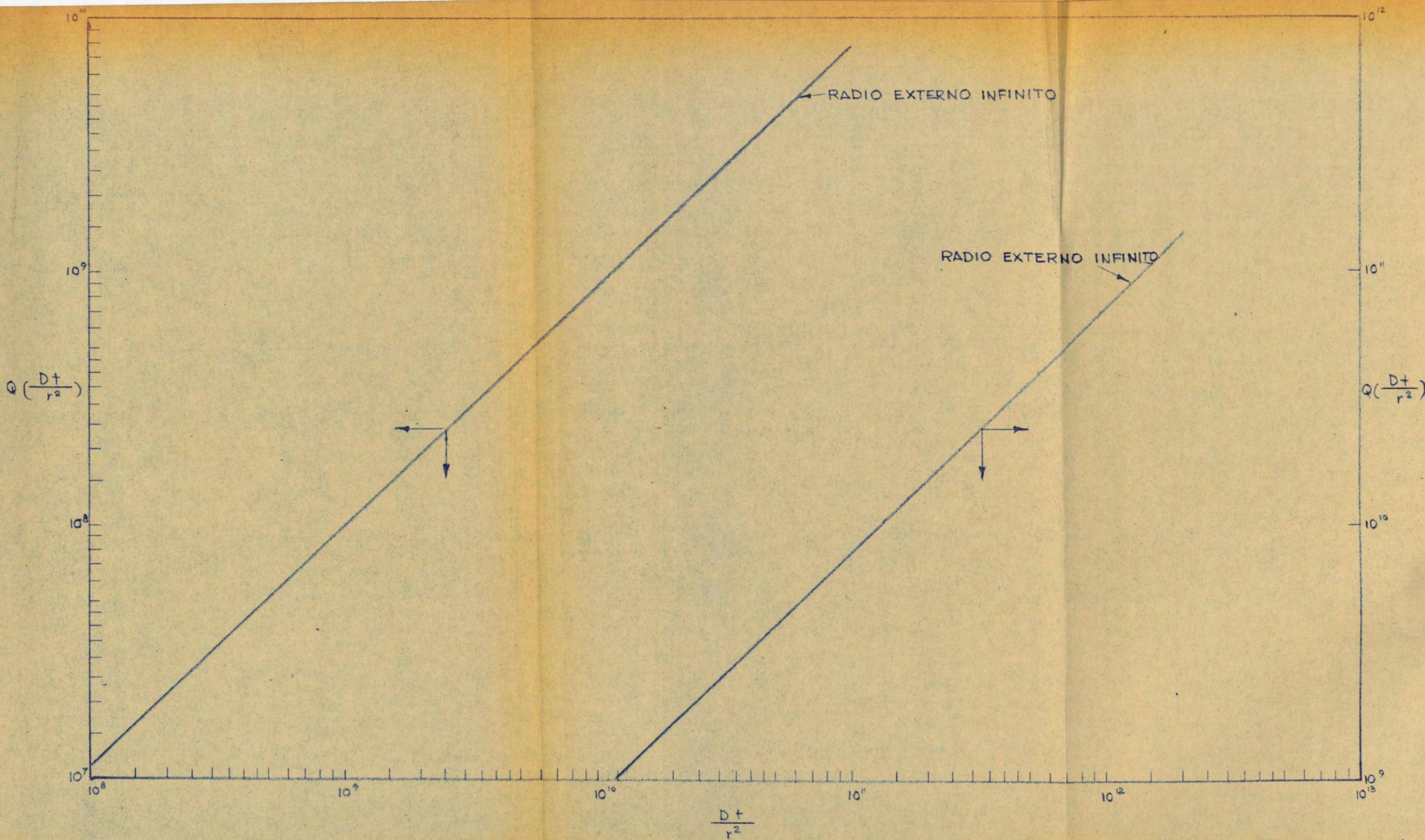


RELACION GAS - ACEITE EN SOLUCION
VS
PRESION DE SATURACION

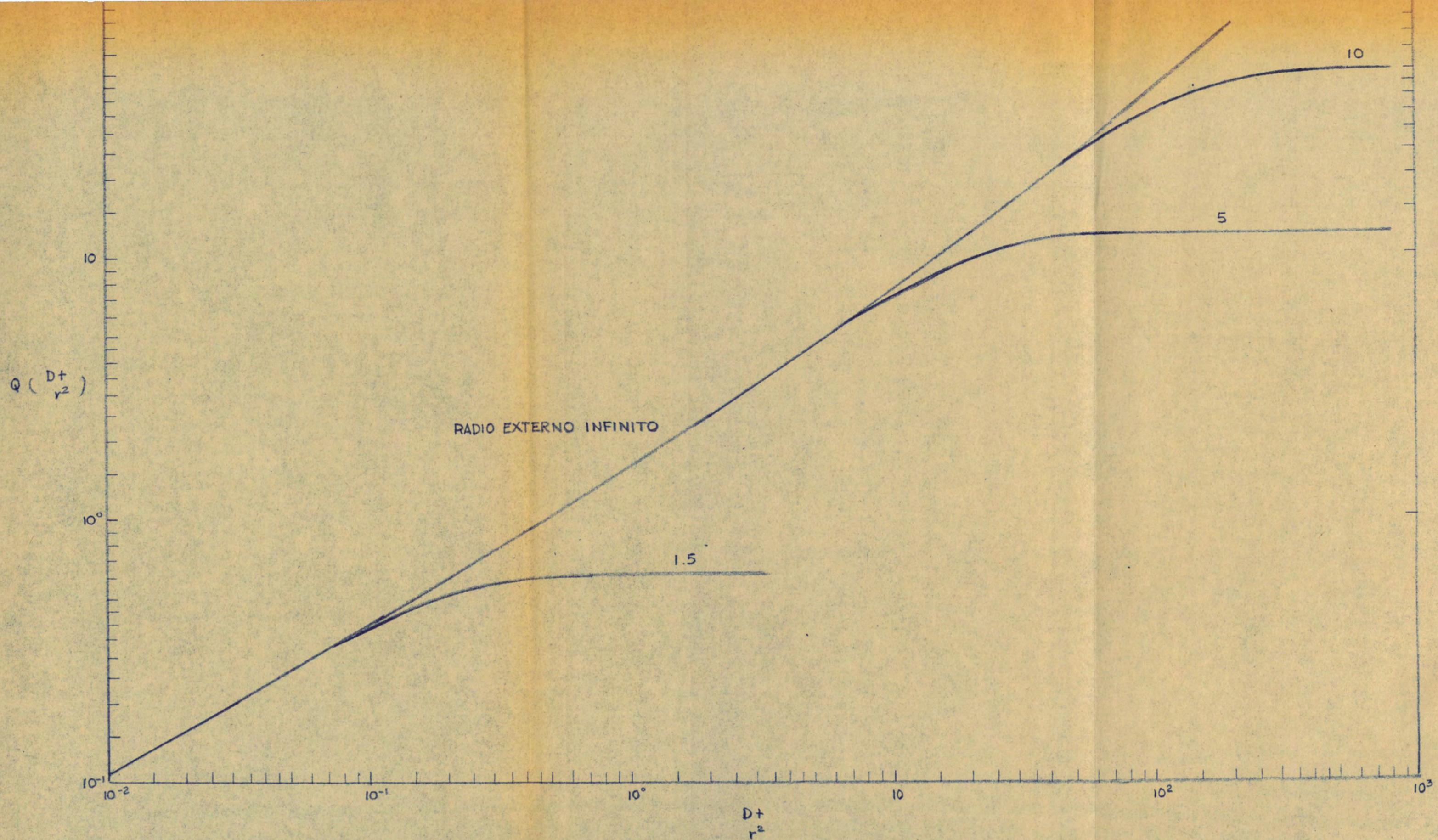
GAS EN SOLUCION - S.C.F. / ST. BBL. (LIBERACION FLASH)



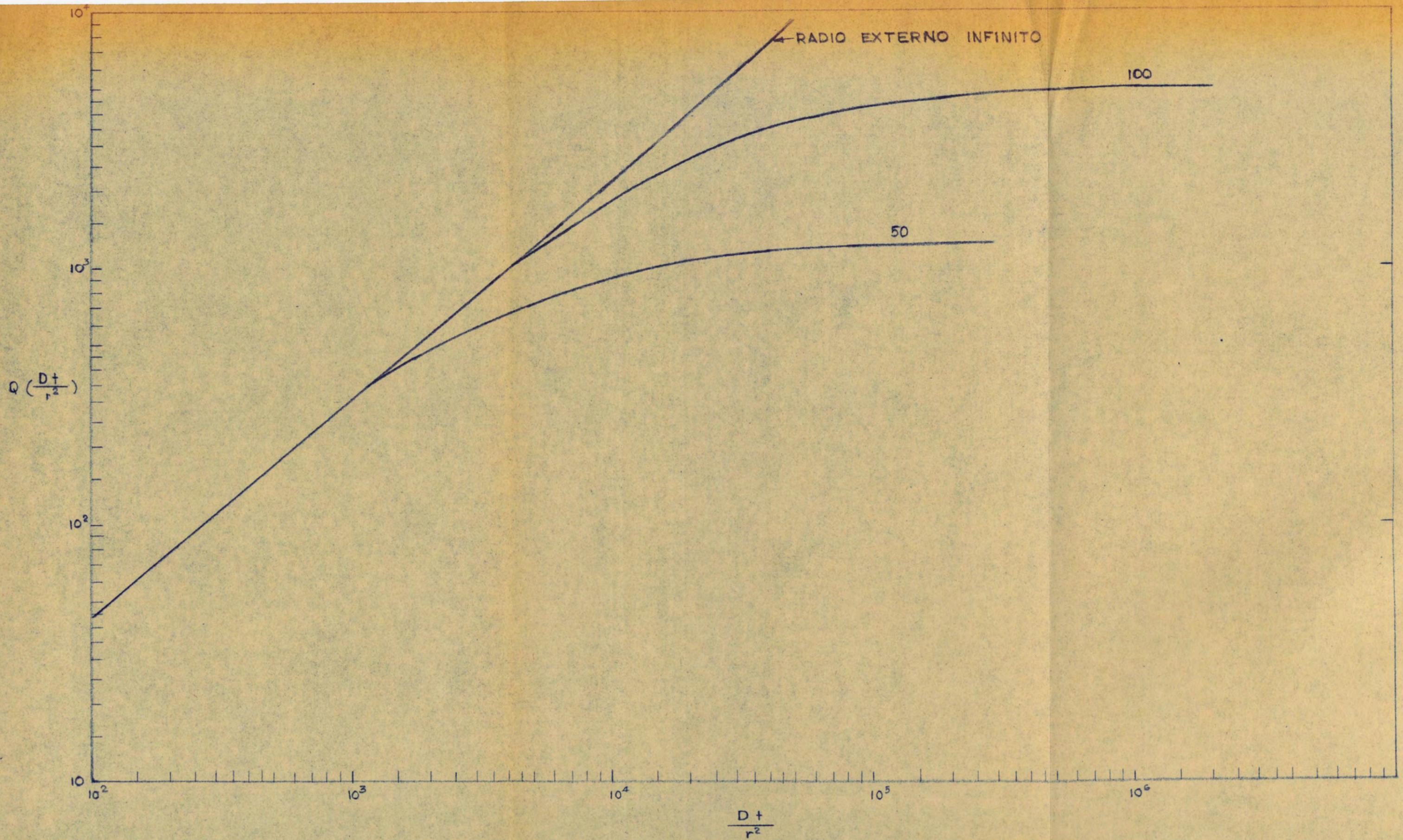
PRESION DE SATURACION PSIG.



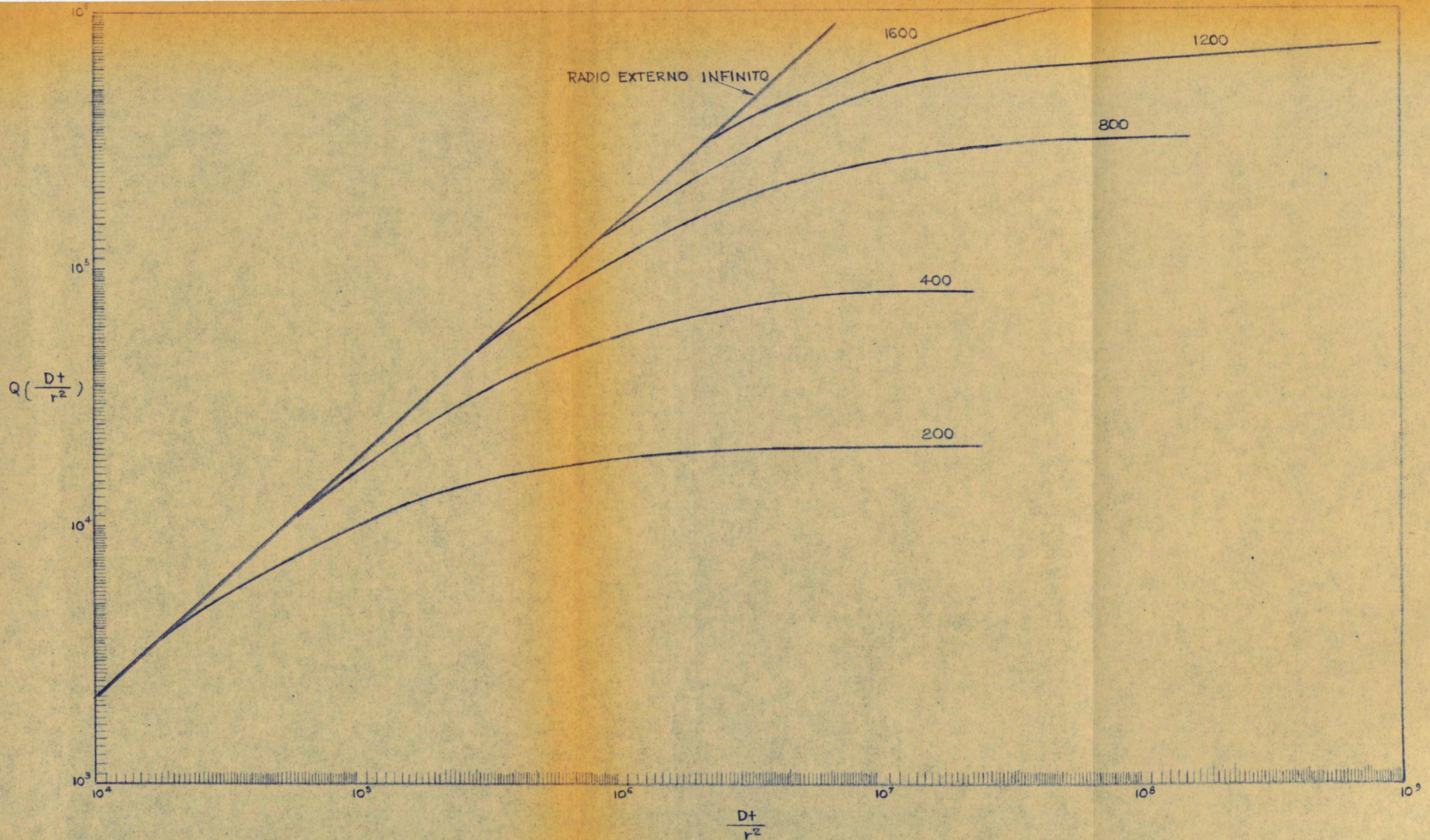
CURVAS DE DIFUSIVIDAD (GRAFICOS)



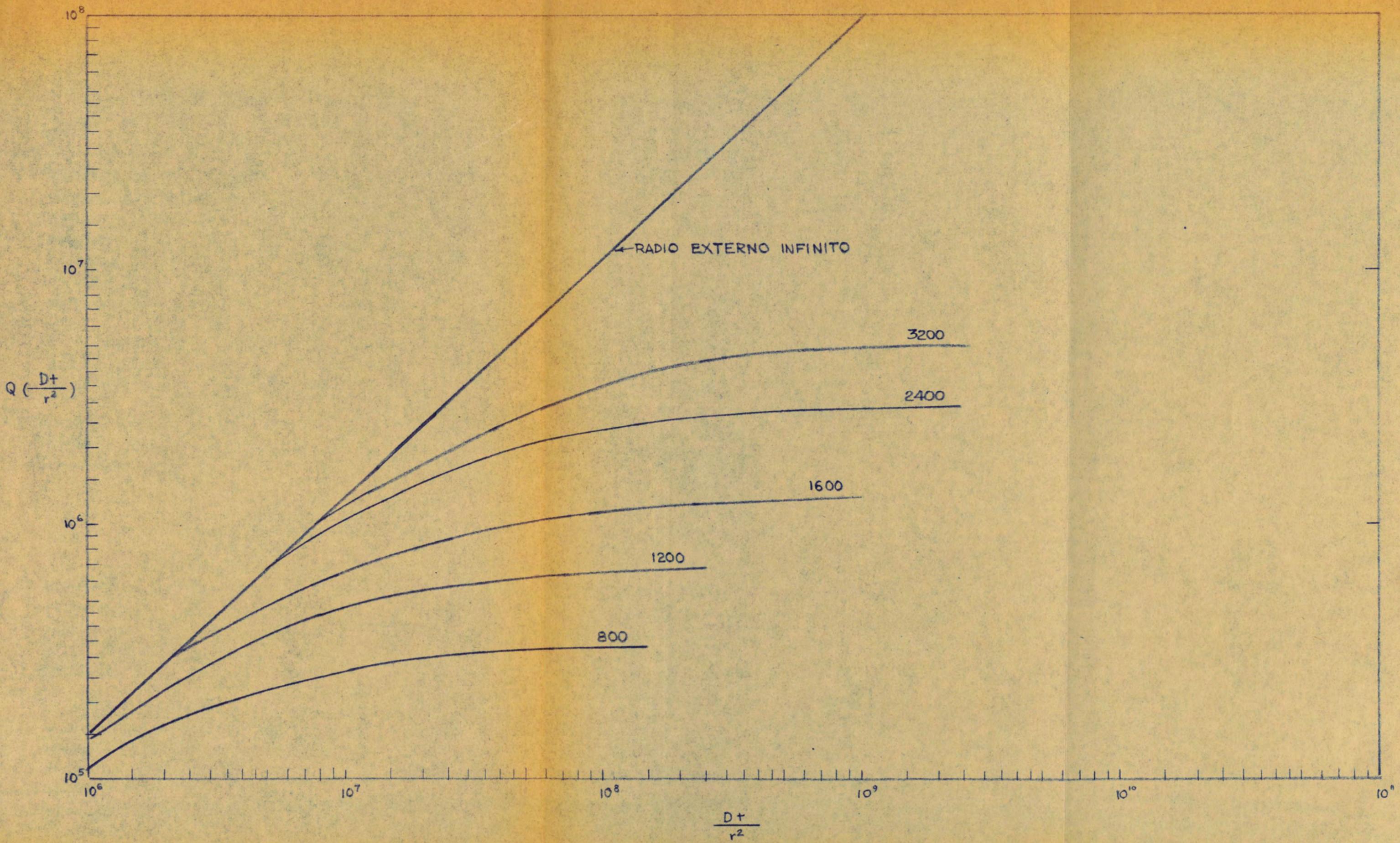
CURVAS DE DIFUSIVIDAD - (GRAFICO 1)



CURVAS OF DIFUSIVIDAD (GRAFICO -2)



CURVAS DE DIFUSIVIDAD



CURVAS DE DIFUSIVIDAD (GRAFICO 4)

EVALUACION DE LAS FORMACIONES

Durante la perforación de un pozo se va obteniendo información de un modo sistemático a fin de tener el material que nos dará el criterio para definir si un pozo debe ser completado, si va ser comercial, que formaciones deben ser completadas si es que atraviesa varias y que tipo de completación sería la más conveniente. La perforación de un pozo es parte importante del costo (40%) pero más importante es el costo de completación (60%).

A fin de evaluar las formaciones existen varios métodos aceptados en toda la industria y algunos de ellos usados en el Noroeste del Perú.

a) Colección é interpretación de muestras - Columna litológica del Pozo.- La información geológica fundamental para hacer una correcta completación es:

- a) Información litológica
- b) Información estructural

La información litológica es obtenida de las muestras redondas (cores) y de los cortes de la broca a medida que se va perforando. Las observaciones de los afloramientos de las formaciones que se van a completar es importante para determinar la textura de la roca y tener una idea materializada de la litología de la formación que se está atravesando.

En la obtención de los cortes solo vamos a referirnos a los que se obtienen en la perforación rotaria; ya que la perforación a cable prácticamente no se usa y en particular en el Noroeste del Perú.

Los cortes son colectados por el engrampador de la cuadrilla de perforación cada 5 ó 10 pies, lavados con agua dulce para sacarles el lodo y son tomados de la malla vibradora.

Estos cortes son lavados por segunda vez en el laboratorio de geología donde se le quita el barro o costra remanente y se observa si está ó no contaminado con derrumbe (cauñg), particularmente de gredas superiores las cuales se identifican por ser laminadas y angulosas. En el caso de usarse un barro de base de aceite (oil base mud) la muestra es lavada con kerosene y agua caliente.

Después de lavada la muestra, en esta área se acostumbra a hacer el examen microscópico con la muestra mojada, aunque otros geólogos secan artificialmente la muestra pero cuidando de no alterar la composición química especialmente de gredas que cambian de color con la temperatura excesiva. Es preferible para evitar estos peligros dejar que la muestra seque naturalmente.

La muestra generalmente se divide en 2: una para hacer su examen microscópico de la litología y otra para determinar la presencia de la microfauna.

Los cortes son examinados usando microscopio binocular de baja potencia que tienen iluminación propia.

La potencia debe ser suficiente como para determinar la estructura y textura de la muestra y al mismo tiempo poder apreciar los porcentajes de cada diferente componente.

La potencia normalmente varía de 12 á 24 aumentos y en Talara usamos microscopios de nueve aumentos.

Se usa normalmente luz ultravioleta.

Al examinar la muestra se debe apreciar tan cerca como posible el porcentaje de cada roca que compone la muestra. Es importante descartar las laminillas de las gredas de derrumbe que generalmente son más largas y tienden a flotar en el agua.

En el área de Talara cristales de pirita (cubos) se presenta en abundancia en la formación Pariñas y algunos estratos llaves que sirven como base de correlación. Asimismo es - tratos de gredas con color característico tales como la formación clavel. En la descripción de la formación productora es importante apreciar la porosidad y la permeabilidad de la muestra por el tamaño de los granos y su grado de cementación; asimismo el grado de saturación para dar idea de la graduación de los contactos de gas a aceite y de aceite a la zona acuifera.

La descripción de la muestra es preferible anotarla en un registro aparte del strip-log para que quede constancia. La descripción debe ser lo más detallada posible y debe comprender:

Color.- La determinación del color de las areniscas, gredas siltstones etc. es importante en la descripción, en particular cuando uno de estos estratos es característico y sirve como estrato llave para la correlación.

Tamaño de los granos.- El cuadro de Wentworth nos dá la clasificación generalizada y ya aceptada como describir los cortes.

CUADRO DE WENTWORTH

(Clásticos)		(Cristalino)	
pedazos		5.6	grueso
granulus		3.2	medio
arenisca	muy grueso		fino
	grueso	1.0	muy fino
	medio	0.56	grueso
	fino	0.32	medio
	muy fino	0.18	fino
Siltstone		0.1	muy fino
		0.056	grueso
		0.032	medio
		0.018	fino
		0.0056	muy fino
Greda		0.0032	grueso
		0.0018	medio
			fino
		0.001	muy fino

Forma y redondez de los granos.- La forma de los granos nos indica en sí su forma con respecto a su esfericidad; en cambio la redondez de los granos nos da la angularidad de sus puntas ó bordes.

Russel y Tayler han recomendado las siguientes definiciones para describir estas propiedades:

Angular: son granos que no han sufrido desgaste y sus bordes y esquinas son agudos.

Sub-angular: son granos que muestran un definido desgaste aunque guardan su forma original; sus extremos terminan aún en bordes agudos.

Sub-redondeado: son granos que muestran desgaste con sus bordes que han sido suavizados pero aún guardando su forma original.

Redondeados: son granos que tienen sus caras originales destruidas, sus bordes gastados y su forma original ha sido modificada.

Bien redondos: son granos que han sido completamente modificados tanto en sus caras como bordes y esquinas apreciándose sus caras curvadas.

Textura de la superficie del grano.- Esta se describe:

- A) Con respecto al lustre que puede ser opaco ó lustroso
- B) Con respecto a su relieve puede ser suave y áspero. Cuando es áspero puede presentarse estriado, superficie frotada, picada, desmenusada.

Orientación.- Esta propiedad es más aplicable para las muestras redondas (cores); en los cortes por estar desmenusadas es prácticamente imposible determinar su orientación de los granos; aunque es lógico que estos van en dirección al flujo de su deposición y paralelos a los planos de sedimentación.

Composición.- Más de 100 minerales pueden entrar en la composición de una muestra aunque no más de 20 de ellos exceden del 1%; siendo los más comunes en las areniscas y siltstones; el cuarzo, feldespatos, mica calcita, dolomita, glauconita ó fragmentos de rocas sedimentarias, igneas ó metamórficas pueden estar presentes. Las rocas sedimentarias cristalinas pueden contener calcita, dolomita, anhidrita, gipsum, halita. Los cementos pueden ser cuarzo, chert, calcita dolomita. En gredas (shales) el componente dominante es Kaolin, illita, montmorillonita (bentonita), minerales arcillosos, algunos minerales como sericita, clorita etc.

Reacción con el ácido.- Acido clorhídrico diluído sirve para determinar la presencia de carbonatas por su efervescencia.

Presencia de aceite.- El uso de luz ultravioleta por medio de fluoroscopia, detecta la presencia de aceite en los cortes; que de acuerdo con la intensidad se puede clasificar en: fluorescencia pobre, media y buena.

Normalmente se usa lámparas con vapores de mercurio que emite luz con longitud de onda de, 3,300 á 3,800 Å (Angstrom)

COLUMNA - LITOLÓGICA DEL POZO

Ploteo de los datos obtenidos.- Después de describir las muestras ó cortes indicando tanto sus propiedades litológicas, fluorescencia, cambio de brocas etc; se selecciona un papel que tenga la misma escala que los registros de los registros eléctricos y otros logs para hacer fácil su comparación. Normalmente se usa papel con escala equivalente de 1 pulgada a 100 pies y se obtiene la descripción cada 10 pies para plotearse.

Los colores normalmente usados para representar los diferentes porcentajes componentes que tiene la muestra son:

Azul claro	=	calcareos
Azul oscuro	=	dolomita
Rojo	=	greda
Anaranjado	=	arenisca
Verde	=	sal
Púrpura	=	anhidrita

La fluorescencia se indica por "muy buena", "buena" "regular", "poca" y trazas ó ninguna, indicando el grado de fluorescencia que tiene la muestra observada.

El principal uso del "strip-log" es en la correlación estratigráfica, colocándolo junto a las columnas de los pozos contiguos para correlacionar las diferentes formaciones y determinar fondos y topos de éstos; tomando en cuenta las probables graduaciones laterales de las formaciones. Sirve asimismo para construir cortes transversales de una área ó un reservorio.

Otro uso primario es junto con otros logs que se obtienen del pozo para determinar si éste, debe ser completado. En esta área particularmente se le usa en combinación con el "log-eléctrico" micro-logs y log radioactivo (neutron log) para determinar los topos y fondos de las formaciones; contactos de aceite-agua y aceite-gas; el grado de permeabilidad, porosidad,

suciedad de las arenas con greda etc. Sobre estas bases se determina el tipo de completación que le conviene al pozo, se determina la profundidad del cuello-flotador (float collar) y los ferros que se van a correr en el pozo.

Durante el curso de la perforación permite ir evaluando las formaciones que se van atravesando; para así parar la perforación del hueco cuando se ha determinado que no se encontrará más arenas productivas.

Con la determinación de los contactos de gas-aceite y de agua-aceite facilita la colocación exacta de los tapones de cemento para aislar las zonas acuíferas, ó para dejar ventanas en los ferros para futuros asentamientos de empaques para aislar la zona de gas.

Se adjunta en este capítulo la columna Estratigráfica del Noroeste del Perú de acuerdo a la nomenclatura de I.P.Co. y la columna Estratigráfica del Campo Los Organos según E.P.F. publicadas en los Anales de la Ira. Convención Técnica de Petróleo.

Análisis de muestras Redondas.— Las muestras redondas son la fuente más importante para dar una información real de la formación que se está atravesando.

Generalmente se usa en pozos de exploración en pozos marginales ó de extensión y en pozos de desarrollo para evaluar y medir las características de las formaciones productoras a fin de determinar las Reservas probadas; ó bien para hacer estudios de Ingeniería de Reservorios, para inyección de gas, recuperación secundaria etc.

Además de la descripción litológica; en los laboratorios de Análisis de Muestras redondas; se obtiene información a través de pruebas estandarizadas de:

Porosidad

Permeabilidad

Saturación residual de fluidos

Además se pueden hacer pruebas de contenido de agua intersticial, salinidad de la muestra, pruebas de fluidos de gas, pruebas de fluidos de agua salada etc.

No es mi intención extenderme en la técnica del core-análisis ó sea en la manera de obtener las muestras redondas y hacer las pruebas de laboratorio sino en el modo de usar los resultados del "core analysis" en la completación de un pozo.

Los resultados de los análisis de muestras redondas en unión con los strip-log, logs eléctricos, pruebas de formación nos determina:

- 1) Las arenas de aceite productoras y su grado de porosidad y permeabilidad.
- 2) La zona de graduación de los contactos de gas-aceite
- 3) La zona de graduación de los contactos de aceite-agua
- 4) Las arenas de gas
- 5) Las arenas saturadas de agua

Toda esta información usada inteligentemente sirve como base para:

- a) Determinar el tipo de completación conveniente sobre la base de futuros programas de recuperación secundaria ó mantenimiento de presión en el reservorio.
- b) Determinar la profundidad de cuello-flotador y Zapata
- c) La perforación selectiva de las arenas productoras
- d) Trabajos de estimulación de las formaciones tales como: fracturamientos hidráulicos, acidificaciones etc.
- e) Futuros trabajos de reacondicionamiento tales como: tapones de cemento para aislar zonas de agua en el fondo; forzamiento de lechada de cemento para disminuir la producción de agua, asentamiento de empaques para aislar arenas gasíferas ó disminuir la relación gas-aceite etc.

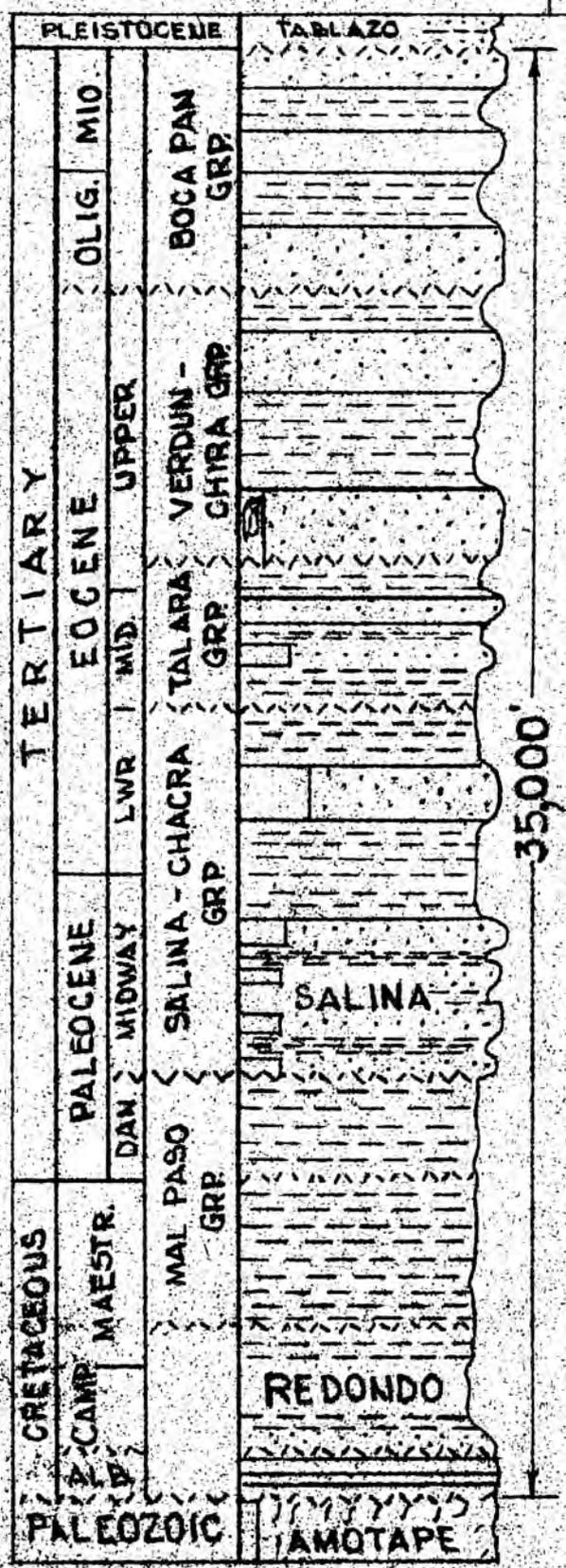
COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERAL

CAMPO LOS ORGANOS

CENOZOICO		TERTIARIO		EOCENO		MIOCENO		GRUPO TALARA		LITOLOGIA	
								E VERDUN	0' 600'		Arenas y areniscas gr. medio sub angular arenas y conglomerados
								POZO BRECHA	300' 800'		Discordancia Lutitas gris micromicacea, cantos de arenisca y lutitas, grandes bloques de az.
								ARS. TALARA	300' 700'		Areniscas y silt. verdoso
								T. SUPERIOR TROCH. 1	500' 900'		Lutitas verde olivo oscuro marinas ironstone silt gris verdoso glauconítico, bandas de ben- tonita.
								T. MEDIO	0' 1300'		Arenas y areniscas grano medio Lutitas azul verdosas Arenas gruesas y conglomerados, lutita
								T. INFERIOR TROCH. 2	400' 800'		Lutitas grises oscuras y verde olivo oscuro Silt gris verdoso glauconítico
								R. SUPERIOR	500'		Arenas, areniscas gr medio
								R. INFERIOR	800'		Lutitas vedosas y azuladas micromicaceas Arenas gruesas y conglomerados
								QUEMADA TROCH. 3	0' 400'		Lutitas grises oscuras y verde olivo oscuro Silt gris verdoso glauconítico
								M. PATRIA	0' 1000'		Discordancia Arenas y areniscas gr. fino o medio micaceas, lutitas verdosas bentoníticas conglomerado cementados
								CHACRA	150'		Lutitas y silt gris acerado micromicaceos
								PARÍÑAS ?	500'		Arenas sucias grano fino
								PALE GREDAS ?	800'		Lutitas marinas y areniscas y lutitas de aguas salobras
								SALINA	3500'		Areniscas y lutitas marinas y intercalaciones de conglomerados y conglomerados gruesos en la base
								FAZIE MOGOLLON	1600' ?		Conglomerado y areniscas cementadas intercalaciones de lutitas negras oscuras.

INTERNATIONAL - PERU
 STRATIGRAPHIC COLUMN
 NORTHWEST PERU

FAULTING
 INTENSITY



PRODUCING FMS. ■

PRUEBAS DE FORMACION

b) Pruebas de formación.- (Drill stem test) La determinación del contenido de fluidos de una formación que es atravesada durante la perforación es muy importante para los fines de la completación. Las pruebas de productividad del pozo en condiciones similares a las que trabajaría el pozo después que fuese completado es el objetivo básico de las "pruebas de formación". No solamente en pozos exploratorios sino en pozos de desarrollo donde es difícil la interpretación de la columna litológica y otros logs se lleva a cabo estas pruebas.

Antes que existieran los modernos métodos de pruebas de formación, con equipo perfeccionado se acostumbraba bajar forros hasta el tope del horizonte que se quería probar y se cementaba y después se probaba dicha formación. Como es fácil darse cuenta este sistema era caro y actualmente está en desuso.

El perfeccionamiento del equipo para probar formaciones hacen que estos se puedan bajar a cualquier profundidad, y que además de determinar el tipo de fluido que contiene la formación, muestra la rata de producción y las presiones de flujo y estática; además de la temperatura y otros datos que son útiles tanto para la ingeniería de reservorios como para la perforación y producción.

* La prueba en sí consiste en bajar la cañería de perforar vacía con un empaque de jebe resistente que al retar deja al descubierto ranuras y que lleva una ancla de la misma cañería de perforar que va asentada en el fondo del hueco.

El empaque es expandido y sella el espacio anular entre la cañería de perforar y las paredes del hueco abierto al asentar el ancla contra el fondo; al mismo tiempo deja que abre una válvula que comunica la parte inferior del

hueso debajo del empaque con una ancla perforada que a su vez comunica con la cañería de perforar vacía.

La columna de lodo del espacio anular es soportada por el empaque expandido y la presión del lodo P_m baja rápidamente a la presión atmosférica PA. Al abrirse la válvula y entrar fluido de la formación; la presión sube a la presión fluyente P_f . La presión P_f sigue subiendo hasta que los fluidos llegan a la superficie ó hasta que se igualiza con la presión estática de la formación si se cierra el pozo y se toma una presión build-up.

La figura 1 nos muestra el mecanismo de la prueba de formación.

Partes de obturador de formaciones.- El obturador de formaciones de hueso abierto es el más comunmente usado, se usa hoy en la industria y comprende: 1) la válvula de circulación, 2) el probador, 3) el estrangulador, 4) el by-pass, 5) un tubo de seguridad, 6) ancla perforada, 7) registrador de presiones y 8) la zapata.

1) Válvula de Circulación.- Permite la circulación de aceite ó gas ó agua de la tubería de perforar a el annulus ó viceversa de tal modo que puede evitar que la tubería salga con aceite ó gas cuando se está sacando la tubería. Esta válvula de circulación es muy útil en particular en zonas que tienen disposición para producir reventones; tal como la formación salinas en Portachuelo ó en zonas donde existen grandes intervalos de gredas donde el empaque puede producir succión al sacar la tubería.

2) Probador.- El probador en si es una válvula que se abre después que el empaque ha sido asentado y que permite la entrada de fluido del hueso a la tubería vacía. Cuando se baja el empaque va asegurada para no abrir con un seguro en forma de "J" que para abrir es necesario aplicarle peso y rotarlo levemente al mismo tiempo que se le baja

unas pocas pulgadas. La válvula es cerrada al levantar solamente la tubería unas pocas pulgadas sin desasentar el empaque permitiendo que la presión debajo del empaque se igualize con la presión de la formación.

- 3) By-pass.- Es una válvula que permite la comunicación del espacio anular sobre y debajo del empaque, de tal modo que están en comunicación cuando se asienta ó desasienta el empaque sin tener que levantar toda la columna de fluido.
- 4) Extrangulador.- Es un niple con hueco reducido que controla la entrada de fluido de la formación a la tubería vacía. Mejor control del pozo se obtiene con el uso del extrangulador y además permite pruebas correctas y obtención de índices de productividad con diferentes diámetros de extranguladores.
- 5) Registro de presiones.- Registra todas las presiones a q' está expuesta la ancla perforada. Consiste de un manómetro con un reloj que acciona un mecanismo que hace rotar una carta donde deja su trazo una pluma accionada por el manómetro. Existen dos tipos, el Amerada que su manómetro es un tubo bourdon muy sensible y el tipo de pistón de la Humble.
- 6) Tubo de Seguridad que va instalado sobre el empaque que permite desentornillar todo el obturador de formaciones en caso de emergencia tal como cuando se atraca el empaque.

La figura 3 nos muestra la disposición de cada una de estas partes

Procedimiento de la Prueba.- A fin de obtener una buena prueba de formación debe existir un plan premeditado y preparación especial del pozo; de tal modo que el asiento para el empaque tenga el diámetro correcto y no haya sido agrandado por la circulación del lodo, produciendo una falla de empaque. El mejor asiento generalmente se encuentra inmediatamente encima del intervalo que se quiere probar ó en el tope de formación cuando el intervalo no es muy grande como regla general se puede decir

que las secciones de gredas y glutitas (shales) no son buenas para asiento.

La selección del espesor de la formación depende de varios factores, pero indudablemente probar intervalos cortos (20'-10') dan información precisa para determinar los contactos de gas-aceite y aceite-agua; asimismo permiten una perforación selectiva precisa, control correcto del G.O.R y mejor completación del pozo.

En el caso de secciones que presentan intervalos de areniscas y glutitas intercaladas y de pequeño espesor, se pueden probar intervalos largos (200-400 pies) para determinar su potencial productivo; aunque al seleccionar grandes intervalos es conveniente considerar, que el barro que se encuentra en el hueco tiene que entrar en la tubería de perforar y va a producir contrapresión al flujo de aceite y gas de la formación.

Es importante que el hueco y las propiedades del barro de perforación sean óptimas antes de realizar una prueba de formación en hueco abierto; prácticamente depende de estos 2 factores el éxito ó fracaso de un D.S.T. Circulación suficiente del barro (por lo menos una vuelta del hueco) pero apropiado para mantener la presión de la formación y baja viscosidad (40 segundos embudo Marsh) para evitar la gasificación del lodo. El hueco debe estar limpio de cortes ó derrumbes porque estos tenderían asentarse sobre el empaque, el cual al sacarlo se trataría de atracar ó saldría produciendo succión en el hueco, formándose balsones de gas que al llegar a la superficie podrían producir un reventón. En el área de Portachuelo en el pozo "A" que se perforaba para salinas a 5500'; se tomó un D.S.T. de 4000' a 4200'; la prueba mostró fuerte soplido de aceite y gas. Al sacar el probador y faltando 400' se vino el pozo con fuerte flujo de aceite y gas. Al cerrarse el blow out preventers (controles); la fuerza de la presión produjo fracturas hasta de 100' de distancia del pozo y la tubería de perforar salió proyectada contra la corniza del castillo de perforar. Controlar este reventón costó más de 20,000 U.S. dollars y más de 10 días de tiempo

de equipo considerado en 1500 U.S. dollars por día.

Una vez que el hueco y el barro han sido bien acondicionados, se baja el probador con la válvula by-pass abierta y la válvula del probador cerrada. A medida que se baja el probador se debe comprobar que el espacio anular esté lleno, si no sucediera así es porque existe alguna fuga en la tubería ó en el probador ó bien que la válvula del probador se ha abierto. Estas fallas obligarían a sacar nuevamente el probador para revisarlo.

Si se prevee que la formación que se va a probar tiene gran presión ó bien que la formación es muy profunda (mayor de 5000 pies); es conveniente usar un colchón de agua (dulce normalmente) que se acostumbra en esta zona que sea de 500' a 1000'. Este colchón de agua (water cushion) evita que la tubería sea aplastada (burst) por la presión del lodo ó que la formación fluya sin control. La desventaja es que produce una contrapresión contra la formación y contamina los elementos que fluyen de la formación, en particular la producción de agua donde es importante determinar la salinidad de ella, la cantidad y tener certeza que es agua de la formación ó bien del filtrado.

* Hace 4 años se inició en California el uso del gas inerte (Nitrogeno) en reemplazo del agua y actualmente se halla muy difundido en las prácticas modernas, de completación de pozos. Las ventajas del uso del nitrógeno a presión el cual es transportado en botellas y comprimido de 3000 psi es: 1) no contamina ni diluye la producción de agua de la formación, 2) comprime la tubería en pocos minutos (10 minutos) para evitar el colapso para profundidades muy grandes, 3) prueba las conexiones de superficie mostrando si existe fugas, 4) evita el desmorramiento del hueco por la contrapresión que produce evitando una repentina bajada de la presión de las condiciones del reservorio a la atmosférica, 5) muestra la cantidad de lodo que se ha perdido en la formación si es que el peso del lodo es excesivo.

6) permite obtener la presión estática de la formación rápidamente comprimiendo el gas en la tubería.

Los procedimientos para el uso del gas nitrógeno se puede clasificar en dos:

1) Después de bajar la tubería de perforar inyectar gas nitrógeno en la tubería a la presión que se quiera; y tener cerrada la válvula de la superficie. Se asienta el empaque y se abre la válvula del probador. Después de unos minutos se observa con un registrador de presiones que también lleva montado un probador de la presencia de gas; si la presión de la formación es mayor que la presión del gas-nitrógeno y el tiempo que necesita para estabilizarse en su máximo valor. Después el nitrógeno es descargado lentamente produciendo una mayor diferencial entre la presión de la formación y del nitrógeno; pero como esto es lento evita que haya una falla de asentamiento de empaque.

En este primer caso como es fácil deducir, el nitrógeno es inyectado antes de asentar el empaque.

2) Cuando el pozo es muy profundo y el barro de perforación tiene alta densidad que es necesario mantener presión interior para evitar el colapso de la tubería de perforar se usa un cople especial que lleva una válvula similar a las válvulas de Gas-Lift que sirven para inyectar el nitrógeno a la presión equivalente a la altura del peso del agua que se pondría para evitar el colapso. Este cople-pin puede ser instalado a cualquier profundidad y la válvula puede ser removida si se desea, bombeando líquido dentro de la tubería. La presión es suficiente para romper el pin que sostiene la válvula; de tal modo que dejaría el diámetro completo libre para bajar cualquier herramienta. La operación del cople-pin con la válvula es similar a las válvulas de gas; tanto para cargar como para descargar. Por ejemplo si se quiere poner un equivalente de 2000' de agua dentro, la tubería debajo del cople-pin se pondrá una presión de 460 psig y se emplearía de 10 a 12 minutos para cargar la tubería con esta presión.

Después de alcanzar el fondo la presión de fondo se puede tomar si se desea al principio del D.S.T. después de asentar el empaque. Al rotar unas cuantas vueltas la tubería se abre la válvula del probador dejando en contacto el nitrógeno con la formación. Si la presión de la formación es mayor que la presión del nitrógeno, la válvula del cople-pin se abre, lo cual indica en la superficie que gas ó aceite están entrando a la tubería. Si la formación es muy apretada recomprimiendo el nitrógeno se puede obtener la presión de fondo estática.

Las figuras 5 y 6 nos muestran pruebas de formación usando en el primer caso nitrógeno y en segundo un colchón de agua.

+ Las pruebas de formación pueden ser de 3 tipos:

- a) pruebas de formación en pozos con forros de producción
- b) pruebas de formación usando empaques cónicos asentados en huecos de ratón.
- c) pruebas de formación en hueco abierto el cual lleva una ancla que va asentada al fondo y que expande los empaques por compresión.

Evidentemente los cauchos son la parte más importante de un probador. Los cauchos tienen propiedades plásticas y elasticidad. Esta última es la más importante a fin de que los cauchos regresen a su forma inicial después de haberse asentado. Los cauchos de jebe-natural regresan a su forma inicial más rápido que los cauchos de jebe sintético. Generalmente los cauchos reforzados siguen la ley de Hooke hasta el 50% de su longitud para la deformación; sobre el 50% se desvían y son propensos al colapso. A buscar un asiento para el probador se tratará que la luz sea mínima a fin de que la deformación de los cauchos no excedan este 50%; generalmente se selecciona asientos que muestra los registros eléctricos.

A continuación se muestran tablas 1, 2 y 3 que nos dá los tamaños de probador con cauchos para cada caso particular

TABLA I

Tamaño de empaque para huecos ratón

<u>Diámetro del hueco ratón (Pulg.)</u>	<u>Diámetro del Probador. (Pulgadas)</u>
8-3/4	8-1/2
8-5/8	8
7-7/8	7-1/2
6-3/4	6-1/2
6-1/4	6-1/2
6	6
5-7/8	5-1/2
5-1/2	5
5	4-3/4 ó 4-1/2
4-3/4	4-1/2
4-1/2	3-3/4

TABLA II

Tamaño de Empaques para huecos abiertos

<u>Diámetro del hueco abierto en pulg.</u>	<u>Diámetro del Probador en pulgadas</u>
9-7/8	8-1/2
9-1/2	8-1/2
9-1/4	8-1/2
9	8
8-3/4	8
8-5/8	8 ó 7-1/2
8-1/4	7-1/2
8	7
7-7/8	7 ó 6-1/2
7-1/2	6
7	6

6-3/4	6
6-1/4	5-1/2
6	5-1/2
5-7/8	5 ó 5-1/4

TABLA III

Tensión y compresión del lebe reforzado

<u>Durometer</u>	<u>Por ciento de la longitud Normal</u>	<u>Tensión</u>
50	50%	480 psi.
60	50%	500 psi.
70	50%	1000 psi.
80	50%	1300 psi.

La fórmula que sigue nos dá el aumento del diámetro del probador en función del acortamiento de su longitud normal:

$$D_1 = \sqrt{\frac{L}{L_1} (D^2 - d^2) + d^2}$$

- D₁ = Diámetro final del probador (cauchos)
D = " inicial del probador
d = " del mandrel
L = Longitud inicial
L₁ = Longitud final

La figura 19 nos muestra un análisis típico de presiones que registra la bomba que va instalada en la cola del probador. Estas presiones son:

- 1) el aumento de la presión del lodo de perforación a medida que se baja el probador.
- 2) el cambio de presión al máximo al mínimo cuando la válvula del probador ha sido abierta.

- 3) Los cambios de presión debida al flujo de aceite y gas de la formación del pozo.
- 4) El incremento de presión de fondo del pozo fluyendo (flowing build-up pressure).
- 5) La disminución de la presión hidrostática del lodo cuando se va sacando el probador.

En el caso de una falla de empaque la presión permanece sin variación durante el tiempo que está el probador en el fondo.

El registrador de presiones puede ser dañado cuando el empaque se asienta en un hueco ratón por efecto de pistón que puede hacer al asentarse, ó al probarse el preventor de reventones.

A fin de evitar el colapso de la tubería para pozos muy profundos es necesario colocar un colchón de agua dentro de la tubería.

Para el caso particular de la zona Norte donde la mayor parte de las compañías usan tubería de perforar de 4 1/2" de diámetro grado D que tiene 6760 psig de presión de colapso. Asumiendo una profundidad de 13000' y barro de 12 lbs/gl de densidad.

$$\text{Profundidad de colapso} = \frac{6760}{5.2 \times 12} \times 100 = 10850$$

$$\text{Colehan requerido} = 13000 - 10850 = 2150'$$

$$\text{Equivalente en presión} = 2150 \times 12 \times 5.2 = 1340 \text{ psig}$$

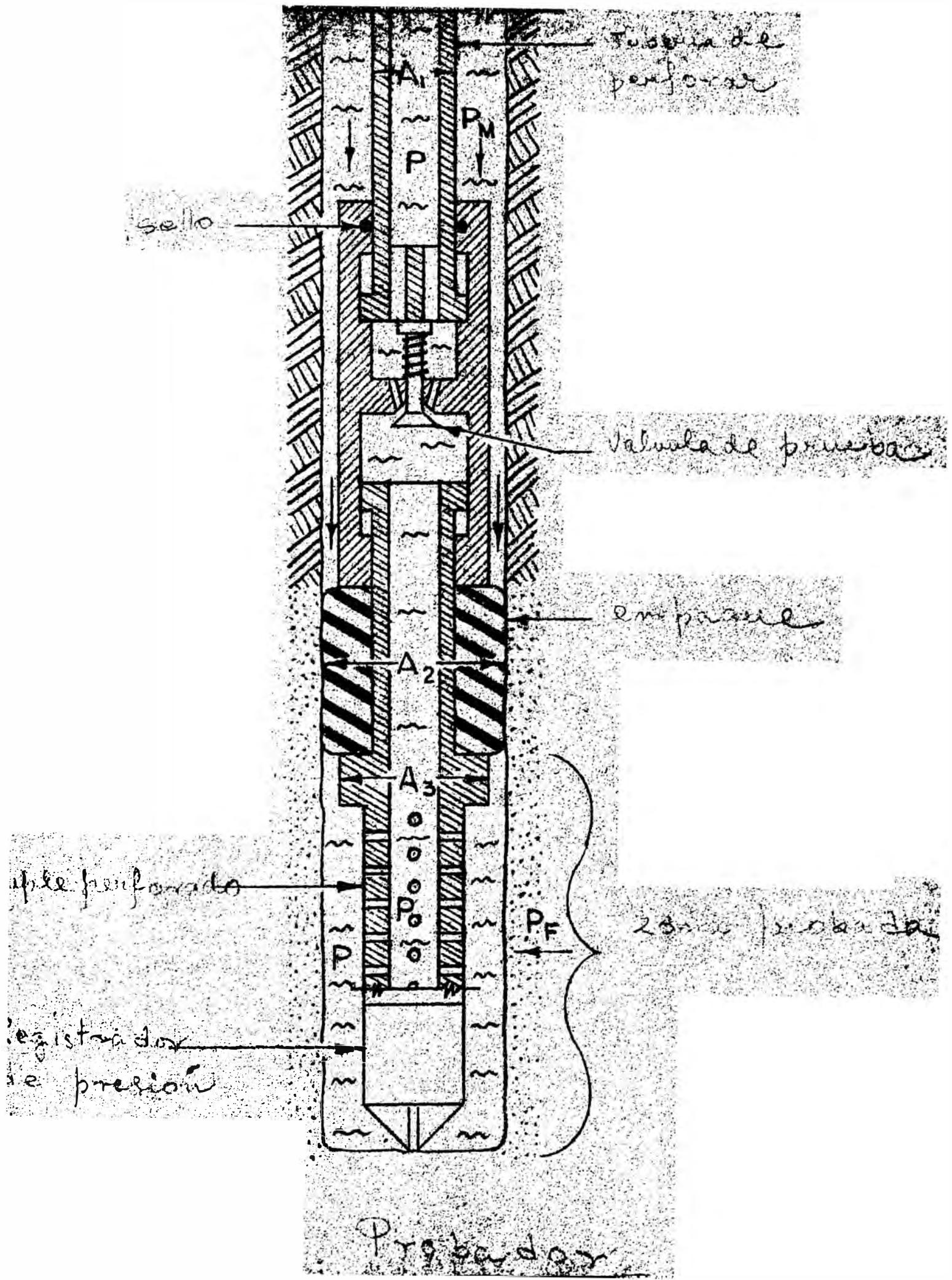
Información que se obtiene de las pruebas de formación.- Son las siguientes:

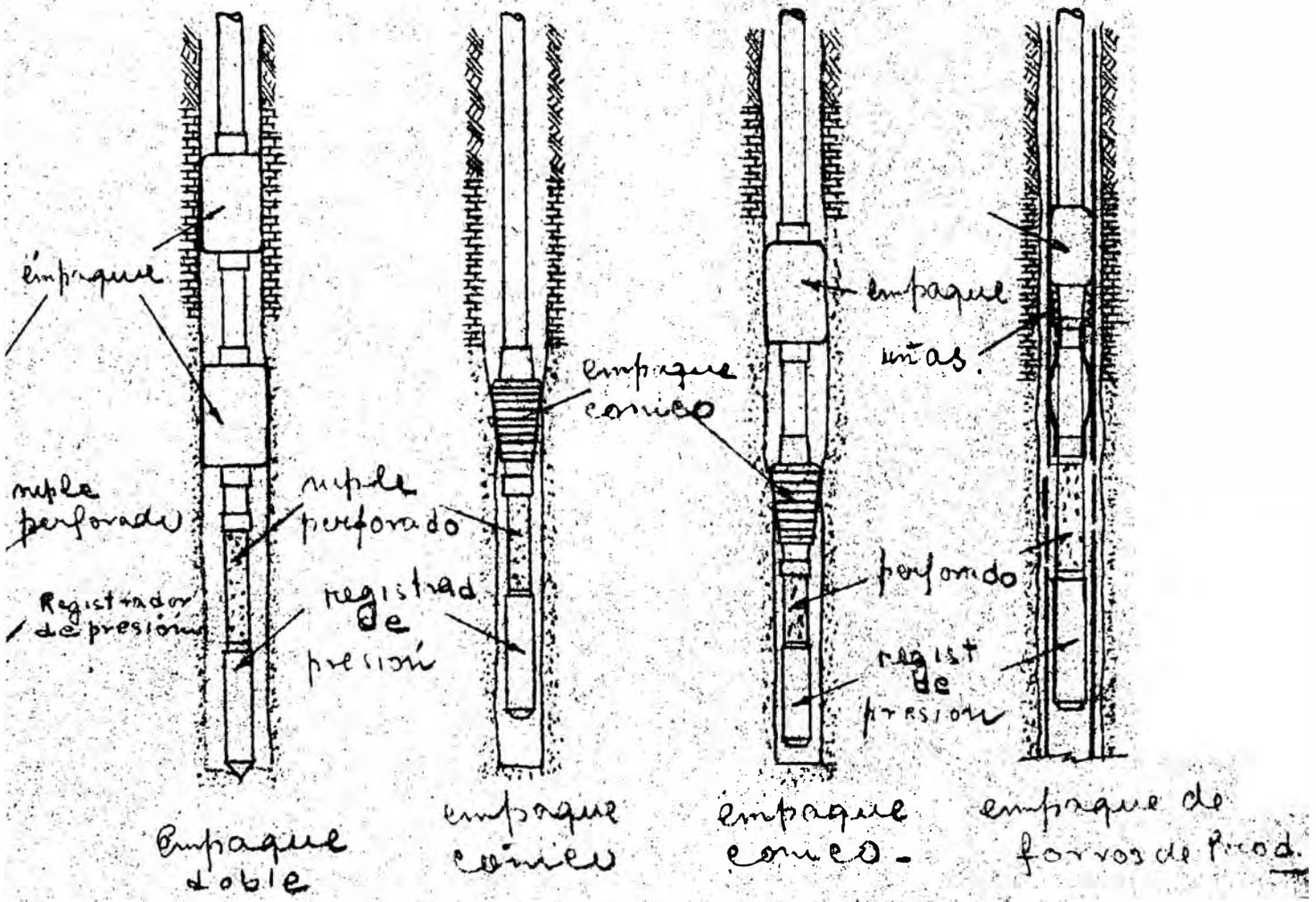
- 1) La prueba de formación nos indica si existe algún fluido y si este es, aceite, gas ó agua. Una prueba negativa no necesariamente indica que no existan estos fluidos hasta no haber fracturado ó acidificado la formación.

- 2) Se puede obtener una muestra del fluido tanto en la superficie si fluye ó bien una muestra de fondo para un análisis en el P.V.T.
- 3) Se puede obtener la rata de producción tanto de gas ó aceite y las presiones registradas en la carta nos indicarian el índice de productividad.
- 4) La presión de flujo y su rata de incremento (build-up) durante el flujo nos indica la permeabilidad de la formación. Un flujo inicial fuerte indica buena porosidad y permeabilidad alrededor del hueco. Un incremento continuo de la presión indica buena permeabilidad de la formación. Sin embargo la ausencia de presión ó de incremento de ella nos indicaría que la formación estaria taponeada de barro.

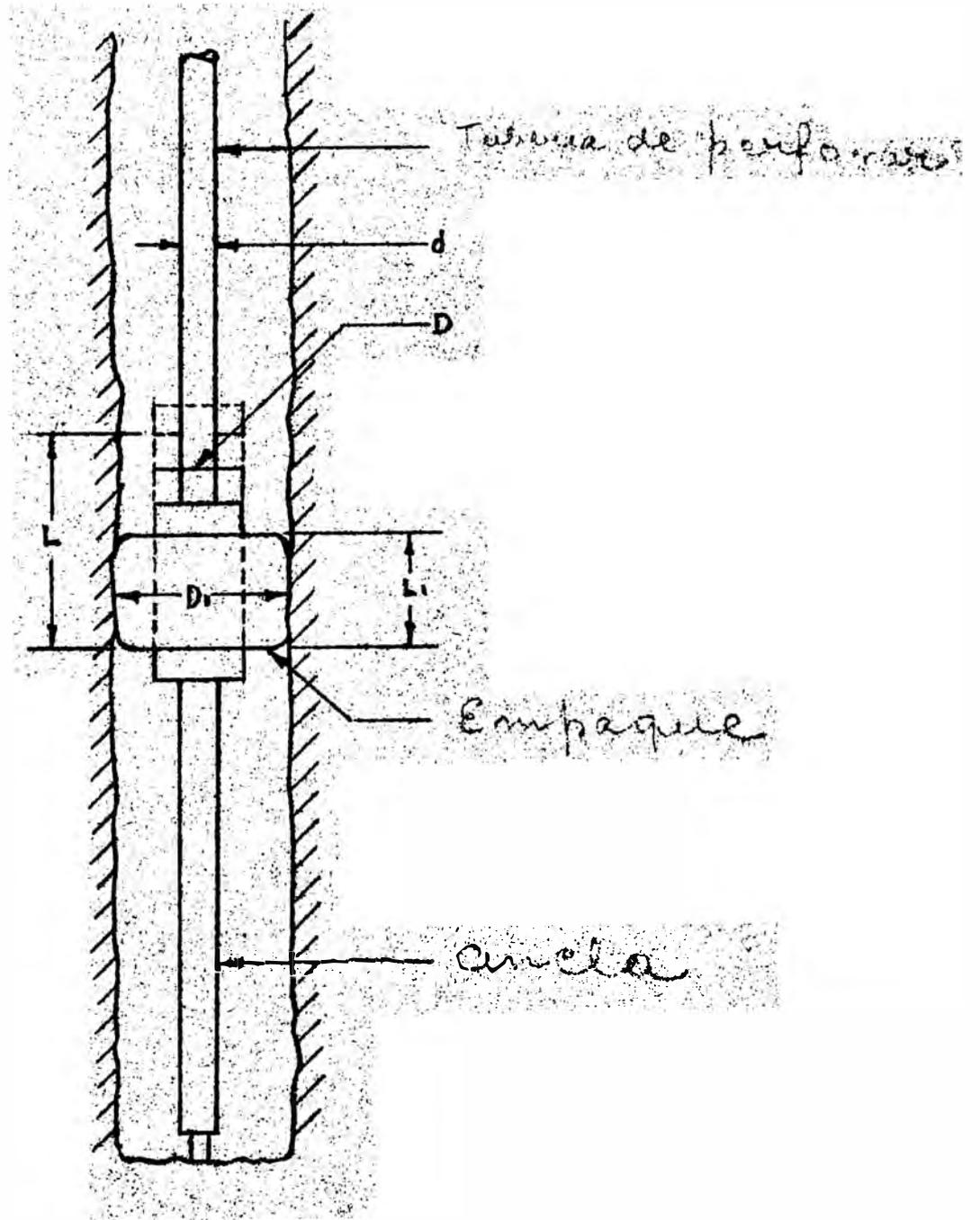
Es costumbre tomar D.S.T cuando se ha producido pérdida de circulación; y se observe que grandes cantidades de lodo son recuperadas.

La información obtenida de los D.S.T se debe tomar junto con la información obtenida de los cortes, muestras redondas, registros eléctricos etc a fin de formarse un juicio correcto sobre la formación para su completación.





CLASES DE PRUEBAS DE FORMACION.



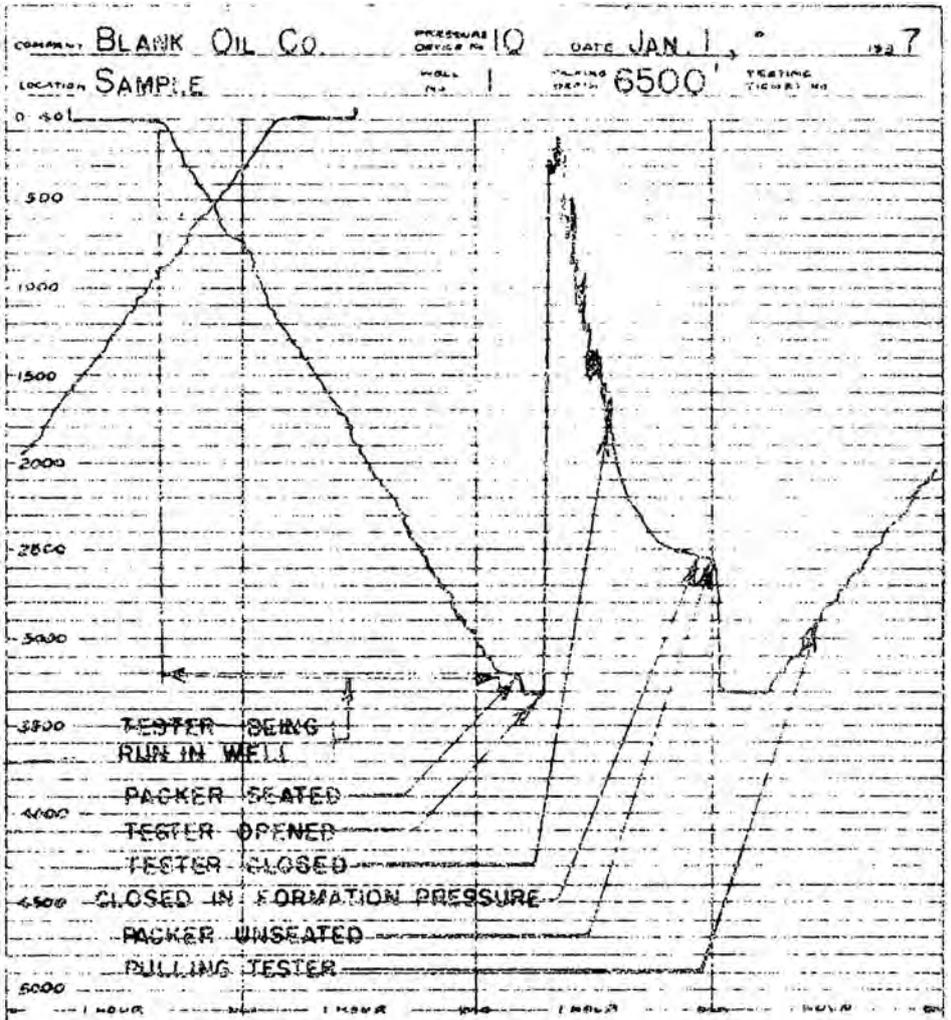
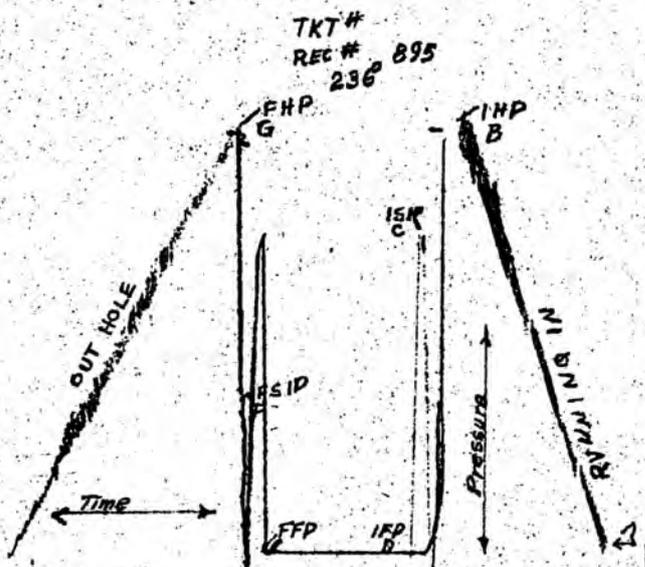
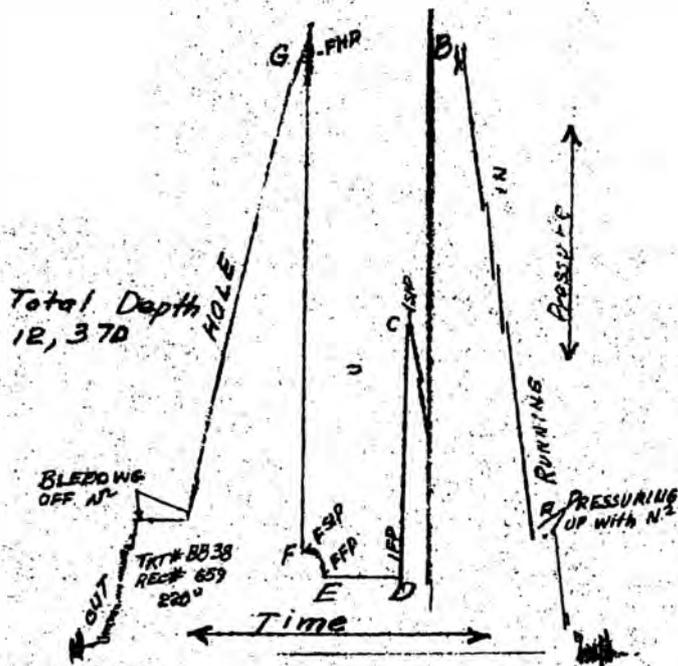


FIGURE 19



CARTAS DE PRESIONES
TÍPICAS -

REGISTRO DE POZOS

Registros Electricos.- El registro eléctrico consiste de una curva de voltaje espontáneo (spontaneous potential = SP) y generalmente de 3 curvas de resistividad.

1) **Potencial espontáneo ó self potential (SP) Definición:**

- a) La curva SP ó self potencial ó spontaneous potential es una medida de la caída de voltaje a lo largo del hueco perforado producido por el efecto ohmico del barro de perforación.
- b) La curva SP es una medida del voltaje natural que resulta de los fenómenos químicos y físicos que ocurre entre la formación ó capas de shale, ó capas permeables y el barro de perforación ó tambien entre capas permeables y el barro de perforación.
- c) La curva SP consiste de una línea base llamada línea de shale con deflecciones a la izquierda en las capas permeables ó arenas. La curva de SP localiza las capas permeables pero no define el grado de permeabilidad ó porosidad.
- d) La amplitud de la curva es modificada por las propiedades físicas de la formación, por los fluidos que contiene la formación, por el diámetro del hueco.
- e) La curva de SP se usa para determinar la salinidad ó resistividad del agua intersticial.

Método para medir la curva de SP.- Un electrodo fijo en el final de un conductor aislado se mueve desde el fondo del pozo al tope. El otro extremo del conductor está conectado a un galvanómetro ó circuito para medir el voltaje y al electrodo de retorno.

La diferencia de potencial entre los 2 electrodos es lo que registra la curva.

Origen del SP. - Dos son las fuentes que crean SP.

- a) **Electrofiltración ó Electro cinética.-** Para ilustrar esto tenemos: un electrolito tal como ClNa. es forzada a atravesar una membrana por efecto de una diferencial de presión

se observará que se ha generado un pequeño voltaje a uno y otro lado de la membrana. Este potencial solo existe cuando el electrolito fluye a través de la membrana; pero si cesa el flujo ~~desaparece~~ el potencial desaparece también. Una condición análoga existe en el pozo cuando se está perforando ó se está circulando pero en la mayor parte de pozos desaparece esta condición cuando está corriendo el registro.

De acuerdo a estudios de laboratorio se ha encontrado que el potencial debido a electro-filtración no existe en cantidad apreciable en la curva de SP; particularmente cuando existe poca diferencial de presión entre la cabeza hidrostática del lodo y la presión de la formación ó cuando la resistividad del lodo es baja.

La experiencia ha demostrado que EK es una parte muy pequeña de la curva SP observada en el registro eléctrico.

Desde el punto de vista cuantitativo EK no es deseable en la curva puesto que introduce error en la determinación de R_w de la curva SP. Por esta razón es siempre preferible el uso de barros de conductividad moderada a barros de alta resistividad.

La fórmula que rige la diferencial de potencial debido a la electro-filtración es :

$$E_k = \frac{D \times R_{mf} \times Z}{4 \pi V} \times P$$

- EK = Potencial por electrofiltración
- D = Constante dieléctrica del filtrado
- R_{mf} = Resistividad del filtrado del lodo
- Z = Factor que está determinado por la tendencia del filtrado para cargarse de electricidad al atravesar una formación permeable
- V = Viscosidad del filtrado
- P = Presión diferencial a través de la costra del lodo.

Potencial Electroquímico.- (Ec) En 1943 Maunce y Rust mostraron que si dos soluciones salinas de diferente concentración se ponían en contacto a través de los poros de un shale se producía un flujo de corriente. Condición similar sucede en el pozo entre la capa de shale, el barro de perforación y el agua connata ó intersticial. El valor de Ec es grande y está dado por la fórmula:

$$E_c = - 59.15 \log \frac{R_{mf}}{R_w}$$

Donde: - 59.15 es el valor de K constante para solución de ClNa. @ 250°C.

Potencial debido a Difusión (Ed).- Si dos soluciones de diferente concentración se ponen en contacto en un depósito se observará que existe flujo de corriente de un lado a otro de la interfase. Condición similar existe en una arena entre el barro de perforación y el agua intersticial. Ed es medido junto con el potencial Ec.

El potencial debido a la difusión de los iones es expresada por la fórmula:

$$E_d = -11.5 \log R_{mf}/R_w.$$

Donde: 11.5 es el valor de K. para ClNa. @ 250°C.

Por tanto "potencial espontáneo" total es:

$$\begin{aligned} E_c &= - 59.5 \log R_{mf}/R_w \\ E_d &= - 11.15 \log R_{mf}/R_w \\ S.S.P &= 70.55 \log R_{mf}/R_w \\ K &= 60 \quad 0.133 T \end{aligned}$$

Se puede resumir por tanto:

- 1) El valor de S.S.P. depende de la relación R_{mf}/R_w
- 2) El S.S.P es grande para formaciones de agua salada y dulce (valores de SP negativos)
- 3) El S.S.P es cero ó pequeño el agua de la formación y el filtrado del lodo tienen la misma resistividad
- 4) El S.S.P es de valor grande para formaciones de agua dulce y filtrados salinos (valores de Sp positivos)

5) El factor K es una función de temperatura y aumenta con la temperatura.

Factores que afectan el desarrollo del S.S.P.-

- 1) Cambios de la relación R_{mf}/R_w modifican el valor del S.S.P.
- 2) Si la relación espesor de la capa/ y el diámetro del pozo disminuye; el valor aparente del SP también disminuye.
- 3) Si la relación de resistividad es R_t/R_m aumenta, el SP aparente disminuye.
- 4) A mayor invasión del filtrado del barro el S.P. aparente tiende a disminución.
- 5) La presencia de shale sea intercalada ó dispersa dentro de la formación (arenas sucias, shaly sands) disminuye el S.P. La presencia de aceite en shaly-sands aumentan la resistencia del medio permeable; y esto hace disminuir el S.P. pseudo-estático.

Puntos de Inflexión.- Los puntos de inflexión de la curva SP define los contactos entre arena y shale. La curvatura inversa indica que está pasando de shale a una capa permeable.

El punto de inflexión está localizada justo a la mitad de la deflexión cuando la resistividad de la arena y del shale son iguales. Pero si la resistividad de la arena es mayor este punto será menos de la mitad y lo contrario si el shale tiene una resistividad mayor.

Determinación del espesor de la formación.- Cuando la arena es limpia no hay problema y los puntos de inflexión marcan el tope y fondo de la capa.

Pero en shaly-sands ó arenas sucias el espesor de la arena neta está dado por el área comprendido del S.P/ dividido por el S.S.P. El primer valor es calculado por un planímetro y el valor de S.S.P se toma del log en una arena limpia.

Resumen.-

- 1) La curva SP registrada resulta mayormente del potencial electroquímico y en pequeña cantidad del potencial de electro-filtración.
- 2) El S.P se usa para localizar los límites (tope y fondo) de las capas.
- 3) El espesor neto de las arenas limpias y arenas sucias (shaly sand) pueden ser calculados con la curva de S.P.
- 4) Bajo condiciones favorables la curva SP sirve para determinar la resistividad del agua de formación.

RESISTIVIDAD

Denomínase resistividad o resistencia específica a la resistencia que ofrece un volumen unitario de material al pase de una unidad de corriente eléctrica. Está expresado por las unidades ohms/metro²/metro.

Las formaciones actúan de un modo similar a un electrolito, donde solo el agua intersticial permite el flujo de corriente. Los minerales que constituyen la formación cuando están secos no son conductores de corriente y cuando están mojados ó húmedos presentan resistividad muy altas.

Cuando la formación se encuentra saturada de aceite ó gas, que no son conductores presenta una resistividad extremadamente alta.

Debido a la presencia de agua intersticial que contiene sales en solución es posible hacer una medición finita de la resistividad de la formación. Para una determinada temperatura la resistividad varía en función de la salinidad del agua intersticial, de la cantidad de agua que está presente, y del tamaño, forma y distribución de los granos de mineral.

Procedimiento.- Las curvas de resistividad son obtenidas, introduciendo un campo eléctrico en el hueco y las formaciones adyacentes (por medio de electrodos), midiendo la diferencia de potencial en los circuitos que se han formado. Generalmente se usan 4 electrodos, dos por donde fluye la corriente y dos para cerrar el circuito.

Debido a que el barro de perforación, espesor de las capas, invasión del lodo y otros factores más modifican las curvas de resistividad; solo se obtiene curvas de resistividad aparente (R_a); la cual puede tener valores muy

distintos de la resistividad verdadera (R_t); por consiguiente para hacer cálculos es necesario partiendo de la R_a determinar R_t .

En la obtención de las curvas de resistividad se usa dos clases de dispositivos de los electrodos.

1) Curva normal (Figura 1).- Como se muestra en la figura tiene 2 electrodos de corriente A y M y 2 electrodos para cerrar los circuitos B y N que pueden estar en la superficie. La distancia entre AM determina el espaciamento de las curvas que normalmente son: de 10", 16", 18", 32", 38" y 64".

Las curvas miden la diferencia de potencial ó fuerza electromotriz entre el electrodo M y la superficie N.

El punto de medida en realidad está en la mitad entre A y M.

Las características de esta curva normalmente son:

- a) Las curvas son simétricas con respecto al espesor de la capa
 - b) Para capas resistivas de bastante espesor, el espesor aparente es menor en una cantidad igual al espaciamento de la curva con respecto al espesor verdadero.
 - c) Para capas resistivas delgadas de espesor igual ó menor al espaciamento de la curva se observa una zona conductora.
 - d) Capas conductoras limitadas por capas resistentes muestran un espesor mayor que el verdadero en una cantidad igual al espaciamento.
 - e) El llamado "radio de investigación" es muy pequeño (AM)
- 2) Curvas de resistividad laterales (Figura 2).- Para obtener estas curvas se debe tener 3 electrodos en el hueco; el electrodo de corriente (A) y dos M y N para medir la diferencia de potencial. La curva lateral mide la resistividad entre R' y un punto intermedio entre M y N denominado "O". Los espaciamentos normalmente usados son de 9', 13', 16', 19' ó 24".

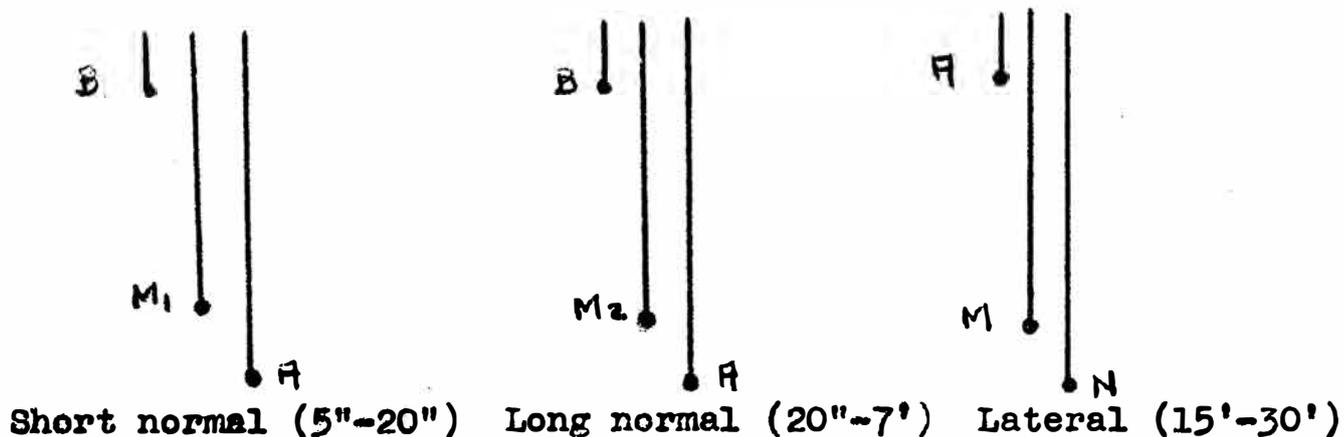
Las características de las curvas laterales son:

- a) Miden la diferencia de potencial entre M y N
- b) El punto de medida intermedio entre M y N

- c) Las capas resistivas de un espesor mayor al espaciamento muestran en su tope un desarrollo de la curva menor en una longitud igual al espaciamento.
- d) Para capas resistivas de un espesor menor al espaciamento; su tope y fondo son bien definidos.
- e) Los topes de las capas conductoras son bien definidos; sin embargo la capa aparece de un espesor mayor equivalente al espaciamento.
- f) El radio de investigación de estas curvas es aproximadamente igual al espaciamento en un medio homogéneo y es más grande que los espaciamentos normales.

Consideraciones prácticas del uso de las curvas de resistividad.- El arreglo de la posición de los electrodos depende de las características típicas de cada área.

Generalmente se obtiene un registro simultáneo de las curvas de las curvas para los distintos espaciamentos tanto normales como laterales. Las curvas normales son llamadas también "normales cortas" (short normals) cuando el espaciamento AM es de 5" a 20"; normales largas (long normals) cuando el espaciamento es de 20" á 7'. Las curvas laterales son generalmente de 15' á 30'



Fórmulas básicas en la determinación cuantitativa de las propiedades de las formaciones productoras.-

Fórmulas de SP.

$$SSP = -K \log_{10} R_{mf} / R_w$$

$$P.S.P = -K \log_{10} R_{mf} / R_{wa}$$

Fórmula de Archi

$$S_w^m = F R_w / R_t$$

$$S_w = \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{m}}$$

$$p_m = \frac{a \rightarrow 1}{F} = \frac{1}{F}$$

Factor de resistividad de la formación.

$$F = R_o / R_w \quad F_2 = \frac{R_{xo}}{R_{mf}}$$

Ecuación de Resistividad (archi)

$$R_t = \frac{R_w}{p_m \times S_w^m}$$

$$S_w^m = \frac{R_w}{p_m R_t} = \frac{F R_w}{R_t} = \frac{R_o}{R_t}$$

Para el uso de estas fórmulas se debe tener presente que:

- 1) La determinación de R_w resistividad del agua intersticial se hace de la curva SP; ó bien por análisis de laboratorio ó usando la fórmula $R_w = R_o / F$.
- 2) La resistividad verdadera R_t se determina por el uso combinado de las curvas normales ó laterales de los registros eléctricos; ó bien del later ó log ó registro de inducción (in(duction log)).
- 3) Deformaciones con 100% de saturación de agua intersticial se determina la resistividad de la formación R_o ; directamente de los registros eléctricos de las curvas normales ó laterales cuando la invasión del lodo no ha sido muy profunda, ó tambien

del log de inducción ó del laterolog. Asimismo la fórmula $R_o = FRW$ nos dá el valor de R_o .

- 4) El factor de formación F se calcula de la fórmula $F = R_o / R_w$. (de los registros electricos) ó tambien del microlog por medio de la fórmula $F = R_{xo} / R_{mf}$. En el laboratorio, saturando una muestra redonda con agua de una salinidad conocida se mide directamente R_o y R_w . Tambien conociendo la porosidad se usa la fórmula $F = 1/p^m$
- 5) La porosidad ϕ ó P puede ser calculada por medida directa en el laboratorio ó de la ecuación $F = \frac{1}{p^m}$.
- 6) El factor de cementación m se puede calcular de la ecuación $F = 1/p^m$ donde F y P son medidos ó conocidos. Por experiencia se ha encontrado que m varía de 1.3 á 3; teniendo valores para arenas de 1.6 á 2.0 y para calizas de 2.0 á 2.2
- 7) Para la determinación de la saturación de agua S_w de la fórmula de archí $R_t = \frac{R_w}{p^m s^m}$ ó bien de $S = \frac{R_o}{R_t}$
- 8) El exponente de saturación n_1 varía de 1 á 4. En areniscas sucias (shaly sands) varía su valor de 1.6 á 1.8; para arenas limpias valores de 2.0 ó mayores se usan; lo mismo que para calizas.

Micro-Log.- Llamado tambien log de contacto son curvas de resistividad de espaciamento corto; en donde los electrodos son presionados contra la pared del hueco. Estas curvas tratan de medir la resistividad de un volumen pequeño de material de la formación a medida que se mueve la sonda; la cual tiene una almohadilla que retiene material de la formación y raspa la costra para disminuir el efecto del lodo de perforación.

En la práctica 2 curvas son registradas; una de espaciamento corto (micro lateral de $AO = 1-1/2''$) y una de espaciamento grande (log spacing; micro-normal de $AM = 2''$).

En capas permeables; la costra de lodo es una porción importante del volumen del material medido. Desde que la costra tiene una resistividad (R_{mc}) igual ó mayor a la resisti-

vidad del lodo (R_m) y las micro resistividades son medidas con respecto a R_m , se deduce que la resistividad de las capas permeables nunca será muy grande. Además de la costra de lodo también se mide una porción de material de la formación llamada "flushed zone"; y en esta zona el fluido original ha sido desplazado por el filtrado del lodo; por consiguiente la resistividad de esta zona R_{xo} es igual: $R_{xo} = F \times R_{mf}$.

Debido a que el radio de investigación es pequeño; la curva micro-lateral es más influenciada por la costra del lodo y da lecturas más bajas de la resistividad que la curva micro-normal en capas permeables. Esta diferencia entre las dos curvas se denomina separación ó "departure". Cuando la curva micro-normal da valores más grandes de resistividades la formación es permeable. Además entre más grande es la separación de las curvas mayor será el espesor de la costra.

Para los efectos de la interpretación las formaciones se clasifican en 3 grupos:

- a) Capas permeables mostrarán un desarrollo marcado y los valores en el microlog variará entre 10 á 20 R_m .
Siempre es preferible acompañar las curvas S.P de micro-caliper para mejor interpretación de las curvas de microlog. Los barro salinos producen una costra muy delgada y no se observará mayor separación en las curvas; en consecuencia estas solo deben unirse cualitativamente.
Arenas sucias (shaly-sands) dan un valor de R_{xo} distorsionado, indicando una porosidad mayor que el valor verdadero.
- b) Capas impermeables de baja resistividad. Estas formaciones tales como shales, normalmente tienen una resistividad igual a la del barro y en las curvas no se observa separación alguna. La curva micro inversa registrará valores muy cercanos a la resistividad del lodo; además que el hueco ha sido agrandado por la erosión del lodo.

e) Capas impermeables de alta resistividad.- Estas capas densas que presentan resistividades de 20 a 50 veces mayores que la resistividad del lodo; debido a la rugosidad de la pared no permiten que el electrodo se fije a la pared y tome parte de su material y siempre habrá una película delgada de costra en la pared al tomarse su resistividad; la cual será mucho menor que la resistividad verdadera de la formación. Estos valores no deben tomarse en cuenta.

Usos del micro-logs.-

- 1) Para determinar cuantitativamente cualitativamente las capas porosas y permeables.
- 2) Para determinar la resistividad de la llamada "flush zone"
- 3) Con la aplicación de la fórmula de archis para determinar el factor de formación F y porosidad

$$F = R_{xo} / R_{mf}$$

$$F = \frac{\text{Resist "Flushed zone" 100\% saturado con filtrado}}{\text{Resistividad del filtrado del lodo}}$$

$$F = \frac{0.62}{(p)^{2.15}} \rightarrow P = \left(\frac{0.62}{F} \right)^{\frac{1}{2.15}}$$

- 4) En zonas de aceite que presentan saturación de aceite residual en la flushed zone:

$$P = \left(\frac{0.62}{F} \right)^{\frac{1}{2.15}} \times \frac{1}{1 - R_o S}$$

Donde R_o saturación residual de aceite varía de 20% á 30%. Para arenas se usa normalmente 20%.

Se debe tener presente que para obtener buenos microlog; la resistividad del lodo debe estar comprendida de 1 á 2 ohms. Barros de baja resistividad no dan buenos resultados. Asimismo el lodo debe tener una costra menor de 1/2" de espesor.

Las sondas han sido diseñadas para operar en huecos de 8" y para ensanchamiento ó angostamiento del hueco se deben hacer correcciones. Por este motivo es conveniente correr simultaneamente con el microlog un registro de micro caliper-log.

MICROLATERO-LOG

Este nuevo método sirve especialmente para determinar R_{xo} de la zona invadida ó flushed zone. Este método esencialmente utiliza un sistema de electrodos circulares concéntricos M1, M2 y A1 separados por almohadillas de jébe que van presionadas contra la pared del hueco y un electrodo de corriente AO que va en el centro. La corriente fluye de AO en el centro y de los extremos A1 y A1; un sistema automático regula la corriente de tal modo que la diferencia de voltaje entre M1 y M1 es igual a cero. El potencial en M1 es registrado, el cual es proporcional a la resistividad de la formación adyacente.

La resistividad leída para capas permeables R_{xo} es la resistividad de la zona invadida por el lodo; siempre y cuando que la costra sea menor de 1/4 de pulgada.

Con este valor se puede calcular la porosidad y la saturación de aceite. Usando la fórmula

$$p = \left(\frac{0.62}{R_{xo}/R_{mf}} \right)^{\frac{1}{2.15}} \quad (\text{para formaciones saturadas de agua.})$$

$$p = \frac{1}{1 - R_{so}} \cdot \left(\frac{0.62}{R_{xo}/R_{mf}} \right)^{\frac{1}{2.15}} \quad (\text{para formaciones de aceite})$$

REGISTROS DE INDUCCION (Induction log)

Este método consiste en un transmisor de corriente alterna de alta frecuencia y un receptor conectado a un amplificador y un galvanómetro registrador.

El campo eléctrico alterno producido por el transmisor produce corrientes inducidas en las formaciones adyacentes, llamadas corrientes eddy, las cuales son proporcionales a la conductividad de la formación. La fuerza electromotriz producida en el receptor por las corrientes eddy mide la conductividad de la formación.

La conversión de la conductividad en resistividad está de acuerdo a la fórmula:

$$R = \frac{1}{C} \quad R_{ohm} = \frac{1000}{(C \text{ mm hrs/mm})}$$

La curva de resistividad registrada mide la resistividad aparente que tiene un valor muy aproximado al valor verdadero debido al sistema en sí.

Este sistema se puede usar en huecos llenos de barro de cualquier clase, aceite ó de barro de base de aceite. Asimismo puede usarse en huecos abiertos vacíos.

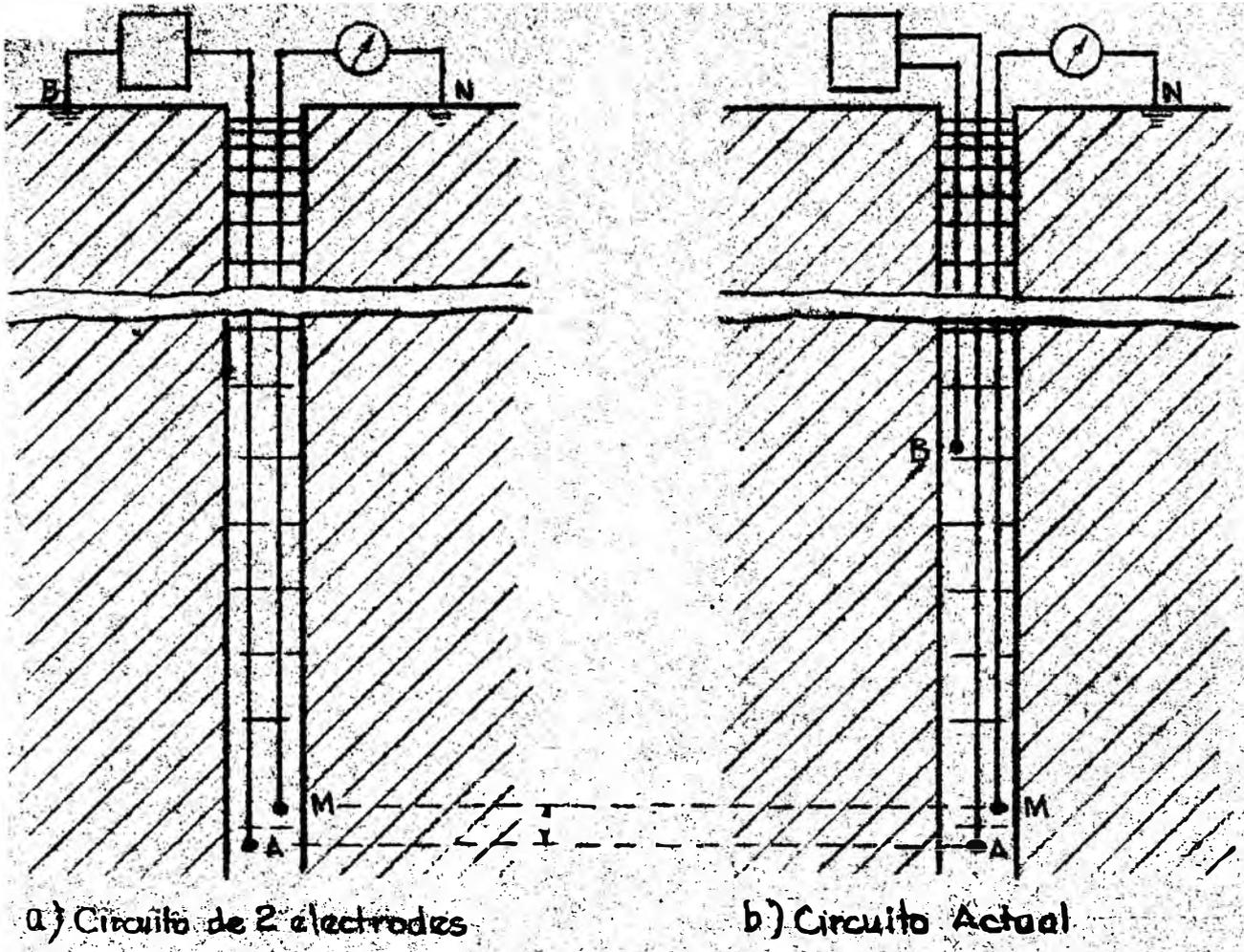
Normalmente se usan espaciamientos de 27" y 40" aunque se está probando espaciamientos de 60".

La medida de la cantidad de corriente emitida desde el electrodo de medida y su voltaje con respecto al electrodo remoto determina la resistividad de las formaciones.

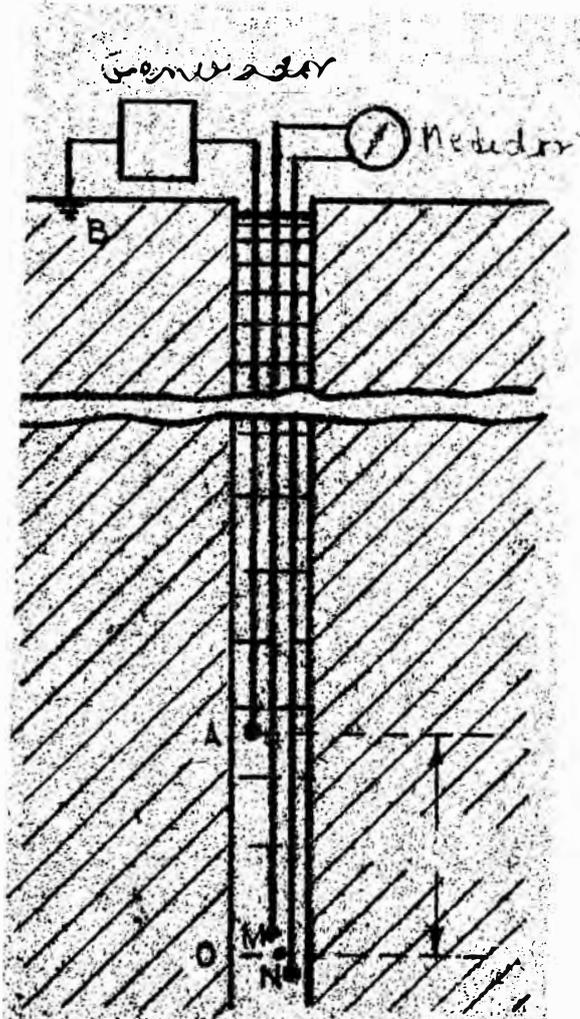
Estos valores son registrados en ohm-metros en la superficie.

El espaciamiento ó separación de los electrodos de medida es de 3" á 5" a fin de conseguir buen detalle de la resistividad de la formación. Los guard-electrodos estan separados 5'.

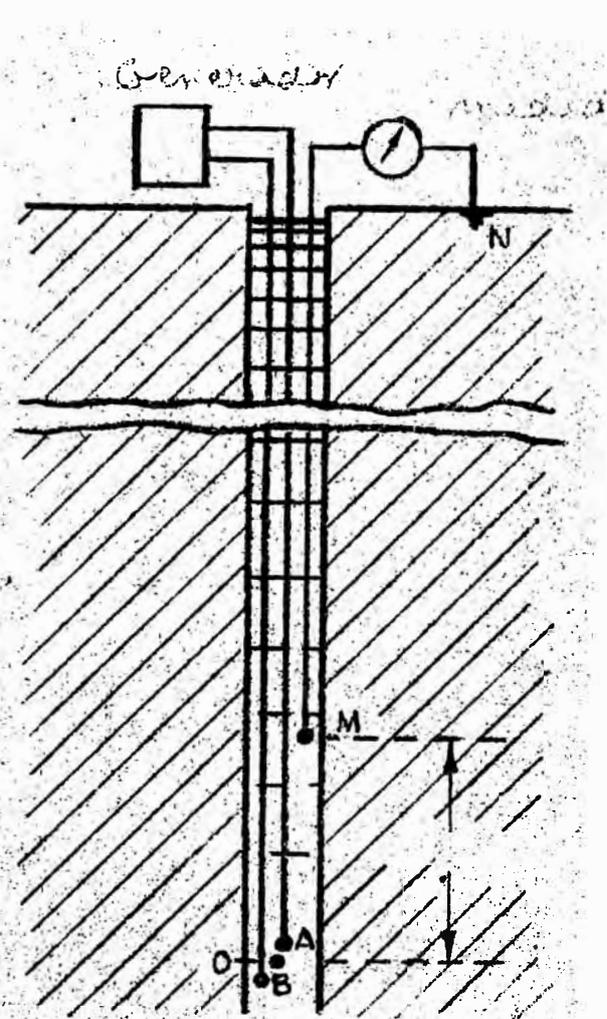
El guard-log define bien tanto capas delgadas desde 10" ó más; además de capas gruesas.



Arreglo para curva normal.

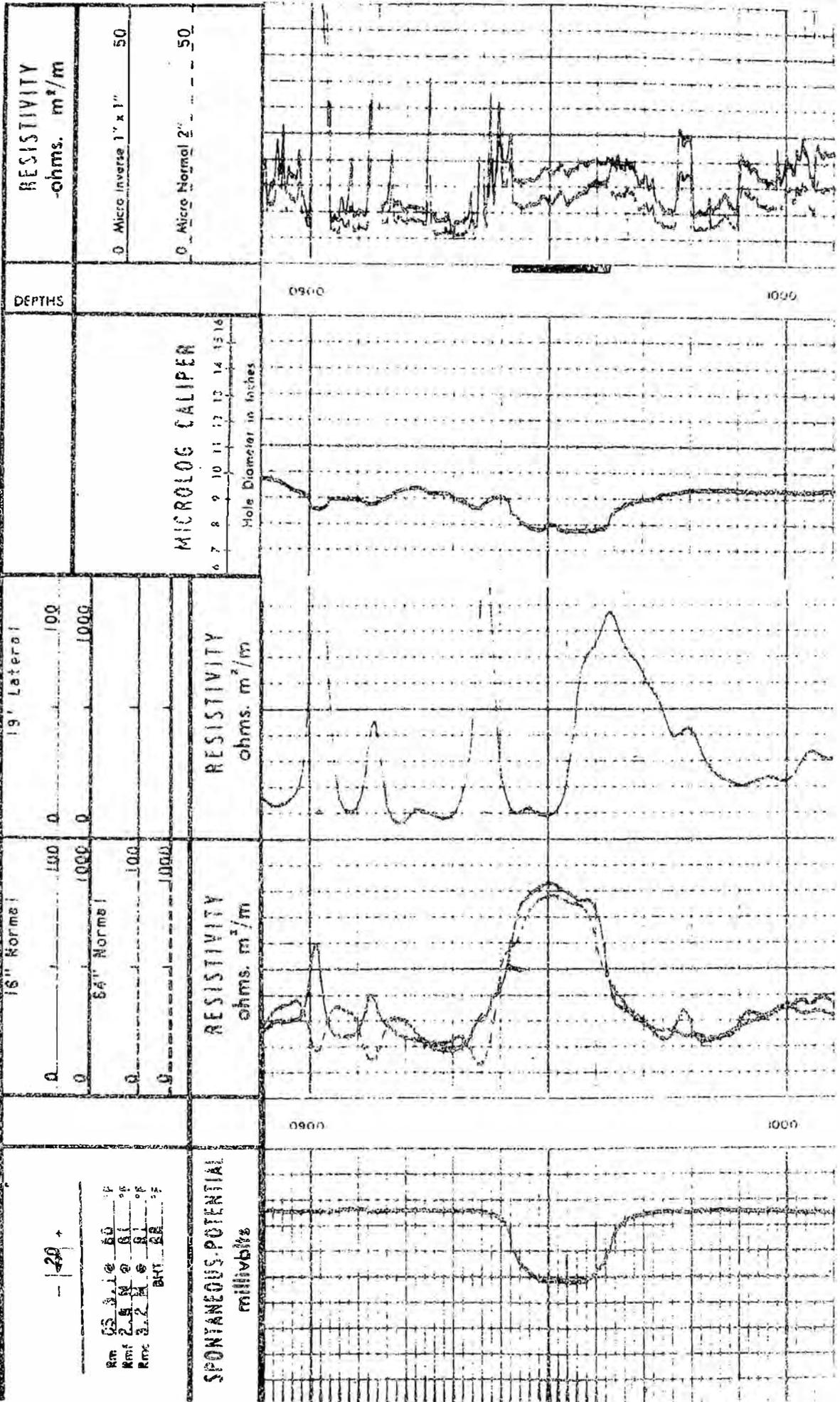


(a) A MN Lateral

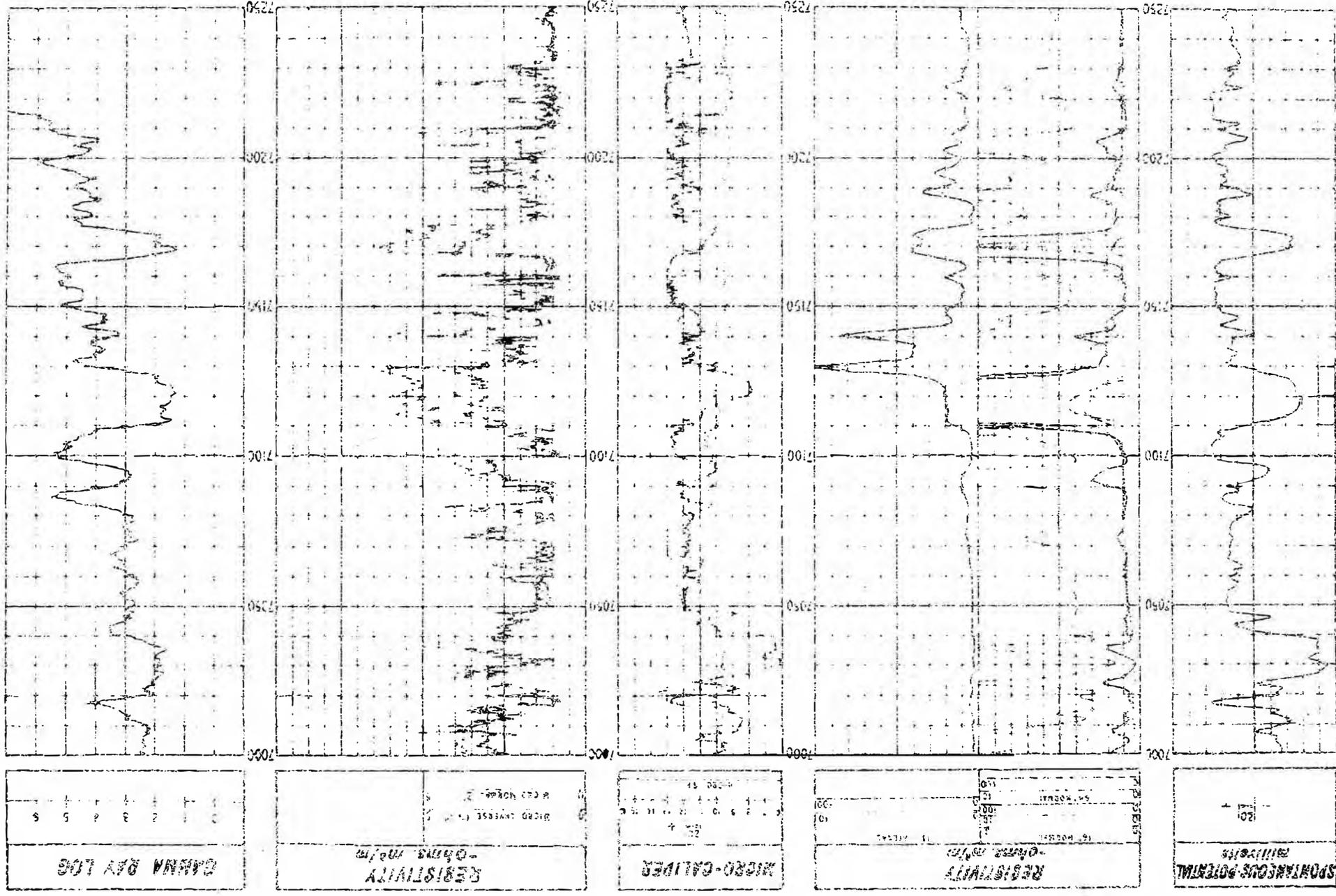


(b) M AB Lateral

Arreglo para curvas laterales



Problem #3



$\rho = 9\%$
 $R_m = 176 @ 102^\circ F$
 $BHT = 142^\circ F @ 7350'$
 $R_m = 125 @ 142^\circ F$
 $R_{mf} = 154 @ 142^\circ F$
 $R_{mc} = 134 @ 142^\circ F$

REGISTROS - RADIO-ACTIVOS

Introducción.-

- 1) Los log-radioactivos consisten en observar la radiación natural ó inducida de una columna litológica.
Se puede correr tanto en hueco abierto como en hueco con feros y el pozo puede tener cualquier clase de líquido dentro sea barros, salinas, barros frescos, barros de base de aceite ó aceite crudo etc.
- 2) Las propiedades radioactivas de un átomo dependen de su núcleo, en cambio ~~que~~ las propiedades físicas y químicas dependen de la cantidad y arreglo de los electrones.
- 3) Un núcleo atómico está compuesto de varias partes entre las cuales figura protones y neutrones los cuales no tienen carga eléctrica pero tienen una masa aproximada a la del hidrógeno.
- 4) Un elemento radioactivo es aquel que tiene su núcleo inestable y emite partículas ocasionalmente cambiando en consecuencia en otro elemento.
- 5) Las emisiones del núcleo que nos interesa son:
 - a) Rayos alfa (α) y núcleos de helio emitidos por el Polonio.
 - b) Rayos beta (β) electrones nucleares proyectados a alta velocidad y de carga negativa.
 - c) Rayos gama (γ) que es un tipo de rayo electromagnético similar a los rayos X pero de más alta frecuencia.
 - d) Neutrones que son partículas de materia de masa aproximada a la del hidrógeno, que no lleva carga eléctrica y que su velocidad inicial es aproximadamente igual a la luz.

Log de Rayos Gama.- El log de rayos gama es un registro de la radiación natural de rayos gama de la formación. En general los shales son más radioactivos que arenas ó calizas y aparecen como deflecciones a la derecha. El grado de engredamiento ó suciedad de las arenas por shales es proporcional a la deflección

de los rayos gama. De tal modo que para una arena limpia aparece con una deflexión cero y en los shales adyacentes aparece con 10 divisiones, a la derecha; y una arena ó caliza sucia que tenga 20% de shale mostraría 2 divisiones en la deflexión

Los logs de rayos gama sirven para:

- 1) Correlaciona con la curva de SP de los registros eléctricos
- 2) Localiza capas radioactivas guias que sirven en la correlación.
- 3) No da información de la salinidad de las formaciones acuosas
- 4) Se puede correr en huecos con cualquier líquido ó en huecos vacíos; sean abiertos ó con forros.

Log de Neutrones.- Características.

- 1) El log neutrones determina el contenido de hidrógeno de las rocas de la formación y determina la porosidad de ellas. Es sensible a la presencia de hidrógeno tanto en el agua como en los hidrocarburos que ocupan el espacio poroso. También es sensible al shale; por tanto presenta buena correlación entre las deflexiones de neutrones y la porosidad solo en arenas limpias ó formaciones libres de shale. Identifica perfectamente dolomitas y calizas.
- 2) Para comprender correctamente el log de neutrones se debe conocer el ciclo de vida de un neutrón:
El neutrón es primero emitido como un neutrón rápido de una fuente de polonio, berilio. En esta fuente el polonio emite rayos alfa que bombardean el berilio y este desprende neutrones rápidos. Estos neutrones rápidos colisionan con otros átomos y rebotan perdiendo velocidad hasta ser absorbidos por uno de los núcleos. Este núcleo es inestable y emite rayos gama. Toda esta actividad sucede en la vecindad de un detector de rayos gama, mostrando en consecuencia deflexiones a la derecha.
Si existe una gran cantidad de átomos de hidrocarburos livianos en la vecindad del detector, los neutrones son frenados más rápidamente y son absorbidos cerca de la fuente

de neutrones. La radiación de rayos gama resultante tendría la mitad de la potencia de penetración que los neutrones y estaría muy lejos del detector; de tal modo que solo se registrarían los neutrones.

- 3) Información experimental indica que existe una relación entre deflección de la curva de neutrones y la porosidad. Desde que el shale presenta una porosidad muy baja y contiene algunos hidrocarburos; esta formación aparece como el mínimo de la curva de neutrones.

Factores que afectan la rata de la cuenta de rayos gama y neutrones.-

- 1) La rata de la cuenta de rayos gama y neutrones disminuye cuando el diámetro del hueco aumenta.
- 2) La posición de la sonda con respecto al centro es crítico. La cuenta aumenta cuando la sonda está más cerca a la pared del hueco. Se considera que la sonda está excéntrica en el hueco.
- 3) Forros y cemento disminuyen la cuenta
- 4) En menor grado afectan, los aditivos para aumentar el peso del lodo y los barros salinos los cuales aumentan la cuenta.
- 5) Espesor de las capas y velocidad de logeo y el número de radiaciones gama que son emitidas cerca del contador, la inhabilidad del contador a contar todas las rayos gama introducen error en la rata de la cuenta.
- 6) Además, desde que un registro de cada evento que ocurre en el tubo Geiger Muller (botella de ionización) sería impráctico y confuso, las descargas eléctricas individuales son acumuladas en condensador de donde se permite una descarga a través de una resistencia fija. La carga que se acumula en el condensador durante un período de tiempo es proporcional al número de rayos gama recibidos por el contador.

De acuerdo a la ecuación:

$$Q = 100 \left(1 - e^{-\frac{t}{R_c}} \right)$$

- Q = carga en el condensador
- e = base logarítmica
- t = tiempo en segundos
- R = Resistencia fija en el circuito
- C = Capacitancia en el circuito

Haciendo $t = RC$ se obtiene $Q = 63$ ó sea 63% de la carga total acumulada durante el tiempo t el cual es llamado tiempo constante q' puede ser ajustado de acuerdo a los valores de R y C .

7) Los contactos y las características de cada formación son más importantes desde el punto de Ingeniería que las características de cada punto. Así que la sonda al moverse a una velocidad determinada equivale a dejar la sonda un tiempo t frente a cada punto, registrándose en forma continua las características de las formaciones.

La exactitud de las mediciones depende del espesor de las capas, velocidad de logeo. Normalmente se usa una velocidad de logeo de 1800 pies por hora ó sea un tiempo $t = 2$ segundos por pie. Las deflecciones máximas alcanzadas para esta velocidad de acuerdo al espesor de la formación son:

<u>Espesor</u>	<u>% de deflección</u>
2'	63
3'	87
4'	95
5'	98

Por consiguiente capas de espesor de 4' a mayores no necesitan corrección.

Interpretación de los registros radioactivos.-

a) Shales muestran alta radioactividad natural de rayos gama y alto contenido de hidrógeno debido al agua que satura la formación. En la curva se muestra:

Rayos gama - alta
Neutrones - bajo

b) Arenas limpias.- Usualmente tienen menos radioactividad y agua ó hidrocarburos llenan sus poros. En la curva se muestra:

Rayos gama - bajo

Neutrones intermedio a bajo

c) Formaciones densas, calizas anhidrita usualmente tienen poco radioactividad natural y no muestran porosidad.

En la curva se registra:

Rayos gama muy bajo

Neutrones alta

d) Arenas sucias ó sea shaly-sands aparecen en las curvas

Rayos gama intermedio

Neutrones de bajo a intermedio

Generalmente junto con el registro de rayos gama y de neutrones se corre un registrador de cople que sirven de base para correlacionar las profundidades y evitar que las perforaciones se hagan en coples.

MÉTODOS DE COMPLETACION

Denomínase "Completación de Pozos" a todas las operaciones que se realizan en el pozo desde el momento de alcanzar el tope de las formaciones productoras hasta ponerlas en producción normal. Cualquier operación durante este lapso tiene un efecto permanente sobre la formación, el cual es mucho más importante que ahorrar unas cuantas horas de equipo de perforar ó de producir el pozo con unos cuantos días de anticipación para ganar unas centenas ó miles de barriles de aceite extra. Cualquier operación durante este lapso tiene un efecto decisivo sobre la recuperación final del pozo.

En las prácticas de completación de pozos cada vez se va dando más importancia a los efectos permanentes que producen las diferentes prácticas y técnicas de completación sobre las formaciones productoras; a fin de conseguir la máxima recuperación primaria; producir con el mínimo gasto de energía del reservorio; disminuir los costos de re-acondicionamiento y tener el pozo preparado para futuros programas de recuperación secundaria, mantenimiento de presión del reservorio etc.

Los modernos laboratorios de las grandes compañías continuamente están evaluando las distintas técnicas y equipo nuevo que está sacando para mejorar las completaciones.

Con los progresos obtenidos, particularmente en aumentar la permeabilidad efectiva de las formaciones a través de los fracturamientos hidráulicos, acidificaciones etc. se ha modificado los conceptos clásicos de pozos comerciales y no comerciales.

Entre los factores más importantes responsables de las mejoras de las completaciones se puede mencionar:

- 1) Fracturamiento hidráulico
- 2) Estudio sistemático del baleo selectivo. Uso de proyectiles perfeccionados y de mayor potencia. El desarrollo de escopetas de diámetro pequeño para balear a través de tubos de 2".

- 3) Completación permanente de pozos
- 4) Perfeccionamiento de equipo que proporciona la industria.

* Selección y Mecanismo para la Preparación de una Completación.- La perforación y completación de un pozo son dos fases que no se pueden separar al preparar un programa de desarrollo de un campo ó aún en la perforación de un pozo exploratorio aislado. Dependiendo de la Compañía, los procedimientos difieren, en consecuencia me voy a referir a la práctica que se usa en esta área.

La recomendación original parte del programa de desarrollo que periódicamente se prepara de acuerdo a la política de las operaciones. El departamento de Geología prepara la recomendación geológica indicando la posición del pozo, pool al cual pertenece, formaciones que va a atravesar y finalmente información adicional que necesita obtener para futuros estudios de correlación, extensión, stratigráficos etc. Esta recomendación pasa al Ingeniero de reservorios, el cual indica la producción que se espera en cada una de las formaciones; la distribución de la permeabilidad y porosidad; la presión de fondo estática de la formación los posibles contactos de aceite-gas y agua-aceite. Con esta información el ingeniero de perforación y producción, recomienda el diámetro del pozo que se va a usar; si va ser necesario aislar las aguas meteóricas; el tipo de lodo y peso que se va a usar, se hace el programa de brocas, se selecciona el equipo de perforación conveniente, prepara el programa de forros, tanto de producción como de superficie. Se determina por anticipado el tipo de completación, cantidad de cemento, tipos de registros que se van a tomar en el pozo y finalmente prepara un programa tentativo de baleo de los forros así como trabajos de estimulación. Al prepararse todas estas recomendaciones se tomará en cuenta los trabajos futuros de re-acondicionamiento como de recuperación secundaria ó mantenimiento de presión en el reservorio.

***Finalmente se prepara un presupuesto del costo estimado tanto de la perforación como de la completación del pozo.**

Todo este programa se envía para su aprobación final que desde el punto de costo total versus retorno de la inversión sobre la base de la producción que se le estima al pozo; puede ser aprobado ó modificado.

Después de su aprobación final el pozo es perforado de acuerdo al plan previsto, por supuesto con las modificaciones que se hacen necesarias de acuerdo como avanza la perforación y problemas que se presentan.

Durante el curso de la perforación el ingeniero de producción sigue la performance de la perforación, analiza continuamente la columna litológica que prepara el geólogo de pozo, evalúa las pruebas de formación que se toma al pozo a fin de formarse una idea amplia sobre las características del pozo. La completación final del pozo es discutida en el pozo mismo tanto por el ingeniero de producción, el geólogo de producción y el ingeniero de perforación. Del análisis que hacen, se determina la recomendación final para el programa de forros, cementación de los forros, profundidad de la última bala, programas de estimulación etc. El ingeniero de perforación tomará a su cargo que esta recomendación se cumpla hasta que sale el equipo de perforación.

El programa de baleo se lleva a cabo con equipo del departamento de Producción el cual deja el pozo produciendo hasta asignarle una producción inicial a fin de cerrar una cuenta donde se han ido cargando todos los gastos que ha producido perforar y hacer producir el pozo.

FORMAS DE COMPLETACION

Las completaciones se pueden agrupar en dos grandes grupos:

- a) Completación con forros asentados hasta el fondo de la formación productiva, cementado y baleado.
- b) Completación con forros asentados en el tope de la formación productiva con hueco abierto ó cubierto por lana perforada.

La tendencia actual en la Industria es hacia el 1er. grupo y las razones más importantes para que así suceda son muchas, destacando la obtención de registros, fracturamientos hidráulicos, perforación selectiva, recuperación secundaria y menor tiempo de perforación.

+ En los comienzos de la Industria la mayor parte de las completaciones eran del 2do. tipo; donde después de alcanzar el tope de la formación productora (particularmente arenas superficiales no consolidadas), se bajaba forros y se cementaban, después se perforaba el hueco a lo largo de la formación productora, si se observaba presencia de agua se colocaba un tapón de cemento y finalmente se bajaba una lana perforada ómbien una lana con ranuras cubiertas por alambres para evitar la entrada de arena. Este tipo de completación lo usaron también las compañías que operaban en el Noroeste del Perú particularmente en pozos perforados con "Equipo de Cable". Con la introducción del equipo Rotario se fué desarrollando el tipo de completación del 1er. grupo y solo se usaba completación con forros hasta el tope de la formación; cuando ésta era arenisca no consolidada, ó arenisca muy dura ó formación calcárea ó dolomita. Finalmente el desarrollo del fracturamiento hidráulico y el uso de plásticos para consolidar la formación y evitar la entrada de arena al pozo ha hecho que practicamente todas las completaciones modernas sean hechas de acuerdo al 1er tipo ó sea que el pozo es perforado hasta su profundidad final, se toma los registros convenientes, se baja forros hasta el fondo de la formación productora el cual es cementado parcialmente a todo lo

largo; se balea selectivamente la formación y se procede a fracturarla para aumentar su producción inicial.

a) Completación con forros asentados hasta el fondo de la formación productiva, cementado y baleado.

Este sistema como se enunció arriba, consiste en perforar el hueco hasta su profundidad final, determinar la profundidad de la última bala para que, sobre esa base determinar la profundidad del cuello-flotador, bajar forros que cubren las formaciones productoras y cementarlas cuidando de dejar una cantidad de cemento sobre la bala tope a fin de permitir el fracturamiento hidráulico y evitar que fluidos escapen por el espacio anular entre los forros y el hueco.

Las ventajas de este sistema está en su simplicidad y permite la obtención de muestras redondas, tomar distintos tipos de registros para evaluar las formaciones, tomar pruebas de formación en hueco abierto (drill stem-test). Después de bajar forros y cementarlos se bajan tubes y se procede a lavar los forros para dejarlo listo para ser baleado. Con esta operación se disminuye el tiempo del equipo de perforar por lo menos en dos o tres días que se emplearía en tener que esperar el fraguado del cemento y bajar la lina perforada si se tuviera que asentar los forros en el tope de la formación.

Con este sistema se obtiene un correcto control de los contactos gas-aceite y aceite-agua; la profundidad del cuello flotador es exacta, en capas de arena delgadas se hace un baleo selectivo exacto, permite hacer trabajos de forzamiento de lechada de cemento en los intervalos que se quiere aislar.

Para el área del Noroeste del Perú donde las formaciones se encuentran bastante falladas, además se produce de dos, tres hasta cuatro formaciones distintas que van desde una profundidad de 1000' pies ó menos hasta 7000 ú 8000 pies, este método ha tenido mucha aceptación.

El promedio para esta zona es muy variable, cambiando desde diez días para pozos de 5000' en el Portachuelo hasta de 30 días para pozos de 7000' en el área de Peña Negra.

Durante la perforación se presentan los siguientes problemas:

- a) Derrumbes - Producidos por el desmoramiento de las formaciones gredosas al ser mojadas por el lodo ó el filtrado del lodo de perforación. Grandes paquetes de formaciones gredosas es necesario atravesar antes de alcanzar las formaciones productoras, estando éstas en contacto con el lodo prolongado tiempo, produciéndose "derrumbes" que pueden atracar la sarta de perforar. La manera de combatir estos derrumbes de gredas es aumentando el peso del lodo y disminuyendo el filtrado del lodo.
- b) Intrusión de gas ó agua de la formación - Cuando el peso del lodo es menor que la presión de la formación se produce un flujo de fluidos de la formación hacia el hueco, que se detecta observando el aumento del nivel de la cantina ó de los tanques de lodo. Si esta situación prevalece cuando se está sacando la sarta de perforar se producirá un reventón que puede tener fatales consecuencias tanto para la vida de los trabajadores como la seguridad del equipo.

Sin embargo aunque el peso de la columna de lodo es mayor que la presión de la formación, se presenta intrusión de gas que gasifica el lodo, el cual pierde peso no controlando la presión de la formación, haciendo inminente un reventón. Aunque se hace el cálculo del peso del lodo sobre la base de la presión estática de la formación a la cual se le añade de 150 psig á 300 psig como sobre-presión de seguridad, en algunos casos es necesario excederse en varias centenas de psig para poder controlar la intrusión de gas.

Pérdidas de circulación.- Durante el curso de la perforación, muchas veces se tiene que atravesar formaciones productoras agotadas ó arenas que muestran alta permeabilidad, ó bien usar lodos pesado para poder controlar derrumbes ó intrusión de gas ó fluidos de las formaciones productoras; produciéndose pérdidas de circulación que si no se controla a tiempo se producen serios daños a la formación, ó por falta de lodo se podría hacer inminente un reventón.

Para controlar las pérdidas de circulación se baja el peso del lodo hasta un valor que sea seguro para controlar las formaciones con aceite y gas; se aumenta la viscosidad del lodo de perforar y se emplea obturantes que taponeen las arenas ladronas. Si todos estos remedios no dieran resultados se procede a forzar lechada de cemento dentro de la formación ó arena ladrona. Efectos de las prácticas de perforación sobre propiedades de la formación.- Es evidente en esta zona, que se produce una disminución apreciable de la permeabilidad efectiva de la formación al estar en contacto con el lodo. El grado de daño es variable dependiendo de la formación. En formaciones productoras que corresponden al tipo de arenas ó sea areniscas con gredas ó el filtrado moja la greda haciendo que ésta aumente su volumen el 11 veces más, taponeando el espacio libre que se encuentra en su alrededor. Especial cuidado se pone para controlar el filtrado del lodo, el cual debe ser lo más bajo posible, asimismo el lodo emulsionado deja una costra fina casi impermeable que evita mayores pérdidas de filtrado.

En un intento para disminuir los daños de la formación se está experimentando con lodos de perforación que dejan un filtrado que no produzca acción nociva. Asimismo se ha hecho uso de aire y gas como fluido de perforación, usándose una cabeza rotaria especial. El uso de gas ó aire ha presentado la ventaja de acelerar la perforación pero no controla las formaciones de alta presión. Asimismo la presencia de agua presenta problemas en el avance de la perforación, haciendo que la broca se

tape y se cubra por una liga de barro que no permite la circulación del gas ó el aire.

En otras áreas se está probando el uso del lodo aereado que consiste en usar lodo del peso correcto para controlar las presiones de las formaciones, pero que durante la perforación se le inyecta aire ó gas a alta presión para bajarle el peso consiguiendo un avance rápido de la perforación y menos daño a las formaciones productoras.

De acuerdo a lo discutido se concluye que para prevenir daños a la formación productora durante la perforación del hueco se debe considerar:

- a) Reducir la diferencia de presión entre la formación y la columna de fluido.
- b) Reducir el filtrado del lodo
- c) Perforar rápido para exponer la formación la menor cantidad de tiempo en contacto con el lodo.
- d) Perforar con fluido compatible con las propiedades de la formación. Considerar el uso de gas ó aire ó lodo aereado para la perforación.
- e) Mantener los componentes sólidos del barro sin que se depositen en la formación productora.

Muchas veces el costo para prevenir los daños a la formación pueden ser prohibitivos; siendo más económico hacer trabajos posteriores de estimulación de la formación para rehabilitar y mejorar las propiedades primitivas de la formación.

Serios esfuerzos se siguen haciendo en esta zona para evaluar los daños que se producen en las zonas productoras y se continúa probando materiales y sistemas para disminuir ó anular estos daños; mientras tanto es necesario que el ingeniero de completaciones valore estos daños en sus dimensiones correctas a fin de usar métodos de estimulación conveniente en el futuro.

Evaluación de las formaciones.- En esta zona del Noroeste del Perú la información litológica y estratigráfica para las formaciones superficiales (menos de 4000') es bien conocida. Pero a medida que se ha ido profundizando la perforación en busca de nuevos horizontes (8000' ó más) se hace necesario obtener información más detallada a fin de evaluar en sus correctos valores estos nuevos horizontes productores.

La evaluación de la formación está basada:

- a) Obtención de muestras redondas (cores)
- b) Pruebas de formación (D.S.T.)
- c) Obtención de registros

a) **Obtención de muestras redondas.-** Se obtienen durante la perforación ó cuando el pozo ha sido logeado y permite obtener las siguientes informaciones: determinación de porosidad y permeabilidad, fluido que satura la muestra, obtención de los contactos gas-aceite ó bien de los contactos agua-aceite.

Con su exámen visual permite determinar su litología, fracturas, características de la roca, y sus planos de sedimentación. Asimismo sirve para determinar cálculos de reservorios, para hacer pruebas de fluidez para programas de recuperación secundaria, observar los efectos dañinos de las prácticas de perforación.

Las muestras redondas son obtenidas por el método convencional que ya se discutió en uno de los capítulos anteriores y por medio de una escopeta que solo obtiene muestra de las paredes del hueco denominadas "muestras de pared" ó "side wall cores".

La obtención de éstas "side wall cores" normalmente se hacen durante la completación del pozo a fin de determinar características de formación en intervalos dudosos ó para determinar los contactos de gas-aceite ó aceite-agua. Las ventajas de este tipo de muestra es que se puede tomar a cualquier profundidad y con una sola bajada de "escopeta" se obtienen varias muestras al mismo tiempo. La desventaja es que está limitado a formaciones no muy duras, la muestra sale bien contaminada

por lodo, pobre recuperación y muchas veces deja residuos en el fondo del hueco.

- b) **Pruebas de formación.**- En pozos de extensión ó de exploración se usa muy a menudo las pruebas de formación a fin de evaluar intervalos ó horizontes productivos; obtener fluido de la formación para sus análisis; obtener pruebas de flujo para saber el potencial productivo de la formación y obtener la presión estática de fondo. Normalmente Halliburton renta la herramienta para tomar la prueba de formación, la cual es bajada y asentada en hueco con diámetro normal.

El costo de cada prueba solo por renta del equipo está alrededor de \$ 300 U. S.

La prueba de formación también se le usa para determinar contactos de gas-aceite como de agua-aceite. En formaciones tal como Salinas-Mogollón que son extensas y pertenecen al tipo de areniscas-intercaladas con paquetes de gredas, muchas veces se hace necesario tomar D. S. T. para programar un baleo del hueco más eficiente.

En formaciones duras y de muy baja permeabilidad como Basal-Salinas, se hace necesario estas pruebas para determinar si es ó no comercial la completación en dicho intervalo.

- c) **Obtención de Registros.**- Después que el pozo ha sido perforado hasta el fondo de acuerdo al tipo de lodo que se está usando y las formaciones que se han atravesado se procede a seleccionar los tipos de registros que se van a tomar en el pozo.

Para el tipo de operación que se tiene en esta área en principio se selecciona un "registro eléctrico" el cual es tomado por Schlumberger desde el fondo hasta el zapato de los forros de superficie. La información que se obtiene es:

- 1) Información continua de las características litológicas de la formación a través de su curva de S.P. (Self-potencial)
- 2) Información sobre la clase de fluidos que están saturando el espacio poroso a través de sus curvas de resistividad.
- 3) Medida de control de la profundidad de las zonas productivas y el espesor de ellas.
- 4) Por el desarrollo de las curvas se obtiene concepto del valor relativo de la permeabilidad y porosidad.
- 5) Sirve como base para hacer trabajo de correlación con otros pozos adyacentes.
- 6) Sirve para determinar la zona de transición de aceite y agua

Los registros eléctricos son efectuados por el tipo de lodo, el diámetro del pozo y temperatura. La información numérica que se obtenga de la porosidad permeabilidad y saturación es muy relativa.

Después de haber obtenido la película en el pozo, se estudia y se superpone con los registros eléctricos de pozos adyacentes a fin de determinar la correlación tanto estratigráfica como estructural. Se compara asimismo con el strip-log que tiene la misma escala vertical que los registros eléctricos. Toda esta información conjunta, junto con los datos de pruebas de formación, presencia de aceite ó gas ó agua en el lodo sirven de base para determinar la profundidad de la "bala del fondo".

Si existen dudas de arenas ó intervalos que deban ser completados, teniéndose que bajar mayor longitud de forros, se procede a obtener más información de esos intervalos a través del uso de los "side wall samples" ó muestras de pared y el uso de otros registros.

A continuación se presenta un cuadro guía para seleccionar el tipo de registro apropiado de acuerdo con

Perforación.- El hueco de superficie es perforado hasta 300' para aislar aguas meteóricas y evitar derrumbes de gredas no consolidadas. Se bajan forros de 13-5/8" - 54# J-55 ST&C ó también de 10-3/4" - 32.75# H-40 ST&C ó bien 9-5/8" - 36# J-55 ST&C. Estos forros son cementados hasta la superficie usando cemento nacional (El Sol) mezclado con cloruro de Cálceo en la proporción de dos libras de Cl_2Ca por cada saco de cemento (100 libras); que sirve para acelerar el fraguado. Después de 12 horas de perfora el zapato y se perfora el hueco hasta la profundidad final usando broca de 8-1/2 ó bien de 7-5/8". Se usan 2 tipos de barras para perforar dependiendo del área y las formaciones que se van a atravesar:

- a) barro de emulsión sódico con 10% de diesel
- b) barro de emulsión cálcico con 10% de diesel

En ambos casos se usan barras de emulsión para no dañar las formaciones productoras con el alto filtrado de agua. Los lodos se usan con un peso inicial bajo de 9 lbs/galón hasta alcanzar un promedio de 11.5 lbs/galón, aunque en formaciones como Salinas-Mogollón se usan lodos hasta de 13.5 lbs/galón de peso específico para evitar intrusión de gas y pueda producir reventones.

A medida que va avanzando la perforación el ingeniero de completaciones toma conocimiento, estudia y evalúa, el avance de la perforación, las pruebas de formación, evidencias de gas ó aceite ó agua, pérdidas de circulación de lodo, registros intermedios tomados del hueco etc.

Se ha generalizado en esta zona el uso de brocas de 7-7/8" en reemplazo de las brocas de 8-1/2". Las brocas convencionales han sido reemplazadas por "brocas de chorro" para aumentar la velocidad de penetración; estos factores acompañados por los tipos de lodo de bajo filtrado y baja tensión superficial, como por las altas velocidades de la mesa rotaria y elevados pesos sobre la broca han contribuido a perforar rápido y económicamente.

Selección del tipo de Registro de Pozos

<u>Información</u>	<u>Elect.</u>	<u>Microlog or Log de contacto</u>	<u>Laterolo or guard-log</u>	<u>Microlatero log</u>	<u>Scratcher Resistivity</u>	<u>Rayos Gamma</u>	<u>Log de Instal.</u>	
Saturación de fluido	si	no	si	no	si	no	si	
Porosidad (porcentaje)	si	si	no	si	no	no	no	
Permeabilidad	si	Indicación	Dudoso	Indicación	no	no	no	
Resistividad del agua de formación.	si	no	no	no	no	no	no	
Porosidad (espesor de la zona porosa)	si	si	si	si	si	no	si ¹	
Cambios litológicos	si	no	no	no	no	si ²	no	
<u>Condiciones del lodo</u>								
Alta resistividad (barro de base sódica ó cálcica ó bién barro de emulsionado) ³	si	si	no	no	no	si	si	si
Baja resistividad (barros de base de agua salada de alto ph.) ⁴	no	no	si	si	no	si	no	si
Barros base de aceite, huecos vacíos	no	no	no	no	si	si	si	si
Huecos entubados	no	no	no	no	no	si	no	si

NOTA.- (1) Solamente en hueco vacío ó barros de base de aceite

(2) Diferencia areniscas de gredas; dalomita, calizas de carbón

(3) Barros de emulsión con bajo porcentaje de aceite

(4) pH igual a 12 ó más alto

las condiciones del hueco y el tipo de información que se necesita.

Tal como se ha dicho anteriormente después de obtener el registro eléctrico; en caso de tener intervalos dudosos, se obtienen registros de micro-log ó laterolog acompañados de caliper-logs para determinar zonas porosas de baja permeabilidad; además el registro de caliper nos sirve para determinar el diámetro del hueco y su volumen, añade información para la correlación, permite un cálculo correcto para la cementación, determina los mejores asientos en caso de pruebas de formación en hueco abierto, sirve para observar el efecto de la variación del diámetro en los distintos tipos de registros, determina los volúmenes exactos en casos de tapones de cemento ó de colocar grava para evitar entrada de arena, etc. Este tipo de registro máximo registra hasta 36" de diámetro y 4" como mínimo.

Algunas veces por indicaciones de Geología se hace necesario tomar "Dip-logs" ó sea registros de buzamiento que presenta las siguientes ventajas: determina el buzamiento y orientación de las capas atravesadas, ayuda en determinar la posición de la estructura, agrega información conveniente en la determinación de nuevos pozos, da información del diámetro del hueco, sirve para hacer trabajos de correlación entre pozos cercanos, determina la desviación del hueco, da una información exacta del espesor de las capas, muy útil en determinar fallas.

Este registro no da exactitud para buzamientos menores de 5" grados, ó pozos muy angostos, ó pozos grandemente erosionados. La información que da, tiene que ser interpretada en un gabinete.

Este tipo de registro se obtiene con una herramienta caliper, donde no interesa el tipo de fluido que tiene el hueco y con una herramienta para medir la resistividad que necesita un fluido conductor de la corriente.

Registro de temperatura.— Usada en la mayor parte de los pozos de la concesión; sirve para determinar el tope del cemento detrás de los forros de producción; basado en el desprendimiento de calor por el fraguado del cemento, sirve para determinar las zonas de pérdidas de circulación, determina la entrada de gas, determina la gradiente de temperatura de la formación y la temperatura promedio del pozo; en base de esta información se hace una correcta selección de equipo de completación, de lechada de cemento y de fluido de perforación que no sea afectado por la temperatura.

Este tipo de registro se obtiene usando una herramienta que mide y registra directamente la temperatura, la cual se correlaciona con el tiempo y la profundidad. En otras áreas se usan cables eléctricos por donde se reciben impulsos eléctricos producidos por las variaciones de la temperatura.

Después de haber bajado forros productores y haberlos cementado, los pozos son lavados y se les llena de aceite crudo. En estas condiciones se corre un registro de neutrones acompañado por un registro de coples que sirven como base para seleccionar el baleo de los forros con exactitud. De acuerdo a la experiencia esta combinación de registro eléctrico con micro-log, registro de neutrones y registro de coples de forros, ha dado buenos resultados en esta área del Noroeste del Perú.

PROGRAMA DE FORROS Y PRACTICAS DE COMPLETACION

Después de haberse corrido los diferentes registros, se determina las arenas que van a ser completadas, la profundidad de la última bala del fondo; fondos y topes de las formaciones productoras; presencia de agua y necesidad de aislarla, presiones de fracturamiento que se piensa encontrar y necesidades futuras del pozo para programas futuros de reacondicionamiento y recuperación secundaria.

En la mayoría de los casos las completaciones son del tipo de forros asentados hasta el fondo de la formación productora para lo cual se sigue la siguiente política.

- 1) Se determina la profundidad del cuello flotador (float collar) que debe estar 25 pies debajo de la arena del fondo que se va a abrir.
- 2) Si el pozo no tiene agua en el fondo, el cuello flotador va 30 pies encima del zapato (float shoe)
- 3) Si el pozo tiene agua en el fondo, el cuello flotador va 60 pies encima del zapato, cuidando de instalar centralizadores y rascadores en el contacto de aceite-agua.
- 4) El diámetro de los forros depende del diámetro del hueco; dejando una luz de 1-7/8" a 1-3/4" entre los forros y el hueco. Forros de 5-1/2" se baja en hueco de 8-1/2", forros de 7" en hueco de 8-1/2"; forros de 4-1/2" que son los normales que se usan ahora se bajan en hueco de 7-7/8". A continuación se da una tabla con los forros que se usan sus propiedades y la dimensión del hueco donde debe ser bajado.
- 5) Normalmente se diseña una sarta combinada de forros, considerando la presión máxima de fracturamiento a que van a estar sometidos los forros que no son cubiertos por cemento. Debido a las altas presiones de fracturamiento pero algunas formaciones tales como Salinas Mogollón se hace necesario incluir un "premium forros" que generalmente son forros N-80. Asimismo el peso del lodo que

generalmente es alrededor de 12 lbs/galón se considera para este diseño. Las dimensiones de los forros que se usen deben asegurar el pase libre de empaques, tapones etc.

- 6) El tope del cemento es calculado para que esté 750' pies sobre la arena superior que se va a abrir, para arenas superficiales se puede usar 400' pies. Para las actuales prácticas en que se completan tres ó cuatro formaciones a fin de cubrir todas las arenas, se calcula el cemento hasta la superficie aunque este cemento no cubrirá los forros que estén en la cabeza del pozo.
- 7) En pozos que servirán para inyección de agua en el futuro ó para cementar forros de superficie se usará cemento puro.
- 8) En pozos normales se usará cemento con 12% de bentonita y 1/4 de libra de sulfanato de cálcico que sirve como dispersante.

Programas de forros.- Tabla I

Forros de superficie:-

Forros de 10-3/4" - 40.5#

- 1) Para pozos de desarrollo de 8-1/2" de diámetro
- 2) Para pozos de desarrollo de menos de 5000' de profundidad de hueco de 9-5/8".

Forros de 13-3/8" - 54#

- 1) Para pozos de desarrollo de más de 5000' de profundidad de hueco de 9-5/8".
- 2) Para pozos de desarrollo en forros intermedios
- 3) Para pozos exploratorios mayores de 5000' de profundidad.
- 4) Para pozos exploratorios donde se va a usar forros intermedios.

Forros Intermedios

Forros de 9-5/8" - 36# J-55 SCAC con 2220 psig colapso x 422,000 lbs tensión.

Factor de seguridad para tensión 1.8

Factor de seguridad para burst 1.125

Factor de seguridad para colapso 1.125

Forros productores. -

<u>Dimensión</u>	<u>Peso</u>	<u>Colapso</u>	<u>Tensión</u>	<u>Burst</u>
4-1/2"- J-55	9.5	3320	128,000	4,380
4-1/2"- J-55	11.6	4540	159,000	5,350
4-1/2"- M-80	11.6	5930	220,000	7,780
5-1/2"- J-55	15.5	3860	211,000	4,810
5-1/2"- J-55	17.0	4500	234,000	5,320
5-1/2"- N-80	17.0	5890	273,000	7,740
6-5/8"- J-55	20.0	3060	259,000	4,180
6-5/8"- J-55	24.0	4250	320,000	5,110
6-5/8"- N-80	24.0	5550	430,000	7,440
7" - J-55	23	3290	300,000	4,360
7" - N-80 x - L	29	6370	662,000	8,160
7" - N-80 x - L	32	7400	739,000	9,060

Diámetro de forros versus diámetro del hueco. -

<u>Diámetro Forros</u>	<u>Diámetro del hueco</u>
4-1/2"	7-7/8"
5"	7-7/8"
5-1/2"	8-1/2"
6-5/8"	9-5/8"
7"	9-5/8"

Factor de seguridad de colapso	1.125
" " de tensión	1.8
" " de burst	1.125

- 9) Si el peso de la lechada de cemento es mucho mayor que el peso del lodo, no se usará más de 2500' de columna de cemento entre el zapate y el tope del cemento para cubrir arenas productoras.
- 10) Si la diferencia de peso es mínima se usará lechada de cemento hasta la superficie para cubrir todas las arenas.
- 11) En caso de decidirse cubrir las arenas productoras en varias etapas se usa el "cuello DV" el cual va instalado 100' debajo del fondo de la arena que se quiere proteger.
- 12) El cálculo del volumen de cemento se hace sobre la base del volumen del hueco que es determinado con el registro caliper. Cuando no se toma registro caliper, se agrega normalmente un 20 á 30% del volumen calculado. A continuación se adjunta tablas para cálculos de lechada de cemento para forros normalmente usados en la zona.
- 13) La inclusión de centralizadores y rascadores de costra es imprescindible en toda buena cementación. Estos van instalados en particular en las zonas de contacto de gas-aceite y aceite agua, para evitar canalizar la lechada. Asimismo se incluye centralizadores y rascadores en los primeros tubos como muestran los diagramas adjuntos. A lo largo de los forros se incluye centralizadores para evitar canalización de la lechada.

Prácticas de corrida de forros y cementaciones.-

- 1) Los forros de superficie se bajan normalmente a 300' pies para aislar las aguas meteóricas. Se le añade al cemento dos libras de cloruro de cálcio para acelerar el fraguado final de la lechada. El tiempo de fraguado es disminuido de 20 horas a 12 horas.
- 2) Los forros de producción son bajados después de haber reacondicionado el lodo, dejándolo con propiedades óptimas. Los forros se bajan despacio con el zapate y el cuello flotador instalados. Estas válvulas evitan el retorno de lechada del hueco a los forros. Cada 30 ó 40 tubos se llenan los forros con barro. Cuando los forros han alcanzando la profundidad

final se circula para que el lodo dé por lo menos una vuelta completa de tal modo que no haya derrumbe en el espacio anular. Al mismo tiempo se rota ó se recíproca los forros para romper la costra del lodo para conseguir un contacto directo entre la lechada de cemento y la formación productora. Para evitar contaminación de la lechada normalmente se usa dos tapones: uno que va delante de la lechada con tres ó cuatro barriles de agua dulce y otro que va después de haber bombeado toda la lechada de cemento. Durante el bombeo de la lechada es muy importante el control del peso de la lechada a fin de obtener una cementación óptima, que tenga el mínimo de filtrado y sea uniforme. El cemento va mezclado con sulfanato de cálcio en la proporción de 1/4 de libra por cada saco de cemento; este producto es un dispersante que produce una mezcla uniforme de cemento y bentonita.

De acuerdo con los últimos avances; se trata de obtener durante el bombeo de la lechada y del lodo de perforación un flujo turbulento a fin de obtener un eficiente desplazamiento del lodo que está en el espacio anular y evitar canalización en la cementación.

Los cálculos que se hacen es para que la lechada alcance la superficie ó una altura determinada. En caso de no haberse alcanzado la superficie con el cemento, se toma un registro de temperatura después de 8 horas de haberse terminado la cementación a fin de determinar el tope de la lechada.

La instalación y desplazamiento del segundo tapón se hace rápido y durante el tiempo que se desplaza el tapón los forros deben estar en movimiento.

Después que se ha desplazado toda la lechada con barro, se debe observar la presión para ver si baja; y abrir una llave de desfogue para asegurarse que tanto el cuello flotador como el zapato trabajan correctamente. Si se observa que hay retorno, quiere decir que la lechada está retornando a los forros y que es necesario bombear más barro y dejar las válvulas cerradas hasta que el cemento frague.

El tiempo normal de fraguado es 16 horas; después del cual se puede continuar con los siguientes pasos de la completación.

Es una buena práctica determinar que el peso de la lechada sea ligeramente superior al peso del lodo de perforación. Esta diferencia puede ser de 1/2 a 1 lb/galón.

Durante el bombeo de la lechada se debe tomar precauciones para evitar que se produzca forzamiento de lechada de cemento dentro de la formación ó arenas productoras. Este control se hace controlando la presión de bombeo y el peso de la lechada.

Completación con ferros asentados en el tope de la formación Productora.

Este tipo de completación se usa en casos muy especiales tales como: formaciones muy duras como Basal-Salinas, Pariñas bajo, Paleozoico etc. donde la permeabilidad es muy baja y la formación es muy compacta para que pueda ser baleada ó completada comercialmente con ferros.

Este tipo de completación se presta para trabajos de fracturamiento usando nitro-glicerina que por ser muy costoso (10,000 U.S. por cada trabajo) y peligroso ha entrado en desuso.

En este tipo de completación se siguen las siguientes prácticas:

- 1) El zapato va instalado en el tope de la formación
- 2) Si el pozo tiene agua se coloca un tapón de cemento neto de 50 sacos si el pozo es de una profundidad menor de 5000'.
- 3) Si el pozo tiene agua se coloca un tapón de cemento neto de 75 sacos para profundidades mayores de 5000'.
- 4) La lana perforada si es menor de 500' descansa en el tapón.

- 5) La lina perforada si es mayor de 500' va colgada de los forros.
- 6) Si el pozo ha sido perforado con bastante hueco extra, se aísla dicho hueco colocando un tapón de cemento neto de 50 sacos.

Completación de pozos angostos. - Muy pocas formaciones se prestan en esta área para este tipo de completación. El ahorro que se hace es grande, ya que el costo de la completación es el 60% del valor del pozo.

Este tipo de completación conocida como "Slim holes Completion" consiste en perforar un hueco angosto con broca de 4-1/2 pulgadas y donde se bajan tubos de producción (tubing) que son cementados hasta la superficie.

Las siguientes consideraciones se deben tomar en este tipo de completación:

- 1) El cuello flotador va instalado 100 pies ó más debajo del disparo del fondo, a fin de dejar espacio disponible para que asiente la arena ó barro que pueda producir la formación.
- 2) El segundo tapón de cementación debe ser desplazado con aceite crudo.
- 3) Centralizadores y rascadores pueden ir instalados para asegurarse una buena cementación.
- 4) El baleo se hace en aceite crudo
- 5) El fracturamiento se hará usando Visofrac ó Humblefrac usando balas de nylon de 5/8" y una concentración de arena de 1 libra por galón.
- 6) Los tubos serán baleados usando escopeta especial "scallop-gun" que para trabajar correctamente debe mantenerse 1500' pies de aceite sobre la escopeta.
- 7) Normalmente como forros se usa tubería de 2" EUE en donde se puede correr macarronis de 3/4" ó 1" para hacer trabajos de limpieza ó reacondicionamiento.

PERFORACION DE FORROS PRODUCTORES

En todo tipo de completación donde bajan forros hasta cubrir las arenas productoras, estos forros deben ser perforados para que el pozo produzca.

El objetivo final en toda perforación de forros es conseguir:

- 1) Penetración profunda del proyectil sin que deje rebabas en los forros.
- 2) Evitar fracturamiento del cemento

Perforación de forros con balas.- Este método fué el primero en desarrollarse. Consiste de un proyectil metálico impulsado por la explosión de una carga explosiva, la cual es encendida eléctricamente ó mecánicamente. Estos proyectiles pueden ser disparados todos en una sola vez ó uno por uno a distintas profundidades. La penetración promedio es de 6 pulgadas atravesando forros y cemento. El espaciamiento normal es de 12" aunque se está experimentando espaciamientos hasta de 24" sin que afecte la recuperación final y producción inicial promedio.

Las balas usadas son de 12 mm. con una carga de 23 gramos, que van en una escopeta de 4" de diámetro que con pruebas experimentales han mostrado una penetración de 4" después de haber atravesado una pared de forros de 5-1/2"-J55-15.5#.

Estas balas produjeron fracturamiento severo en el cemento pero dejaron pocas rebabas. Este tipo de balas se usan solo para atravesar forros poco resistentes en formaciones no muy duras, particularmente en pozos superficiales.

El otro tipo de balas de 8.5 mm. con una carga de 23 gramos que van en una escopeta de 4" de diámetro y que en pruebas experimentales han mostrado una penetración de 5-1/4 pulgadas después de haber atravesado una pared de forros de 5-1/2"-J55-15.5; También produjeron fracturamiento severo en el cemento y rebabas.

Este tipo de balas son usadas en pozos profundos y para formaciones duras ó donde ha existido gran agrandamiento del diámetro del hueco.

La perforación de los forros usando balas de 8.5 mm. ha mostrado ser efectiva en esta área y es la que comunmente se emplea en la mayor parte de completaciones. Su costo es mucho menor que la perforación con chorro, guardando la relación de 1 á 2. Presenta huecos uniformes para los fracturamientos selectivos usando balas obturantes de nylon.

Este tipo de proyectiles se pueden usar en cualquier tipo de fluido sea barro de perforación, aceite etc, siendo afectada su efectividad por la densidad del fluido.

Perforación de forros con chorro.- Este sistema fué desarrollado en 1940 y está basado en la velocidad del chorro debido a la explosión de una carga trinito-tolueno (T.N.T.). La velocidad del chorro alcanza a 30,000 pies por segundo y produce una presión de impacto de 4×10^6 psig. Aunque la penetración es mayor que las balas, su efectividad es menor debido a su efecto obturante por la alta temperatura disminuyendo la permeabilidad alrededor del hueco producido por el chorro.

La escopeta de chorro es de 2 tipos; uno en que las cápsulas que llevan el TNT son de cerámica, vidrio plástico etc y que dejan residuos en el fondo del pozo y el otro en que las capsulas son recuperables junto con la escopeta y que es de metal; de tal modo que una vez disparadas se pueden cargar nuevamente.

Las ventajas que presenta este tipo de proyectil es su gran penetración que en pruebas experimentales han mostrado 7-1/4 pulgadas de penetración, después de haber atravesado forros de 5-1/2"-J55-15.5#; el cemento ha mostrado poco fracturamiento y los forros pocas rebabas.

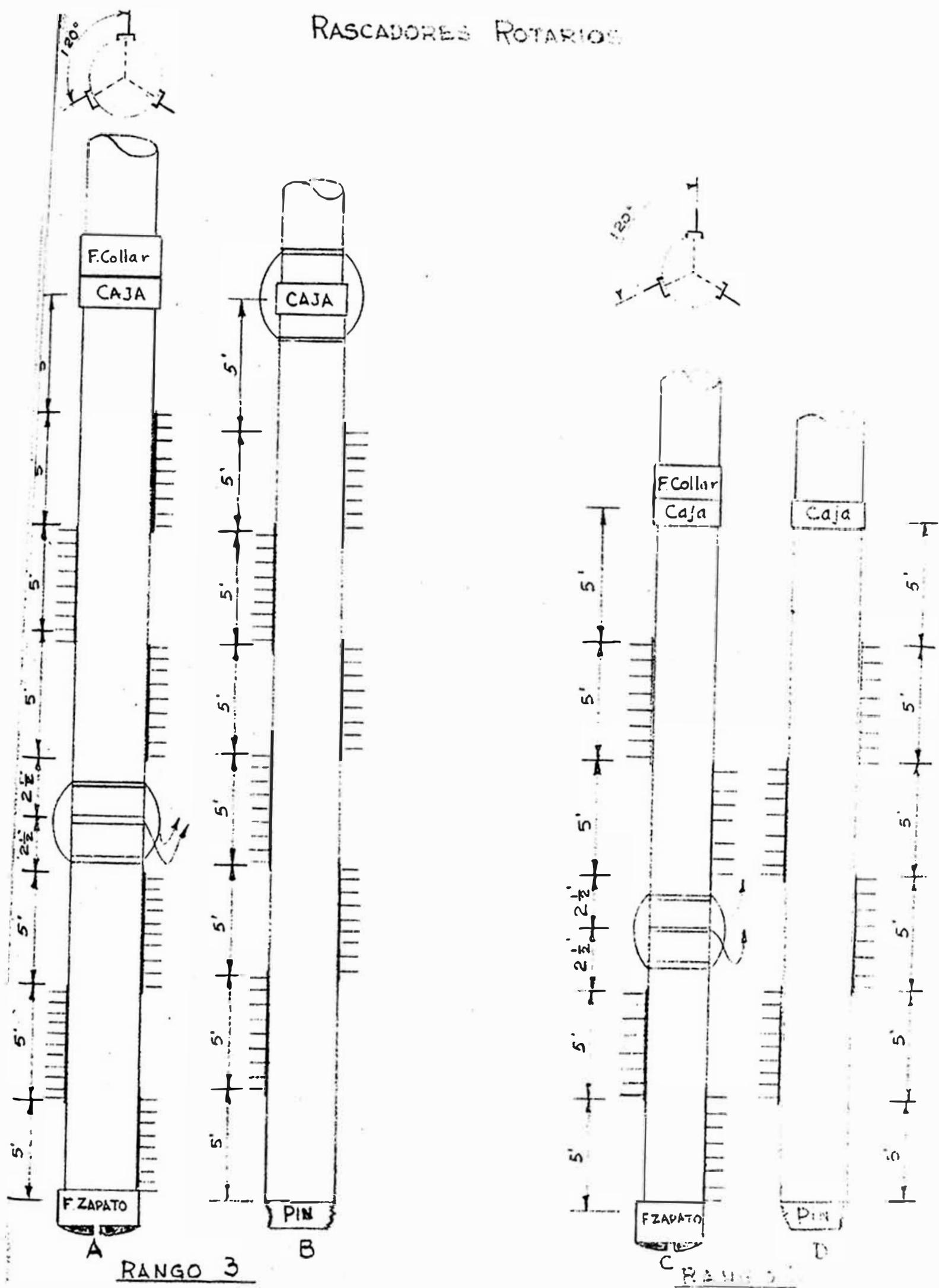
Este tipo de perforación de forros son usados particularmente en formaciones profundas, duras tal como basal-salinas ó Paleozoico, ó cuando es necesario perforar dos ó mas forros al mismo tiempo.

RUTINA DE COMPLETACION

Después que el pozo ha sido cementado, el equipo de perforación es movido a otro pozo a fin de que este sea terminado de completar con un equipo de Servicio Franks Comet siguiendo normalmente las siguientes pasos:

- 1) Se baja tubería de 2" EUE con rima hasta el fondo para remover costras de cemento y verificar la profundidad efectiva del hueco.
- 2) El barro de perforación es desplazado con agua salada y los forros son lavados con un volumen equivalente al doble del volumen de los forros.
- 3) El agua salada es desplazada con aceite crudo y se saca la tubería y el rima.
- 4) Se toma un registro de neutrones y de coples desde el fondo hasta las arenas más superiores que se quiera perforar en el futuro.
- 5) Sobre la base del registro eléctrico, del registro de neutrones y coples se hace el programa de baleo para abrir el primer intervalo.
- 6) Se procede a perforar los forros en aceite crudo. Si se emplea perforación a chorro se toma un registro indicando los puntos perforados.
- 7) Si el pozo no fluye, se baja tubería y se corre swab a fin de hacer producir el pozo y expulse el barro que pueda contener la formación.
- 8) Después que el pozo ha producido aceite neto se procede a fracturar la formación sacando los tubos de 2" de producción con una rata de inyección promedio de 20 barriles por minuto.
- 9) Para abrir las arenas superiores se siguen los mismos pasos, asentando un tapón recuperable que aisle el intervalo inferior que fué fracturado.

RASCADORES ROTARIOS



2000
1900
1800
1700
1600
1500
1400
1300
1200
1100
1000
900
800
700
600
500
400

ALTURA TEORICA DE LA COLUMNA DE CEMENTO

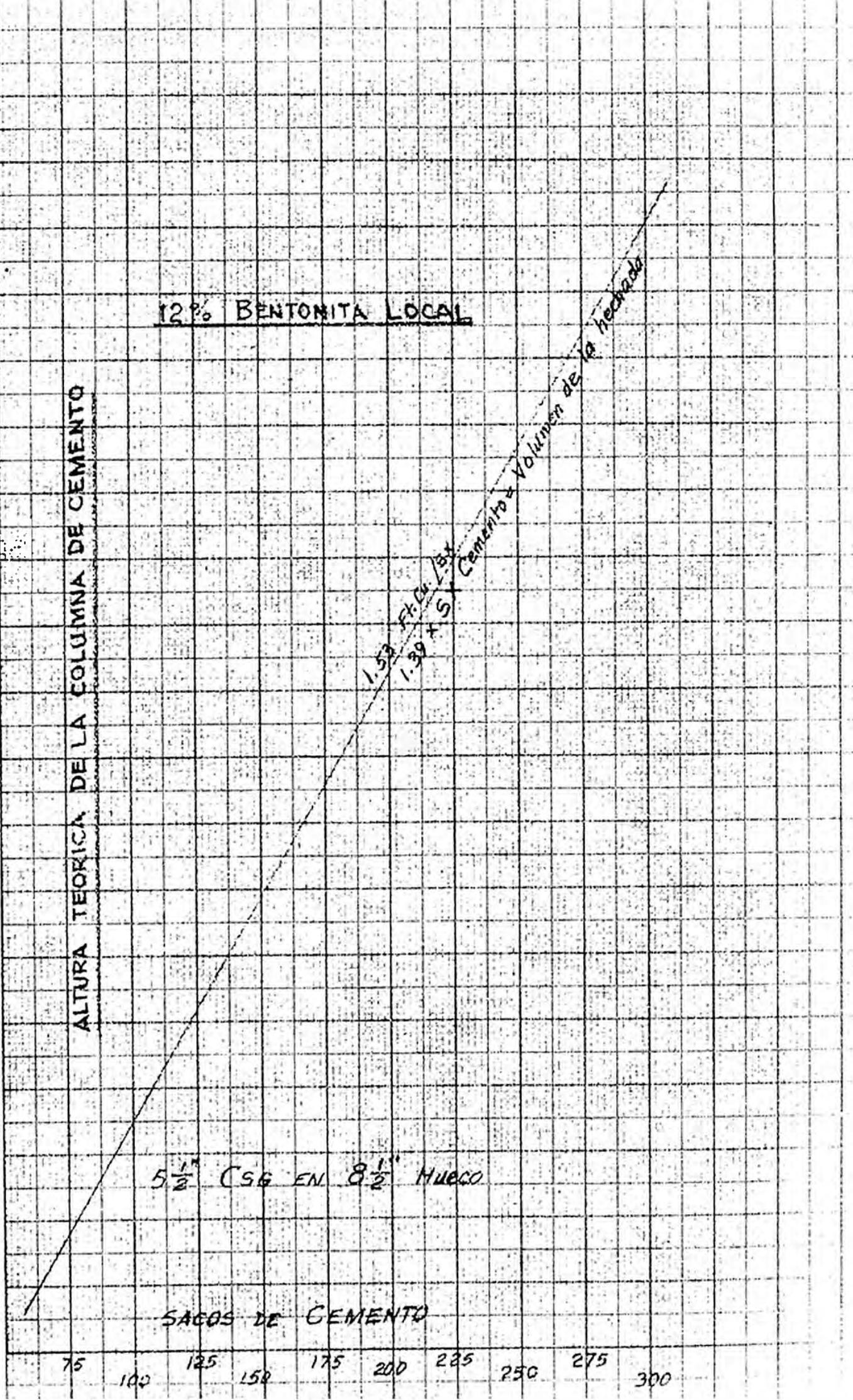
12% BENTONITA LOCAL

$1.53 \frac{\text{Ft. Cu.}}{\text{Saco}}$
 1.39×5
Cemento = Volumen de la hechada

$5\frac{1}{2}$ CSG EN $8\frac{1}{2}$ HUECO

SACOS DE CEMENTO

75 100 125 150 175 200 225 250 275 300



2000
1900
1800
1700
1600
1500
1400
1300
1200
1100
1000
900
800
700
600
500
400

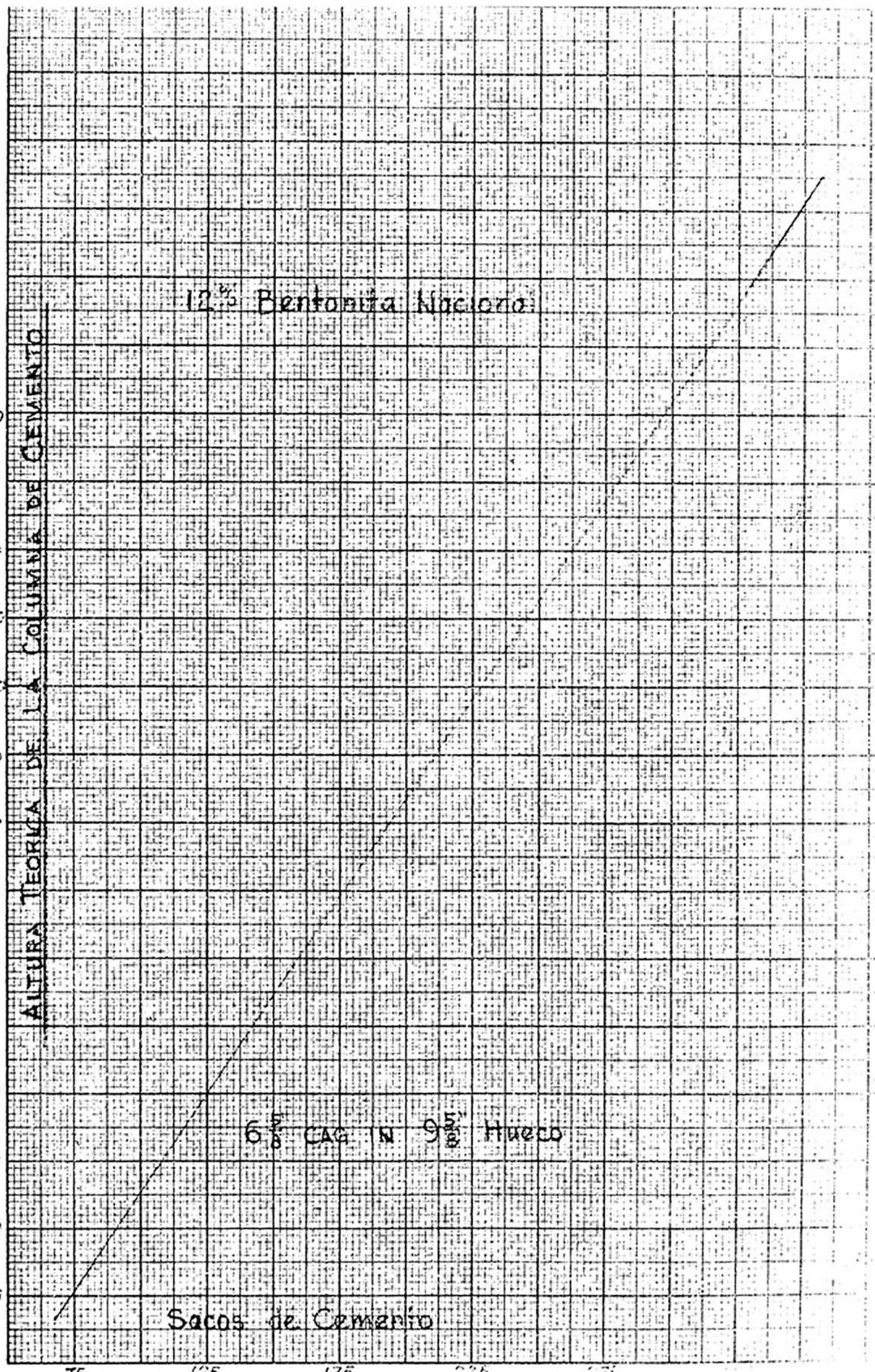
ALTURA TEORICA DE LA COLUMNA DE CEMENTO

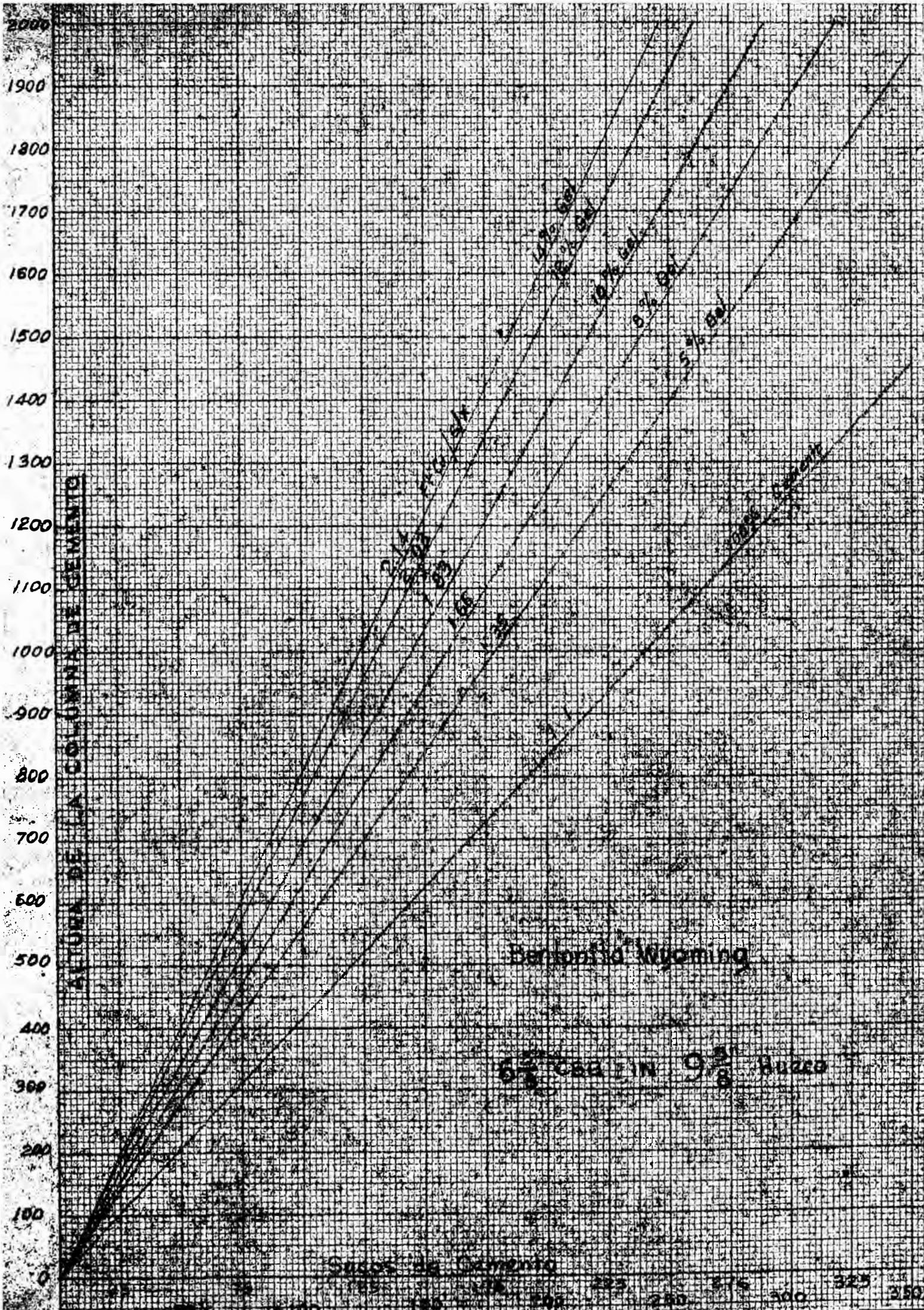
12.5 Bentonita Nacional

6 $\frac{5}{8}$ " CAG N 9 $\frac{5}{8}$ " Hueco

Sacos de Cemento

75 125 175 225 275





ALTO DE LA COLUMNA EN CEMENTOS

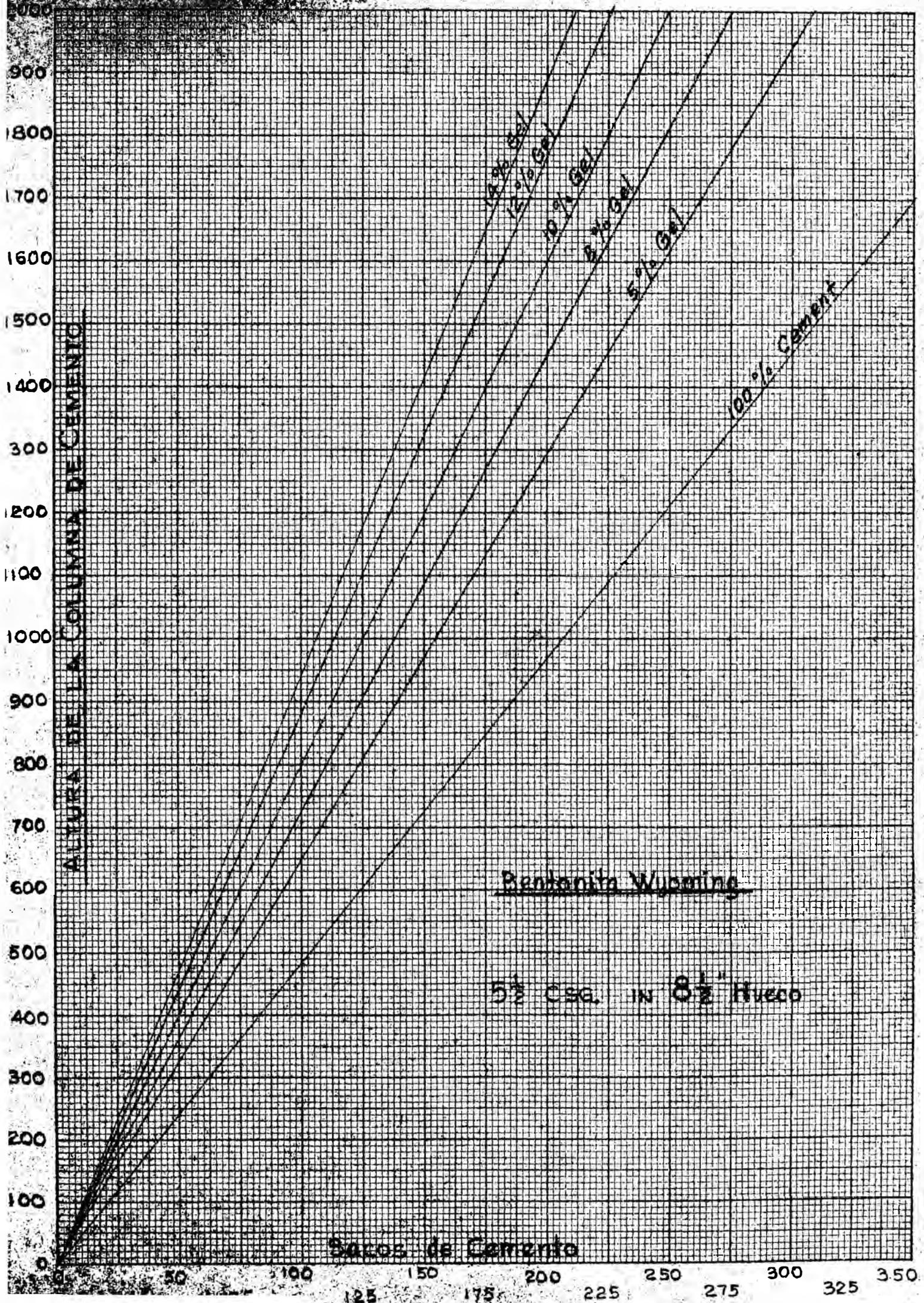
DIAMETRO DE CEMENTOS

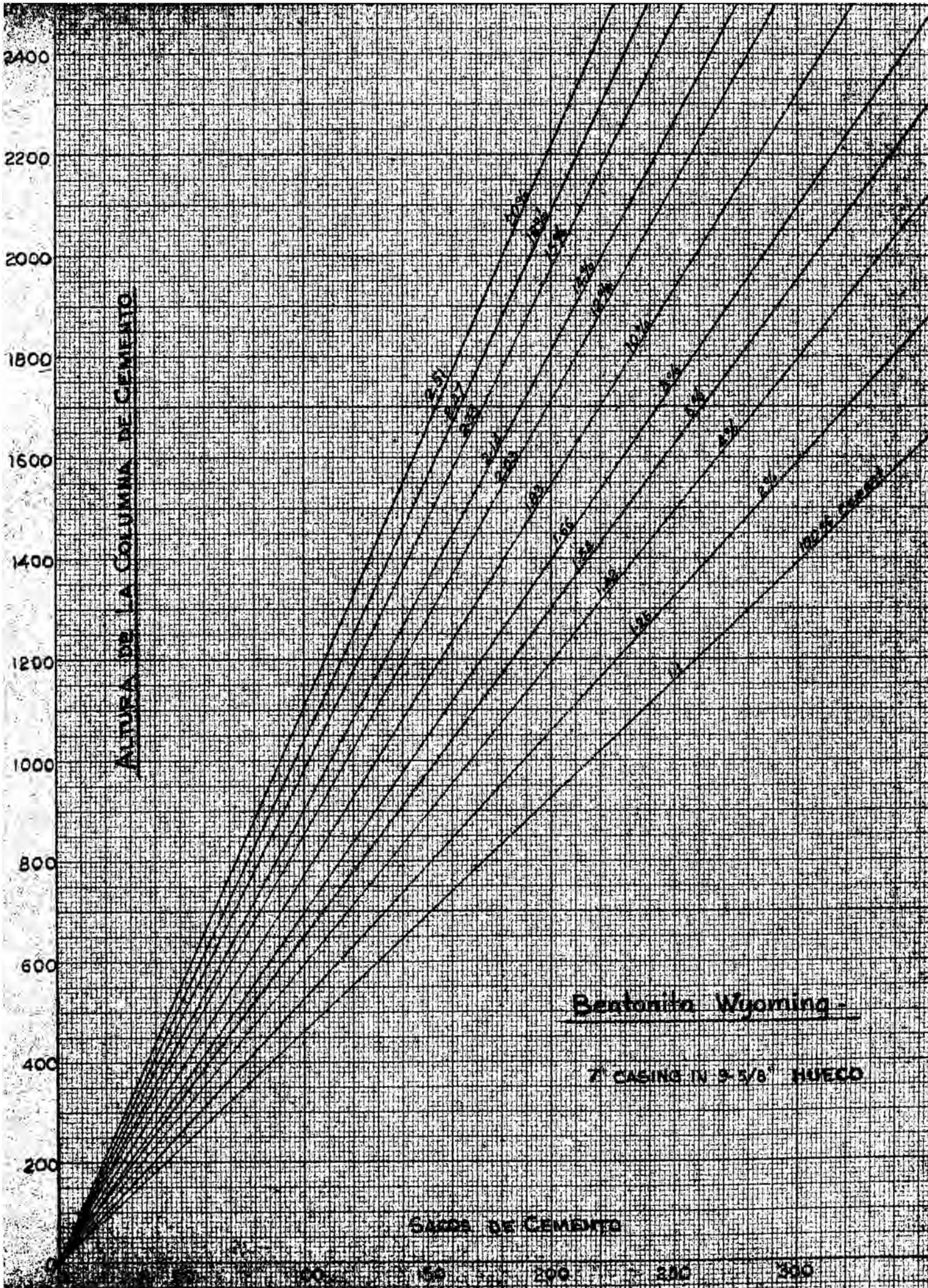
Diseño Wyoming

6 3/8" dia en 9 3/8" alto

2000
1900
1800
1700
1600
1500
1400
1300
1200
1100
1000
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0

100 150 200 250 300 325 350





AUTURA DE LA COLUMNA DE CEMENTO

2400
2200
2000
1800
1600
1400
1200
1000
800
600
400
200
0

SACOS DE CEMENTO

100 200 300

Bentonite Wyoming

7" CASING IN 9-5/8" HUECO

ESTIMULACION DE FORMACIONES

El mayor avance en las prácticas de completaciones ha sido la estimulación de las formaciones a través del fracturamiento y acidificación.

Pozos que no eran considerados comerciales por tener muy baja permeabilidad y porosidad; con los métodos modernos de fracturamiento se les ha convertido en pozos comerciales.

*Estos métodos de estimulación introducidos en 1947 en Estados Unidos y en 1952 en el Noroeste del Perú han sufrido una serie de modificaciones a fin de controlar los siguientes factores:

- 1) propiedades del fluido fracturante
- 2) tipo de arena ó sólidos que mantengan abiertas las fracturas
- 3) controlar la dirección y profundidad de la fractura

En base de estos requerimientos la industria ha sacado diferentes productos que aumentan la efectividad del tratamiento, disminuyendo los costos. *

De acuerdo a la teoría de fracturamiento, cuando una arena productora ha sido perforada, el barro de perforación, filtrado, costra de lodo y filtrado de la lechada de cemento hacen disminuir la permeabilidad efectiva del hueco presentando restricción al flujo de aceite ó gas de la formación hacia el pozo.

El fracturamiento hidráulico de la formación es la aplicación de la presión de un fluido sobre la cara de la formación hasta que se fracture, creando un canal que es rellenado con arena silíceo que evita que este canal se cierre debido al peso de las formaciones superiores. Este canal relleno con arena aumenta la permeabilidad efectiva alrededor del hueco permitiendo que el aceite encuentre restricción al fluir de la formación al hueco.

El fluido tiene la habilidad de comenzar a penetrar las arenas más permeables ó sea las arenas superiores ya que la permeabilidad y porosidad disminuyen con la profundidad. Se producen las primeras fracturas en estas arenas, las cuales permitirán gran flujo de fluido si no fueran obstruidas para que otras arenas de menor permeabilidad fueran fracturadas.

Después de producirse la fractura, es extendida por el volumen, bombeada y la viscosidad del fluido pero no por la pérdida de filtrado que tiene el fluido a través de las paredes de la fractura. Sobre esta base es que ha creado aditivos que disminuyen el filtrado y concentran la acción de la presión alargando la fractura a mayor profundidad, dentro de la formación.

★ Desde el punto estrictamente mecánico toda roca está sometida a dos esfuerzos principales: uno debido al peso de los sedimentos que descansan sobre ella llamado esfuerzo vertical y otro llamado esfuerzo lateral producido con la compresión que sufre la roca debido a que no puede ceder a los costados. Junto a estas dos fuerzas existe una fuerza tangencial que generalmente es el doble de la fuerza lateral. Cuando la roca es sometida a la presión del fluido fracturante, al sobrepasar la fuerza tangencial produce la rotura de la roca; la cual se comporta como un sólido no elástico y no deformable. La presión de fracturamiento es generalmente menor al esfuerzo a que está sometida la roca debido al peso de las formaciones superiores. El esfuerzo de compresión para las rocas sedimentarias es alrededor de 1.0 psig. por pie de profundidad. El esfuerzo horizontal debido al peso de los sedimentos varía de 0.2 á 0.4 psig por pie de profundidad.

En la práctica, las presiones de fracturamiento para esta zona es de 0.6 á 0.7 psig por pie de profundidad debido a que el esfuerzo está concentrado alrededor del hueco.

En el laboratorio se ha determinado que el esfuerzo de tensión en los planos de sedimentación (bedding planes) varía de cero á 200 psig. El esfuerzo en una roca porosa (arenisca) varía de 200 á 1000 psig. En formaciones duras y muy apretadas el esfuerzo varía de 2000 psig á 3000 psig.

En formaciones profundas el esfuerzo de tensión tiene menos influencia al rompimiento de la roca que en formaciones superficiales; debido al mayor peso que significan los sedimentos que descansan sobre la formación.

Así tenemos para un pozo de 2000' pies de profundidad, el esfuerzo tangencial sería de 1,333 psi, el esfuerzo de tensión sería de 700 psi, lo cual daría una gradiente de 1.02 psi por pie de profundidad.

Al mismo tiempo el esfuerzo de rotura en el plano horizontal de sedimentación sería de 1.0 psi por pie; 0.67 psi por pie para una fractura a 45° de la vertical y 0.33 psi por pie en una fractura vertical.

Se ha encontrado que para una área determinada todos estos esfuerzos guardan la misma relación con respecto a la profundidad aunque los fluidos penetrantes y de gran filtrado, presentan una presión de rotura menor que los fluidos de alta viscosidad y poco filtrado.

Evaluación del fracturamiento en el Noroeste del Perú.- En el año 1951 se introdujo en el Noroeste del Perú el fracturamiento hidráulico con el uso del tratamiento denominado "Hydrafrac" que fué creado en 1949 en Estados Unidos. Este procedimiento consistía en preparar un fluido que tuviera viscosidad alta y fuerza de gelatinización alta; mezclando kerosene con jabón metálico y al cual se le añadía un "rompedor de gelatinización" que actuaba después de 2 ó 3 horas sobre el fluido haciéndole perder su viscosidad y fuerza de gelatinización para que pudiera fluir de la formación a el pozo.

Este tratamiento se hacía en pozos con forros con un volumen de 2000 a 4000 galones y a una rata de inyección de 10 á 12 bpm. y una concentración de arena de 1 á 3 libras por galón. Su costo oscilaba alrededor de 4000 U. S. dolares por tratamiento.

Con la disponibilidad de mayor equipo de bombeo se progresó al uso del tratamiento denominado "Sand frac" que básicamente era similar al anterior, donde el fluido gelatinoso fué reemplazado por aceite crudo viscoso tal como crudo A.X-11 de 28° API y de alta viscosidad ó bién se usaba aceite industrial que era preparado en la refinería mezclando residuos asfálticos con kerosene. El Esso industrial tenía alta viscosidad y propiedades de suspensión de arena buenas.

En este tipo de tratamiento se usaba de 1 á 1.5 libras por galón de concentración de arena Ottawa; con un volumen de 100 á 300 barriles por tratamiento. La rata de inyección se mantuvo en 10 á 12 bpm.

Investigaciones posteriores mostraron que el aceite crudo de bajo API (30 - 35° API) sustituía eficazmente al Esso Industrial que mostraba efectos taponeantes en las arenas y además disminuía los costos de transportes y de tratamiento. La alta velocidad de bombeo (20 bpm) contrarrestaba la falta de propiedades de suspensión del crudo, evitando el arenamiento del hueco.

A fin de conseguir un fracturamiento selectivo en 1957 se comenzó el uso de bolas de nylon que obturaban las perforaciones de los forros que correspondían a las arenas de mayor permeabilidad, permitiendo concentrar el fracturamiento a lo largo de todas las perforaciones en particular en las arenas de baja permeabilidad. Las bolas de nylon fueron reemplazadas posteriormente por balas de nylon cubiertas con jebe que producen un sello más perfecto. Este tratamiento fué denominado "Perf pac" es el que actualmente se usa con modificaciones. El Perf-pac ha permitido agrandar el intervalo tratado de 700 pies hasta 1500 pies permitiéndo gran economía.

Es aceptado que el fracturamiento hidráulico rompe la barrera de lodo y filtrado que está alrededor del hueco sellando la permeabilidad de la formación. Aparte de esta cualidad; su efectividad de acuerdo a la teoría de fracturamiento depende:

- 1) Del volumen del tratamiento ó sea que a mayor volumen se producirán fracturas de radio mayor.
- 2) De las propiedades del fluido fracturante ó sea que fluidos con filtrado más bajo producirán fracturas más largas; en cambio fluidos con alto filtrado producirán fracturas cortas ó ninguna.
- 3) De la rata de inyección ó sea a mayor rata de inyección se producirán fracturas más profundas.
- 4) De la menor diferencia entra la presión de la formación y la presión de inyección ó sea que a mayor presión de formación se producirán fracturas más largas.
- 5) De las características de la roca ó sea que a menor porosidad y permeabilidad se producirán fracturas más largas.
- 6) De las propiedades de suspensión del fluido fracturado para evitar el arenamiento del hueco de tal modo que los intervalos del fondo no están cubiertos de arena antes que hayan sido fracturados.
- 7) De las pérdidas de presión por fricción del fluido fracturante.

A fin de cumplir de cumplir con estas condiciones se ha experimentado con diferentes tipos de tratamiento modernos que serán explicados a continuación.

PERPPAC.— Este procedimiento comprende el uso de bolas selladoras ó obturadoras que permiten un fracturamiento selectivo y múltiple a lo largo de la formación.

La teoría de este tratamiento está basado en el principio que a lo largo de un intervalo, cada sección de arena tiene diferente presión de rotura; siendo las más débiles ó las más permeables las primeras en ser rotas con una determinada cantidad de fluido fracturante con arena. A fin de sellar las arenas fracturadas se inyecta bolas obturadoras de las perforaciones de los forros, las cuales van precedidas de aceite limpio y permiten que las bolas encajen en el hueco obstruyendo el pase de fluido fracturante; desviando el flujo a arenas de menor permeabilidad y más resistentes a la rotura. La presión de inyección aumentará a medida que se obstruyan las perforaciones y aumente la resistencia de la roca tratada.

De este modo todas las perforaciones recibirán los efectos fracturantes del fluido no permitiendo el tratamiento parcial del intervalo.

La presión del reservorio es suficiente para expulsar las bolas y hacerlas salir de las perforaciones donde se encontraban incrustadas.

Todos los tratamientos modernos usando distintos tipos de fluidos fracturantes tales como Visofrac, Humble frac, Acid-frac, se hacen como variantes del procedimiento generalizado del Perf-pac.

En el año 1957 se inició este procedimiento en esta zona usando bolas de nylon, las cuales evolucionaron a bolas de nylon con una cubierta de jebe para obtener un sello más hermético.

Las bolas son de una densidad 1.25, resistentes a las altas temperaturas (200°F). En estudios de laboratorio se ha encontrado que la velocidad óptima del fluido a través de la

perforación debe ser de 40 pies por segundo para obtener la máxima proporción de bolas obturantes que trabajen. Con esta velocidad se necesita un 10% de bolas extras para un 100% de obturación. Asimismo se ha visto que los pozos desviados ó torcidos necesitan aumentar el porcentaje de bolas extras para un 100% de obturación. Para hacer el cálculo del tratamiento se considera:

- 1) El uso de arena otawa de 20-40 de grado de malla en la proporción de 1 libra de arena por galón de fluido fracturante.
- 2) La arena será mojada con agua dulce en la proporción de 1 galón de agua por saso de arena. Además se añadirá detergente en la proporción de 0.06 libras por galón de agua y cloruro de sodio (sal común) en la proporción de 0.3 libras por galón de agua.
- 3) El fluido fracturante que puede ser aceite crudo de 35° API ó menor ó bien viso-gel ó Humble-gel en la proporción de 100 galones de fluido por pie de arena tratada.
- 4) La rata de inyección se estimará en 20 bpm sobre esta base se calculará la cantidad de camiones necesarios usando las tablas adjuntas.
- 5) Se considerará 50 barriles de aceite sellador que van delante de la mezcla de aceite-arena y un volumen igual a los forros como aceite desplazante.
- 6) La presión máxima de fracturamiento no debe exceder el límite de rotura (burst) de los forros que se encuentran en la parte superior sin cemento.
- 7) Se considerará un volumen preliminar de 30 á 40 barriles de aceite-arena que preceden a la inyección de bolas obturantes.
- 8) Las bolas serán inyectadas una por una con el inyector neumático en la proporción de 1 bola por cada 100 galones de aceite-arena.
- 9) El tratamiento será hecho a través de los forros y sin tubos de producción para disminuir la fricción.
- 10) Después de terminado el tratamiento el pozo permanecerá cerrado hasta que la presión de la formación se haya estabilizado.

Después del cual se producirá usando estranguladores de 3/16" ó 1/4" de diámetro.

- 11) En los fracturamientos de intervalos superiores se usará tapones recuperables para aislar las arenas inferiores. Este tapón será asentado de 200 á 500 pies debajo del intervalo del intervalo tratado.
- 12) Los intervalos tratados pueden llegar hasta 1500 pies
- 13) Se usarán bolas de nylon con cubierta de jebe de 5/8" de diámetro.

Durante la operación práctica se tendrá especial ouidado en probar líneas y conexiones con una presión equivalente a la presión máxima que se espera encontrar. La válvula de los forros de superficie permanecerá abierta a fin de observar si existe alguna rotura de forros ó del cemento. Se evitará cualquier tipo de parada durante el tratamiento

De acuerdo al tipo de fluido de fracturante para los tratamientos de Perf-pac se clasifican:

- a) Perf-pac corriente
 - b) Viso-frac
 - c) Humble-frac
- a) Perf-pac corriente.- Se usa aceite crudo corriente de 35° API menos ó bién aceite crudo de 28° API viscoso. A continuación se muestran pruebas de laboratorio que comparan sus propiedades.
 - b) Viso-frac.- Fluido fracturante compuesto por aceite crudo al cual se le ha añadido 3% en volumen de componente Viso-frac. El crudo tratado adquiere fuerza de gelatinización y alta viscosidad aparentemente; teniendo gran poder de suspensión de arena, bajo filtrado y baja fricción. Se le usa con altas concentraciones de arena que oscilan de 1.5 á 3.0 libras por galón de fluido. A continuación se muestran pruebas de laboratorio comparativas.

c) **Humble-frac.**- Fluido fracturante similar al Viso-frac en sus propiedades fué creado por la Humble-Oil Company, para producir un fluido de alta gelatinización y bajo filtrado.

La preparación del Viso-frac y Humble-frac se hace en el mismo pozo controlando su viscosidad fuerza de gelatinización y filtrado.

De acuerdo a la experiencia el Humble-frac es efectivo en reservorios que están semi-agotados; no así el Perf-pac corriente por tener muy alto filtrado.

En los tratamientos de Viso-frac el pozo debe abrirse después de 24 horas, tiempo que necesita el fluido fracturante para perder sus propiedades gelatinizantes.