



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DETECCION Y CUANTIFICACION  
DE PRESIONES ANORMALES

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A N  
GERARDO SMITH ZURITA  
OSCAR M. MEDINA PARTIDA





Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

## I N D I C E

	Págs.
INTRODUCCION.....	1
<b>CAPITULO I.- ORIGEN DE LAS PRESIONES ANORMALES</b>	
I.1. Conceptos de presión.....	6
I.2. Causas de las presiones anormales..	16
<b>CAPITULO II.- REGISTROS GEOFISICOS</b>	
II.1. El potencial espontáneo (SP).....	22
II.2. Registro de resistividad.....	25
II.3. Registro de densidad compensado....	28
II.4. Registro sísmico de porosidad.....	32
<b>CAPITULO III.- DETECCION DE PRESIONES ANORMALES</b>	
III.1. Antes de la perforación.....	39
III.2. Durante la perforación.....	46
III.3. Después de la perforación.....	50
<b>CAPITULO IV.- CUANTIFICACION DE LAS PRESIONES ANORMALES</b>	
IV.1. Proceso de ajuste de flujo y balanceo.....	59
IV.2. Método de Foster y Whalen.....	84
IV.3. Método de Hottel y Johnson.....	103
IV.4. Método de Matthews, 1957.....	111
IV.5. Método de Earl.....	117
IV.6. Método de fractura.....	127
IV.6.1. Método de Hubbert y Willis....	126
IV.6.2. Método de Muskat y Willis....	128
IV.6.3. Método de Earl.....	132
<b>CAPITULO V.- PRUEBAS DE P.T.</b>	
V.1. Prueba de flujo de formación.....	138
V.2. Prueba de flujo de formación en un pozo.....	141
V.3. Velocidad de flujo en el pozo.....	146
V.4. Velocidad de flujo en la perforación.....	149
V.5. Método de flujo de formación.....	150

	Pag.
<b>CAPITULO VI.- DETERMINACION DE LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LAS T.R's.....</b>	<b>161</b>
<b>CAPITULO VII.- EJEMPLOS DE APLICACION.....</b>	<b>166</b>
<b>CAPITULO VIII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>179</b>
<b>REFERENCIAS</b>	
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	

## INTRODUCCION.

La profundidad a la cual se perforan los pozos - hoy en día es cada vez mayor, lo cual trae como consecuencia que los riesgos y costos de perforación se incrementen de una manera notable.

Por lo tanto es muy importante conocer el perfil de presiones en el subsuelo para la planeación adecuada de las operaciones dentro de la perforación de pozos. El no hacerlo puede generar descontrol de pozos lo que trae como consecuencia un gran gasto económico y en última instancia lo más lamentable que sería la pérdida de vidas humanas.

Los perfiles de presión en algunas zonas no se comportan como un gradiente sino que se encuentran zonas anormalmente presionadas, llamadas zonas de presión anormal, que causan serios problemas durante la perforación de los pozos.

La detección y cuantificación de las presiones anormales se puede conocer por medio de técnicas utilizadas antes, durante o después de la perforación de los pozos.

## INTRODUCCION

La profundidad a la cual se perforan los pozos hoy en día es cada vez mayor, lo cual trae como consecuencia que los riesgos y costos de perforación se incrementen de una manera notable.

Por lo tanto es muy importante conocer el perfil de presiones en el subsuelo para la planeación adecuada de las operaciones dentro de la perforación de pozos. El no hacerlo puede generar descontrol de pozos lo que trae como consecuencia un gran gasto económico y en última instancia lo más lamentable que sería la pérdida de vidas humanas.

Los perfiles de presión en algunas zonas no se comportan como un gradiente sino que se encuentran zonas anormalmente presionadas, llamadas zonas de presión anormal, que causan serios problemas durante la perforación de los pozos.

La detección y cuantificación de las presiones anormales se puede conocer por medio de técnicas utilizadas antes, durante o después de la perforación de los pozos.

El método de estimación de los parámetros de la función de densidad de probabilidad de los datos de un sujeto, se basa en el uso de un algoritmo de optimización que busca el conjunto de parámetros que maximiza la verosimilitud de los datos observados. Este método es aplicable a cualquier función de densidad de probabilidad que sea diferenciable y que tenga un único máximo. El algoritmo de optimización utilizado es el método de Newton-Raphson, que consiste en iterar el proceso de actualización de los parámetros hasta que se alcanza un nivel de convergencia predefinido. Este método es aplicable a cualquier función de densidad de probabilidad que sea diferenciable y que tenga un único máximo. El algoritmo de optimización utilizado es el método de Newton-Raphson, que consiste en iterar el proceso de actualización de los parámetros hasta que se alcanza un nivel de convergencia predefinido.

Los resultados de este estudio se utilizaron para determinar las relaciones de los parámetros de la función de densidad de probabilidad con la personalidad de los sujetos. Para ello se utilizaron técnicas de análisis de regresión y de correlación. Los resultados indican que los parámetros de la función de densidad de probabilidad están relacionados con la personalidad de los sujetos. En particular, se encontró que los parámetros de la función de densidad de probabilidad están relacionados con la personalidad de los sujetos. En particular, se encontró que los parámetros de la función de densidad de probabilidad están relacionados con la personalidad de los sujetos.

Los métodos descritos en este trabajo sirven también para la estimación de los parámetros de la función de densidad de probabilidad de los datos de un sujeto, que en forma de expresión matemática se puede utilizar para la cuantificación de la personalidad de los sujetos. Este método es aplicable a cualquier función de densidad de probabilidad que sea diferenciable y que tenga un único máximo. El algoritmo de optimización utilizado es el método de Newton-Raphson, que consiste en iterar el proceso de actualización de los parámetros hasta que se alcanza un nivel de convergencia predefinido. Este método es aplicable a cualquier función de densidad de probabilidad que sea diferenciable y que tenga un único máximo. El algoritmo de optimización utilizado es el método de Newton-Raphson, que consiste en iterar el proceso de actualización de los parámetros hasta que se alcanza un nivel de convergencia predefinido.

**CAPITULO I**

**"ORIGEN DE LAS PRESIONES ANORMALES"**

**CAPITULO I**

**"ORIGEN DE LAS PRESIONES ANORMALES"**

## 1. ORIGEN DE LAS PRESIONES ANORMALES

El conocer las presiones existentes en las formaciones del subsuelo es importante, tanto que con esto se planea adecuadamente la perforación del pozo; evitándose serios problemas causados por la existencia de zonas en las que el comportamiento de las presiones no va de acuerdo con el gradiente hidrostático local.

Estas son las llamadas "zonas de presiones anormales" que son características con frecuencia en el desarrollo de los campos. Por definición, las presiones anormales son aquellas presiones mayores que la presión hidrostática de los fluidos de formación, contrariamente, las presiones menores que la hidrostática son llamadas subnormales.

La mayor parte de los estudios sobre las presiones anormales se han centrado en asociaciones clásticas de lutitas y arenías, llamadas "rocas suaves".

La depositación de sedimentos de tipo deltáico, - nerfítico y subnerfítico en las bocas de los ríos, en pantanos, playas y aguas costeras someras, periódicamente sufren inundaciones debido a que el ritmo de depositación (asentamiento o depositación) es mayor que la velo-

edad de suministro de arena y arcillas. Cuando ocurre el efecto contrario, el frente del delta y la línea costera avanzan paralelamente. En este frente se acumulan una secuencia de arcillas y arenas, que pueden llegar a tener varios miles de metros.

Estos sedimentos tienen una alta porosidad y alto contenido en agua, esto se presenta más en las arcillas que en las arenas.

A medida que transcurre el tiempo, más y más sedimentos se van depositando y esto provoca que los granos tengan un incremento en la carga que soportan. Los granos soportan la carga de la matriz de la roca que se encuentra sobre ellos y de modo similar el agua de la formación soporta la carga del agua suprayacente. La roca al irse compactando provoca una disminución en su volumen y esto hace que el agua contenida sea expulsada; por alguna razón el agua no puede escapar, la compactación cesará, sin embargo, seguirá aumentando la sobrecarga; en consecuencia, la presión originada se transmitirá al fluido de la formación, represionándolo. Por lo siguiente el fluido estará sometido a la hidrostática de los fluidos suprayacentes más, la presión de sobrecarga. Esto es lo que constituye la represión.

## I.1 CONCEPTOS DE PRESION

**Presión hidrostática:** Es la presión ejercida por una columna de fluido y su densidad.

La expresión matemática para conocer la presión hidrostática a cualquier profundidad y densidad es la siguiente:

$$P_h = \frac{\rho_n D}{10}$$

Donde:

$P_h$  = Presión Hidrostática (kg/cm<sup>2</sup>)

$\rho_n$  = Densidad del fluido (gr/c.c.)

10 = Constante de conversión  $\left[ \frac{(\text{gr/cc}) (\text{m})}{\text{kg/cm}^2} \right]$

D = Profundidad (m)

El gradiente normal ( $G_n$ ) es el incremento de presión que ejerce una columna de fluido (agua) por cada metro de profundidad. Este gradiente se puede determinar dividiendo la presión hidrostática ( $P_n$ ) por la profundidad (D).

Cuando el fluido de la formación es agua dulce ( $\rho = 1 \text{ gr/cc}$ ) - el gradiente de presión normal ( $G_n$ ) es de  $0.1 \frac{\text{kg/cm}^2}{\text{m}}$

El gradiente de presión normal en el subsuelo es

ría ampliamente de una presión normal, por lo que los fluidos del subsuelo contienen una variedad de gases disueltos y además, contienen otros componentes presentes de temperaturas.

En las áreas costeras, el agua de las formaciones contienen aproximadamente 80,000 ppm de cloruros que da aproximadamente una densidad de 1.02 gr/cc (9.0 lb/gal) y un gradiente de presión de  $0.107 \frac{\text{kg/cm}^2}{\text{m}}$  (0.465 psi/ft).

En las áreas montañosas el gradiente más aceptado es de  $0.098 \frac{\text{kg/cm}^2}{\text{m}}$  (0.429 psi/ft) ó de 0.986 gr/cc. (8.22 lb/gal).

**Presión Anormal:** Las presiones anormales son aquellas presiones mayores o menores que la presión normal de la formación. Las presiones mayores que la normal ocurren cuando los fluidos contenidos en el espacio poroso soportan más carga que la ejercida por la columna hidrostática.

Esta carga adicional no es proporcionada por toda la roca sino sólo por la matriz de ésta

$$P_a = G_a \times D$$

Donde:

$G_a$  = Gradiente de presión anormal  $\left(\frac{\text{kg/cm}^2}{\text{m}}\right)$

Se ha establecido que  $G_a$  es mayor a  $0.107 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$  (0.465 psi/ft) para las regiones costeras, y de 1.00 (0.429 psi/ft) para localizaciones montañosas.

El máximo gradiente para una presión de formación anormal es limitado por lo que es llamado gradiente de sobrecarga.

**Presión de Formación:** Es la presión ejercida sobre los fluidos contenidos en los espacios porosos de la formación. La presión normal es igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua y la presión de formación anormal es caracterizada por cualquier incremento en la tendencia normal de compactación.

**Presión de Sobrecarga:** Es el peso ejercido por la matriz de la roca y los fluidos contenidos en la formación. Este concepto de presión abarca todas las presiones que existen en la formación en el punto de interés.

El promedio de este gradiente es de 2.31 gr/cc que corresponde a una roca cuya densidad es de 1 psi/ft.

**Presión de Fractura:** La presión de fractura de la fracturación, por definición, es aquella presión

necesaria para vencer la presión de poro de la formación y la fuerza de la roca matricial, o sea la presión a la cual falla mecánicamente la formación.

Es importante tener suficiente peso de lodo para prevenir los reventones pero se debe tener precaución en que el peso del lodo no sea demasiado grande para que se induzcan o se agranden fracturas en algunas formaciones débiles. La pérdida total de lodo en la formación aparte de ser demasiado costosa, reduce el peso de la columna hidrostática (que forma el lodo) y origina condiciones propias para un brote.

La mínima presión de fractura indica el máximo peso del lodo que se puede utilizar en agujero descubierto sin causar daños en las zonas débiles. Lo anterior completado con la presión de poro que se espera, puede ser usado para la selección óptima de la profundidad de asentamiento de la T.R., así como de los programas de lodos.

Se observa en la figura(1-11) una comparación del gradiente normal y del gradiente anormal típica para la Costa del Golfo.

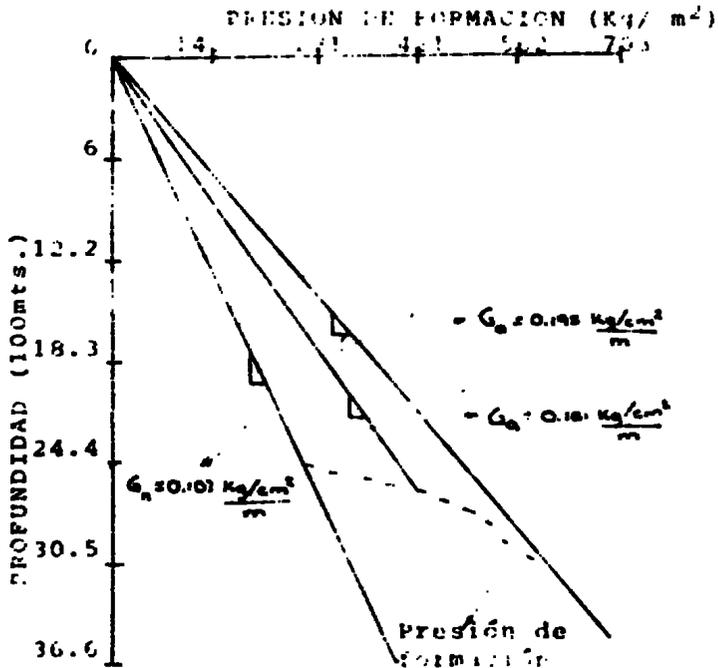


Fig.1-1 Comparación del gradiente normal / gradiente anormal de un pozo típico de la Costa del Golfo.

## 1.2 CAUSAS DE LAS PRESIONES ANORMALES.

Las presiones anormales pueden ser originadas por asentamientos estructurales como plegamientos, afallamientos, levantamientos, inclinación de estratos o intrusiones diapíricas.

Las causas de dichas presiones son debidas a efectos diagenéticos y combinación de asentamientos estructurales. La diagénesis se refiere a cambios postdeposicionales que ocurren dentro de un sedimento. En el

de la matriz, también se incrementa la presión de la matriz, y por lo tanto, la fricción entre los granos de la matriz y los flocos de arcilla.

La compactación de la matriz de arcilla y arena en un terreno que causa presión de la matriz. Mientras el agua contenida en los espacios porosos sea expulsada por el proceso de liberación, estaremos hablando de una presión de formación hidrostática. Cuando el agua no es expulsada hacia afuera, los granos sedimentarios no se compactan debido a la incompresibilidad de ésta. El soporte mayor de sobre carga es entonces transferido de la matriz de la roca al fluido. La presión del fluido vendrá a ser mayor que la hidrostática y se tendrá como resultado una geopresión.

Esta presión es la más fácil de ser identificada y medida, ya sea por razones geológicas o también por datos de perforación.

Para ejemplificar esto, consideremos una saturada de agua, la cual tiene una porosidad y permeabilidad mucho mejor que la matriz de la roca, se le aplicará presión con la cual el agua será expulsada, la presión aplicada es únicamente soportada por la matriz de la roca. Si la matriz de roca no es capaz de soportar esta presión, se formará un resaca

viene de que el agua puede escapar al aplicarse la presión y esto provoca que la esponja se comprima ligeramente porque la carga es transmitida al agua. De ésta forma la presión ejercida por la mano es análoga a la sobrecarga.

Es evidente que la presencia y efectividad del "sello" es lo esencial de las presiones anormales por compactación, por lo tanto algunas de las causas que impiden el flujo del agua en la formación son:

- a) Presencia de formaciones superpuestas de baja permeabilidad: domos salinos, depósitos de arcillas o lutitas. Los domos salinos son impermeables a los fluidos y no se parecen a ninguna roca, pues tienen efectos de recristalización, debido a esto se realiza un esfuerzo de presión igual de sobrecarga en todas direcciones. Debajo de las formaciones no hay posibilidades de que el fluido tenga salida, de este modo no hay una compactación (sin tomar en cuenta la edad), y se presenta una presión de carga. En muchas áreas las presiones anormales frecuentemente se encuentran en lutitas o zonas saladas.
- b) Estratos con grandes espesores impermeables: la baja permeabilidad inherente de una arcilla

lla o lutita, forma una barrera de permeabilidad que impide el paso del agua de compactación. Esto será más efectivo si la extensión lateral y el espesor del estrato es grande.

- c) Edad: las presiones anormales son más comunes en rocas jóvenes del terciario (en zonas de la Costa del Golfo), debido que en los sedimentos viejos existe mayor posibilidad de que la presión se escape por fisuras, rompimientos, etc.
- d) Afallamientos: en regiones muy afalladas se da origen a las presiones anormales por la redistribución de los sedimentos y el desplazamiento de zonas permeables, esto inhibe el flujo del fluido a regiones de equilibrio hidrostático.
- e) Absorción: bajo ciertas condiciones, la adhesión de moléculas de gas o líquido en la superficie pueden retardar el flujo en lutitas compactadas.
- f) Fenómeno Osmótico: la presión osmótica es una de las causas que evitan el escape de agua. Una presión osmótica puede surgir cuando dos soluciones de diferente concentraciones o un solvente puro y una solución, son separadas por una membrana impermeable. En lutitas

actúan como membranas semipermeables que dejan pasar el solvente (el agua) pero no las sustancias disueltas, originando una diferencia de concentración. Ahora, como el sistema tiende a recuperar el equilibrio de concentración, habrá una fuerza motriz que evitará que el agua de compactación escape.

2.- Movimientos estructurales: los movimientos en el subsuelo son muy significativos, pueden crear ambientes geopresionados, por levantamiento o afollamiento.

a) Levantamientos: formaciones normalmente compactadas a gran profundidad pueden ser levantadas a profundidades menores. La presión original es retenida, altas presiones anormales pueden resultar (ver fig. 2-1).

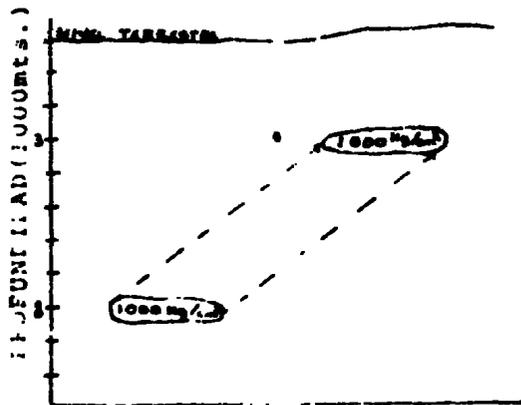


Fig. 2-1 - Efecto de un levantamiento en un sistema geológico.

Los procesos geológicos que causan levantamientos, también pueden causar levantamiento por la subducción.

Las presiones anormales se generan sólo cuando el levantamiento que se da, es acompañado por otros procesos geológicos, los cuales reducen el relieve entre la roca sepultada y la superficie.

La magnitud de las presiones es una función de la profundidad del sepultamiento y el grado de levantamiento.

- b) Afallamientos: debido a los movimientos del subsuelo se crean severas fallas, los fluidos presionados en el fondo pueden escapar a formaciones menos profundas y se crearán presiones anormales si las presiones altas no se disipan a la superficie.
- c) Estructuras de yacimiento: ciertas situaciones pueden ayudar a la formación de zonas geopresionadas, como; lentos, formaciones supergidas, anticlinales, etc. Consideres el caso de una formación sellada y con fuerte echado, la parte superior puede ser una zona sobrepresionada (Fig. 3-1).

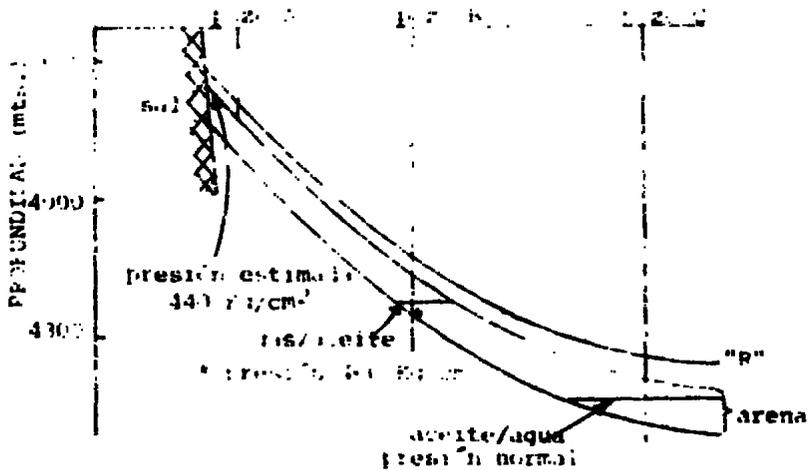


Fig. 4-1 Presión normal y estimada por elevación estructural.

La presión que serf. normal en la parte inferior se transmite a la superior, donde es anormal. Lo mismo sucede en lentes de arena (Fig. 4-1).

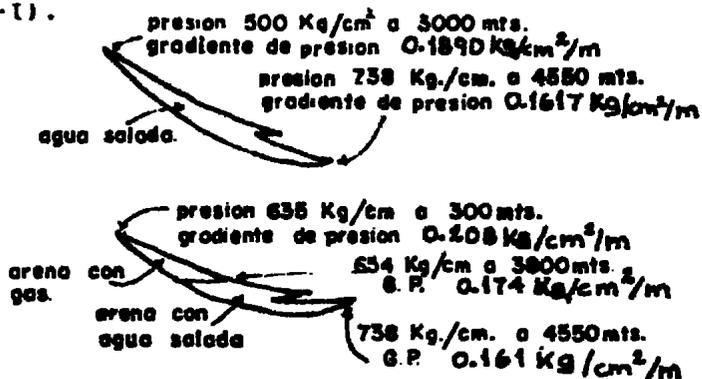


Fig.4-1 Los gradientes de presión son afectados en lentes de gas o por intrusiones fluidas por presiones anormales.

3.- Nivel Piezométrico del fluido (Acuiferos): cuando el acuífero viene de una montaña cercana al pozo y pasa a poca profundidad de este, la presión encontrada en la arena es mayor que la que se espera. La presión encontrada en la arena se debe a la altura  $H'$  de la columna del fluido que parte desde la montaña, y no a la altura  $h'$  desde la superficie - donde se perfora el pozo (fig. 5-1).

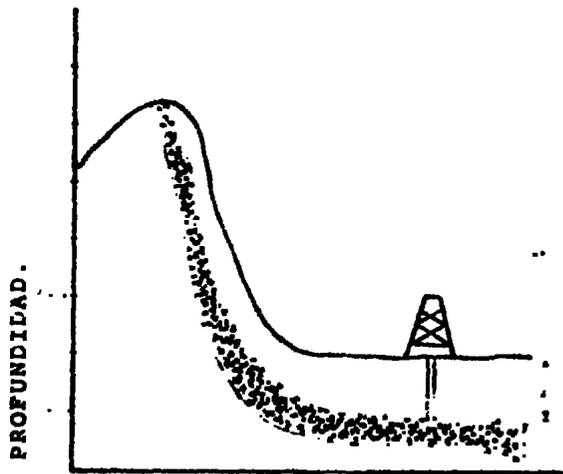


Fig.5-1 Presión anormal causada por un nivel piezométrico regional del fluido.

4.- Arenas con carga superior: estas arenas se encuentran con altas presiones debido a que están cargadas con gas que procede de formaciones más profundas. Estas condiciones resultan de una mala cementación.

5.- Diagénesis: es una alteración postdeposicional de una roca, la diagénesis de las arcillas, en especial la transformación de la montmorillonita a illita. Esto trae como consecuencia liberación de agua. Otro ejemplo de generación de sobrepresiones por diagénesis es el cambio de volumen que sufre la anhidrita al hidratarse y convertirse en yeso, cuyo cambio de volumen es hasta del 40% y este proceso toma lugar en profundidades cerradas o sistemas cerrados originando tremendas presiones.

•

6.- Expansión termal: por razones naturales el agua es más sensible a la expansión termal. En áreas de alto gradiente termal el volumen de los poros se incrementa causando altas presiones, por otro lado el rompimiento termal de los hidrocarburos trae consigo un incremento en el volumen de hidrocarburos en el orden de 2 a 3 veces el tamaño original, aumentando la presión en los poros.

7.- Comentación secundaria: el agua tiende a ser expulsada hacia arriba debido a la sobrecarga, arrastrando con ella sales disueltas. Esta agua sufre una caída de presión al salir del cuerpo litológico, por ende al salir del cuerpo litológico se expande y se enfría, produciendo un aumento de volumen y presión.

terales en los poros de la lutita y finalmente se compactada. Debido al espacio poroso creado, como resultado un incremento de presión que se manifiesta cuando hay precipitación de los minerales.

4.- **Deposición rápida:** la velocidad de la deposición en ocasiones no permite que el agua se escape a un ritmo necesario, por lo cual se produce un desequilibrio en la compactación. La lutita queda subcompactada, transfiriendo parte de su sobrecarga al fluido de la formación, convirtiéndose en una zona sobrepresionada.

5.- **Otros efectos:** causas de presiones anormales pueden ser ondas sísmicas, terremotos submarinos, efectos de huracanes, etc., estas en menor proporción y en tiempos incontables provocan cambios temporales de presiones de formaciones de los sedimentos de los estratos. Otra causa puede ser el tordo volcánico, éste causa desequilibrio en las rocas y también en el estado de líquidos y gases que contienen. Los movimientos tectónicos que se dan en dislocaciones estructurales causan superpresiones que se manifiestan en forma de

## PRESIONES ANORMALMENTE ALTAS.

Generalmente el coeficiente de sobrecarga de presiones que se asume es de 1 psi/ft.

De cualquier manera, la experiencia en algunas áreas del mundo han mostrado que en localidades restringidas, aún se encuentran gradientes de presión más altos.

Esta condiciones localizadas pueden ser visualizadas con la presencia de un llamado "puente de presión" (fig. 6-1), donde la sobrecarga más la fuerza interna de la roca son soportadas por una super-sobrecarga. Generalmente super-presiones ocurren inmediatamente sobre masas salinas.

La presión osmótica se considera como la causa dominante en la preservación de altas presiones.

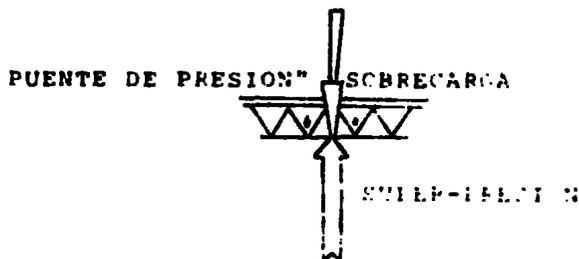


FIG. 6-1 Representación esquemática de un puente de presión sobre una super-sobrecarga.

CAPITULO 1.

"REGISTROS GEOFISICOS"

## 11.1 EL POTENCIAL ESPONTANEO (SP)

El potencial espontáneo de las formaciones en un pozo (SP), se define como la diferencia de potencial que existe entre un electrodo colocado en la superficie del suelo, y otro electrodo móvil en el fondo dentro del pozo.

Prácticamente, la medida del SP se obtiene mediante un electrodo que va en la misma sonda con que se obtienen simultáneamente otros registros, y un electrodo colocado en la superficie en un medio húmedo (presa del lodo). En la figura se muestra esquemáticamente la disposición de los instrumentos de medida. (Fig. 1-11)

De esta manera se van obteniendo las variaciones del potencial espontáneo de las formaciones, sobre un negativo de película en el camión de registros en la superficie, frente a las cuales va pasando la sonda.

La curva del potencial está situada en la pista izquierda de la película del registro como se ve en la figura (2-11).

La línea correspondiente al potencial de las lutitas, que por lo general se mantiene prácticamente

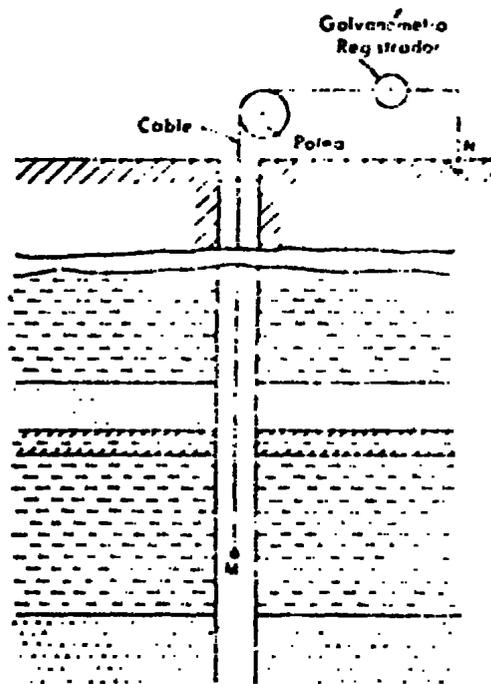


Fig.1-11 Obtención del registro del potencial espontáneo.

constante en tramos grandes, se llama línea base de lutitas, y es a partir de esta línea de referencia que se hacen las lecturas del potencial frente a las capas porosas permeables, esto quiere decir que la curva del SP en el registro no tiene punto cero. El potencial puede ser negativo o positivo, según se desplace la curva, hacia la izquierda o hacia la derecha de la línea base de lutitas.

La curva del potencial espontáneo permite la determinación de las capas porosas y permeables, sin embargo no necesariamente se obtienen valores de estos dos parámetros, directamente del SP.

Las escalas más comunmente usadas son de 10 a 20 milivoltios por división, o sean 100 o 200 mil para el desplazamiento total de la curva SP.

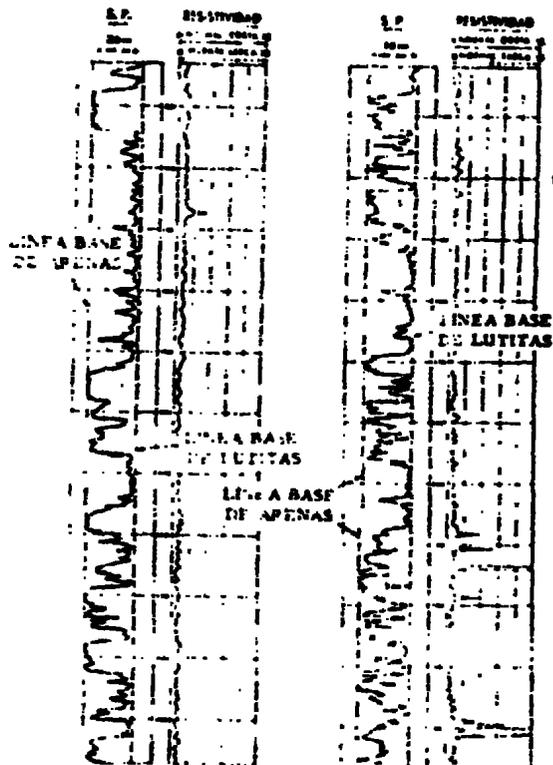


Fig. 2-11 Ejemplo del registro S.P. en regiones de Arena-Lutita.



Las sondas actuales tienen un espaciamiento entre la bobina emisor y la receptora de 1.0m. (39"). Estos registros son muy precisos para resistividades entre unos cuantos  $\Omega - m$  y  $50 \Omega - m$ ; la precisión es buena hasta  $10^4 \Omega - m$  (Fig. 3-11).

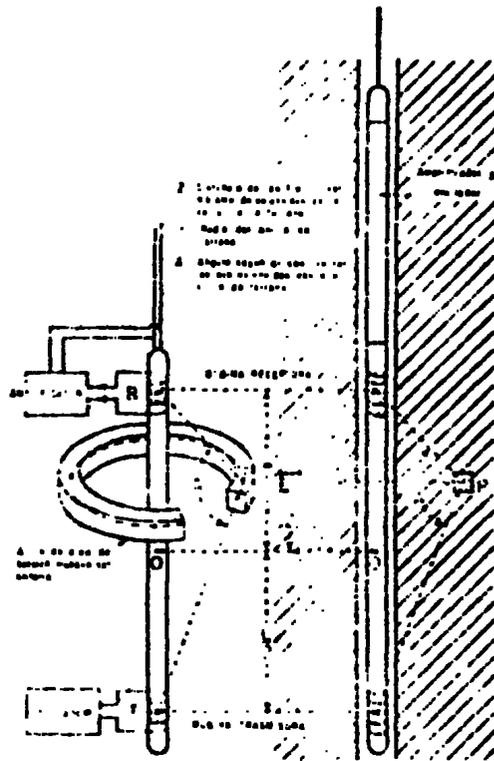


Fig. 3-11 La sonda muestra el arreglo de las sondas de resistividad.

## 11.2.2 PRESENTACION DEL REGISTRO

Cuando se toma este registro en pozos con la línea conductor además de la curva de inducción se puede tener una de resistividad, SP o de rayos gamma. En la siguiente figura se muestra un registro de inducción tomado junto con uno de resistividad (Fig. 4-11).

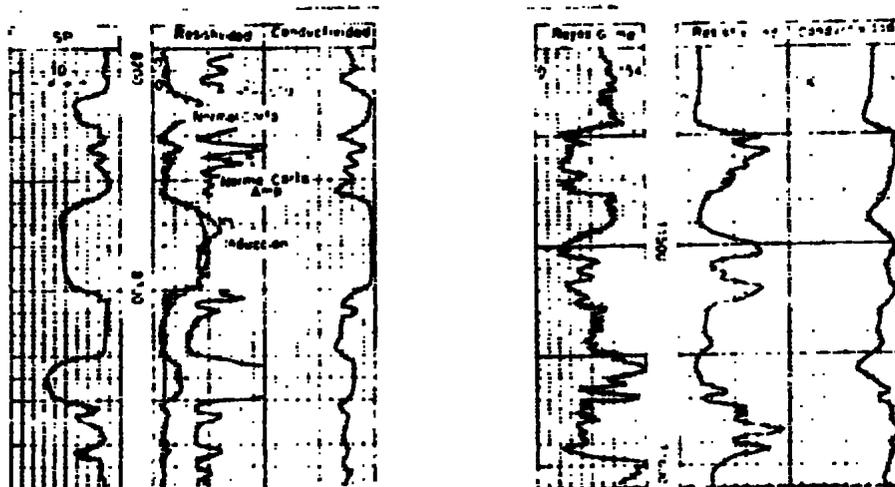


Fig. 4-11 Presentación del registro de inducción con curvas de rayos gamma y S.P.

## II.3 REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO

Este registro es un registro radioactivo. Puede correrse tanto en agujeros llenos con lodo como en agujeros vacíos. Por medio de este registro se obtiene directamente la densidad total de la formación ( $\rho_b$ ). Es uno de los registros llamados de porosidad, ya que se pueden obtener valores de la porosidad directamente en función de la densidad.

### II.3.1 PRINCIPIO DE MEDIDA

El registro de densidad compensado se obtiene por medio de una sonda que va en contacto con la pared del pozo. En la figura (3-II) se muestran las partes fundamentales que constituyen a la sonda. Esta consta de una fuente emisora de rayos gama que va colocada en la parte inferior y dos detectores que están a diferentes distancias de la fuente. Los tres elementos (fuente y detectores) están montados en un patín, el cuál contiene unas ventanas o aperturas frente a cada uno de ellos para que estén en contacto directo con la formación.

La profundidad de investigación de la sonda dentro de la formación es de aproximadamente 15 cm. (6").

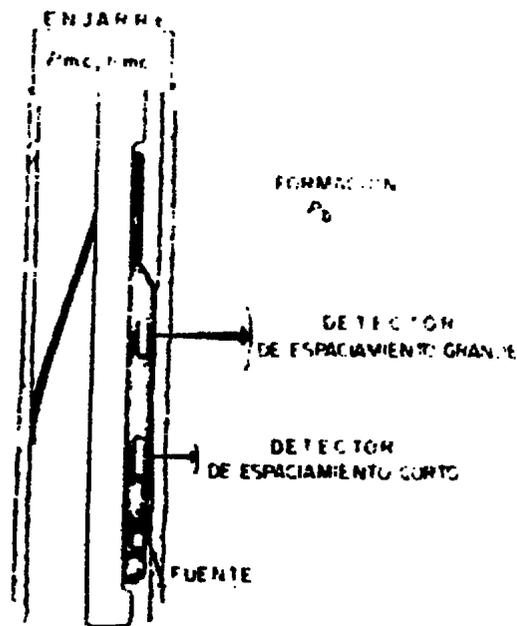


Fig.5-II Esquema de la sonda del registro de densidad compenetrante.

Los rayos gamma tienen la particularidad de viajar en línea recta hasta que son desviados, absorbidos o moderados, por la formación. Debido a que el material de que esta constituida la roca de la formación tiene una cierta densidad electrónica; entre mayor sea la densidad total de la roca, mayor será su densidad electrónica. La fuente emite rayos gamma los cuales chocan con los electrones de la formación y son desviados y pierden algo de energía; debido a esto no todos los rayos gamma alcanzan a llegar a los detectores. Entonces, cuando las partículas gamma chocan con el material

de la formación, mayor será la probabilidad de que los rayos gama colisionen, pierdan energía o sean capturados; es el resultado combinado por la llegada al detector de una cantidad de rayos gama menor que los que salieron originalmente de la fuente.

En conclusión, la intensidad de rayos gama registrada por los detectores, será inversamente proporcional a la densidad de la formación. Con este registro y mediante una calibración de la sonda con materiales de densidad conocida se obtienen valores directos de la densidad de la formación en vez de valores de radioactividad.

### 11.3.2 PRESENTACION DEL REGISTRO

La figura (6-11) muestra un registro de densidad-compensado, obtenido con la sonda de dos detectores (Fig. 5-11). En la parte derecha (pistas 2 y 3) se registran la curva de la densidad total de la formación  $\rho_b$  (con línea llena) y la curva de compensación, o sea la corrección que automáticamente se usó para obtener  $\rho_b$ . En la parte izquierda se encuentra un registro de calibración de agujero, también puede presentarse junto con una curva de rayos gama.

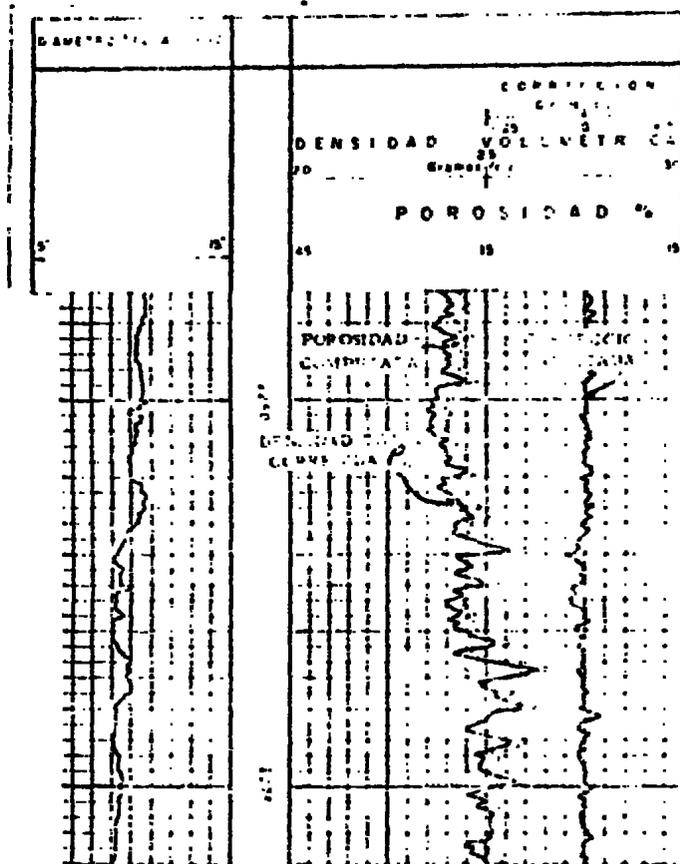


Fig. 6-II presentación de un registro de densidad, porosidad, tanto en la secuencia de areniscas y lutitas de la costa del Golfo.

## II.4 REGISTRO SONICO DE POROSIDAD

Este registro se usa principalmente para obtener, en forma directa, la porosidad de la formación; esto se debe a que las propiedades acústicas de la roca están íntimamente ligadas con su porosidad. El registro se corre en agujero abierto, y consiste en enviar un tren de ondas acústicas que viajan a través de la formación; los tiempos de tránsito registrados de estas ondas son proporcionales a la porosidad de la formación.

En forma general, se puede decir que la velocidad del sonido en una roca porosa aumenta al incrementarse la diferencia de presión que ejerce la carga de los sedimentos y la presión de los fluidos confinados en el espacio poroso.

### II.4.1 PRINCIPIO DE MEDIDA

El registro sónico de porosidad consta de una sonda de material aislante acústico, la sonda está compuesta de dos transmisores de ondas acústicas y cuatro receptores. Lo que se mide es el tiempo de tránsito  $\Delta t$ , que tarda la onda acústica en recorrer, a través de la formación, una distancia igual a la separación entre -



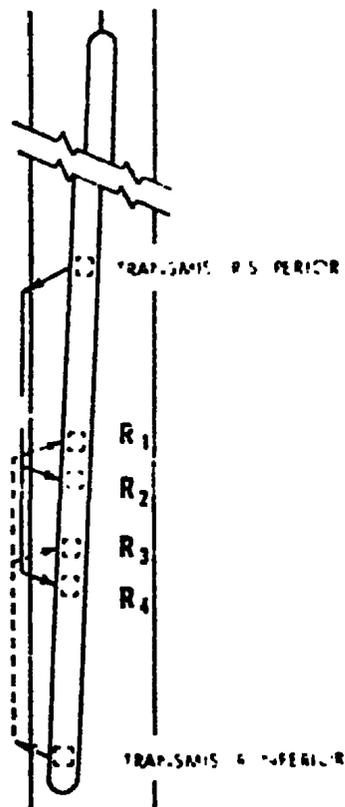


Fig. 7-11 Esquema de la sonda para obtener el registro sónico de porosidad.

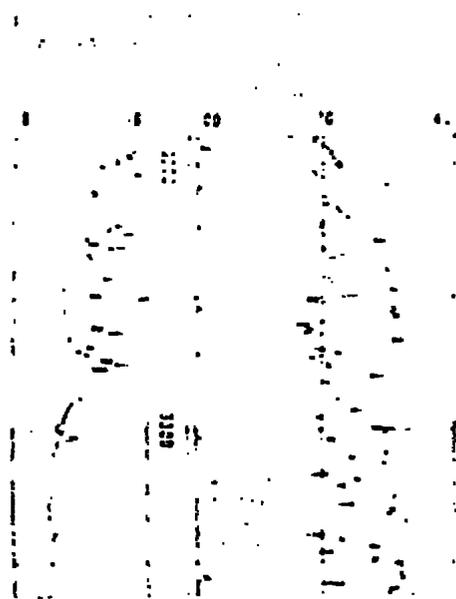


Fig. 11 Presentación del registro  
sobre la pasidat.

**CAPITULO III**

**"DETECCION DE PRESTIONES ANORMALES"**

### III. DETECCIÓN DE LAS PRESIONES ANORMALES.

Existen varias técnicas que han hecho posible la detección y medición de las zonas con presiones anormales; en la siguiente tabla, se enlistan algunas de estas que se clasifican en antes, durante y después de la perforación, esto permite tener:

- Mayor efectividad en el programa del pozo.
- Una segura y más económica selección en los puntos de asentamiento de los TR'S.
- Mínimos problemas debido a pérdidas de circulación y arrancones.
- Mejor ingeniería de producción y pruebas de equipo.
- Mejor comprensión de la geología local y problemas de la formación.

Los tres grupos de técnicas están bajo un activo estudio por grupos académicos e industriales, y la calidad de ellos esta mejorandose continuamente.

En la tabla [I] se presentan los métodos de detección y de evaluación de presiones anormales.



### III.1 ANTES DE LA PERFORACION

#### a) Historia de lodos y reportes de pozos perforados.

Con los reportes de perforación y la historia de lodos, se hacen correlaciones para elaborar programas de perforación de pozos posteriores y así poder determinar la presencia de geopresiones.

Cualquier problema presentado durante la perforación de pozos vecinos como; reventones, pérdidas de circulación, pegaduras diferenciales, etc., son incluidos en los reportes de perforación. Estos datos se usarán posteriormente para programar los puntos de asentamiento de las TR'S, densidades de lodos y tomar precauciones cuando se espera entrar a zonas problema. A medida que se tiene un mayor número de pozos perforados en la zona, se tendrá una información más precisa.

#### b) Correlación geológica.

En áreas donde la geología es básicamente conocida pero se tienen pocos pozos perforados, se correlaciona la información, - tipo de formación, echados, paleontología, etc. - para conocer las profundidades de las posibles zonas geopresionadas.

c) Evaluación con registros.

Los registros son uno de los mejores métodos empleados para la evaluación de las presiones anormales antes de la perforación.

Estos registros se corren obviamente, después de haber perforado un intervalo o parte del pozo, por lo que se considera una información a posteriori para las detecciones de presiones; sin embargo esta información se usa además para la planeación de la perforación de futuros pozos.

Unos registros son más usados que otros, dependiendo de las consideraciones del agujero, siendo algunos más confiables en determinadas provincias. Por ejemplo, en áreas de la Costa del Golfo que son secuencias de arenas-lutitas, la evaluación de las presiones es mejor con el registro eléctrico de inducción (IEI).

La mayoría de las interpretaciones de los registros están relacionadas con la porosidad ya sea directa o indirectamente.

Las técnicas de predicción no funcionan en las arenas, sucediendo lo contrario en las lutitas limpias, porque éstas tienen la propiedad de compactación uniforme y estructura homogénea.

Los ambientes de presiones normales, se deben a una sedimentación bien compactada que al aumentar el peso de las capas superiores expulsan hacia afuera el agua congénita; por lo tanto se dice que la porosidad decrece con la profundidad. Por otra parte, en condiciones anormales el agua congénita no es desalojada y el proceso de compactación es alterado ocasionando que la porosidad no disminuya, en la mayoría de los casos la porosidad se incrementará en la parte alta de las depresiones (fig. I-III)

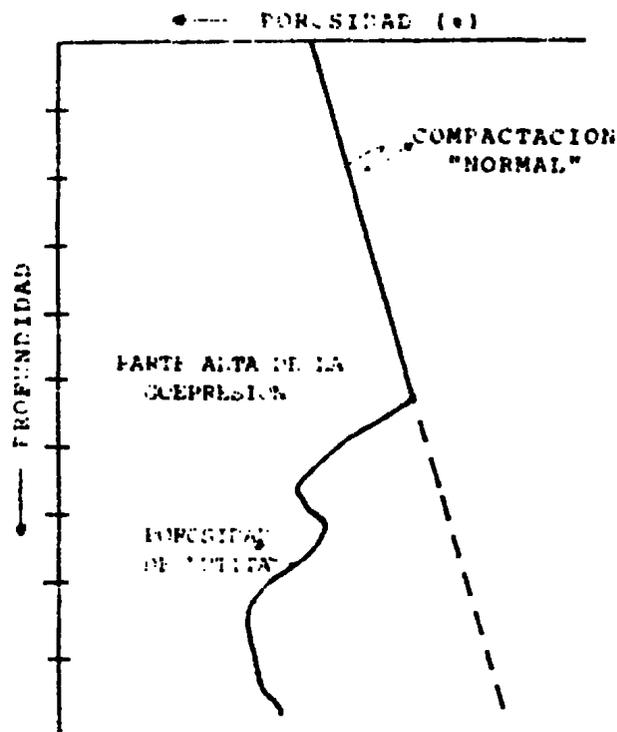


FIG. I-III Gráfico de porosidad de litología normal y de compactación "NORMAL" en un depósito sedimentario.



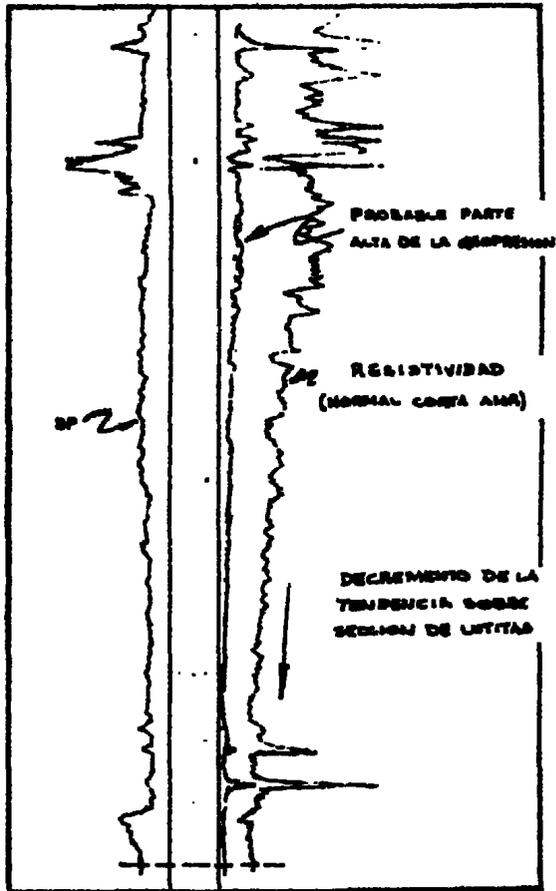
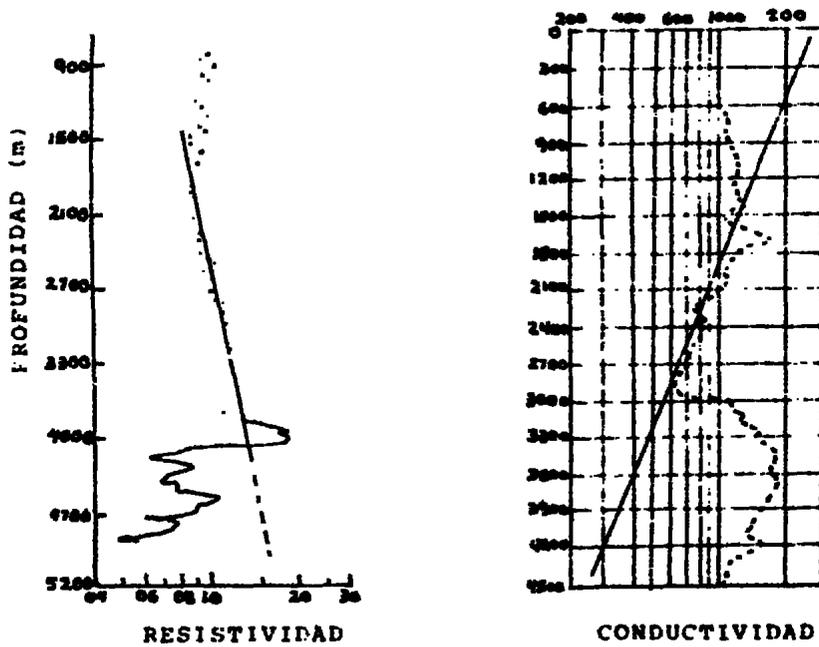


Fig.-III Decremento de la tendencia de la resistividad de la lutita en la parte alta de la zona decompresionada.



Figs.3-III y4-III Gráficas de Resistividad y Conductividad de lutitas de determinadas zonas geopresionales.

Registro Acústico (Sonic Log) es una herramienta para determinar la estructura de la formación la cual es influenciada por las condiciones del pozo.

Esta herramienta emite un pulso de ondas acústicas en dirección a la formación y mide el tiempo de viaje a través de las capas. Por ejemplo, si la porosidad de la lutita es de un 30%, y los espacios porosos están llenos de agua salada la velocidad será aproximadamente de 12,700 ft/seg. y el intervalo de tiempo de tránsito aumenta alrededor de 103 micro seg/ft. El cambio en una idealización de la porosidad 0% en la lutita la transmisión del sonido es de 16,000 ft/seg. ó de 62.5 micro seg/ft.

Graficando el tiempo de tránsito contra la profundidad, en papel semilogarítmico, tendremos la tendencia de una compactación normal y las presiones anormales pueden ser detectadas por un incremento en el tiempo de tránsito sobre la tendencia normal de compactación.

Lo anterior es causado por un incremento significativo de la porosidad en las lutitas sobrepresionadas (Fig. 5-11D).

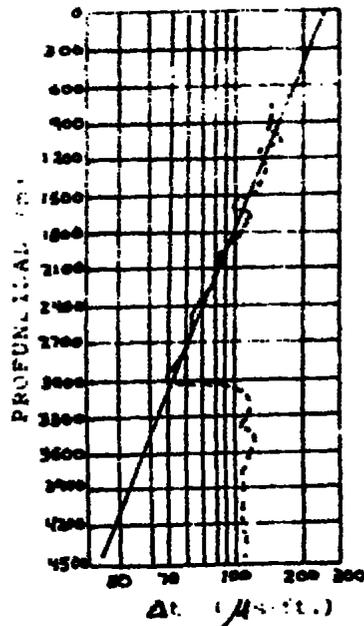


Fig. 5-III Gráfica del tiempo de tránsito de la lutita v.s. la profundidad para zona geopresionada.

**Registro de Densidad.** Este registro mide la densidad de la roca de las formaciones. El registro de densidad proporciona una excelente correlación de la compactación, ya sea normal o anormal, de las lutitas. Generalmente, también se tiene un decremento en la densidad normal de las lutitas con la profundidad de sobrepresión.

Registro Gama-Neutrón. Se usa para determinar la porosidad, pero es más común en algunas correlaciones como la determinación de la litología y diferenciación gas/líquido. Por lo mismo puede ser usado para el estudio de la compactación de las lutitas y determinar la parte alta de las geopresiones (zona de transición).

d) Aspectos geofísicos.

Otra forma de evaluar zonas con presiones anormales antes de la perforación es la técnica de Pennebaker<sup>(2)</sup> presentada en 1968, basada en la interpretación de los datos sísmicos. Estos datos son convertidos, con el uso de técnicas de computación sofisticadas, a intervalos de tiempo de tránsito. Los datos de velocidad una vez analizados e interpretados son convertidos a gradientes de presión de poro o al peso del lodo equivalente.

La curva de calibración original de Pennebaker<sup>(2)</sup> (fig.6-III) es aceptable para secciones geológicas típicas de la Costa del Golfo.

Un método alternativo de calibración es el de Hottman y Johnson<sup>(3)</sup>; gráfico de presión contra tiempo de viaje (fig.7-III). Aunque este diagrama empírico no es preciso por razones acústicas,

generalmente trabaja bien para velocidades derivadas de los registros sísmicos.

Otro método geofísico es el concerniente a efectos gravitacionales del que existe muy poca información, sin embargo se ha advertido que la interpretación de los datos gravitacionales son bastante ambiguos.

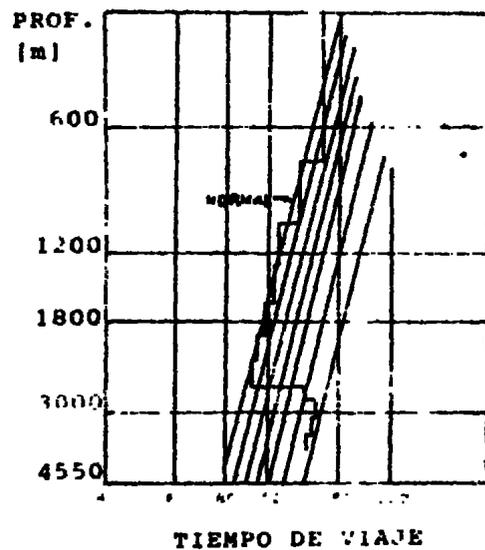
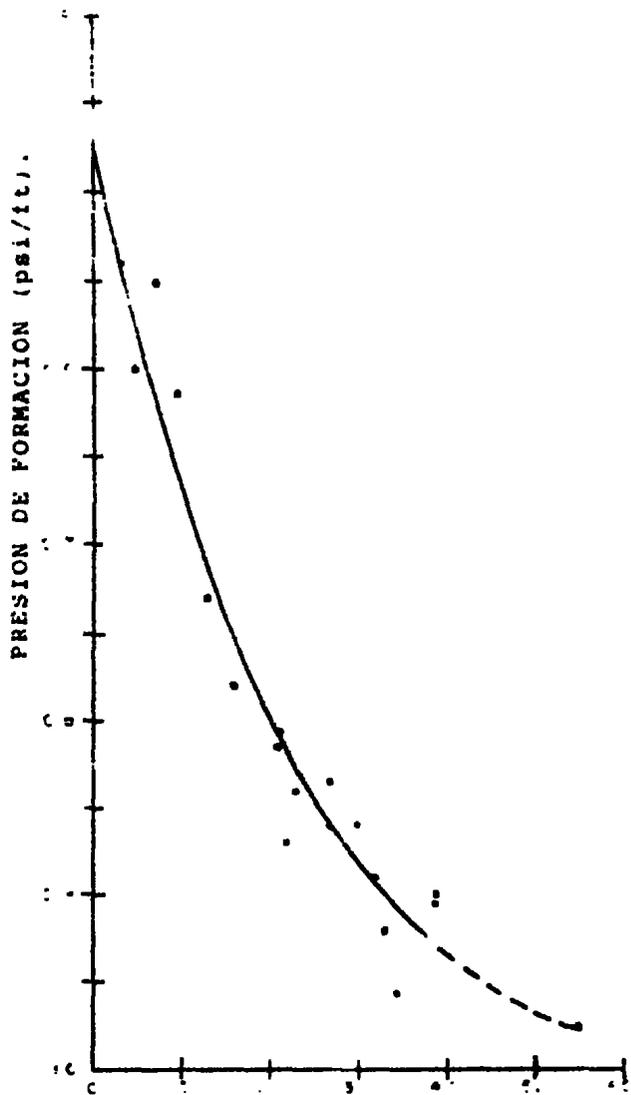


Fig. 6-III Evaluación de presiones normales de datos sísmicos.



$\Delta t(\text{observado}) - \Delta t(\text{normal})$  ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )

Fig. 2-III Curva de correlación para presión de formación  
 contra propiedades acústicas de la lutita.

### III. 2. DUBANTE LA PERFORACION

El estudio de una zona de formación se presenta algunas características que sirven como indicadores de lo que está pasando en el fondo del agujero, evitando así serios problemas que ocasionarían graves daños en la perforación. A continuación se detallarán los más importantes:

#### a) Brotes.

Un brote se define como cualquier entrada inesperada de fluidos de la formación dentro del agujero. Las condiciones para que ocurra un brote puede ser cuando hay insuficiente peso en la columna hidrostática para contrarrestar la presión en el subsuelo en formaciones permeables. Estas condiciones se hacen más críticas cuando se tienen células de circulación o cuando se hacen viajes de tuberías creándose los efectos de pistoneo y succión.

#### b) Contaminación del lodo por flujos de la formación.

La existencia de hidrocarburos o el aumento de la salinidad en el lodo de perforación pueden indicar la presencia de fluidos inmiscibles en el interior del agujero, a su vez puede ser que se tenga una contaminación por el agua dulce que se debe a un problema de filtración de agua dulce debido a pro-

se ha entrado a una zona sobrepresionada. Pero esto no es una prueba absoluta de que exista flujo de la formación, ya que por ejemplo, la presencia de gas en el lodo de perforación puede deberse al gas contenido en los recortes, al gas producido por segregación gravitacional o al generado por las conexiones. Es por esto que antes de incrementar la densidad del lodo para controlar lo que puede ser un brote, deberá considerarse el origen de los hidrocarburos o el agua salada que cortan al lodo en la superficie.

Indicadores de que está contaminado el lodo son: un incremento del cortamiento del lodo por el gas, aceite de la formación en el lodo y cloruros en el filtrado.

c) Contenido de gas en el lodo.

La presencia de lodo cortado con gas puede ser un indicativo de que se está perforando una zona con presión anormal. Las fuentes de gas son múltiples y éste puede entrar al lodo de las siguientes formas:

1.- Gas de lutitas. Muchas lutitas esencialmente impermeables contienen gas; éste puede estar en grandes cantidades como sucede comúnmente en las lutitas sobrepresionadas de la Costa del Golfo. A medida que estas lutitas se circuy

lan a la superficie, el gas contenido en ellas al expanderse se escapa de los recortes y se incorpora al lodo. Es muy común que se incorporen al lodo importantes cantidades de gas por derrumbes de este tipo de lutitas y frecuentemente se presenta el caso de detección continua de gas; aún después de haber pasado ese intervalo. Este nivel continuo de gas se denomina gas de referencia o de fondo.

- 2.- Gas de arenas. Algunas arenas con gas pueden aumentar sustancialmente el contenido de gas en el lodo, originando reducciones severas en la densidad a la salida.
- 3.- Gas de conexión y gas de viaje. Se le denomina así a las cantidades de gas que se incorporan al lodo, por la acción de sondeo del pozo, al efectuar los viajes de tubería, o por reducción de la contrapresión anular total al parar el bombeo. Deben seguirse procedimientos estandarizados para hacer conexiones y efectuar viajes, así con esto podrá observarse cualquier aumento tendencioso de este gas que permita determinar un incremento en la presión de poro.

d) Decremento en la temperatura del exponente "d".

El exponente "d" fué introducido por Jordan y Shirley<sup>(3)</sup> en 1961. En foto, se consideran datos de perforación para identificar la ocurrencia de sobrepresiones. Aunque originalmente se desarrolló para la Costa de Maracaibo, la técnica fué ganando popularidad en otras áreas, el exponente "d" es una técnica que sirve para identificar ambientes con altas presiones y se expresa como un número adimensional que en forma general está relacionado con la presión diferencial, el exponente "d" es una técnica para compensar la variación de varios de los parámetros que influyen en el ritmo de penetración.

Cunningham y Benick<sup>(4)</sup> han demostrado que el ritmo de penetración decrece cuando la presión de la columna del lodo (presión hidrostática) es mayor que la presión de formación, esto lo atribuyen, - primero a que se reperforan estratos ya cortados - y también a los recortes que se encuentran en el fondo del agujero debido a la diferencial de presión y segundo por el resquebrajamiento de la roca que aumenta su cohesión. Observando (fig. 8-11) se ve que si se mantiene constante la densidad del lodo, disminuye el ritmo de perforación y en zonas donde el lodo es más pesado se hace más rápida por la

disminución de la presión diferencial y la alta porosidad de la roca.

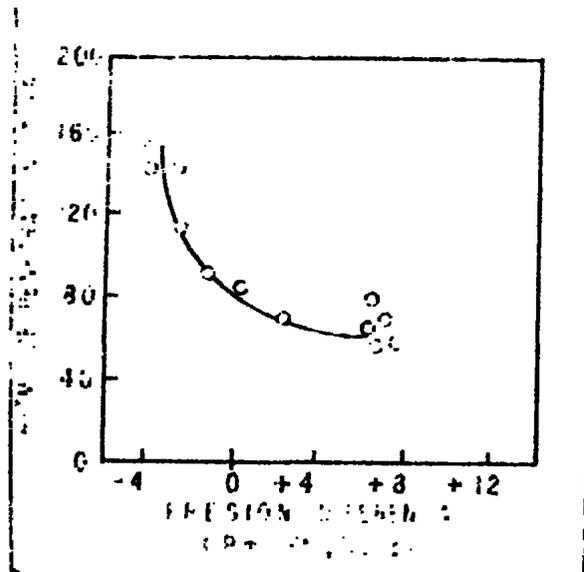


Fig. 4-III Variación del ritmo de penetración con respecto a la presión diferencial.

El exponente "d" fué derivado de la ecuación fundamental de perforación que relaciona la velocidad de penetración con el peso de la barrena, velocidad de la rotaria y medida de la barrena, y otros parámetros que se mantienen constantes. Esto sugiere que una relación entre el exponente "d" y la presión diferencial deberá también obtenerse bajo varias condiciones de perforación (específicamente, variación en el peso de la barrena, velocidad de la rotaria y diámetro de la barrena con todas las demás variables

constantes de perforación):

$$P = K (W/D)^d N^e$$

donde

R: velocidad de penetración (ft/hr.)

K: factor de perforabilidad

W: peso sobre la barrena (libras)

D: diámetro de la barrena (pulgadas)

N: velocidad de la rotaria (rpm)

d: exponente del peso de la barrena

e: exponente de la velocidad de la rotaria

Jorden y Shirley simplificaron la ecuación considerando que: 1) el factor de perforabilidad es relativamente constante [K=1] y 2) la velocidad de la rotaria varía linealmente con el gasto de penetración [e=1]. Estas consideraciones son válidas en la Costa del Golfo (especialmente a lo largo de la sección de lutitas) y en algunas otras áreas. Esta tendencia pierde validez conforme la geología se hace más complicada.

Después de hacer conversiones de unidades la solución de Jorden y Shirley para el exponente "d" está dada por:

$$d = \frac{\text{Log} \left( \frac{R}{60 N} \right)}{\text{Log} \left( \frac{12W}{10^6 D} \right)}$$

Simplificando se llega a la ecuación más usada:

$$d = \frac{\text{Log} \left( \frac{60 N}{R} \right)}{\text{Log} \left( \frac{10^6 D}{12 W} \right)}$$

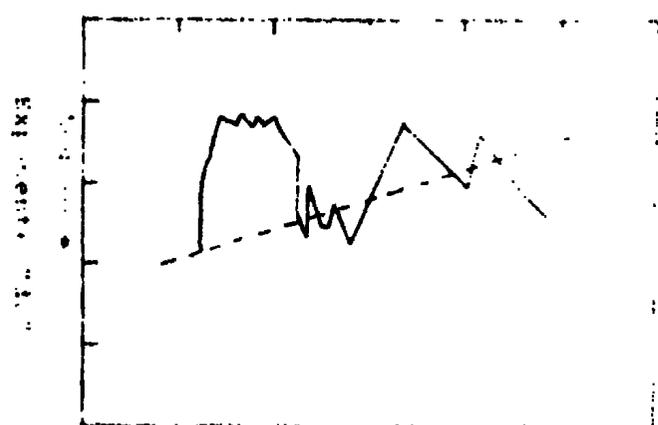
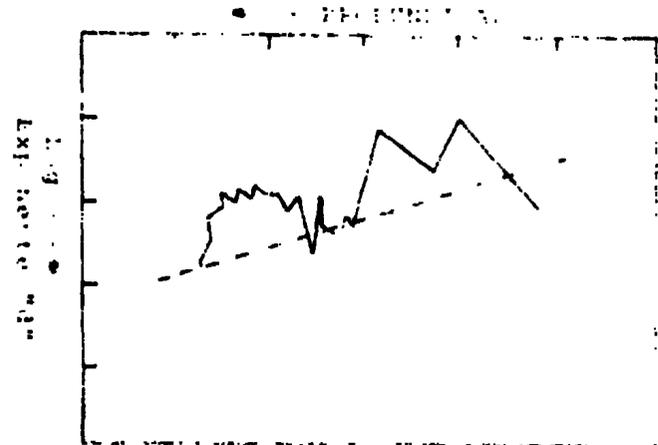
El exponente "d" varía inversamente con el ritmo de penetración, debido a que cuando se tiene una zona normalmente compactada, el ritmo de penetración irá disminuyendo a causa de la compactación y aumentará la cohesión de la roca, por lo tanto la tendencia del exponente "d" aumentará, por otro lado cuando la zona es anormal el ritmo de penetración aumentará debido a la compactación anormal y la tendencia del exponente "d" disminuirá como se observa en la figura (9-III). Nótese que las tendencias de compactación normal son trazadas para cada barrena en especial: esto es debido a que el exponente "d" no considera el desgaste de los dientes y de los baleros.

Para normalizar el valor del exponente "d" debido a que se ve influenciado por las variaciones en el peso del lodo, se emplea un parámetro modificado llamado exponente "d" corregido ( $d_c$ ) y con éste se obtiene una mejor calidad de graficado para observar la zona baja compactada y obtener una proyección de penetración de gran razonable (Fig. 9-III).



Fig. 2-III Tendencia del exigente "d" graficado contra la proximidad. El punto "d" es propiamente normal.

Fig. 1. Comparison of the results of the experiments "A" and "B" for the same process.



Este parámetro modificado se define de la siguiente manera:

$$d_c = \frac{\text{gradiente normal (gr./cm}^3\text{)}}{\text{densidad actual del lodo}} \times d$$

Nota: el gradiente normal para la costa del Golfo es de 9.9 lb/gal. y en la región continental es aproximadamente de 8.25 lb/gal.

El exponente " $d_c$ " calculado con la ecuación de velocidad de penetración normalizada, se puede emplear para calcular la presión de poro sin necesidad de recurrir a correlaciones múltiples; sobre todo en áreas donde no se cuenta con ellas.

En áreas con litologías más complejas, es muy ventajoso el empleo del exponente " $d_c$ " ya que permite la estimación cuantitativa de la presión de poro.

Son cuatro los factores que afectan el buen empleo del exponente " $d_c$ " para el cálculo de la presión de poro y que en un tiempo restringieron su uso:

- 1) Instrumentación insuficiente para la recolección detallada de datos de perforación en pequeños intervalos de profundidad.
- 2) Cálculos y tabulaciones laboriosos durante largos periodos de tiempo.
- 3) El uso de escalas inadecuadas de profundidad y

exponente " $d_c$ " para hacer una análisis detallado.

- 4) El no obstante en el caso de la barrena, lo cual implica obtener el gráfico del exponente en forma de curva sinuosa y continua, siendo que dicha gráfica en realidad está constituida por una serie de curvas con una descontinuidad al final de cada corrida de barrena.

Recientemente se ha desarrollado un procedimiento analítico-gráfico para estimar la presión de po ro con datos de perforación, que requiere un número reducido de cálculos. Las escalas convenientes para la hoja de trabajo son una pulgada por cada - 0.5 unidades del exponente y una pulgada por cada 152.5 mt. de profundidad.

El procedimiento para determinar las tendencias normales y anormales con el exponente " $d_c$ " es el siguiente:

- 1.- Trazar las tendencias A-B, A' - B', etc. (ver figuras 11-111) que mejor se ajusten a los datos del " $d_{cn}$ ", para cada corrida de barrena. Ajuste las tendencias en los intervalos normalmente presionados, de tal forma que todas sean paralelas. Se debería usar todas las barrenas, el metro, metro, explosión. Estas líneas

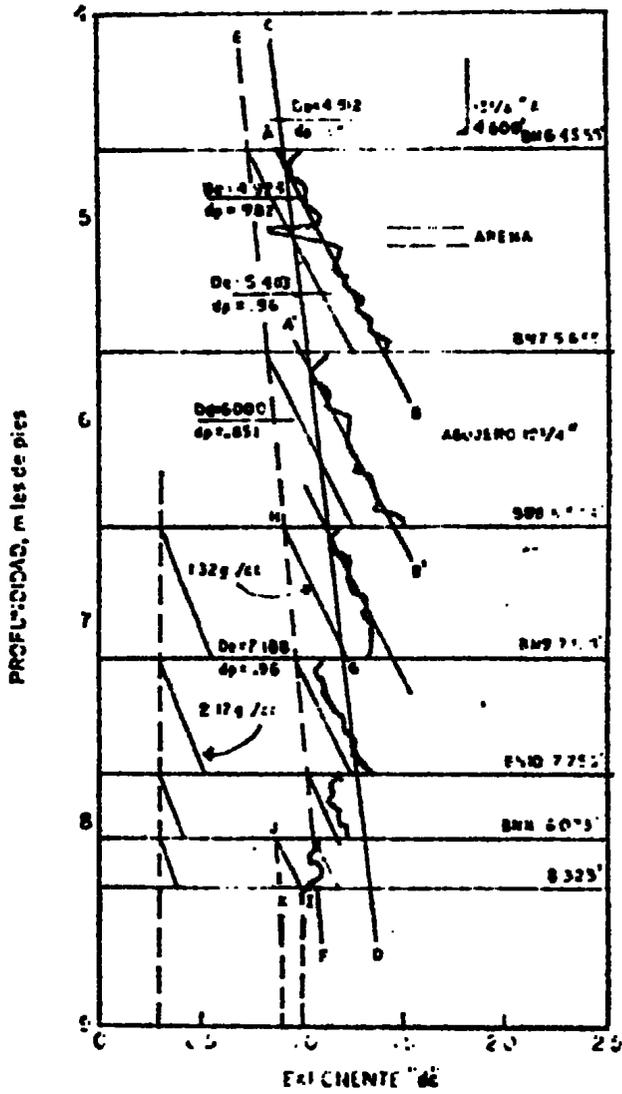


FIG. 11-111 Gráfico del exponente corregido "d<sub>c</sub>"  
 en un pozo con presión anormal

refleja los incrementos del " $d_c$ " debidos al de-  
canto de la lancha y a la profundidad.

2.- Traza la línea C-D a través de las intersecciones  
de las líneas A-B, A'-B', etc. con sus respectivas  
líneas de profundidad al interior de cada barra -  
métrica.

Esta línea C-D refleja el comportamiento del " $d_c$ "  
con la profundidad, si las barras no se desdistan-  
cian.

A continuación se construyen líneas de presión de  
poro constante usando un gradiente de sobre carga  
y un gradiente normal de presión de poro, conocidos  
y supuestos. Por ejemplo, la línea de presión de  
poro constante igual a 1.32 (en valor equivalente  
a densidad) se construye suponiendo una sobrecar-  
ga de 0.940 psi/ft y un gradiente normal de presi-  
ón de poro 0.450 psi/ft (1.24).

3.- Para una presión equivalente a 1.32 se calcula la  
profundidad equivalente, " $D_e$ ", a la cual la  
presión de la roca es igual a la presión de roca  
existente a la profundidad " $D$ ", es la ecuación:

$$D_e = \frac{\gamma - 1.423 \rho_c}{\gamma - 1.433 \rho_r} D \quad (11.1)$$

$$\frac{11.2 - 1.423(1.32)}{1.40 - 1.433(1.32)} D = 100 \quad (11.2)$$

4.- Usando valores arbitrarios para "D", calcúlese "De" y  $d_{c_p}$  de la línea C-D a la correspondiente "De" calculada.

Si D=6000 ft., De=712 (6000)=4512 ft. y  $d_{c_p}$  leído de la línea C-D a 4512 ft. es 0.851.

Si "D" es 7188 ft., De=5405 ft. y  $d_{c_p}$  es 0.96.

Solo se requieren 2 valores de  $d_{c_p}$  cuando se considera sobrecarga constante.

5.- Grafique los puntos  $d_{c_p}$  y sus correspondientes profundidades "D" en la figura (II-11) y trace la línea E-F a través de ellos.

Si se emplearan barrenas que no se desgastaran los valores observados del  $d_{c_p}$  sobre la línea E-F serían indicativos de una presión de poro, equivalente a 1.32. Pero como las barrenas si se desgastan, la línea E-F deberá ajustarse para compensar por el desgaste de los dientes y los baleros.

6.- De la intersección E-F con la línea de profundidad al final de una corrida de barrena, proyecte una línea paralela a C-D hacia arriba hasta la línea de profundidad al inicio de la corrida. A partir de este punto trazar una línea paralela a A-B hacia abajo hasta la línea de profundidad que corresponde al final de dicha corrida estableciendo el punto "G" en la figura (II-11').

7.- Conecte el punto "G" con el "H", intersección de E-F

con la línea de profundidad al inicio de la corrida de la barrena).

La línea G-H es la línea de presión constante - para 1.32 corregida por desgaste de la barrena, sobre el intervalo perforado en ésta.

8.- Trace líneas paralelas a G-H, desde la intersección entre E-F y la línea de profundidad al inicio de cada corrida de barrena, a través del intervalo perforado en ella.

Los valores de " $d_{ca}$ " en esas líneas corresponden a una presión de poro equivalente a una densidad de 1.32. Las líneas E-F y H-G en este ejemplo - son únicamente válidas para una presión de poro equivalente de 1.32. Se deben trazar otras líneas E-F y H-G para otras presiones de poro.

Debe establecerse tantas líneas de presión constante, como se requieran. Las líneas A-B, A'-B', etc. definen la presión normal (0.450 psi. ft en este caso) como límite inferior de presión. el límite superior es igual a la presión de sobrecarga (que en el ejemplo fue de 0,840 psi/ft -- o sea 2.17 g/cm<sup>3</sup>). Para una presión de poro igual a la de sobrecarga, de la ecuación (III.1) - se obtiene un valor de " $d_{ca}$ ", para cualquier valor de " $Z$ ".

9.- " $d_{c_p}$ " (estimante para cualquier valor de "D") se calcula de la siguiente manera:

$$d_{c_p} = d_{c_a} + m_p (D - D_1) \quad \dots (111.2)$$

Para este ejemplo, se sustituye por  $d_{c_a}$  el valor de la pendiente de la línea A-B y un valor de  $D_1$  ( $d_{c_a}$ ) lefco a la profundidad "D1", con lo cual se calcula " $d_{c_p}$ ":

$$d_{c_p} = 0.786 + (1.1245)(10^{-3})(6 - 400) = 0.229$$

10.- Grafique el valor  $d_{c_p} = 0.229$  como una línea vertical punteada.

Estimación de la presión de poro.

Supóngase que se desea determinar la presión de poro a 8323 pies en donde  $d_{c_d} = 1.0$  (punto I). El valor de " $d_{c_a}$ " está afectado por el desgaste de la barrena, por lo que se debe corregirse antes de calcular la presión.

11.- A partir del punto I, proyecte una línea hacia arriba, paralela a A-B hasta el inicio de la corrida de la barrena (punto J).

12.- Proyecte una línea (línea K-L), paralela a C-D, desde el punto J hasta la línea de profundidad correspondiente a 8323 pies (punto K) y léase el valor de " $d_{c_p}$ " en el eje de la  $d_{c_p}$  ( $d_{c_p} = 0.902$ ).

13.- Obtenga "D0" proyectando una línea vertical del punto K a la intersección con la línea C-D (4935').

14.- Calcule la presión de poro,  $P_p$ , a una densidad en 1971  
frente, en la columna de ciferas:

$$P_p = \frac{1971}{1.433} - \frac{8}{1.433} = P_p = \frac{20}{1.433} \quad \dots (111.10)$$

Para el ejemplo :

$$P_p = \frac{.94}{.433} - \frac{.74}{.433} = .204 \frac{4923}{8323} = 1.53 \text{ g/cm}^3$$

1) Tendencia a un decremento en la densidad de la roca  
lutítica.

Las variaciones de la porosidad en la lutita -  
están íntimamente relacionadas con los cambios en  
su densidad. En una zona de presión anormal, la -  
lutita sobrepresionada está subcompactada y por lo  
tanto, menos densa que la que se encuentra en una  
zona con presión normal. La gráfica de la densidad  
de la lutita contra la profundidad es similar a la  
tomada del registro de densidad y tiene alguna se-  
melanza con el de porosidad.

Al penetrar a una lutita sobrepresionada se invier-  
te el incremento uniforme en la densidad. La mag-  
nitud de la sobrepresión está determinada por el  
grado de subcompactación de la lutita, y la subcom-  
pactación a su vez controla la densidad de ésta; -  
por lo tanto es claro que existe una relación cuan-  
titativa entre la magnitud de la sobrepresión y la  
subcompactación. Las densidades normal y elástica

se relacionan de la siguiente manera para la lutita de

de la lutita en el campo consiste en colgar el recorte, limpio y seco, en una probeta graduada que contenga una mezcla de líquidos orgánicos (comúnmente tetrabromometano y cloroetano) y determinar a qué altura de la probeta se mantienen suspendidos los recortes. Al efectuarse esta medición - debe tenerse cuidado en relacionar fragmentos de lutitas que provengan del fondo recién cortado por la barrena y no de derrumbes o de recortes que se hayan recirculado. Para esto se debe rechazar los fragmentos de roca de gran tamaño y los que - aparezcan con bordes muy redondeados y aún así es menester comprobar la confiabilidad de las lecturas, repitiendo la prueba con tres o cuatro fragmentos que provengan de la misma profundidad.

f) **Corridas periódicas de registros.**

Existen métodos que dan una información preliminar de la formación por medio de registros.

Usando un modelo computarizado, que relaciona los datos del registro con la roca del yacimiento, los parámetros de perforación y el tipo de formación, tendremos resultados de porosidad y presión de poro. Con estos métodos se obtiene una optimización en la perforación, evaluación de la formación y control de la presión.

g) **Temperatura del lodo.**

Tanto las formaciones como los fluidos contenidos en ellas incrementan su temperatura con la profundidad. En las cuencas sedimentarias el gradiente de temperatura es de  $0.03^{\circ}$  a  $0.04^{\circ}$  por metro de profundidad. Sin embargo sea observado que pueden ocurrir gradientes mayores que el normal, arriba de las zonas de sobrepresión. (zonas de transición).

Los fluidos dentro de la zona de transición están inmóviles y bajo grandes presiones y como tal, pueden tener pseudotemperaturas normales. Debido a que la formación transfiere calor al fluido de deposición durante la circulación, un cambio de temperatura en la línea de descarga puede indicar la presencia de una zona de transición.

Una alta temperatura de lodo en las presas al iniciar la circulación, permitirá que la temperatura del lodo a la salida se aproxime más a la temperatura de la formación. Desafortunadamente este indicador tiene algunas fallas y no debe ser tomado como un dato exclusivo, por lo que la temperatura en la línea de descarga es función de:

- 1.- Velocidad de circulación.
- 2.- Tiempo de viaje.
- 3.- Tipo de metal de la tubería.

4.- Volumen de lodo.

5.- Tipo de lodo.

6.- Variación de temperatura del lodo.

h) Presión en las bombas del lodo.

El abatimiento en la presión de bombeo es un indicador de que posiblemente están entrando flujos extraños al pozo. Estos por tener menor densidad que el lodo, crean una diferencial de presión entre la columna de la T.P. y el espacio anular; - la columna del espacio anular tendrá menor peso - que la de la T.P. y se tenderá a igualar la presión creandose una succión, disminuyéndose entonces la presión de bombeo.

i) Cambios en el nivel de las presas de lodos.

La variación en el volumen total del lodo es reflejado en el cambio de nivel de las presas. Entonces, si se registra en éstas una reducción grande de volumen, es causa de una pérdida de circulación; en caso contrario si se tiene un aumento de volumen se debe a la existencia de una formación con alta presión.

- 1) Incremento en el tiempo de perforación de los pozos en las litas.

El tiempo de perforación de un pozo en las litas es un factor determinante en el costo de esta actividad. En un intento de sobreponerse al costo de las litas se han tratado:

- 2) Incremento en la velocidad de penetración.

Existen algunas ecuaciones de velocidad de penetración que establecen una relación entre los parámetros del agujero y la velocidad de penetración. Para obtener las variables involucradas en estas ecuaciones es necesario contar con instrumentos modernos y métodos que permitan una información cuando se está perforando.

Esta ecuación es una correlación resultante del análisis estadístico de datos sobre los acuerdos al autor "La correlación asume que la velocidad de penetración es proporcional al peso de la barrena, a la velocidad de la rotación y a los parámetros hidráulicos. Variamente, la velocidad de penetración crece al aumentar la presión diferencial", una ecuación que se halla en el resumen del autor (1).

El autor también menciona la existencia de otras ecuaciones que relacionan la velocidad de penetración con el peso de la barrena, la velocidad de rotación y el peso de la columna de fluido.

perforación normal, decrese cuando se incrementa la profundidad; pero se incrementa cuando la presión de poro aumenta porque se reduce la compactación.- En caso de que se conozcan todos los parámetros se puede predecir la presión de poro con una desviación estandar (variación) de aproximadamente 0.120 gr/cc [1.0 lb/gal.]. La velocidad de penetración aumenta al incrementarse la presión de poro, porque se reduce la presión diferencial y se incrementa la perforabilidad de la lutita".

Para que este método proporcione buenos resultados la litología de la lutita debe de permanecer constante porque en caso contrario la presión diferencial aumentaría.

1) Incremento del contenido de cloruros y filtrado del lodo.

Cuando las formaciones contienen cantidades anormales de agua salada y son penetradas, un análisis de filtrado del lodo indica un incremento en el cloruro. El alto contenido de cloruro en las lutitas puede indicar la presencia de geopresiones; este indicador es válido pero es difícil establecer un control estricto de las propiedades y análisis del lodo. Pruebas rutinarias en el lodo no muestran un

cambio susceptible del contenido de cloruros en el filtrado debido a los fluidos de la formación.

m) Torsión y fricción.

Se debe al incremento del contacto de la tubería con las paredes del pozo, la torsión usualmente se incrementa con la profundidad debido a que al aumentar la profundidad se incrementa la carga soportada por los estratos ejerciendo una presión sobre la tubería. Un incremento drástico en la torsión puede servir como indicador de una presión anormal.

También, cuando se hidratan las lutitas tienden a aumentar su volumen atrapando así la tubería.

Fricción.- al pasar una zona de transición disminuye el peso sobre la barrena debido a que las rocas no están normalmente compactadas, creando embolamiento de ésta, pata de perro, desviación del agujero, pegaduras diferenciales y cortes extras que entran al agujero cuando se perfora la zona de transición.

### III.3 DESPUES DE LA PERFORACION.

Existe una variedad de métodos, directos e indirectos, que pueden ser usados para confirmar las presiones de formación después de que el pozo ha sido perforado.

Pruebas tomadas con sarta. Con este tipo de pruebas se obtiene una información exacta acerca de la capacidad de producción del yacimiento. El principal objetivo de estas pruebas es el determinar los tipos de fluidos, el gasto potencial de producción y las presiones de fondo.

En estas pruebas se usa una sarta, con herramientas especiales, que sirven para llevar los fluidos de la formación hacia la superficie conservando las condiciones del fondo del pozo. La zona de interés es aislada con el uso de un empacador. Después de ésta se encuentra en el fondo del pozo, se bajan los empacadores si se encuentran arriba del fondo.

Un ejemplo es el Método de los Fluidos Producidos. El pozo se perfora y se sella para recuperar los fluidos de la formación. Después de presionar el cierre después del pozo se controla desde la su-

superficie evitando la contaminación del fluido. La muestra una vez recuperada es transferida a receptáculos P.V.T.

**CAPITULO IV**

**"CUANTIFICACION DE LAS PRESIONES ANOMALES"**

#### IV. CUANTIFICACION DE LAS PRESIONES ANORMALES

##### IV.1 Proceso de compactación y sobrecarga

La presión de sobrecarga  $S$  es el peso combinado de la matriz de la formación y el de los fluidos contenidos en ésta ejercido sobre un punto de interés.

$$S = \begin{array}{l} \text{presión ejercida por} \\ \text{el peso de la matriz} \\ \text{de la roca} \end{array} + \begin{array}{l} \text{presión ejercida} \\ \text{por el peso del} \\ \text{fluido intersticial.} \end{array}$$

Generalmente es aceptado que una de las formas en que se generan las geopresiones es durante el proceso de compactación de las arcillas. A medida que una capa de roca queda sepultada en la corteza terrestre por la superposición de los sedimentos, el esfuerzo de sobrecarga es incrementado, causando en el estrato un grado de compactación mayor.

El proceso de compactación generado por la sobrecarga, fué descrito en un modelo propuesto por Terzaghi y Peck<sup>(6)</sup> en 1948. El modelo consiste en un recipiente lleno con agua que contiene unas placas de metal, que son soportadas por unos resortes (Fig. 1-IV); contiene además un manómetro para medir la presión del fluido.

En el modelo el resorte simula la comunicación entre las partículas (la matriz de la roca) y las placas si mulan las capas superpuestas de sedimentos.

Si se aplica una presión en la parte superior del primer plato, la altura del resorte no cambia mientras no se escape el agua del sistema. Por lo tanto, en la fase inicial la presión aplicada es soportada solamente por el agua. Si se define la siguiente relación:

$$\lambda = \frac{P}{S}$$

Donde P es la presión del fluido y S es la presión total del sistema en la fase inicial A de la figura 1,  $\lambda = 1$ . Si el agua se deja escapar del sistema, las plcas se deslizan ligeramente hacia abajo (el sistema se compacta) soportando los resortes parte de la carga aplicada sobre la primera placa, estado B de la figura (1-IV). Este proceso continua hasta que los resortes llegan a su posición de equilibrio, en este proceso la carga aplicada es soportada unicamente por el resorte y el líquido solamente tendrá la presión hidrostática, estado C de la figura; en esta fase tiene un valor de aproximadamente  $0.107 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  ( $0.465 \text{ psi/ft}$ ).

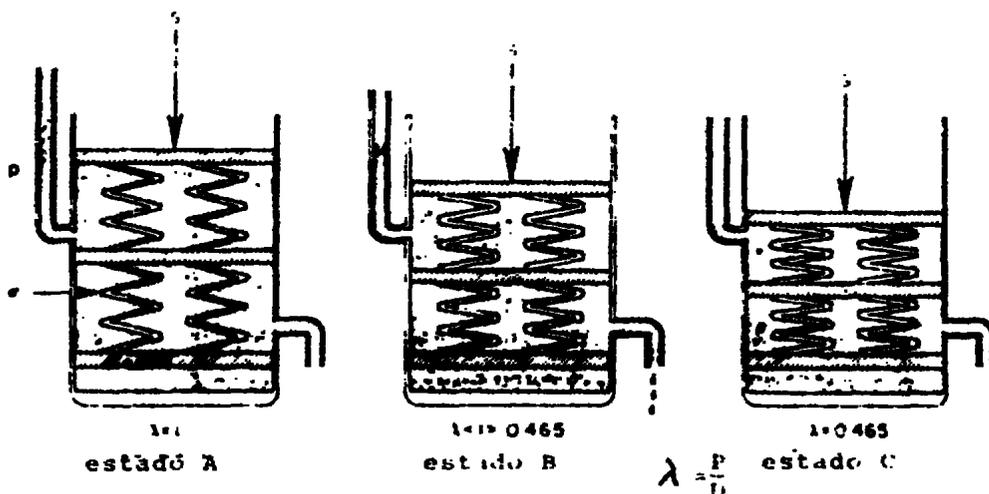


Fig.1-IV Representación esquemática de la compactación de la lutita. platis perforados agua

El mecanismo del modelo descrito es similar al proceso de compactación de las arcillas. Suponiendo que se tiene un estrato a 1524 m (5000 ft) con un fluido a una presión de 0.465 psi/cm<sup>2</sup> (163.1 kg/cm<sup>2</sup> (2325 psi) y si en este punto es imposible que los fluidos puedan ser expulsados al acumularse más sedimentos en las capas superiores. Entonces al agregarse 295 m (1000 ft) de material, este incrementa la presión de sobrecarga (comúnmente se acepta para este tipo de valores de 0.231 kg/cm<sup>2</sup>/m (1psi/ft) en  $\lambda = \frac{P}{D}$  (12.00 ft), este incremento tendrá que ser soportado por los fluidos en las capas. La capa de sedimentos originalmente a 1524 m (5000 ft) con una presión de 163.1 kg/cm<sup>2</sup> (2325 psi) se encuentra ahora a

1830 m (6000 ft) con una presión de formación de 234 kg/cm<sup>2</sup> (3325 psi), y un gradiente de 0.120 kg/cm<sup>2</sup>/m (0.535 psi/ft).

Pensando en el proceso de compactación de las arcillas es posible la visualización de los esfuerzos bajo la tierra como lo propusieron Hubbert y Willis<sup>(7)</sup> en 1957. En la figura (1-IV) se representa un poro rodeado por roca, en donde el peso local de la acción de la sobrecarga hacia abajo, es soportado por la presión del fluido de la formación y por la estructura de la roca.

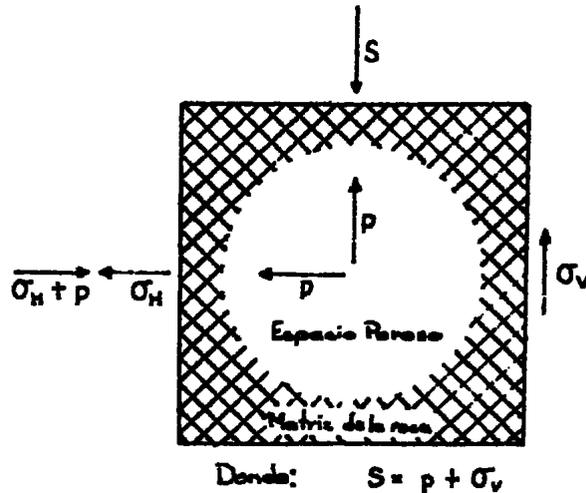


Figura 1-IV. Diagrama simplificado del comportamiento de las fuerzas en el subsuelo.

Haciendo un balance tenemos que:

$$S = \sigma_H + p \quad \dots \quad (1)$$

$$\sigma_H = p + \sigma_v \quad \dots \quad (2)$$

Donde

S: presión de sobrecarga [F/A]

P: presión de poro [F/A]

$\sigma_v$ : presión de sobrecarga neta (esfuerzo matricial vertical) [F/A],

$\sigma_h$ : esfuerzo matricial horizontal [F/A].

De la ecuación (a) se obtiene que

$$S = \sigma_v + P \quad \delta \quad \frac{S}{D} = \frac{\sigma_v}{D} + \frac{P}{D} ; \quad \frac{\sigma_v}{D} = 1 - 0.465 \text{ psi/ft}$$

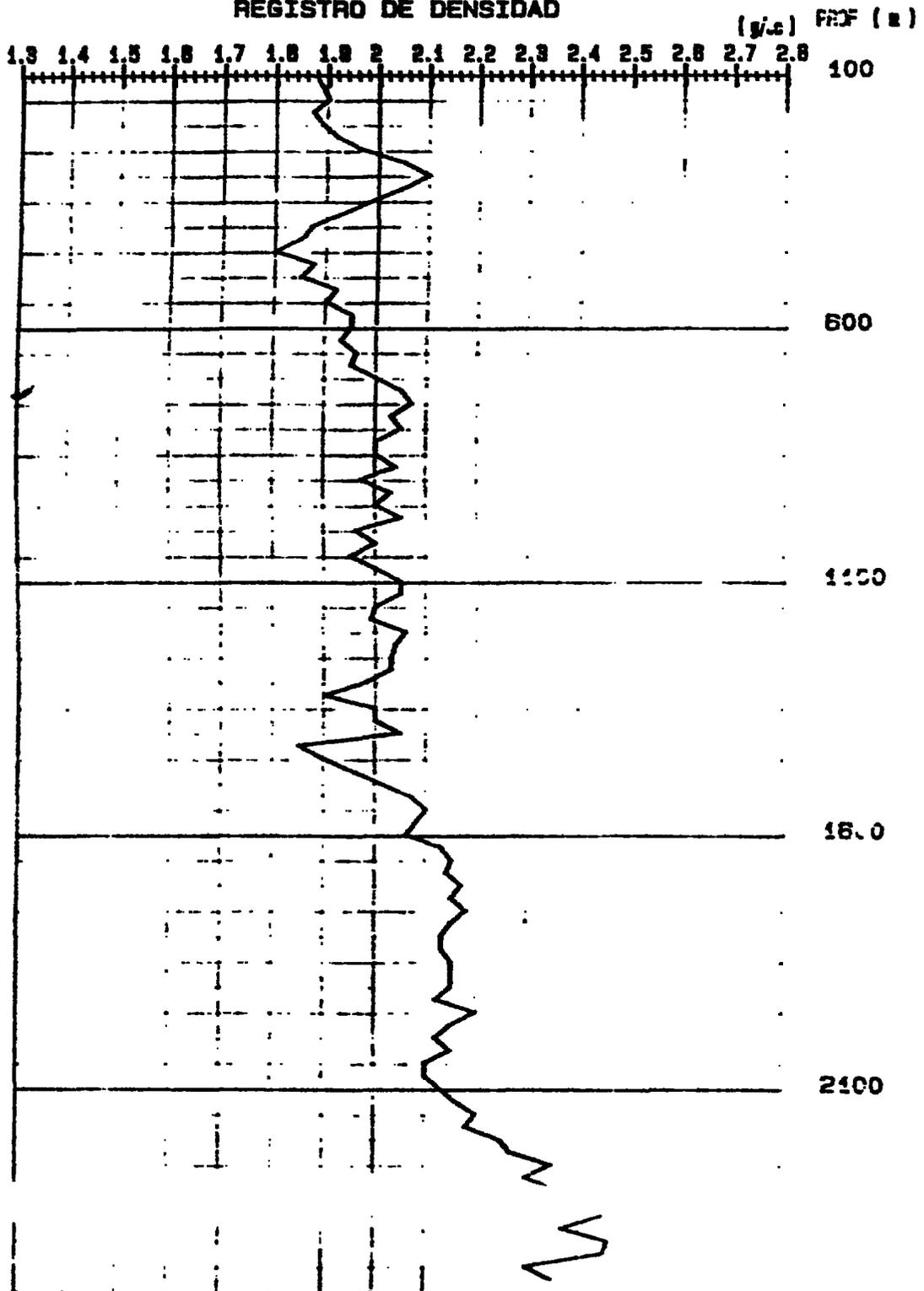
De esta ecuación se observa que la sobrecarga es soportada por la presión de los fluidos dentro de los espacios porosos y por la estructura de la roca.

Así que, cuando la presión de formación es mayor que la normal, la presión de sobrecarga disminuye. Por ejemplo bajo condiciones normales  $S/D = 0.231 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  (1 psi/ft),  $P/D = 0.107 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  (0.465 psi/ft); pero si  $P/D = 0.162 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  (0.70 psi/ft) y  $S/D = 0.231 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  (1 psi/ft) entonces  $\frac{\sigma_v}{D}$  valdrá  $0.0693 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  (0.30 psi/ft). Esto quiere decir que cuando las presiones de formación son anormales, el fluido está soportando una parte de la sobrecarga.

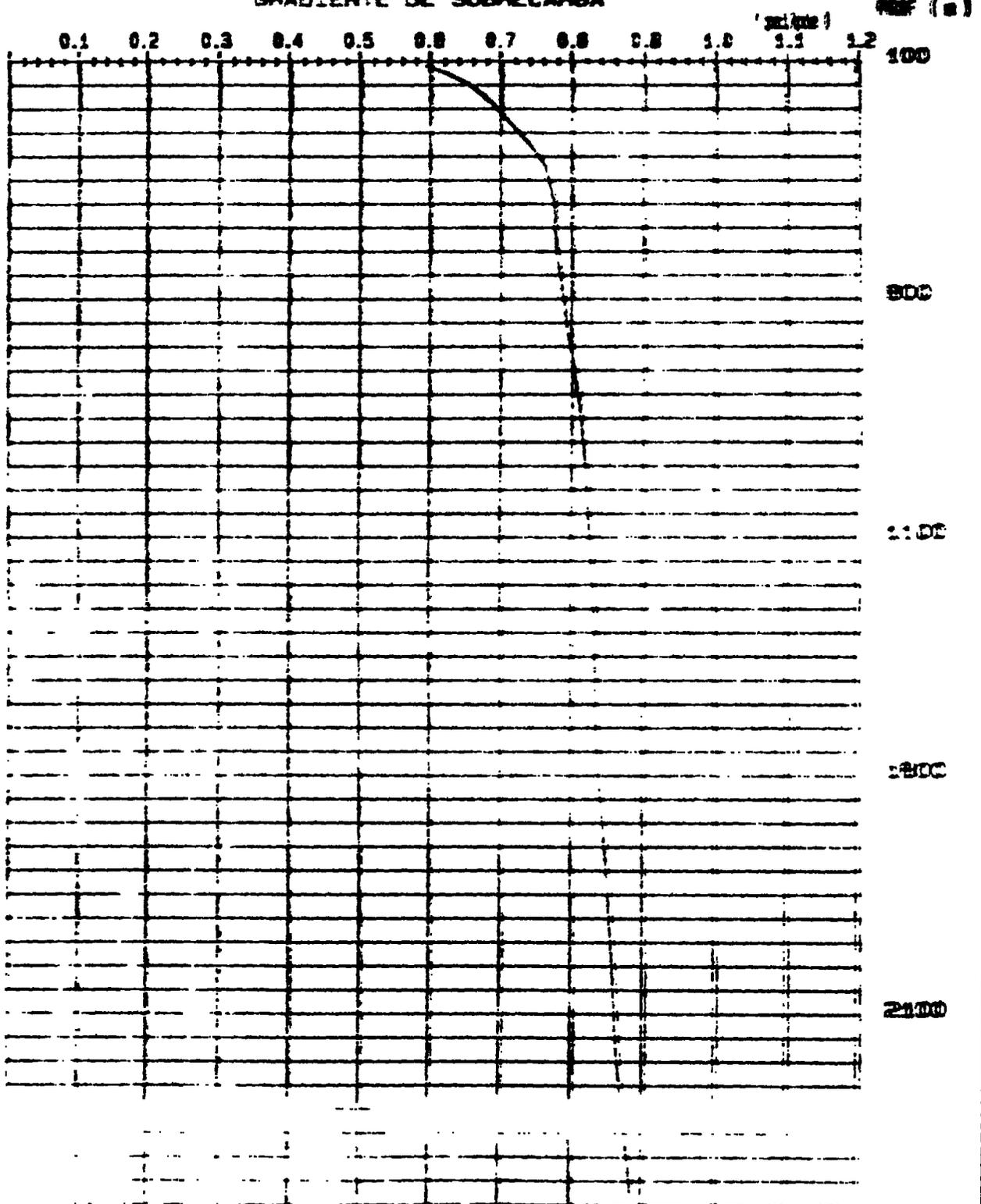
A continuación se presentan las gráficas de densidad de la formación contra profundidad y la gráfica de gradiente de sobrecarga para un pozo dado (gráfica A y B respectivamente).

La gráfica A se obtuvo mediante datos del registro de densidad, a partir de esta gráfica se puede evaluar el gradiente de sobrecarga, convirtiendo los valores de densidad [ $\text{gr./cm}^3$ ] a gradientes de sobrecarga [psi/pie] gráfica B.

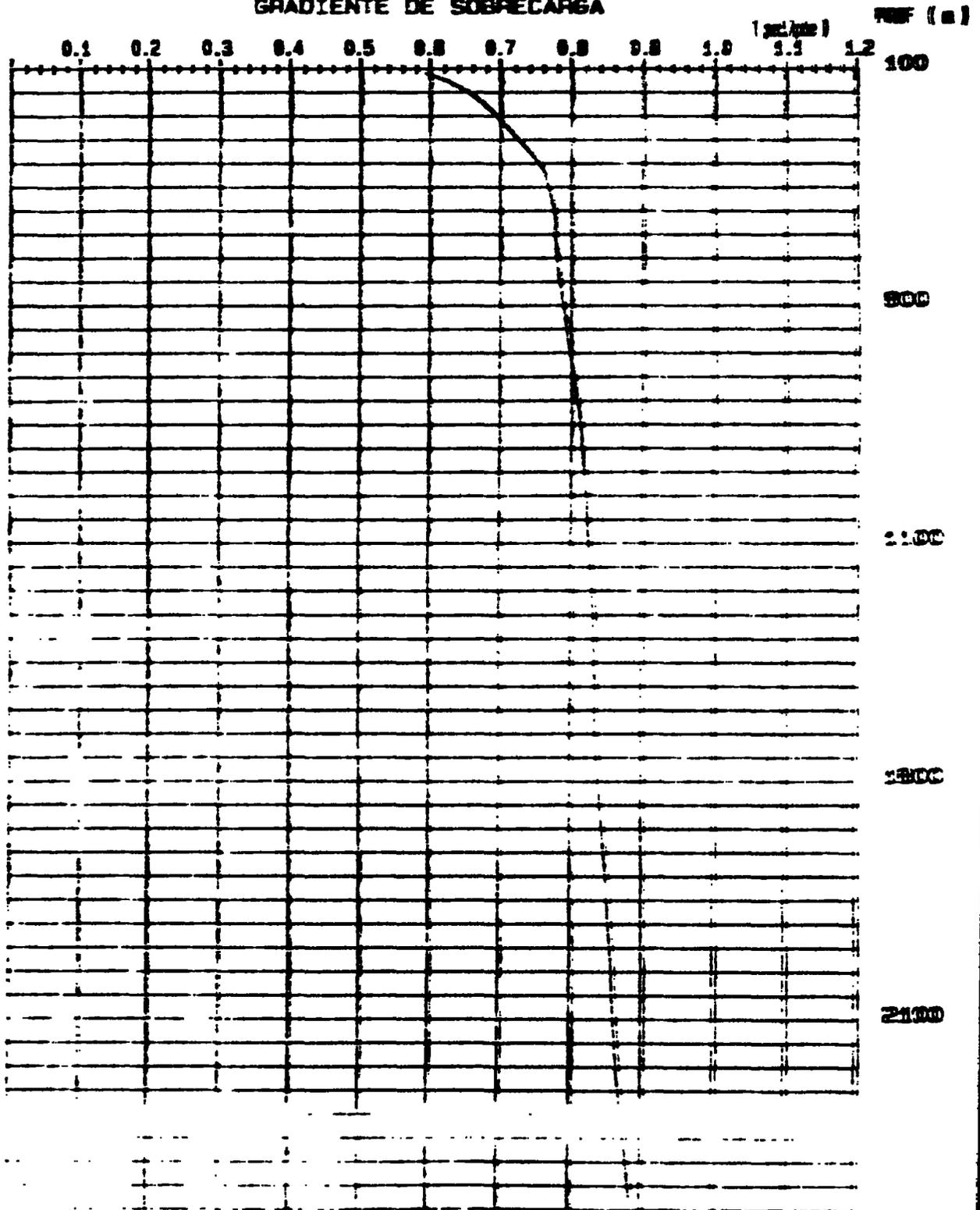
Gráfica A  
REGISTRO DE DENSIDAD



GRADIENTE DE SOBRECARGA



GRADIENTE DE SOBRECARGA



#### IV. 2 Método de Foster y Whalen.

En este método se presenta una técnica para determinar la presión de formación por medio de registros eléctricos. Se basa principalmente en que la porosidad de la lutitas es función de la presión de sobrecarga neta (o el esfuerzo efectivo soportado por la matriz de la roca). Los datos obtenidos de los registros eléctricos son usados para calcular el factor de formación  $F$  el cual está relacionado con la porosidad. Al correlacionar este factor con la presión de sobrecarga se determina la presión de formación.

El método fué especialmente establecido para aplicarlo en la detección de formaciones sobrepresionadas en la región marina de Louisiana. A pesar de que ciertas características están en cuestión, la técnica a dado buenas estimaciones de presión (ha sido usada en por lo menos 80 pozos) y las medidas caen alrededor del 5% de error.

#### Porosidad y presión de sobrecarga neta.

Es evidente que la porosidad decrece uniformemente con la profundidad para una formación de tipo y compactación uniforme. Esto es simplemente el resultado de

la compactación y expulsión del agua intersticial.

Hubbert y Rubey<sup>(11)</sup> analizando lo anterior concluyeron que, "en una arena existe, para cada valor de porosidad  $\phi$ , algún valor de  $\sigma_v$  que la arena puede soportar sin una compactación posterior". Por lo tanto, establecieron que la porosidad es función del esfuerzo vertical soportado por la roca.

$$\phi = f(\sigma_v) \quad \dots\dots\dots (1-IV)$$

Basados en datos publicados por ATHY derivaron la siguiente ecuación (ref.10).

$$\phi = \phi_1 e^{-K\sigma_v} \quad \dots\dots\dots (2-IV)$$

Donde

$\phi$  : porosidad de la lutita

$\phi_1$ : porosidad de la lutita en la superficie

$e$ : base de los logaritmos naturales

$K$  : es una constante y es igual a  $\frac{C}{(P_{hw} - P_w)g}$  (ref.8 )

$\sigma_v$ : presión de sobrecarga neta o componente del esfuerzo vertical de la roca

La ecuación anterior es una función exponencial del log, de si se grafica el log. de  $\phi$  contra  $\sigma_v$  resulta una línea recta.

### Bases para hacer estimaciones de presión.

Se puede establecer una relación entre la porosidad y la presión de sobrecarga neta para cualquier sección atravesada por un pozo. El procedimiento es el siguiente:

- 1.- Determinar la porosidad de todas las lutitas perforadas.
- 2.- Para cada valor de porosidad, evaluar la presión de sobrecarga neta  $G_v$ , con la ecuación  $(\frac{\sigma}{D})_n = \frac{S}{D} - (\frac{P}{D})_n$ . Si se tiene un valor del gradiente de sobrecarga de 0.231 kg/cm<sup>2</sup>/m (1 psi/ft) y un valor de 0.107 kg/cm<sup>2</sup>/m (0.465 psi/ft) para el gradiente de presión normal en la zona, el valor del gradiente del esfuerzo vertical soportado por la roca es de 0.126 kg/cm<sup>2</sup>/m (0.535 psi/ft). El gradiente de presión de sobrecarga debe determinarse, siempre que sea posible, a partir del registro de densidad.
- 3.- Graficar el logaritmo de la porosidad contra la presión de sobrecarga neta (14.3-IV) en un papel semilogarítmico.

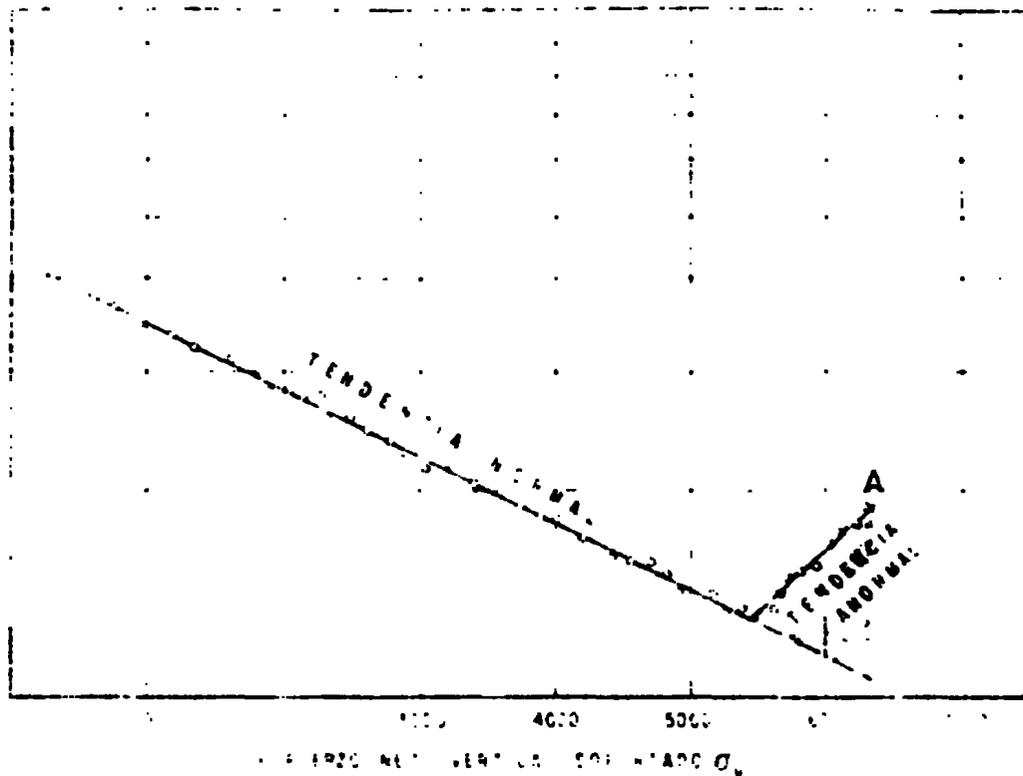


Fig. -IV Ejemplo de la proximidad de la lutita contra la presión de sobrecarga neta.

4.- Si existe una presión de formación anormal en la sección analizada, se encontrará un punto, en el cual los datos se apartan de la línea recta (tendencia normal). Esto ocurre porque la preparación de la gráfica se suponen presiones normales en estos puntos lo cual no es cierto, porque el  $\sigma_v$  a esas profundidades es menor que el esfuerzo normal, ya que el flujo ayuda a soportar parte de la sobrecarga.

Para calcular la presión en las formaciones bajo compactadas primero se localiza un punto sobre la tendencia normal que tenga la misma porosidad que aquel de la zona normal y se lee la correspondiente  $\sigma_v$  del punto localizado, la que denominaremos como  $\sigma_v$  equivalente. Como estos puntos tienen la misma porosidad, entonces  $\sigma_v$  es igual en ambos casos, de tal manera que la presión en el punto anormal se puede calcular con la siguiente expresión.

$$P_{fa} = S - \sigma_v \text{ eq.} \quad \dots\dots (3-IV)$$

Por ejemplo, el punto A de la figura (3-IV) se encuentra a 12000 pies y tiene un 20% de porosidad; la porción recta de la figura (3-IV) indica que, para esta porosidad  $\sigma_v \text{ eq.} = 3210 \text{ psi}$ ; puesto que

$$S = [3659 \text{ m}(12000 \text{ psi})] [(231 \text{ kg/cm}^3) (1.0 \text{ g/cc})] =$$

$$845.2 \text{ kg/cm}^2 \text{m} (12000 \text{ psi}) \text{ y a } 3659 \text{ m. de profundidad}$$

$$P_{fa} = 845.2 - 225.6 = 619.62 \text{ kg/cm}^2$$

$$P_{fa} = 12000 - 3210 = 8790 \text{ psi}$$

### Técnica del factor de formación

Generalmente en todos los pozos son corridos registros de inducción o registros eléctricos, a través de todas las secciones geológicas atravezadas. Cuando se tienen disponibles estos tipos de registros es más conveniente trabajar con el factor de formación que con la porosidad misma. El concepto del factor de formación F, fué introducido por Archie como

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad \dots\dots (4-IV)$$

Donde F es el factor de formación,  $R_o$  es la resistividad de la roca saturada 100% con agua salada y  $R_w$  es la resistividad del agua que satura a la roca.

Quando se trata de una lutita pura, la resistividad de la lutita es determinada con el registro de inducción, suponiendo que la lutita puede estar saturada con agua. Como es imposible conocer la resistividad del agua saturante de la lutita, se considera que esta es más o menos

igual en magnitud a la resistividad del agua saturante de las arenas más próximas. Por lo tanto

$$F = \frac{R_s}{R_w \text{ (arenas próximas)}} \dots\dots (5-IV)$$

Archie, también determinó que el factor de formación es una relación de la porosidad

$$F = \frac{1}{\phi^m} \dots\dots (6-IV)$$

Donde m depende del material cementante de la roca.

Si se gráfica el factor de formación F en escala logarítmica contra la presión de sobrecarga neta, se forma una línea recta en la parte con presión normal.

Sustituyendo la ecuación (3-IV) en la ecuación (6-IV) y tomando logaritmos naturales en ambos lados se tiene que

$$\ln F = Km \frac{\sigma_v}{\delta} - m \text{ Log } \phi \dots\dots (7-IV)$$

$$\ln F = m (0.434 K \frac{\sigma_v}{\delta} - \text{Log } \phi_1) \dots\dots (8-IV)$$

**Procedimiento:**

La técnica puede ser simplificada a partir de una

gráfica de Log F vs profundidad. En la relación presentada por la ecuación  $\sigma_v = S - P$ , la presión neta de sobrecarga normal es lineal con la profundidad. A partir de esto se determina que:

$$\sigma_v = 0.126 D \dots (9-IV)$$

La cual considera que el gradiente de la formación es constante e igual a  $1.231 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ , y el gradiente de presión normal es  $0.107 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ . Valores característicos de estos parámetros deben determinarse para cada zona en estudio.

La gráfica de Log F contra profundidad es parecida a la  $\phi$  contra  $\sigma_v$  representada en la figura (3-IV). En la parte de la formación con presión normal se desarrolla una recta; para profundidades donde la presión de formación es anormal existe una desviación de la tendencia normal (Fig. 4-IV). Las presiones de formación pueden ser estimadas de la siguiente manera:

- 1.- Para una F dada a una profundidad D, encontrar la profundida sobre la tendencia normal para el cual se tiene el mismo valor de F. Como se tiene el mismo valor, el esfuerzo vertical es igual para las dos profundidades. Por ejemplo, el punto A de la figura (4-IV), a  $D = 3659 \text{ m}$  (12000 ft)  $F = 20$  pero F tiene el mismo valor para la profundidad de  $13.9 \text{ m}$  (4560 ft).

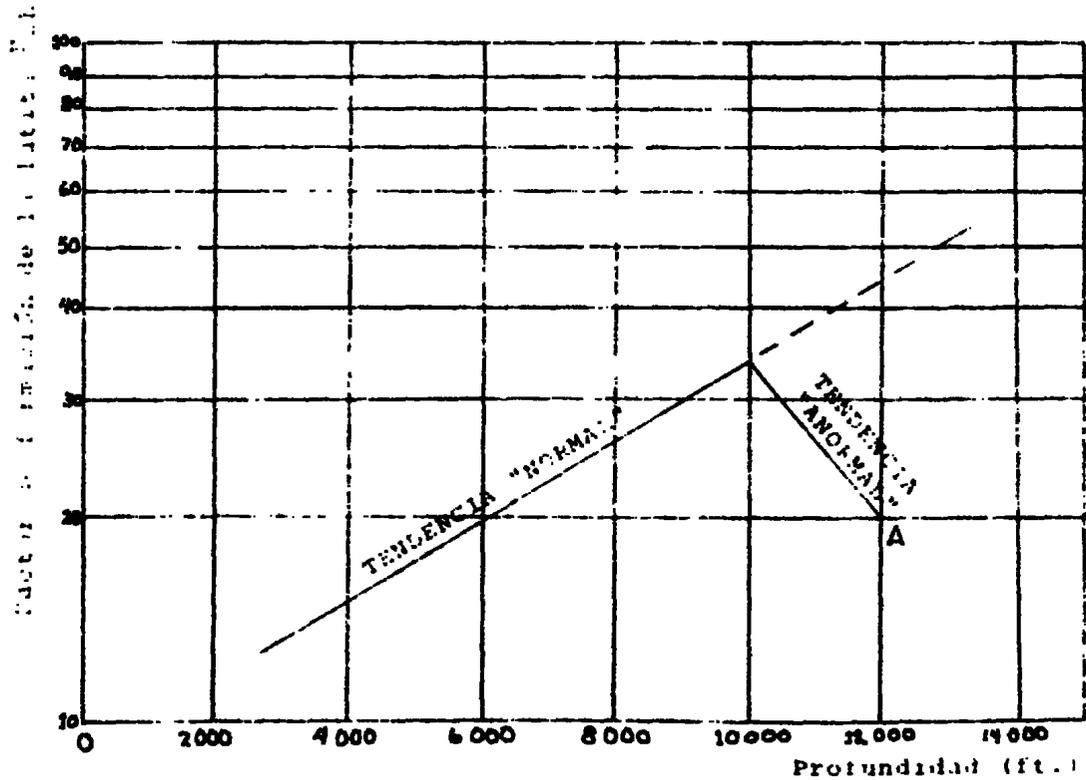


Fig.4-IV Ejemplo de la gráfica del factor de formación de la lutita contra la profundidad.

- 2.- Calcular la presión de sobrecarga neta ( $\sigma_v$ ) de acuerdo con la ecuación [ $\sigma_v = 0.126 D_e$ ] ó [ $\sigma_v = 0.535 D$ ]

$$\text{Para el ejemplo: } \sigma_v = (0.126) (1829) = 230.4 \text{ kg/cm}^2$$

$$\sigma_v = (0.535) (6000) = 3240 \text{ psi}$$

- 3.- Calcular la presión de formación con la ecuación

$$P = S - \sigma_v \quad \text{ó} \quad P = 0.231 D - 0.126 D_e$$

$$(P = 1.0 D - 0.535 D)$$

Para el ejemplo se tiene que:

$$P = (0.231) (3659) - (0.126) (1829) = 614.7 \text{ kg/cm}^2$$

$$8790 \text{ psi}$$

- 4.- Los cálculos son eliminados con el uso de la figura (5-IV) que es un nomograma que permite determinar P directamente de D y  $D_e$

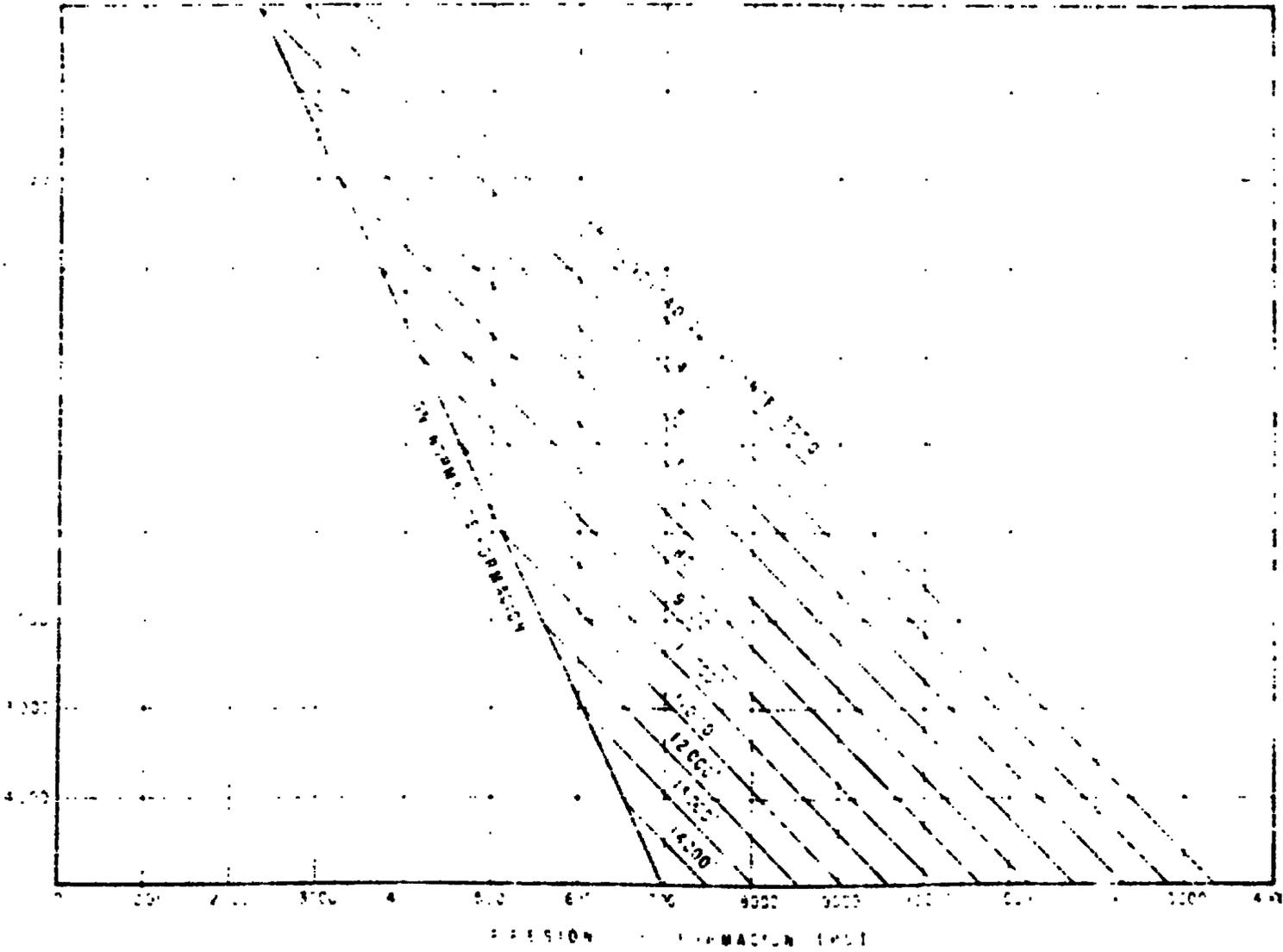


FIG. 5-IV NIMOGRAMA PARA EST MAR LA REGION DE FORMACION A PARTIR DEL METODO DE FOOTER Y W ALLEN.

Mecanismo para la construcción de la gráfica de Log F<sub>sh</sub> contra profundidad.

Determinar el factor de formación de los estratos lútficos atravezados, a partir de la ecuación

$$F_{sh} = \frac{R_{sh}}{R_{wca}} \quad R_w : \text{Resistividad del agua de la arena más próxima.}$$

$R_{sh}$  se lee directamente del registro eléctrico y  $R_{wca}$  se lee de la curva SSP para la arena más próxima al cuerpo lútfico. Utilizando la siguiente ecuación:

$$SSP = - K_{SPI} \text{ Log } \frac{R_{mf}}{R_w}$$

Se obtienen los valores de  $R_w = \frac{R_{mf}}{10^{-\frac{SSP}{K_{SSP}}}}$

Donde:

$$K_{SSP} = 60 + 0.35 T [^\circ C]$$

La resistividad del filtrado del lúto ( $R_{mf}$ ) se toma del encabezado del registro, la cual debe de estar medida a una temperatura dada. Como  $R_w$  tiene que estar a la temperatura de la arena correspondiente a la lectura del SSP, para lo cual se debe usar de la siguiente ecuación

$$R_{mf1} (T_1 [^{\circ}\text{C}] + 21.54) = R_{mf2} (T_2 [^{\circ}\text{C}] + 21.54)$$

Donde  $R_{mf2}$  se encuentra despejandolo de la ecuación anterior:

$$R_{mf2} = R_{mf1} \frac{T_1 [^{\circ}\text{C}] + 21.54}{T_2 [^{\circ}\text{C}] + 21.54}$$

Donde  $T_2$  corresponde a la temperatura de la arena cerca na al cuerpo lútfico y puede ser determinada, usando los datos del encabezado del registro de la siguiente manera:

- a) Se calcula el gradiente de temperatura en el pozo.

$$\lambda_T = \frac{T_F - T_A}{\text{profundidad del pozo}} \quad [^{\circ}\text{C}/\text{m}]$$

- b) Se obtiene la temperatura de la arena de la formación  $T_2 [^{\circ}\text{C}] = \lambda_T [^{\circ}\text{C}/\text{m}]$  por profundidad de la arena [m]

Se recomienda la construcción de un perfil de resistividad de agua contra profundidad (Fig.6-IV) para determinar con rapidez el valor de  $R_w$  a las profundidades donde se tienen lecturas de  $R_{sh}$

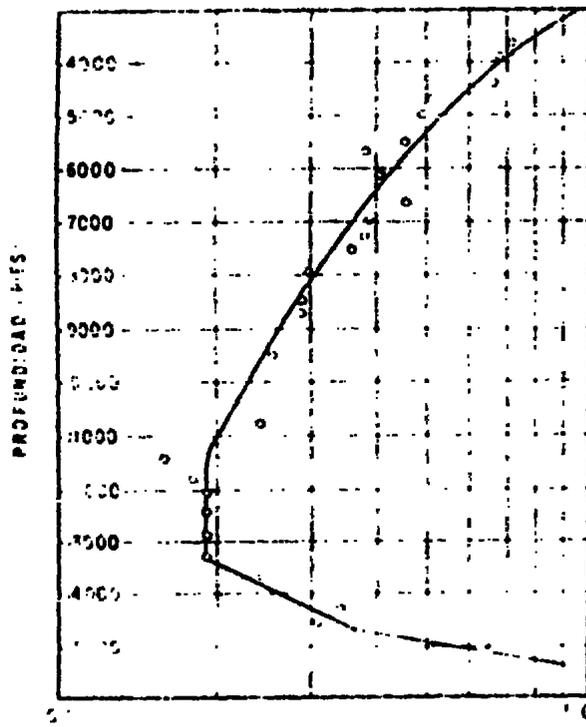


Figura IV Perfil típico de la resistividad del agua de formación.

Figura IV Perfil típico de la resistividad del agua de formación.

## Técnica de Resistividad

Hottman y Johnson<sup>(1)</sup> y Williams<sup>(2)</sup> presentaron procedimientos para la estimación de la presión de la formación partiendo de gráficas de resistividad contra profundidad (Fig. 7-17), pero tomando la resistividad de la lutita para un punto de presión altamente anormal considerando que en ese punto se tendrá una presión normal. Las relaciones establecidas por estos investigadores fueron derivadas empíricamente. Sin embargo, una ecuación derivada teóricamente de un trabajo realizado por Hubbert - Rubey<sup>(3)</sup> establece la relación de la presión de formación con la relación de la resistividad normal y anormal.

A una profundidad D, la porosidad de la lutita para una presión de formación normal es:

$$\phi_n = \phi_o e^{-K(0.535)D} \quad \dots (10-IV)$$

Donde "n" es el subíndice que denota presión de formación normal. Si la presión de formación a la profundidad D es anormalmente alta, la porosidad está dada por:

$$\phi_a = \phi_i e^{-K(S-P)} \quad \text{ó} \quad \phi_a = \phi_i e^{-K(1.0-P/D)D} \quad \dots (11-IV)$$

Donde "a" es un subíndice que denota condiciones de presión anormal.

Dividiendo la ecuación 11 entre la ecuación 10 y simplificando:

$$\frac{\phi_a}{\phi_n} = e^{KD(P/D-0.465)} \quad \dots (12-IV)$$

Recordando la ecuación de Archie

$$F_{sh} = \frac{R_{sh}}{R_w} = \frac{1}{(\phi)^m} \quad \text{ó} \quad \phi = \left( \frac{R_w}{R_{sh}} \right)^{1/m}$$

$$\text{Así:} \quad \phi_a = \left( \frac{R_w}{R_{sh,a}} \right)^{1/m} \quad \dots (13-IV)$$

$$\phi_n = \left( \frac{R_w}{R_{sh,n}} \right)^{1/m} \quad \dots (14-IV)$$

Dividiendo la ecuación 13 entre la ecuación 14, y considerando que  $R_w$  es la misma para ambos casos:

$$\frac{\phi_a}{\phi_n} = \left( \frac{R_{sh,n}}{R_{sh,a}} \right)^{1/m}$$

Esta ecuación es igual a la ecuación 12 :

$$\left( \frac{R_{sh,n}}{R_{sh,a}} \right)^{1/m} = e^{KD(P/D-0.465)}$$

Tomando logaritmos naturales en ambos lados:

$$1/m \log \left( \frac{R_{sh,n}}{P_{sh,a}} \right) = KD (P/D - 0.465) \log e$$

Por lo tanto:

$$P/D = 0.465 + \frac{2.303}{mKD} \log \left( \frac{R_{sh,n}}{R_{sh,a}} \right) \dots\dots (15-IV)$$

o multiplicando por D

$$P = 0.465 D + \frac{2.303}{Km} \log \left( \frac{R_{sh,n}}{R_{sh,a}} \right) \dots\dots (16-IV)$$

Existen dos problemas en el uso de ésta técnica:

- 1) Cuales son los valores de K y m, y
- 2) Cual es el valor correcto de  $R_{sh,n}$

El primero de estos problemas puede ser evitado tomando una aproximación diferente, derivada de la ecuación de presión de formación. Usando gráficas del factor de formación contra profundidad es aparente que:

$$F = ab^D \quad \delta \quad \dots\dots (17-IV)$$

$$\log F = \log a + D \log b \quad \dots\dots (18-IV)$$

Donde el log "a" es la intercepción del factor de formación a la profundidad igual a cero y el log "b" es la pendiente de la recta del factor de formación.

Bajo condiciones de presión normal

$$F_n = ab^D \quad \dots\dots (19-IV)$$

Bajo condiciones de presión anormal

$$F_a = ab^{D_e} \quad \dots\dots (20-IV)$$

Si la ecuación 19 es dividida entre la ecuación 20 y aplicando la ecuación de Archie

$$\frac{F_n}{F_a} = \frac{(R_{sh,n}) / (R_w)}{(R_{sh,a}) / (R_w)} = \frac{ab^D}{ab^{D_e}}$$

Simplificando y tomando logaritmos en ambos lados de la ecuación.

$$\text{Log} \left( \frac{R_{sh,n}}{R_{sh,a}} \right) = (D - D_e) \log b \quad y$$

$$D - D_e = \frac{1}{\log b} \log \left( \frac{R_{sh,n}}{R_{sh,a}} \right)$$

Usando la ecuación  $P = 1.0 D - 0.535 D_e$

$$D + \left( \frac{P - 1.0 D}{0.535} \right) = \frac{1}{\log b} \log \left( \frac{R_{sh,n}}{R_{sh,a}} \right)$$

Por lo tanto:

$$P = 0.465 D + \frac{0.535}{\log b} \log \left( \frac{R_{sh,n}}{R_{sh,a}} \right)$$

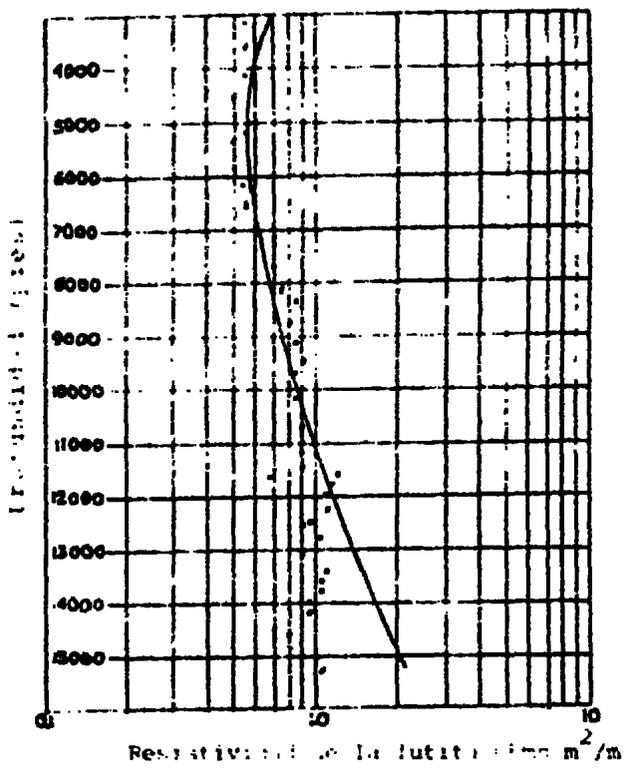


Fig. 1.-Relación entre la resistividad y la profundidad.

#### IV.3 Método de Hottman y Johnson.

De acuerdo a la teoría de Hottman y Johnson que estableció que una medida de la compactación de la arcilla es la porosidad. Obviamente entonces, la porosidad de la arcilla o lutita como función de la profundidad será dada por el grado de compactación, los datos grabados por varios registros pueden utilizarse para conocer el grado de compactación. Así que un método de estimaciones de presión es mediante los registros acústicos y de resistividad.

#### Método de Resistividad.

Se podrá determinar la resistividad de la lutita para estimar la presión de formación a partir de este método; se tienen varios factores que causan influencia sobre la resistividad de la lutita como son; (1) porosidad, (2) temperatura, (3) salinidad del contenido de los fluidos y (4) composición mineralógica, se deben de considerar estos efectos para poder reconocer el problema si nosotros encontramos una situación anormal.

Se establecerá para una área dada la tendencia de la resistividad de la lutita contra la profundidad; en

ta tendencia refleja la "tendencia de compactación normal" contra profundidad. Si formaciones sobrepresionadas son encontradas, los puntos de las resistividades de las lutitas divergerán de la tendencia normal hacia los valores bajos de resistividad, propios de una porosidad excepcionalmente alta, como se observa en la figura - (8-IV).

#### Procedimiento de cálculo:

- 1) La tendencia normal de compactación para el área de interés es establecida mediante una gráfica de la resistividad de la lutita de la curva normal corta amplificada en escala logarítmica contra la profundidad en escala normal.
- 2) Una gráfica similar se hace para el pozo que se estudiará.
- 3) La parte alta de la zona sobrepresionada se encuentra por medio de los puntos anómalos que divergerán de la línea de tendencia normal, a una profundidad dada.
- 4) El gradiente de presión de un yacimiento a cualquier profundidad se encuentra de la siguiente manera:

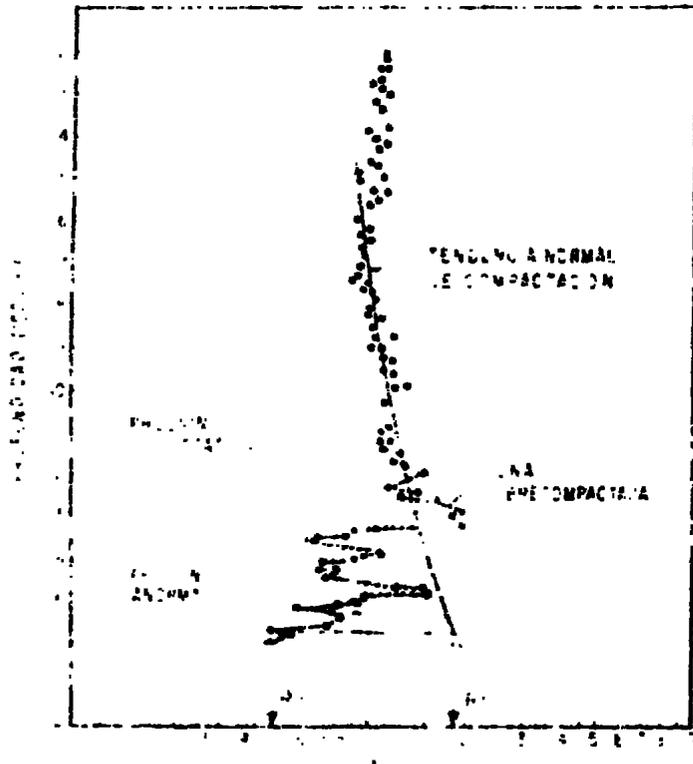


FIGURA IV Comportamiento típico de la resistividad en zonas con tendencia normal.

de la zona de interés, se obtiene el tiempo de tránsito de la onda de reflexión en la zona de interés y se divide por el tiempo de tránsito de la onda de reflexión en la zona de interés normal.

2.- Se obtiene el tiempo de tránsito de la onda de reflexión en la zona de interés y se divide por el tiempo de tránsito de la onda de reflexión en la zona de interés normal.

- 5) Se obtiene la presión del yacimiento multiplicando lo el valor del gradiente obtenido por la permeabilidad.

#### Método Acústico.

Como el método de resistividad, se entendió para un área dada, la tendencia "normal de compactación" que indica que el tiempo de viaje en las lutitas decrece - cuando aumenta la profundidad, y la presión del fluido existente dentro de esta tendencia normal será la hidrostática. Si las formaciones sobrepresionadas son encontradas, los puntos divergerán de la "tendencia normal de compactación" y se tendrán tiempos de tránsito anormalmente altos para una profundidad dada, entonces la porosidad será mayor. La figura (17-14) muestra lo anterior.

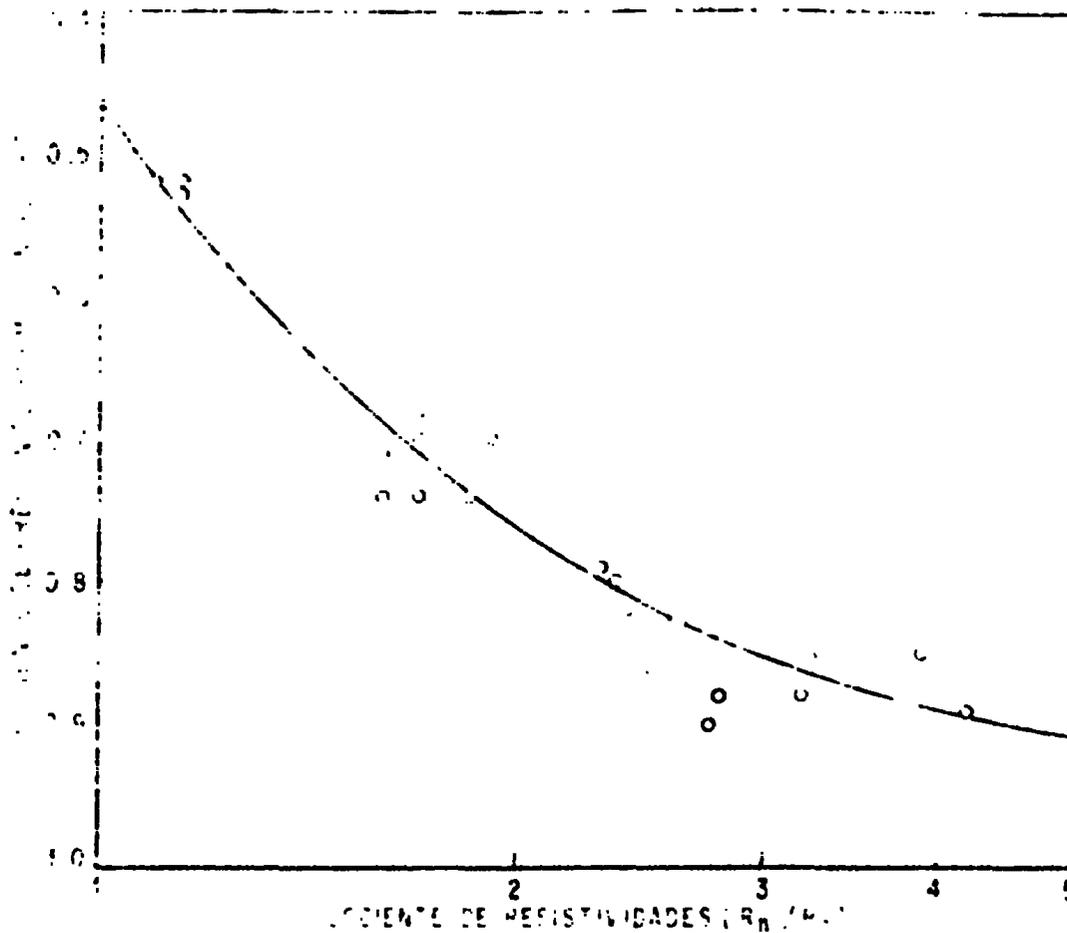


FIG. 9-IV Relación entre el gradiente de presión de formación y el cociente de resistividades. Curva trazada a partir de los datos de Hottman y Johnson.

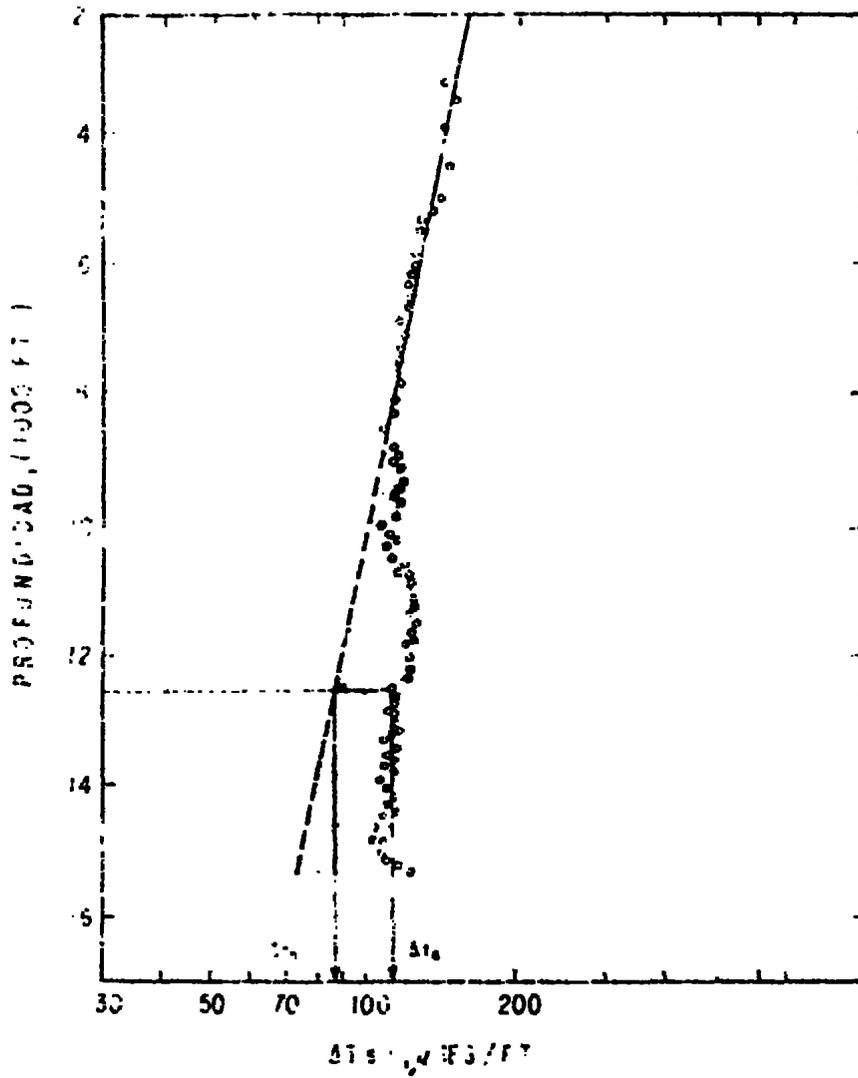


Fig.10-IV Comportamiento del tiempo de tránsito en una zona bajocompactada.

Próximamente al 5.º día:

- 1) Se hace una "tendencia normal de compactación" para el área de interés de estudio graficando el logaritmo  $\Delta z(\text{normal})$  contra la profundidad.
- 2) Se hace una gráfica similar para el pozo que se está estudiando.
- 3) La parte alta de la formación sobrepresionada se distingue debido al cambio de los puntos graficados en base a la tendencia normal a una determinada profundidad.
- 4) La presión de un yacimiento a cualquier profundidad es encontrada de la siguiente forma:
  - a.- de la extrapolación de la tendencia normal y la observada se miden a una profundidad dada.
  - b.- Se encuentra un correspondiente gradiente del fluido partiendo de la diferencia de los valores  $\Delta z(\text{observado})$  y el  $\Delta z(\text{normal})$  (Fig.11-IV)
- 5) Y la presión del yacimiento se obtiene multiplicando el valor del gradiente obtenido por la profundidad.

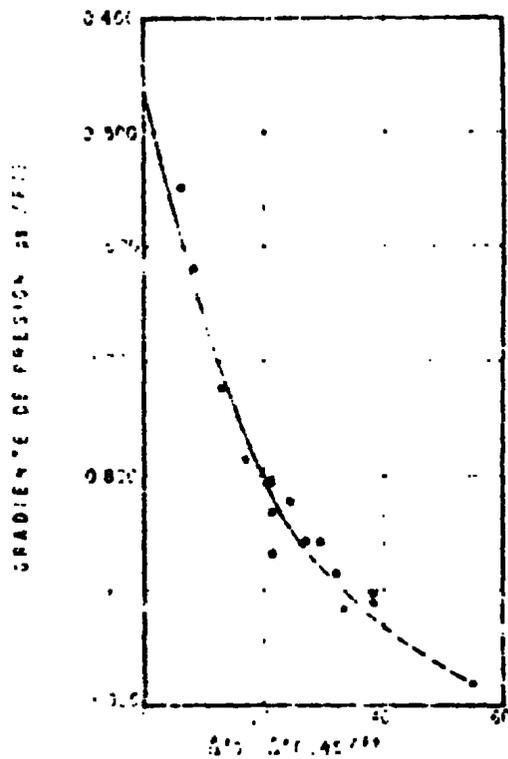


FIG. 11-IV

Limitaciones de los métodos.

Las condiciones del campo y las formaciones tendrán influencia sobre los registros de resistividad y acústicos, generalmente los registros se pueden corregir por condiciones de campo, también en sedimentos el registro de resistividad no es muy exacto por lo contrario del registro acústico, esto se debe a que los pará metros afectan las propiedades del registro acústico - comparados con el número de influencias que se tienen en la resistividad de las lutitas.

Estas técnicas se limitan a áreas donde la genera ción de sobrepresiones se debe primero al resultado del proceso de compactación en respuesta a las fuerzas de sobrecarga.

#### IV.4 Método de Matthews y Kelly

Este método se basa en la relación entre las presiones y la resistividad de las lutitas, conductividad y el tiempo de viaje de las ondas sónicas, por lo tanto la presión del fluido de la formación puede ser encontrada por registros eléctricos, sónicos y datos empíricos.

La teoría del método se basa en el trabajo de Hottman y Johnson, y en datos empíricos, tomados en el sur de Texas y Louisiana y los cálculos son basados en lecturas de lutitas.

##### Método Registro Eléctrico.

Se traza la tendencia normal de la lutita con presión normal, graficandola en papel semi-log, en el eje "X" se gráfica la conductividad en escala logarítmica - que tendrá un decremento con respecto a la profundidad que se gráfica en el eje "Y".

Los puntos leídos de las lutitas que caigan hacia la izquierda de la tendencia normal son zonas de presiones subnormales y los puntos que caigan del lado derecho de la tendencia normal son zonas con presiones anormalmente altas.

La tendencia normal se establece para cada área con la información proveniente de dicha área.

Procedimiento del método:

- 1) Se grafica la resistividad o conductividad de las lutitas en papel semilogarítmico, sobre los registros, contra la profundidad. Con esto se establece la tendencia normal, que se hace con varios datos leídos de la lutita, tantas veces como sea posible para conseguir una mejor línea normal.
- 2) Se localiza el valor de la conductividad o resistividad más cercano a la lutita. Usando el valor normal de la conductividad o resistividad, a la misma profundidad, se calculan las siguientes relaciones ya sea para conductividad o resistividad:

$$\begin{aligned} \text{Relación} &= \frac{\text{Conductividad observada}}{\text{Conductividad normal}} && \delta \\ &= \frac{\text{resistividad normal}}{\text{resistividad observada}} \end{aligned}$$

- 3) Refiriendose a las gráficas de presión de formación (gradiente) contra la relación de resistividad  $\delta$  o conductividad (Fig. 2-IV), y usando el valor calculado en el paso número dos se lee el valor apropiado.

3) del gradiente de presión.

- 4) Para obtener el valor de la presión del fluido de formación se multiplica el gradiente de presión obtenido en el paso anterior por la profundidad de la zona de interés.

#### Método Registro Sónico.

De la misma manera que en el método con registro eléctrico se traza la tendencia normal. El registro sónico es más exacto que el registro eléctrico, si se tiene disponible algunos registros en el área de estudio será mejor establecida la tendencia normal.

#### Procedimiento del cálculo:

- 1) En papel semilogarítmico se gráfica el tiempo de tránsito en escala logarítmica contra la profundidad, y se establece la tendencia normal. Las lecturas de la lutita deben de tomarse tantas veces como sea posible.
- 2) Se localiza por debajo de la zona de interés en el pozo, el tiempo de tránsito (el punto a la lutita más próxima).

Usando el valor del tiempo de tránsito en este punto y el valor del tiempo de tránsito normal para la misma profundidad, se calcula la diferencia  $\Delta t$  medida -  $t$  normal =  $\Delta t$ .

- 3) La figura (11-19) muestra la diferencia del  $\Delta t$  contra gradiente de presión. Usando el  $\Delta t$  calculado en el paso anterior, se lee apropiadamente en la gráfica el valor del gradiente de presión.
- 4) Para obtener el valor de la presión de fluido de formación, se multiplica el gradiente de presión por la profundidad de la zona de interés.

Este método tiene sus limitaciones debido a condiciones geológicas como fracturas, fallas u otras anomalías en el subsuelo creando condiciones no naturales que no pueden ser predecidas por este método.

Las temperaturas anormales, traen variaciones en la salinidad del agua que contienen las lutitas, o cambio en el tipo de lodo, todo esto afecta mucho el carácter del registro, también el encuentro de lutitas con gas, que hacen incrementar la resistividad, esto solo sucede en yacimiento de gas o gas-condensado. Otra limitación es la selección que se debe de hacer en las

lutitas para el propósito de la tendencia normal, debe ser por lo menos de 6 metros de espesor, de preferencia de espesor grueso, pero entre otras y además debe de seleccionarse lutitas puras.

#### IV. 5 Método de Eaton

Este método proporciona una técnica para determinar la magnitud de las geopresiones, partiendo de la relación que existe entre la presión de formación y los datos tomados proporcionados por los registros, así como con algunos parámetros de perforación. A continuación se da una explicación del desarrollo de las ecuaciones empleadas y del uso de un método gráfico que proporcionan mayor facilidad y precisión en la evaluación de las geopresiones.

Se sabe que la presión de formación es una función de algunos parámetros tomados por los registros, o sea:

$$\frac{P}{D} = f (R_{shn}/R_{sho}) \quad \dots (21-IV)$$

Donde:

$R_{shn}$  : Resistividad de la lutita leída sobre la tendencia normal de compactación.

$R_{sho}$  : Resistividad de la lutita leída del registro

$$6 \quad \frac{P}{D} = f (\Delta t_{sho}/\Delta t_{shn}) \quad \dots (22-IV)$$

Donde:

tsho: tiempo de tránsito de la lutita leído del registro.

tshn: tiempo de tránsito de la lutita leído sobre la tendencia normal de compactación.

Por otro lado se tiene que la presión de formación esta en función de la sobrecarga y los esfuerzos matriciales de la roca.

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \frac{\sigma}{D} \quad \dots (23-IV)$$

A partir de datos tomados en el campo, como los proporcionados por los registros de inducción, medidas de la presión de formación en los pozos y datos de los registros de densidad, se obtuvo la siguiente correlación

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \frac{\sigma}{D} \left[ \frac{R_{sho}}{R_{shn}} \right]^{1.5} \quad \dots (24-IV)$$

Esta puede aplicarse en otras áreas, para lo cual debe hacerse un ajuste en el exponente de la relación de resistividades (exponente de la ecuación de Eaton) con datos prácticos de campo.

Una ecuación más general de la ecuación anterior es la siguiente:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{L} - \frac{\sigma}{D} \left[ \frac{Rsho}{Rshn} \right]^m \quad \dots (25-IV)$$

En una zona normalmente compactada los valores de  $Rsho$  van a ser iguales a los de  $Rshn$ , el gradiente del esfuerzo de sobrecarga es igual a  $0.231 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  (1 psi/ft) y el gradiente de presión de poro es de  $0.107 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  (0.465 psi/ft); sustituyendo los valores en la ecuación anterior se tiene:

$$\frac{P}{D} = 0.231 - 0.1235 (1)^m$$

$$\frac{P}{D} = 0.107 \text{ kg/cm}^2/\text{m} \quad \text{ó} \quad \frac{P}{D} = 0.405 \text{ psi/ft}$$

Donde  $\sigma/D$  es representado por el término 0.535 porque:

$$\left( \frac{\sigma}{D} \right)_{\text{normal}} = \frac{S}{D} - \left( \frac{P}{D} \right)_{\text{normal}} \quad \dots (26-IV)$$

$$\frac{\sigma}{D} = 0.231 - 0.107 = 0.1235 \text{ kg/cm}^2/\text{m} \quad \text{ó} \quad 0.535 \text{ psi/ft}$$

Entonces, para una compactación normal el gradiente del esfuerzo matricial es igual al gradiente de sobrecarga menos el gradiente de presión de poro; y los

parámetros derivados de los registros son variables de pendientes principalmente controladas por la existencia del gradiente de presión de poro y los gradientes de sobrecarga.

Ahora, para una compactación anormal se tiene

$$\left( \frac{\sigma}{D} \right)_{\text{anormal}} = \left[ \frac{S}{D} - \frac{P}{D} \right]_{\text{normal}} \left( \frac{R_{sho}}{R_{shn}} \right)^m \dots\dots (27-IV)$$

Sustituyendo la ecuación (27-IV) en la ecuación (23-IV) se tiene:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \frac{S}{D} - \left( \frac{P}{D} \right)_n \right] \left( \frac{R_{sho}}{R_{shn}} \right)^m \dots\dots (28-IV)$$

Donde:

$\frac{P}{D}$  = gradiente de presión de formación, ya sea normal o geopresionado (psi/ft)

$\left( \frac{P}{D} \right)_n$  = gradiente normal del agua en el área (psi/ft)

$R_{shn}$  = resistividad de la lutita tomada de la línea normal (ohm - m)

$R_{sho}$  = resistividad de la lutita tomada del registro - (ohm-m)

$\frac{S}{D}$  = gradiente del esfuerzo de sobrecarga (psi/ft)

En caso de que se usen directamente los valores de conductividad, la ecuación se presenta de la siguiente manera:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \frac{S}{D} - \left( \frac{P}{D} \right)_n \right] \times \left( \frac{C_n}{C_0} \right)^{\alpha} \quad \dots \dots (13-IV)$$

Donde:

$C_n$  : conductividad tomada de la línea normal

$C_0$  : conductividad de la lutita leída del registro (milimhos - metro)

Cuando se tengan disponibles los tiempos de viaje de los registro sónico o sísmico se usará la siguiente ecuación:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \frac{S}{D} - \left( \frac{P}{D} \right)_n \right] \times \left( \frac{\Delta t_n}{\Delta t_0} \right)^{\alpha} \quad \dots \dots (13-V)$$

Donde:

$\Delta t_n$  = tiempo de viaje normal de la lutita

$\Delta t_0$  = valor del tiempo de viaje en el punto de interés (micro segundos - pie)

Finalmente, los datos de perforación son usados con frecuencia para calcular la magnitud de las geoexpresiones; estos datos están involucrados en el exponente "n" y el exponente "d" de la ecuación (13-IV).

que predice la magnitud de las depresiones usando el exponente "dc" es la siguiente:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \frac{S}{D} - \left( \frac{P}{D} \right)_n \right] \times \left( \frac{dco}{dcn} \right)^\alpha \quad \dots (31-IV)$$

Donde:

dcn = exponente "dc" normal

dco = exponente "dc" calculado

Todas las ecuaciones son las mismas excepto en el término exponencial.

Los valores del exponente son diferentes en las ecuaciones (28-IV), (30-IV) y (31-IV) siendo iguales para las expresiones (28-IV) y (29-IV). El valor del exponente de la ecuación de Eaton, constituye el parámetro que dificulta la aplicación del método y debe ser evaluado con datos sobre mediciones de presión de formación y datos recabados de los registros geofísicos de explotación correspondientes al área en estudio.

Sin embargo, se han podido establecer los siguientes valores para el exponente " $\alpha$ "

Datos	Valor de $\alpha$
Resistividad	1.2
Conductividad	1.2
Exponente "dc"	1.2
Sónicos	3

#### Método gráfico de Eaton

- 1) Determinar la densidad de la formación por medio del registro de densidad o midiéndola directamente en los recortes de perforación. En la figura A se presenta una gráfica de densidad de la formación contra la profundidad.
- 2) Los valores de densidad graficados en la figura A se deben convertir a valores del gradiente de esfuerzo de sobrecarga que son presentados en la figura B. Los resultados son valores confiables de  $S/D$  para cualquier profundidad.
- 3) Estimar el gradiente normal de presión de formación  $(P/D)_n$  a partir de datos de presión obtenidos en pozos cercanos o medidos indirectamente a partir del agua de la formación (para el área del Golfo de México se considera de  $0.107 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  --  $[0.465 \text{ psi/ft}]$  ).
- 4) Tomar los valores de los registros disponibles, - ya sean valores de resistividades, conductividades, tiempos de tránsito y/o exponente "dc". Graficar éstos valores contra la profundidad y ajustar una línea de tendencia normal de compactación

(ejemplos Figs. 8-IV y 10-IV).

- 5) De la tendencia normal de compactación ajustada - leer a la profundidad base, el valor del parámetro normal correspondiente ( $Kshn$ ,  $Cshn$ ,  $\Delta tshn$ , " $dc^n$ ") y el otro valor se lee en el renglón de -- los datos desviados (valor real del parámetro).
- 6) Una vez conocidas todas los parámetros, evaluar el exponente despejandolo de la expresión correspondiente a los datos de los registros disponibles, por ejemplo cuando se tienen datos de resistividad.

$$\alpha = \frac{\ln \frac{S/D - P/D}{S/D - (P/D)_R}}{\ln \frac{R_o}{R_n}} \quad \dots (9-IV)$$

Este cálculo se hace para varias profundidades en diferentes pozos en los cuales se tengan mediciones de presión y se elige un valor representativo del exponente para el área en estudio.

- 7) Con las ecuaciones (10, 11, 12 y 13 -IV) calcular los correspondientes valores de los gradientes de presión de formación, a las profundidades de interés.

#### IV.6 Gradiente de fractura.

Se han sugerido un número de técnicas empíricas para estimar los gradientes de fractura; la presión de fractura de formación, por definición, es la presión necesaria para vencer la presión del poro de formación y los esfuerzos de la matriz de la roca. Lógicamente estas fracturas deben ocurrir a lo largo de los planos normales al mínimo esfuerzo principal. Esto pretende que las fracturas verticales sean formadas en regiones características por actividad de afallamiento normal. Para obtener una fractura horizontal, se debe exceder la presión de sobrecarga, que por lo general en las operaciones de provincias petroleras se requieren presiones menores que la de sobrecarga, por lo cual las fracturas serán verticales.

El conocer el gradiente de fractura de la formación servirá para tener en cuenta la mínima presión de fractura que dictará el máximo peso del lodo que se podrá tener circulando en agujeros que no se tenga tubería de revestimiento, con esto, entonces se tendrá una mejor elaboración de programa de tuberías de revestimiento, densidades apropiadas de lodo, pérdidas de circulación y otros contratiempos. A continuación se verán algunos métodos de estimación de gradiente de fractura.

#### IV.5.1. Método de Hubbert y Willis

Hubbert y Willis adquirieron el esfuerzo horizontal natural de las tensiones viria, en áreas de incipientes fallas normales, de un tercio a la total de la presión efectiva del peso de los sedimentos empacados (sobrecarga).

Ellos presentaron su concepción de la siguiente manera:

De:  $\sigma_p = S_p - P$  y por las tensiones de la incipiente falla normal, los esfuerzos normales principales " $\sigma_A$ " serían horizontales y serían iguales a un tercio simultáneamente un tercio de presión de sobrecarga efectiva " $\sigma_D$ " entonces:  $\sigma_A = \frac{(S_p - P)}{3}$  también la presión del fluido adicional " $\Delta p$ " requerida para abrir un agujero y extender una fractura de tipo normal a la tierra principal menor, entonces:

$$\Delta p = \frac{(S_D - P)}{3}$$

De cualquier manera, la presión de inyección total "P" esta dada por:  $P = \Delta p + P$

Por lo cual:  $P = (S_p + 2p)/3$

Dividiendo todo entre "D" (profundidad) tenemos:

$$P/D = 1/3 (S/D + 2p/D)$$

que es la ecuación de Hubbert y Willis para determinar el gradiente de fractura.

Donde:

P : presión de fractura, kg/cm<sup>2</sup> (lb/in<sup>2</sup>)

D : profundidad, metros (pies)

S<sub>D</sub> : sobrecarga a la profundidad "D", kg/cm<sup>2</sup> (lb/in<sup>2</sup>)

p : presión del fluido de formación, kg/cm<sup>2</sup> (lb/in<sup>2</sup>)

Así como el coeficiente de compactación de la matriz puede ser influenciado a las fuerzas matriciales  $\sigma$ , por lo tanto, éste variará con el grado de compactación; la siguiente relación ha sido desarrollada para el cálculo del gradiente de fractura.

$$F = P/D + K_i \sigma/D$$

Donde:

$P$  : presión del fluido de formación en el punto de interés, (kg/cm<sup>2</sup>)

$D$  : profundidad en el punto de interés, (mts.)

$\sigma$  : esfuerzo matricial en el punto de interés, -- (kg/cm<sup>2</sup>)

$K_i$  : coeficiente del esfuerzo matricial para la -- profundidad a la cual el valor de  $\sigma$  será el esfuerzo matricial normal

$F$  : gradiente de fractura (kg/cm<sup>2</sup>/m)

El coeficiente  $K_i$  relaciona el esfuerzo matricial actual de la formación de interés con el esfuerzo matricial de la formación en donde se tiene una compactación normal.

Así como se menciona anteriormente, si la presión del fluido de formación es anormalmente alta, los es---

fuerzas matriciales serán usualmente bajas.

Para elaborar la Figura 12-17, se requirieron valores de  $K_1$  que fueron obtenidos mediante substitución empírica de datos de presión de fractura inicial dentro de la ecuación anterior; los valores de  $K_1$  contra profundidad servirán para la construcción de curvas para determinadas áreas.

#### Procedimiento de cálculos:

- 1) Se obtiene la presión del fluido de formación, -- "P". Mediante cualquier método visto anteriormente.
- 2) Obtener el esfuerzo matricial mediante el uso de la ecuación  $S = \sigma + P$  y asumiendo un gradiente de  $0.231 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$  ( $1 \text{ psi/ft.}$ ) para la sobrecarga.

$$\sigma = S - P$$

- 3) Determinar la profundidad  $D_1$  para lo cual el esfuerzo matricial " $\sigma$ ", deberá ser el valor normal. Se toman los valores siguientes; la sobrecarga es  $1 \text{ psi/ft}$  y el gradiente matricial normal es de  $0.123 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$  ( $0.635 \text{ psi/ft.}$ ) de esto se tiene:

$$0.123 D_1 = \sigma \quad 0.635 D_1 = \sigma$$

de la cual se puede encontrar el valor de  $D_i$  (profundidad equivalente).

- 4) Usando el valor  $D_1$  y aplicandolo en la figura(12-IV) se obtiene el correspondiente valor de  $K_1$ .
- 5) Usando los valores de  $D$ ,  $\sigma$ ,  $P$ , y  $K_1$  obtenidos anteriormente se calcula el valor del gradiente de - fractura con la ecuación antes mencionada.

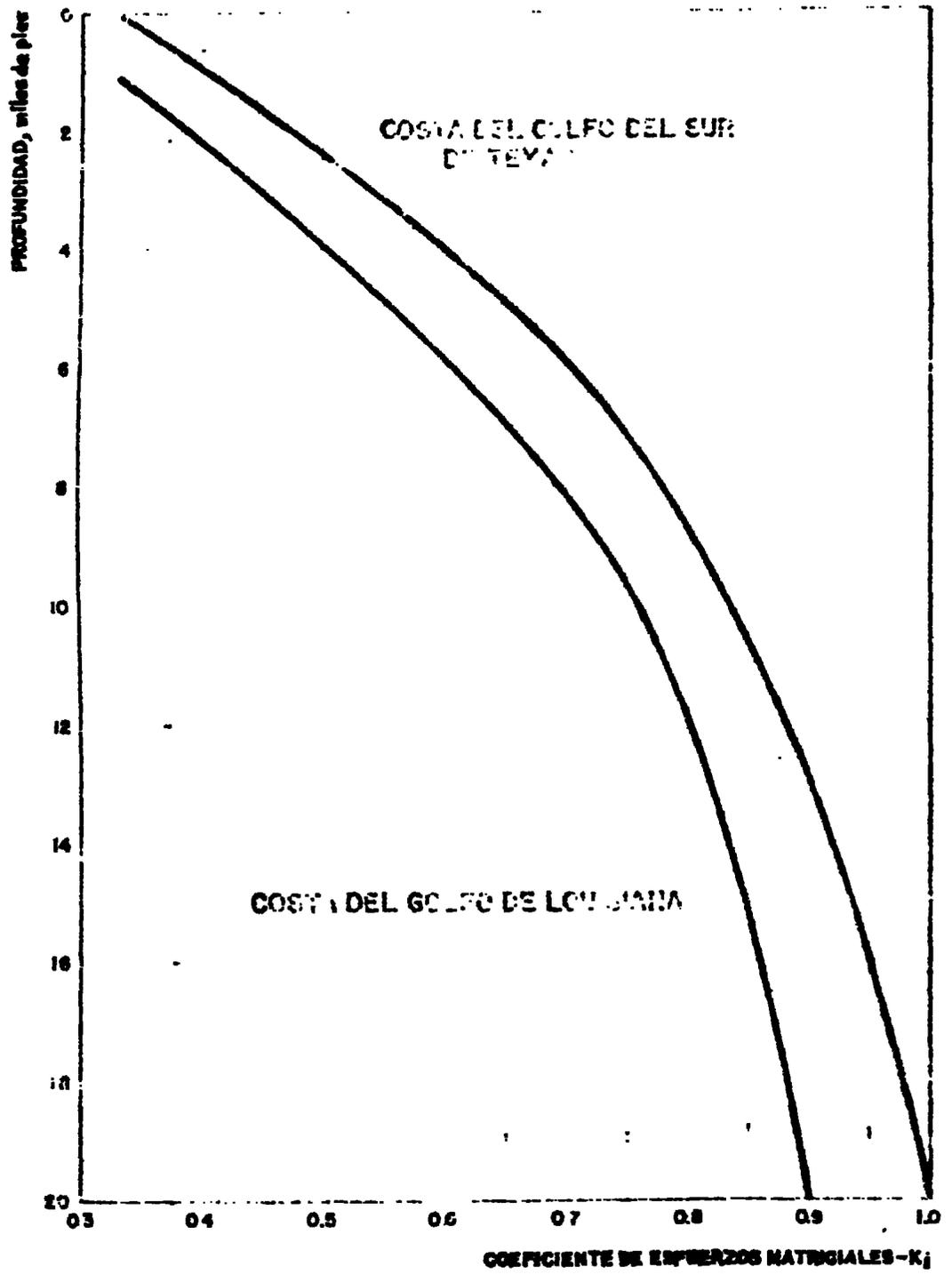


Figura 11. Coeficiente de esfuerzos matriciales

#### IV.6.3. Método de Eaton.

Eaton estableció otra relación entre el gradiente de sobrecarga y la relación de Poisson, " $\mu$ " (figs. 13 y 14 - IV).

Para calcular la relación de Poisson, usó el gradiente de sobrecarga promedio, presiones de fractura medidas, y presiones de poro estimadas. Y con base en datos de la Costa del Golfo y del Canal de Santa Barbara estableció valores promedio de gradiente de sobrecarga para esas áreas.

La ecuación para calcular el gradiente de fractura es:

$$\frac{P_w}{D} = \left( \frac{S}{D} - \frac{P}{D} \right) \left( \frac{\mu}{1-\mu} \right) + \frac{P}{D}$$

Donde:

$\frac{P_w}{D}$  : presión de fractura, Kg/cm<sup>2</sup> (lb/in<sup>2</sup>)

P : presión del fluido de formación en el punto de interés, Kg/cm<sup>2</sup> (lb/in<sup>2</sup>)

S : presión de sobrecarga, Kg/cm<sup>2</sup> (lb/in<sup>2</sup>)

D : profundidad en el punto de interés, mts. (ft)

$\mu$  : variación de la relación de Poisson

Procedimiento de cálculo:

- 1) Graficar los datos disponibles del registro de densidad contra la profundidad, para obtener una curva de densidad de formación. Esta curva, a su vez se utiliza para graficar la curva de sobrecarga variable (fig. 13-IV).
- 2) Obtener el gradiente de presión del fluido de formación en el punto de interés, aplicando cualquier método visto anteriormente.
- 3) Calcular la relación de Poisson mediante la ecuación siguiente, partiendo de los resultados de los pasos anteriores y con valores medidos de la presión de fractura en los pozos del área en estudio (fig. 14-IV):

$$\frac{\mu}{1 - \mu} = \frac{\frac{P_w}{D} - \frac{P}{D}}{\frac{S - P}{D}}$$

- 4) De acuerdo con las gráficas de variación de relación de Poisson, gradiente de esfuerzos de sobrecarga y datos de presión de formación se puede calcular con la ecuación de Eaton el valor del gradiente de fractura.

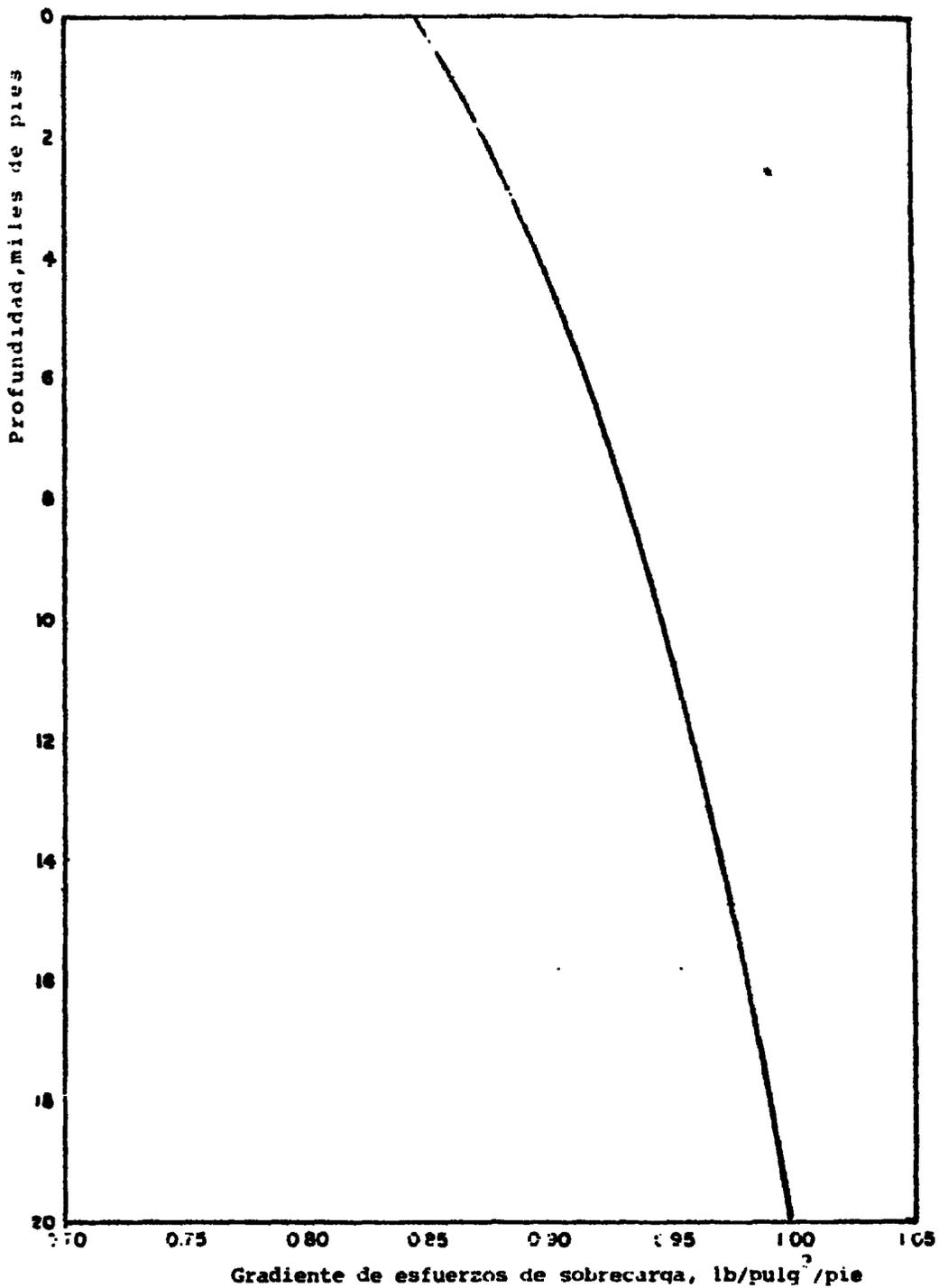


Fig. 13-IV Gradiente de esfuerzo de sobrecarga para todas las formaciones compactadas normalmente de la costa del Golfo

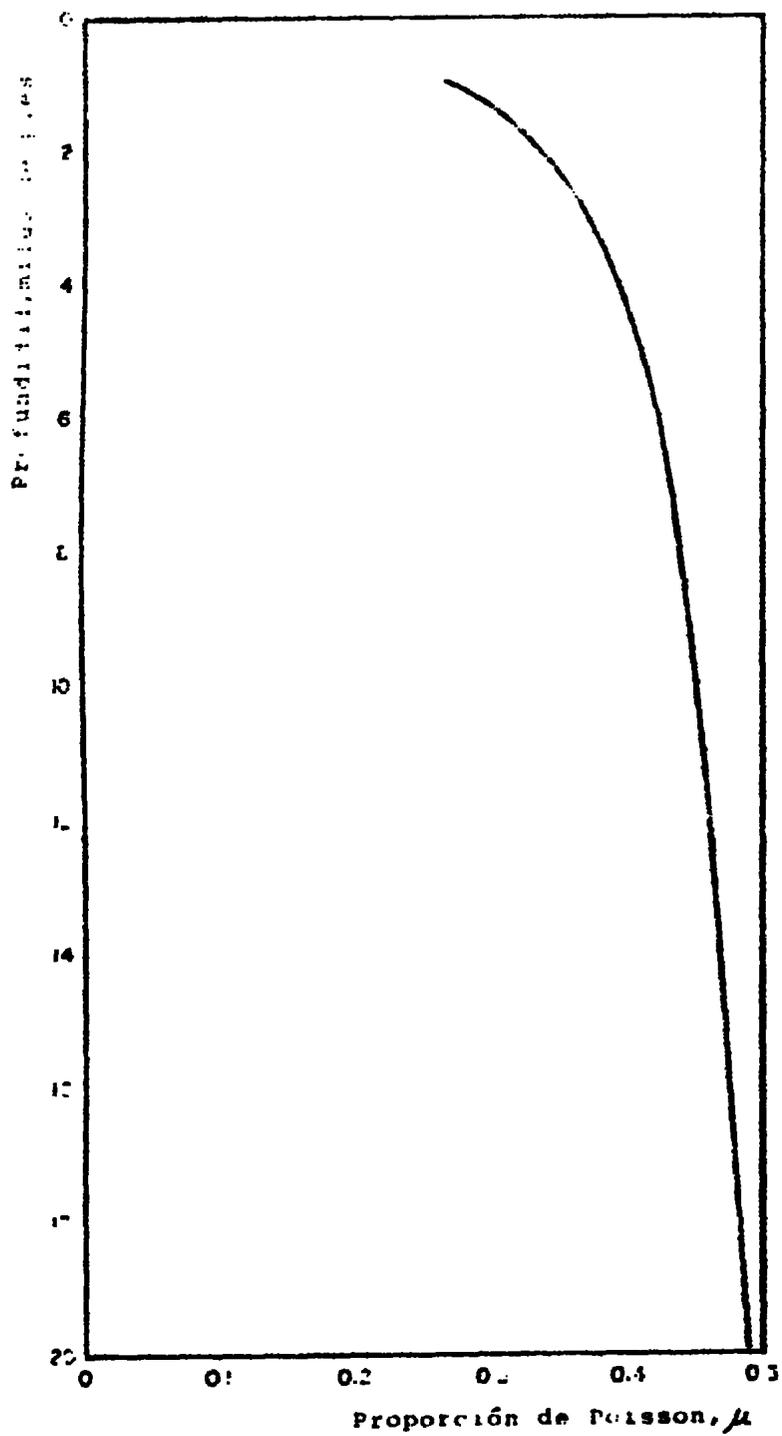


FIG. 14-IV Variación de la proporción de Poisson para fracciones de la costa del Golfo, con su frecuencia variable.

**CAPITULO V**

**"PRUEBAS DE COSTO"**

## V. PRUEBAS DE GOTEO

El probar un pozo para obtener el límite máximo de presión, sin fracturar la formación, puede ser fácil y preciso, si se siguen ciertos procedimientos específicos.

Estos incluyen: corregir los cálculos por gelatinosidad del lodo, presentar en forma gráfica los límites en el volumen bombeado y la presión, el empleo de un gas to adecuado, y finalmente, darle a la prueba el tiempo suficiente. También es factor crítico realizar un análisis posterior a ella.

Una prueba de goteo (prueba de máxima presión o leak-off) realizada adecuadamente, proporciona una información muy útil -la máxima densidad equivalente de lodo que la zapata puede aguantar-, antes que ocurra una pérdida de circulación.

Este dato debe conocerse siempre que se efectúen operaciones rutinarias como: escoger profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento y densificar el fluido de perforación, así como también en operaciones críticas como el cierre de un pozo al ocurrir un baxto.

## V.1 PROCEDIMIENTO GENERAL.

La prueba de presión en un pozo, se realiza levantando la barrena hasta el interior de la T.R., acondicionando lodo, cerrando preventores y luego, lentamente, bombeando por T.P. o por el espacio anular, hasta que la presión alcance un valor máximo anticipado o la presión de goteo anticipada para agujeros no aledados.

La presión de goteo es aquella a la cual, la formación expuesta o la columna de cemento, inician apenas su fracturamiento, como puede verse en el gráfico de presión contra el volumen bombeado, por el cambio de pendiente producido.

En la (Fig. 1-V) se muestra el gráfico de una prueba de goteo, en un pozo con una corta sección de agujero descubierto; como puede verse, hay un constante aumento de presión, por cada barril de lodo bombeado, de modo que todos los puntos caen sobre una línea relativamente recta.

Esta línea debe seguir paralela o desviarse ligeramente de una línea llamada "volumen mínimo", calculada (o medida previamente) para el lodo que está dentro del pozo.

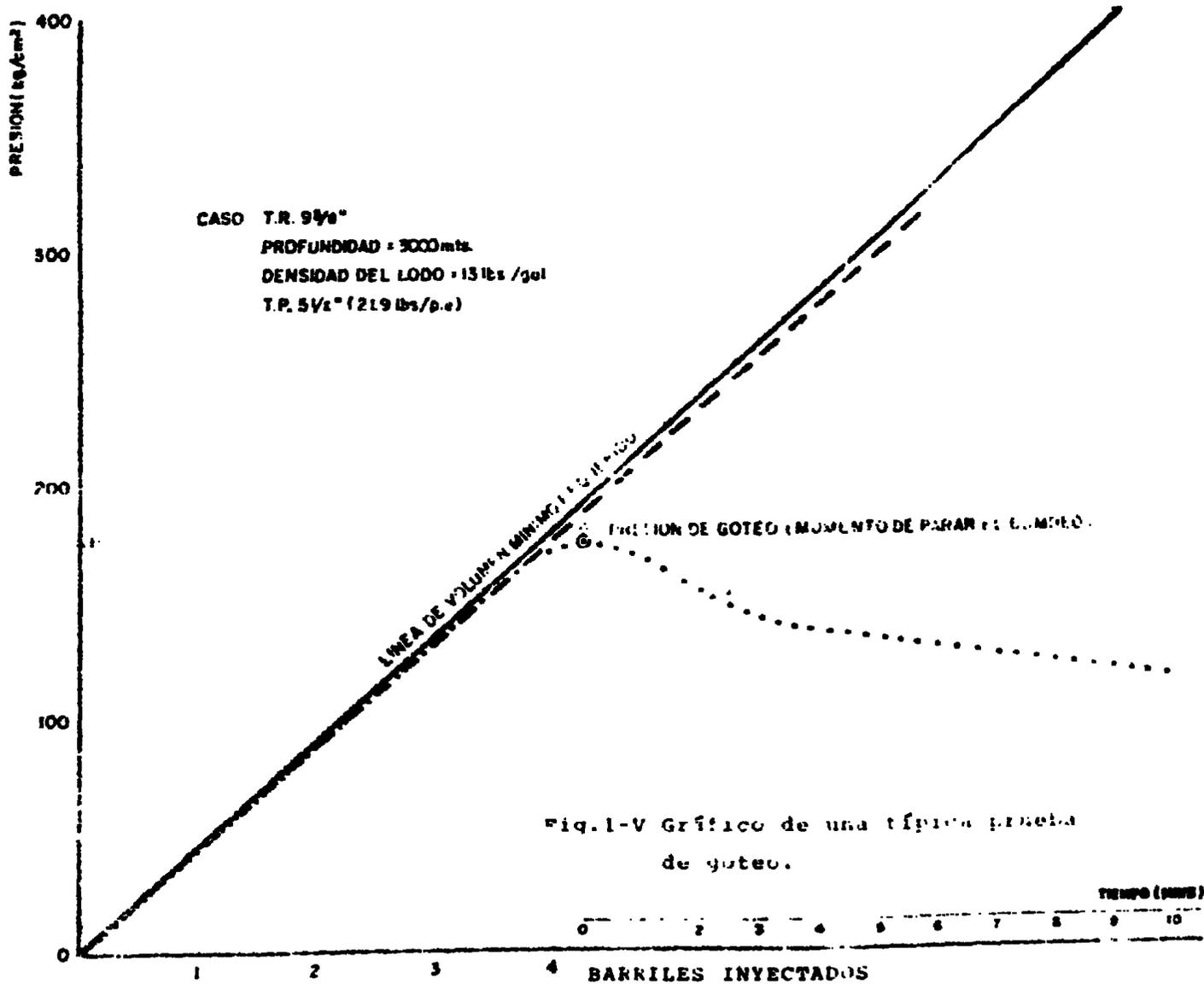


Fig.1-V Gráfico de una típica prueba de goteo.

La tendencia de la presión continúa hasta el punto A, a partir del cual los granos comienzan a inclinarse a la derecha. En este punto A, la formación ha comenzado a admitir lodo, ya que para un mismo volumen de lodo bombeado, se nota un aumento menor en la presión.

El punto A se denomina presión de goteo y representa el punto en el que empiezan a separarse unos de otros los granos que integran la formación. Esta presión de goteo se corrige por efectos de gelatinosidad del lodo, para usarla en la determinación de presiones de fracturamiento y densidades equivalentes de lodo.

Según se observa en la (Fig. 1-V) es necesario graficar varios puntos más a medida que la curva se inclina, para asegurarse el haber alcanzado el límite de fracturamiento. Al llegar al punto B, el bombeo debe pararse, la presión de cierre instantánea registrarse (punto B), y el pozo dejarse cerrado para observar el ritmo de declinación de la presión.

Esta declinación de la presión es indicativa del ritmo de filtración, el cual constituye información muy útil para evaluar la calidad de la prueba.

Una vez determinada la presión de goteo, se puede calcular la presión de fracturamiento de la formación, restando a dicha presión de goteo, la presión de gelatinización del lodo, y luego sumándole la presión hidrostática (Ver E . 1-V).

$$P_{ff} = P_{lg} - P_g + (DEN \times D) / 10 \quad \text{... (Ec. 1-V)}$$

en donde:

$P_{ff}$  = presión de fracturamiento,  $kg/cm^2$

$P_{lg}$  = presión de goteo,  $kg/cm^2$

$P_g$  = presión de gelatinización del lodo,  $kg/cm^2$

DEN = densidad del lodo, g/cc

D = profundidad vertical verdadera de la formación de interés, metros

o en términos de una densidad equivalente de lodo:

$$DENE = 10 P_{ff} / D \quad \text{... (Ec. 1-V)}$$

en donde:

DENE = densidad equivalente de lodo, contigua a la formación, al ocurrir la fractura, g/cc

## V.2 EFECTOS POR GELATINOSIDAD DEL LODO.

La ecuación (1-V) se emplea para calcular la presión de gelatinización del lodo, cuando se realiza la prueba de goteo bombeado por el interior de la T.P.;

la ecuación (3-V) se usa al realizar dicha prueba bombeando por el espacio anular.

Al bombear por T.P.:

$$P_{gtp} = L \gamma / 1300 d \quad \dots \text{ (Ec. 4-V)}$$

en donde:

$P_{gtp}$  = presión de gelatinización dentro de la T.P.,  $kg/cm^2$

$L$  = longitud de tubería de perforación, metros

$d$  = diámetro exterior de la T.P.,  $pg$

$\gamma$  = gelatinosidad del lodo,  $lb/100 \text{ pies}^2$

Al bombear por el espacio anular:

$$P_{ga} = L \gamma / 133 (d_a - d_t) \quad \dots \text{ (Ec. 4-V)}$$

en donde:

$P_{ga}$  = presión de gelatinización en el espacio anular,  $kg/cm^2$

$d_a$  = diámetro interior del agujero o la T.R.,  $pg$

$d_t$  = diámetro exterior de la T.P.,  $pg$

En las figuras (2-V) y (3-V) se presentan cartas de presión para las ecuaciones (3-V) y (4-V).

# PRUEBA EFECTUADA POR INTERIOR TUBERIA DE PERFORACION

- 247 -

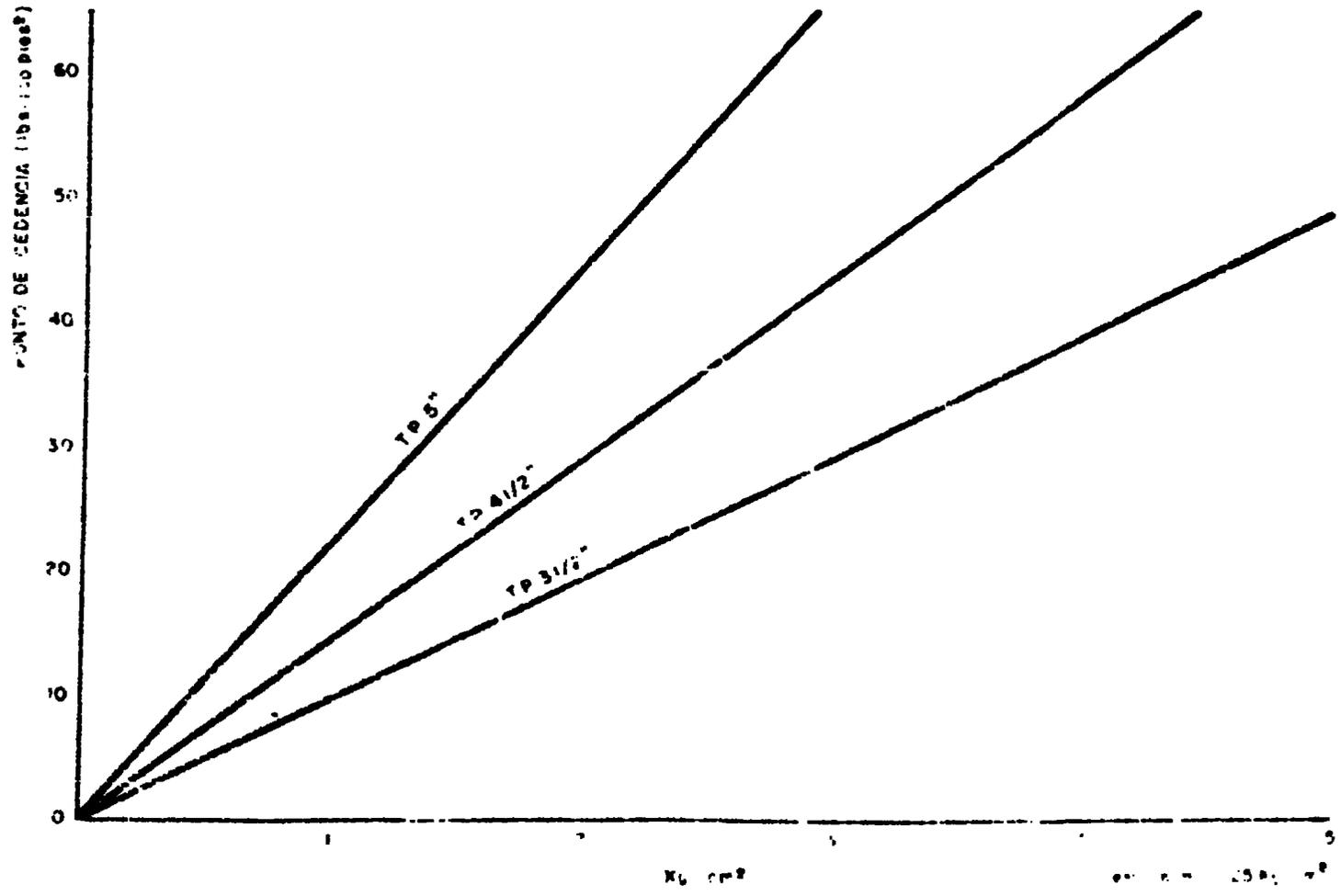


Fig. 1-V Corrección de presión por efecto de la fricción en el interior de la tubería.

ERA EFECTUAL PARA SPACIO AERIAL

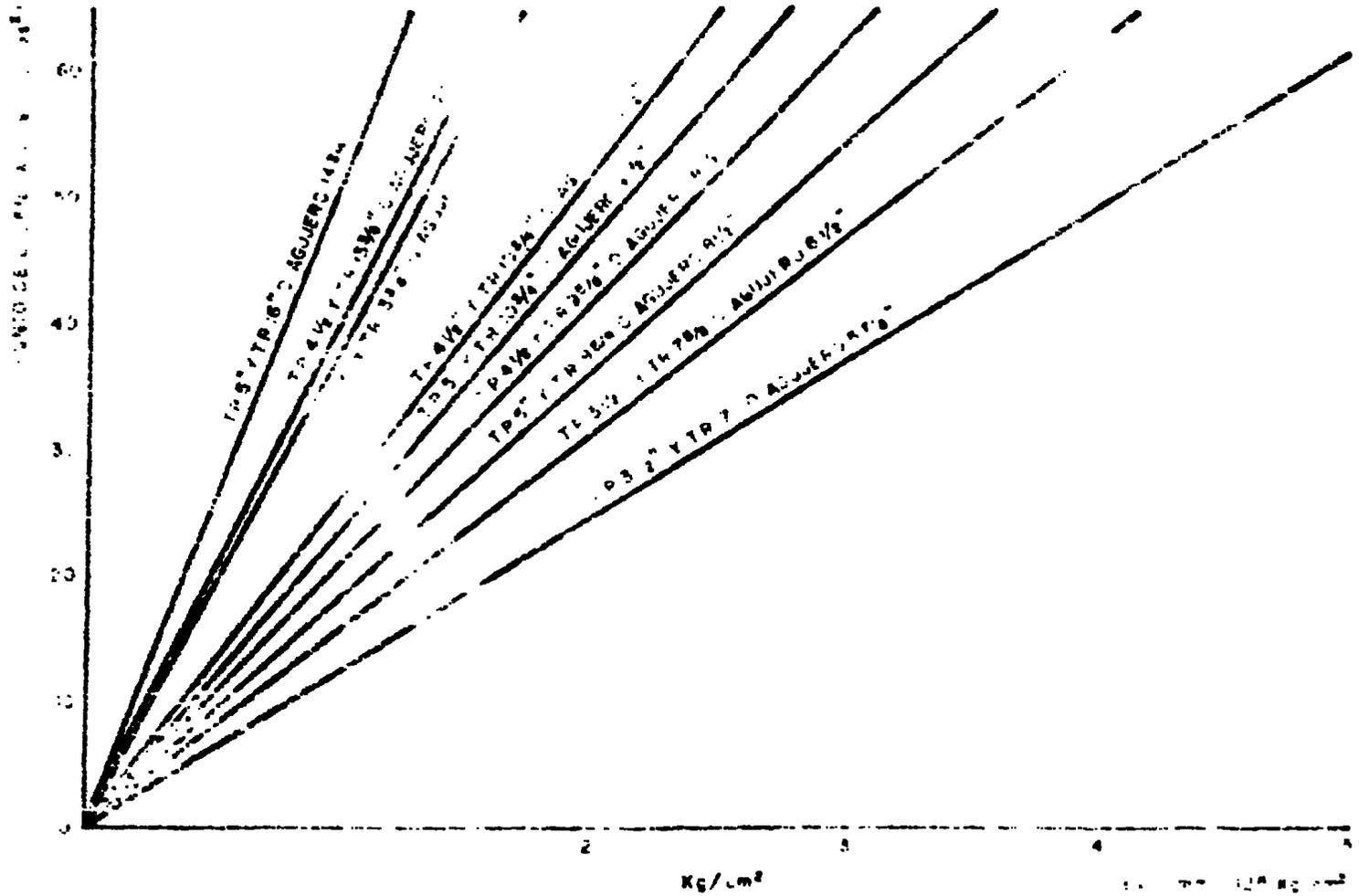


Fig. 3-V Corrección de presión por relación actual (Kg/cm²) a 100.000 m.

### V.3 GELATINOSIDADES MEDIDAS EN EL POZO

La cantidad más sujeta a duda en las ecuaciones (3-V) y (4-V) es la gelatinosidad del lodo. Normalmente en la práctica, ésta se mide con un viscosímetro rotacional, después de haber dejado reposar el lodo durante 10 minutos.

Este método se ha criticado debido a que la medición no se lleva a cabo a las temperaturas y presiones de fondo, y a que no refleja las propiedades de algún volumen de lodo contaminado que pueda estar presente en el espacio anular. Ahora bien, una forma de tomar en consideración estos factores consiste en determinar la gelatinosidad, empleando datos de circulación del pozo y no un viscosímetro de campo.

Una vez realizada la prueba de goteo, se debe esperar de 5 ó 10 minutos y luego reinicie el bombeo con los preventores abiertos. Mida la presión requerida para romper circulación ( $P_{bc}$ ), mientras circula a un gasto igual al empleado durante la prueba. La presión registrada es usada para calcular la gelatinosidad efectiva del lodo,  $\gamma_e$ , con la ecuación:

$$\gamma_e = 1300 P_{bc} (d_a - d_t) d/L (d + d_a - d_t) ,$$

lb/100 pies<sup>2</sup>. . . . . (Ec. 5-V)

## GRAFICO DE LA PRUEBA

Antes de iniciar la prueba, es necesario preparar un gráfico que contenga: una línea de "presión de goteo anticipada", así como una línea de "volumen mínimo". Estas serán empleadas como guías durante la realización de la prueba.

### V.4 PRESION DE GOTEO ANTICIPADA

Esta línea representa la presión esperada y permite evaluar la prueba, cuando la curva empieza a declinar hacia la derecha. Se ha visto que es muy útil para:

- 1.- Pruebas de fugas en la T.R. antes de rebajar cemento, se debe probarla T.R. para ver si hay fugas. En este caso, la máxima presión especificada variará de acuerdo con las características de la tubería sujeta a prueba. La USGS<sup>(11)</sup> requiere que en localizaciones marinas la tubería conductora se pruebe a  $14 \text{ kg/cm}^2$  ( $200 \text{ lb/pg}^2$ ), la superficial a  $70 \text{ kg/cm}^2$  ( $1000 \text{ lb/pg}^2$ ), y finalmente, la intermedia, las tuberías cortadas (liners) y la de producción, a  $105 \text{ kg/cm}^2$  ( $1500 \text{ lb/pg}^2$ ) ó  $0.046 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  ( $0.2 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$ ), la cifra que resulte mayor.

de la tubería,  $\rho_{\text{fl}} = 1.0$  (para agua) y  $\rho_{\text{fl}} = 0.85$  (para petróleo).  
 La ecuación 6-4 puede ser reescrita como:

6-5 
$$F_{ff} + F_{\text{fl}} S_{\text{v}}^2 = \rho_{\text{fl}} \left( \frac{1}{2} \frac{v^2}{g} + \frac{v^2}{g} \right) \quad (6-5)$$
 donde  $F_{\text{fl}}$  = relación de esfuerzos efectivos  
 $S_{\text{v}}^2$  = esfuerzo vertical (psf) / densidad  
 $\rho_{\text{fl}}$  = presión de la tubería (psf) / densidad  
 $F_{ff}$  = presión de fricción de la formación,  $\text{kg/cm}^2$

$$F_{ff} + F_{\text{fl}} S_{\text{v}}^2 = \rho_{\text{fl}} \left( \frac{1}{2} \frac{v^2}{g} + \frac{v^2}{g} \right) \quad (6-5)$$

en forma:

$F_{\text{fl}}$  = relación de esfuerzos efectivos

$S_{\text{v}}^2$  = esfuerzo vertical (psf) / densidad

$\rho_{\text{fl}}$  = presión de la tubería (psf) / densidad

$F_{ff}$  = presión de fricción de la formación,  $\text{kg/cm}^2$

A menudo se usa  $F_{\text{fl}} = 0.231$  (es decir, 1.0 psi/pie). Esta suposición puede no ser exacta, especialmente en la perforación costafuera, en aguas profundas. Siempre que sea posible, debe determinarse este parámetro, mediante el registro de densidad.

Con ayuda de la Ec. 6-5 y datos de campo, es posible determinar la relación de esfuerzos efectivos,  $F_{\text{fl}}$ , en la tubería de perforación, para una formación.

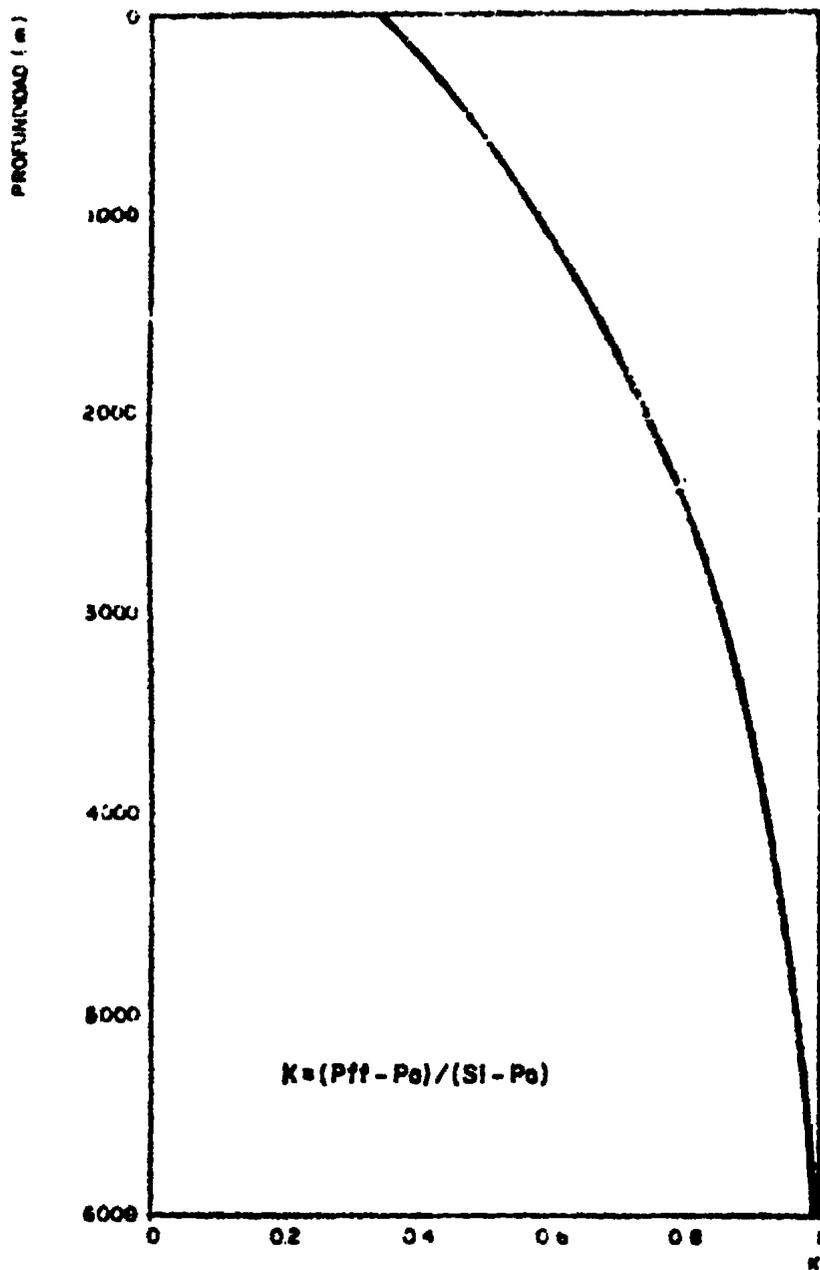


Fig. 1. Relationship between depth and coefficient K.

terminada. En la fig.(4-V) se presenta una figura típica.

Una vez determinada  $P_{ff}$ , la línea de presión de goteo anticipada se calcula mediante la ecuación:

$$P_a = P_{ff} - (DEN \times D) / 10 + Pq. \quad . . . (Ec. 7-V)$$

en donde:

$$P_a = \text{presión de goteo anticipada, kg/cm}^2$$

La prueba de goteo debe hacerse después de haber perforado unos 30 metros abajo de la zapata.

#### V. 5 LINEA DE VOLUMEN MINIMO.

Esta línea sirve de guía para decidir si el ritmo de bombeo es lo suficientemente rápido, al probar en agujero descubierto. El bombeo debe mantenerse igual o ligeramente por debajo de esta línea, la cual representa la presión que se requiere para comprimir el lodo, hasta que ocurra la fisura.

Puede calcularse con la ecuación(8-V):

$$V_i = C_m V_w P_i \quad . . . (Ec. 8-V)$$

en donde:

$$V_i = \text{volumen de lodo inyectado, bls.}$$

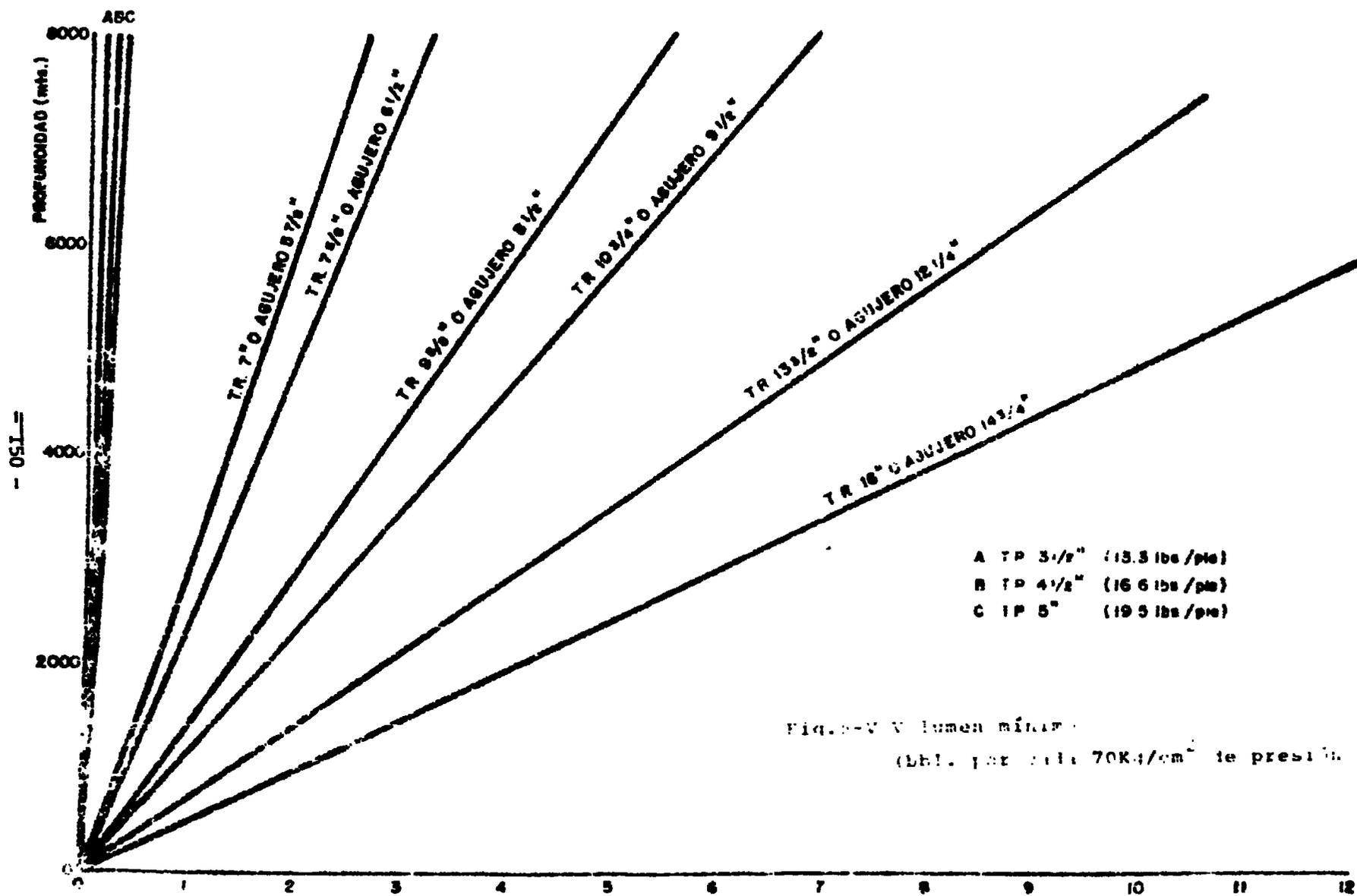


Fig. 2-V V lumen mínimo  
(lbi. por div. 70K4/cm<sup>2</sup> de presión)

- $C_w$  = compresibilidad de agua,  $(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$   
 $V_w$  = volumen de agua en el más espacio anular,  
 cc.  
 $P_i$  = presión de inyección,  $\text{kg}/\text{cm}^2$

La compresibilidad del lodo puede calcularse con la ecuación:

$$C_m = C_w \times \% \text{ Agua} + C_s \times \% \text{ Sólidos}, (\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$$

(Ec. 9-V)

en donde:

$$C_w = \text{compresibilidad de agua } (4.27 \times 10^{-5})$$

$(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$

$$C_s = \text{compresibilidad de los sólidos } (2.84 \times 10^{-6})$$

$(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$

La ecuación (8-V) está graficada en la figura (5-V).

Esta figura muestra el volumen de fluido ( $V_1$ ) requerido para represionar varios tamaños de T.R. y agujeros descubiertos, conteniendo agua por cada  $50 \text{ kg}/\text{cm}^2$  de presión de inyección.

También en la figura (5-V), las curvas A y B representan la corrección por volumen, que debe restarse a cada curva, cuando hay T.P. dentro del pozo. La curva A es para T.P. de 4" y la curva B para T.P. de 5".

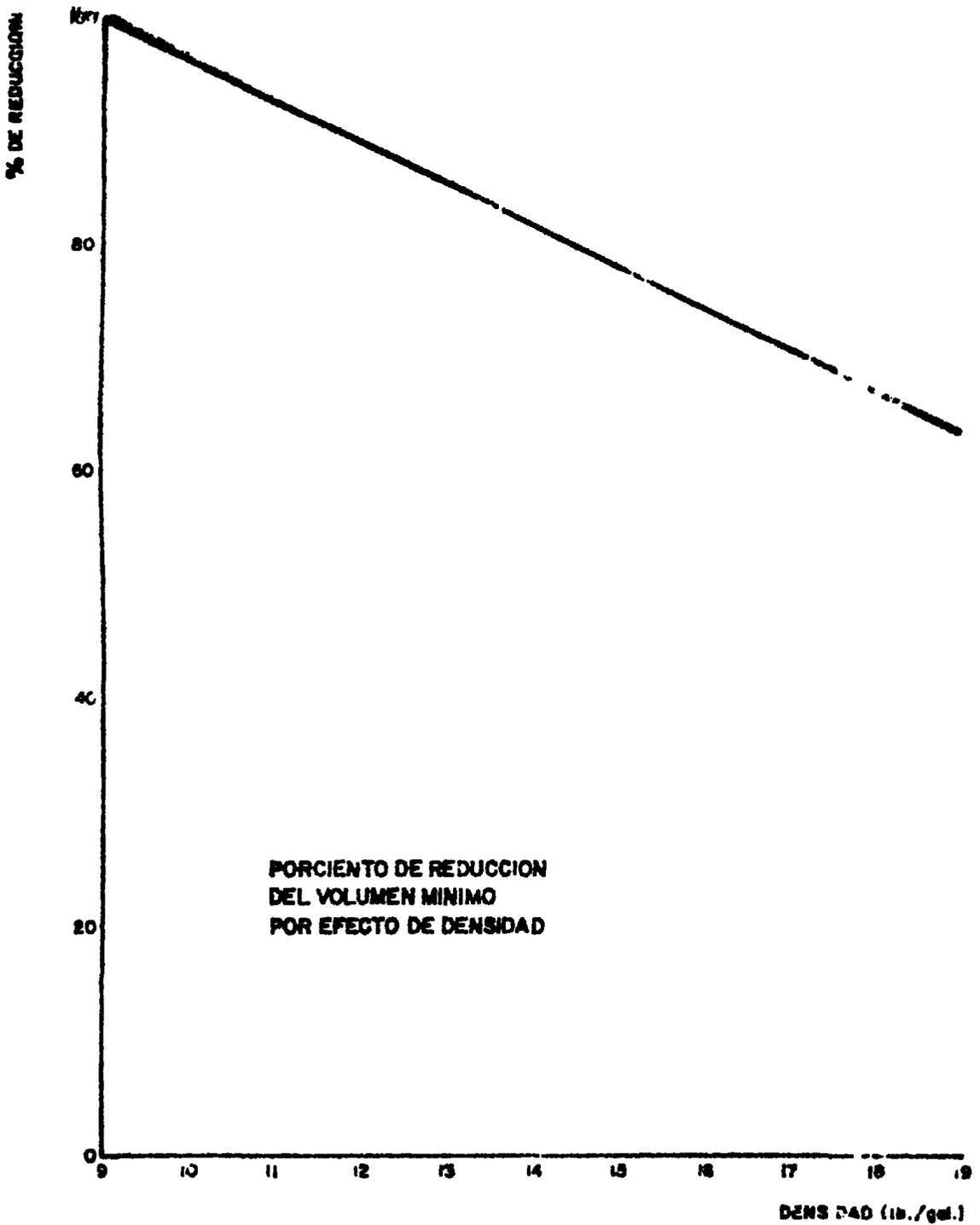


FIG. 4-V densidad del agua (lb./gal.)

En caso de que en el pozo se tenga lodo pesado, deberá hacerse también una corrección. La figura (6-v) muestra la corrección en porcentaje en volumen, como una función de la densidad del lodo.

Por ejemplo: según la figura (6-v) se requieren  $2\frac{1}{2}$  de barril de agua para represionar 3000 metros de T.R. de  $9\frac{5}{8}$ " , a  $70\text{ kg/cm}^2$ .

Si dentro del pozo hay T.P. de  $5\frac{1}{2}$ " , a los  $2\frac{1}{2}$  bls se les deberá restar  $\frac{1}{2}$  bl, quedando finalmente 2 bls - por cada  $70\text{ kg/cm}^2$ .

Si dentro del pozo hay lodo de  $1.56\text{ g/cc}$ , según la figura (6-v) , sólo se requiere 85% de este volumen, o sea  $2\text{ bls}/70\text{ kg/cm}^2 \times 0.85 = 1.7\text{ bls}/70\text{ kg/cm}^2$ .

Este valor fue usado en la construcción de la línea de "volumen mínimo" de la figura (1-v).

#### PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE GOTEO

A continuación se presentan lineamientos generales que han probado ser útiles al realizar la prueba.

- 1.- Construya un gráfico similar al de la figura (3-V) las líneas punteadas representan las correspondientes al "volumen mínimo" y a la presión de corte anticipada.
- 2.- Levante la barrena del fondo y ténela arriba de la zapata.
- 3.- Si el lodo no tiene una densidad uniforme o no se conoce ésta, circule accendiéndolo; dos causas comunes de lodo con densidad no uniforme son: baches de la barita dentro de la T.P. y presencia de recorte de la formación en el espacio anular.
- 4.- Cierre el preventor anular situado encima del carrrete de perforación.
- 5.- Utilice una bomba pequeña (como la bomba de una unidad cementadora) e inicie el bombeo de lodo por el interior de la T.P., a un ritmo constante entre 0.25 y 1.50 bls/min.; el gasto que se emplee dependerá de las condiciones de la prueba. En agujeros ademaños use 0.25 - 0.33 bls/min.; en agujeros descubiertos con areniscas expuestas, use 0.75 - 1.50 bls/min., dependiendo de la cantidad de agujero descubierto. Los datos que se obtengan caerán muy cerca (a más o menos 0.5 bls) de la línea de "volumen mínimo", en el punto de corte.

- 6.- Continúe la prueba en el gráfico, por cada incremento de 0.2' a 0.3' más de lodo bombeado.
- 7.- Continúe bombeando hasta que la curva se incline a la derecha, o hasta que se rebuse la línea correspondiente a la presión de goteo anticipada. El rebasar esta línea significa comúnmente que sólo hay lutita expuesta en el agujero.
- 8.- Al parar el bombeo, mantenga el pozo cerrado y registre una presión instantánea; luego, registre la presión a cada minuto, durante unos 10 minutos. Estos valores también deberán aparecer en el gráfico, como puede verse en la figura (1-V)
- 9.- Libere la presión y registre el volumen de lodo recuperado en el tanque para viajes, si lo hay disponible.
- 10.- Compare el gráfico obteniendo, con otros gráficos típicos, para asegurarse de la calidad de la prueba.

Una vez realizada dicha prueba, elija en el gráfico la presión de goteo, como aquel punto en el que la curva empieza a inclinarse a la derecha.

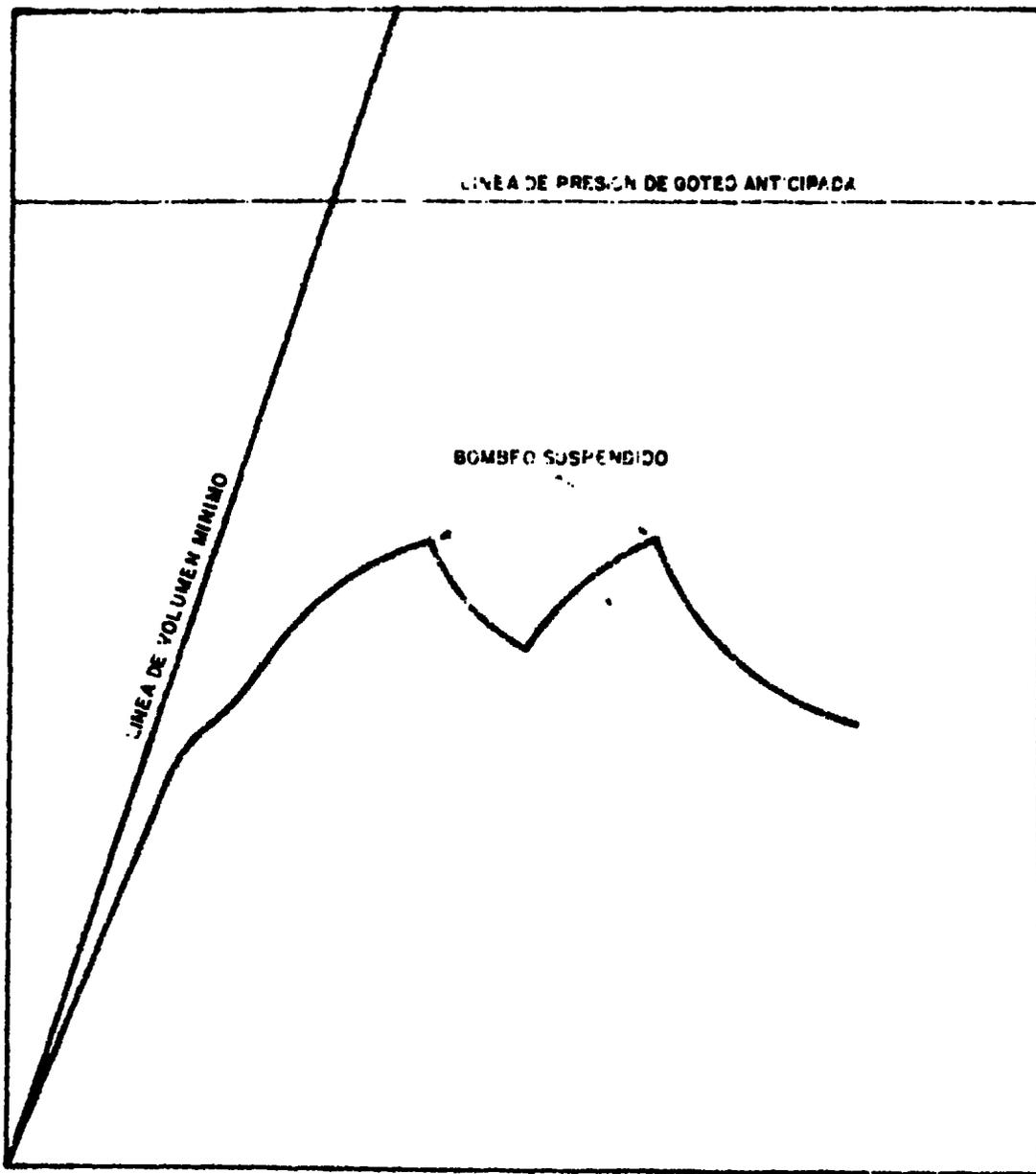
continúe, con las ecuaciones (v) y (2-v), haga la corrección por plasticidad del lodo y calcule la densidad equivalente del lodo, que la zapata puede soportar.

La prueba de goteo debe hacerse bajo las siguientes condiciones de perforación:

Prueba de la T.R. La prueba debe efectuarse antes de rebajar, con la barrena posicionada a la altura del collar flotador. El ritmo de bombeo deberá ser de 0.25 a 0.33 bls/min. y deberá continuarse hasta alcanzar la máxima presión de prueba requerida. Una vez alcanzada, manténgala durante el tiempo designado.

Prueba de la cementación. La prueba debe hacerse una vez que se han perforado unos 2 ó 3 metros debajo de la zapata, y que la barrena se ha levantado arriba de ésta. El bombeo debe hacerse a un ritmo de 0.25 a - 0.33 bls./min. La cementación deberá probarse a la altura de la zapata, a una presión de goteo cuando menos tan alta como la presión de goteo esperada para esa área.

Si la cementación no puede mantener esta presión de prueba, puede requerirse una cementación forzada en la zapata. Una mala cementación producirá un gráfico si



VOLUMEN INYECTADO

TIEMPO

VOLUMEN INYECTADO

TIEMPO

Fig.7-V Prueba de goteo con cementación deficiente.

mular al de la figura 1-74. Note cómo la curva se separa de la línea de "volumen mínimo", y cómo resulta tan baja la presión de goteo.

Prueba de la formación. Deberá realizarse una vez reanudada la perforación después de haber cementado la T.R., al efectuar el primer viaje para cambio de barrena, después de haber perforado un intervalo arenoso. El procedimiento es igual al que se describió anteriormente, sólo que el ritmo de bombeo será de 0.50 a 0.75 bls./min. El gasto mayor deberá compensar la filtración hacia la formación, manteniendo la curva presión-volumen, cerca de la línea de "volumen mínimo". La figura 1-75 ilustra este tipo de prueba.

A medida que la perforación continúa, y con el fin de anticiparse a problemas potenciales, deberá considerarse el realizar de nuevo la prueba, con el objeto de determinar si el pozo se ha debilitado desde la última prueba de goteo realizada. Los problemas potenciales pueden ser: un gran aumento en la densidad del lodo, la presencia de zonas de pérdida de circulación o bien la presencia de una zona de transición.

Si la segunda prueba arroja una presión de goteo menor que la primera, podría sospecharse una falla

en la cementación, lo cual requeriría una cementación forzada, o bien que se trate de una formación más débil que ha quedado expuesta, y que podría requerir la colocación de una tubería corta (o liner). En cualquier caso, se dispone de una variedad de registros geofísicos para poder definir la estratigrafía y sugerir una solución.

Cuando se prueba una larga sección de agujero - descubierta, podrán requerirse ritmos de bombeo altos (del orden de 1.50 bls./min.)

Antes de taponear un pozo seco, conviene hacer la prueba de goteo, con el fin de obtener información adicional sobre el fracturamiento de las formaciones, que pueda ser útil para predecir gradientes de fractura en esa área.

**CAPITULO VI**

**"DETERMINACION DE LAS PROFUNDIDADES  
DE ASENTAMIENTO DE LAS T.R's."**

## VII. DETERMINACION DE LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

Para planear la perforación de un pozo con presiones normales es necesario construir una gráfica como se muestra en la (Fig. 1-VI). La gráfica contiene los perfiles de presiones; datos de gradiente de presión de poro, densidad del lodo requerido, gradiente de presión de fractura. Toda esta información se expresa en densidad de lodo equivalente (lb/gal.) y está gráficada contra la profundidad vertical verdadera.

Primero se establece el gradiente de presión de poro, a partir de cualquier método visto anteriormente, se dibuja la curva de densidad de lodo requerida. Esta curva debe de promediar aproximadamente 0.5 (lb/gal.) (0.06 g/cc.) más que la curva de presión de poro.

La profundidad de asentamiento de las diferentes tuberías de revestimiento se determina de la (Fig.1-VI) como sigue:

1. Se traza una línea vertical (1) del punto de la densidad máxima de lodo (18 lb/gal. en este caso) hasta donde intercepte la curva de gradiente de fractura. Este punto indica que

con una columna de lodo de 18 lb/gal., la formación se fracturará a aproximadamente 3,080 m. (10,100 ft.)<sup>6</sup> arriba de ésta profundidad.

2. La profundidad de asentamiento de la T.R. corta se selecciona inmediatamente abajo donde la línea (1) interseca la curva de gradiente de fractura. Se debe de considerar un factor de seguridad, porque el gradiente del lodo no considera su densidad de circulación (la caída de presión en el espacio anular al estar circulando).
3. Se traza la línea horizontal (2) desde la profundidad, donde se selecciono asentar la zapata de la T.R., hasta la curva de densidad de lodo requerida a esa profundidad.
4. Partiendo desde donde la línea (2) interseca la curva de densidad de lodo requerida, se extiende hacia arriba la línea vertical (3), hasta la curva de gradiente de fractura.
5. La profundidad de asentamiento de la T.R. intermedia se selecciona inmediatamente abajo de la intersección anterior, nuevamente inclu

yendo un factor de seguridad apropiado.

6. Para seleccionar la profundidad de asentamiento de la T.R. superficial, se hace el mismo procedimiento, usando la línea horizontal (4) y la línea vertical (5).

De esta manera se pueden planear la profundidad de asentamientos de las tuberías de revestimiento y la densidad de lodo requerida, para obtener un programa de perforación seguro, eficiente y poder controlar el pozo.

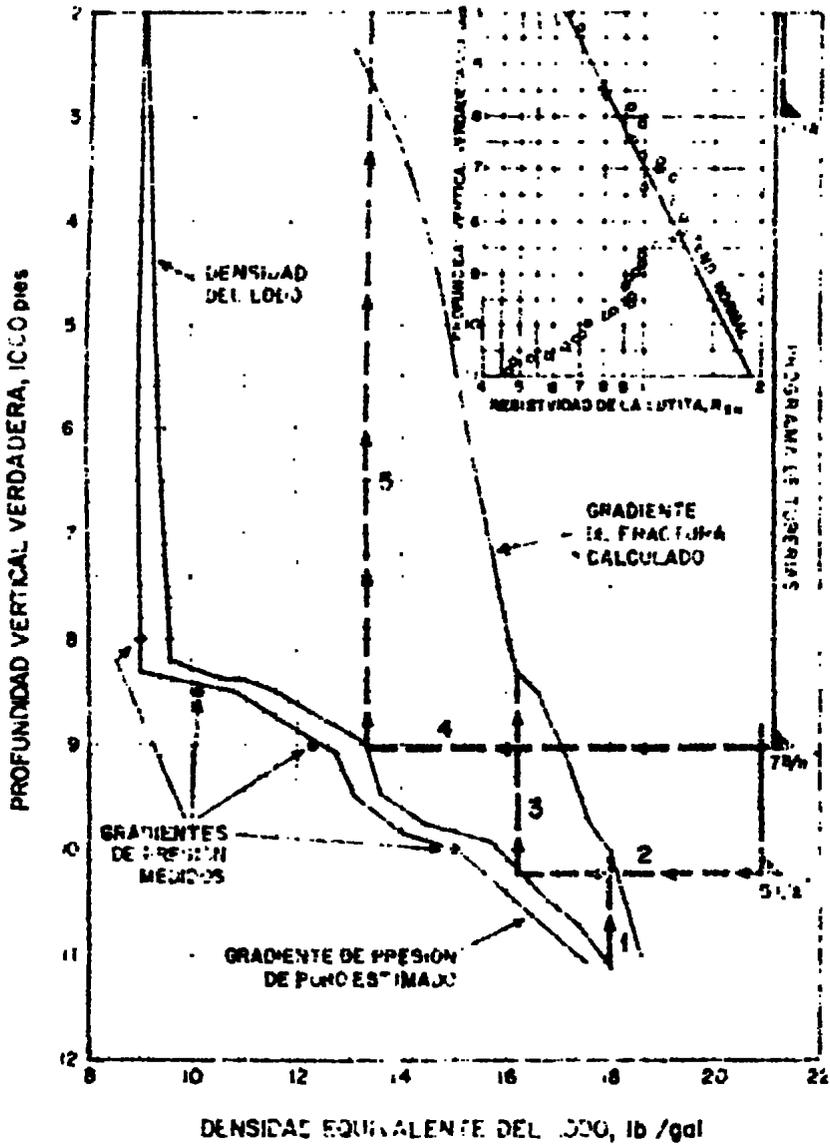


Fig. 1-VI Gráfica para plantear la perforación de un pozo con presión anormal.

**CAPITULO VII**

**"EJEMPLOS DE APLICACION"**

## VII. EJEMPLOS DE APLICACION

De acuerdo con los métodos vistos anteriormente se hará una ejemplificación de éstos, para cuantificar las presiones de formación y los gradientes de fractura anormales, con base en la información obtenida de los registros de un pozo en particular.

La figura (1-VII) presenta el comportamiento de la conductividad de las lutitas contra la profundidad, en la gráfica se muestra la tendencia normal de la conductividad y además se observan las zonas con posibles -- presiones anormales.

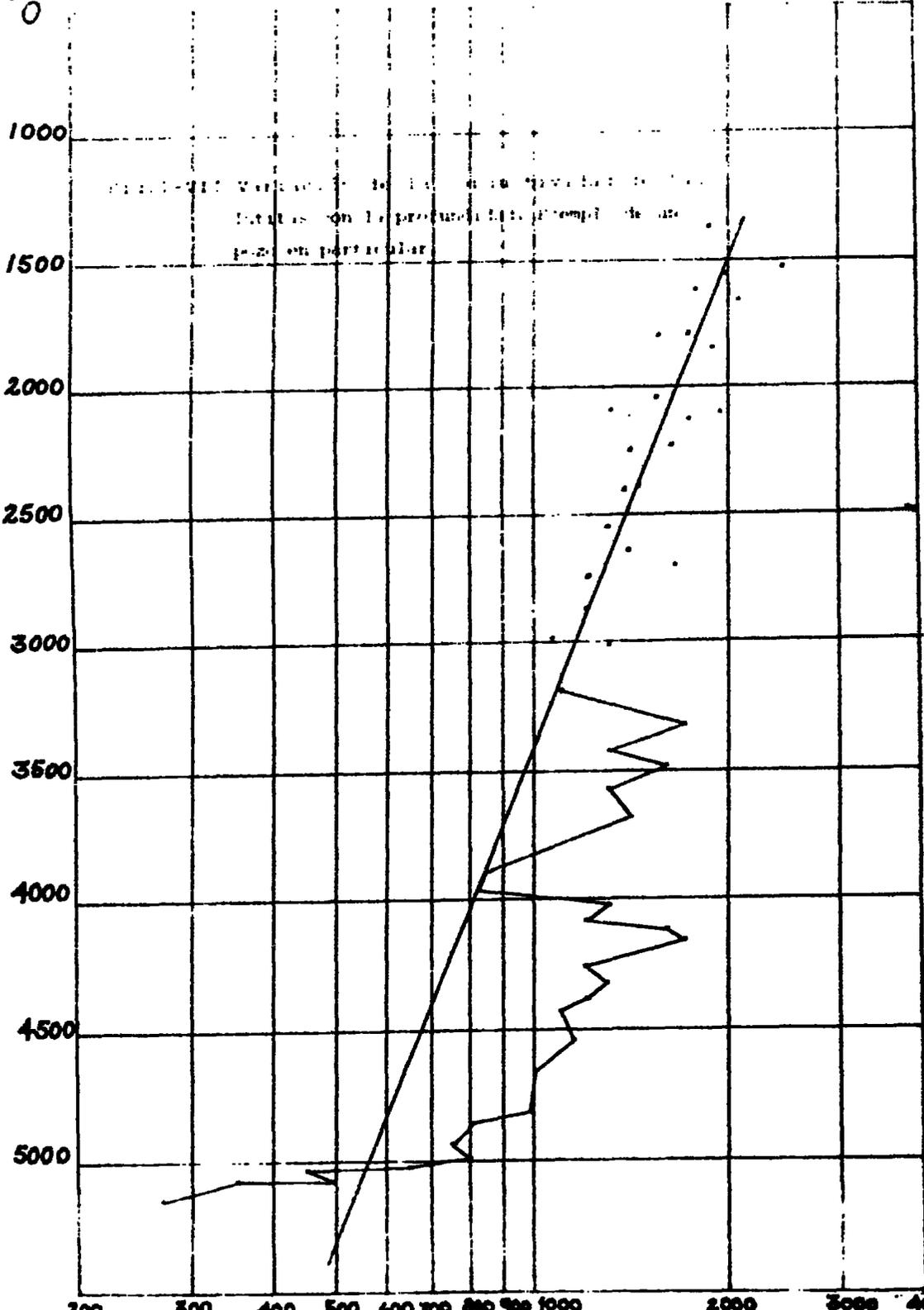
En los ejemplos se hará la evaluación a las profundidades de 3500 m. [11480 ft.] y de 4500 m [14760 ft.] (zonas anormales).

**Método de Matthews y Kelly.**

a) La presión de formación se valuará a la profundidad de 3500 m. [11480 ft.].

Tomando la lectura de un punto de lutita cercano a la profundidad señalada se tiene; 3570 m. [11710 ft.] en donde la conductividad observada es de 1300 (mmhos) y la conductividad sobre la tendencia normal es de -- 940 (mmhos).

[m]



Elaborado por el personal de la Estación de Estudios Científicos de la Universidad de Chile.  
Datos sobre la producción de la actividad de las  
plantas en particular.

El valor de la relación de conductividades será de 1.78; usando este resultado y la figura (2-VIII) se obtiene el gradiente de presión que es de 0.64 psi/ft. equivalente a una densidad de lodo de 1.476  $\text{gr/cm}^3$ .

Por lo tanto la presión de formación medida a 3500 m. será de:

$$11400 \times 0.64 = 7296 \text{ psi} \approx 117 \text{ Kg./cm}^2$$

b) La presión de formación ahora a la profundidad de - 4500 m. (14760 ft.) será:

El punto de lutita más cercano a la profundidad señalada es los 4515 m. (14809 ft), donde las lecturas de conductividad son: conductividad observada de 1150 (mmhos) y la de conductividad normal es de 660 (mmhos). Por lo tanto la relación de conductividades da como resultado 1.74.

Volviendo a usar la gráfica de la figura (2-VIII) se obtiene el gradiente de presión igual a 0.738 psi/ft. con una densidad de lodo equivalente a 1.7  $\text{gr/cm}^3$ .

Por lo tanto la presión de formación medida a 4500 m. es de:

$$14760 \times 0.738 = 10890 \text{ psi} \approx 154 \text{ Kg./cm}^2$$

#### Método de Hottman y Johnson.

a) Usando la misma figura (2-VIII), se tomaran valores de conductividades transformándolos a valores de resist

tividad, a la profundidad de 3576 m. [11710 ft.]. La resistividad observada es de 0.769 ( $\Omega$ -m) y la resistividad normal es de 1.064 ( $\Omega$ -m).

Efectuando la relación de resistividades; Resistividad normal/Resistividad observada, se tiene un valor de 1.383, y usando la figura (I-VII), se obtendrá el valor del gradiente de presión que es de 0.60 psi/ft. equivalente a una densidad de lodo de 1.38 gr/cm<sup>3</sup> y -- multiplicando el gradiente por la profundidad se obtiene la presión de formación.

$$11480 \times 0.60 = 6888 \text{ psi} \approx 484 \text{ kg/cm}^2$$

b) Para la profundidad de 4500 m [14760 ft.] tenemos: - la Resistividad observada a la profundidad más cercana del punto de lutita es de .870 ( $\Omega$ -m) y la Resistividad normal es de 1.515 ( $\Omega$ -m).

Efectuando la relación de resistividades, que en este caso es de 1.741 y usando la figura (I-VII) obtenemos un gradiente de 0.72 psi/ft. equivalente a una densidad de lodo de 1.65 gr/cm<sup>3</sup>.

Por lo tanto la presión de formación para dicha profundidad será de:

$$14760 \times 0.72 = 10627 \text{ psi} \approx 747 \text{ kg/cm}^2$$

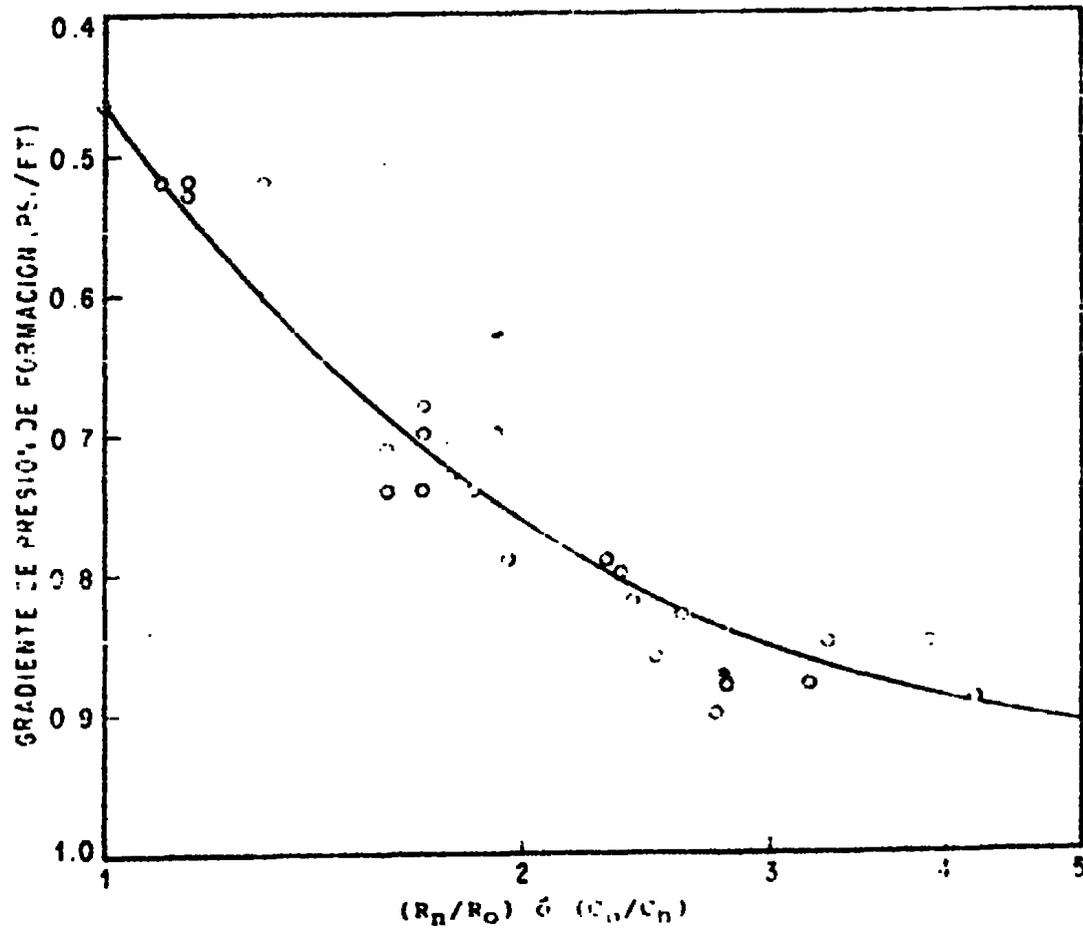


Fig.2-VII Relación entre el gradiente de presión de formación y el cociente de resistividades o de conductividades.

Método de Eaton.

a) La presión de formación a la profundidad de 3500m - [11480ft.], se evalúa tomando como base el valor del gradiente normal de presión de formación igual a - 0.465 psi/ft y además tomando el valor del gradiente de esfuerzos de sobrecarga de la figura (3-VII). Partiendo de la de la figura (1-VII) se toman los valores de resistividad que son:

$$\frac{R_o}{R_n} = \frac{0.769}{1.064} = 0.723$$

y tomando en cuenta la ecuación de Eaton se tiene:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \frac{S}{D} - \frac{P}{D} \right] \times \left[ \frac{R_o}{R_n} \right]^{1.2}$$

$$= 0.995 - (0.995 - 0.465) \times (0.723)^{1.2} = 0.623 \text{ psi/ft}$$

equivalente a una densidad de lodo de 1.42 gr/cm<sup>3</sup>.

Por lo tanto la presión del fluido de formación es de:

$$P = 7153 \text{ psi} \approx 503 \text{ Kg/cm}^2$$

b) A la profundidad de 4500m [14760ft.] se calcula la resistividad observada y la normal que para este caso son: 0.870(Ω-m) y 1.515(Ω-m) respectivamente. Y usando la gráfica de esfuerzos de sobrecarga (Fig.3-VII) y asumiendo el gradiente de presión de formación normal igual a 0.465 psi/ft., se tiene un gradiente de presión de formación de:

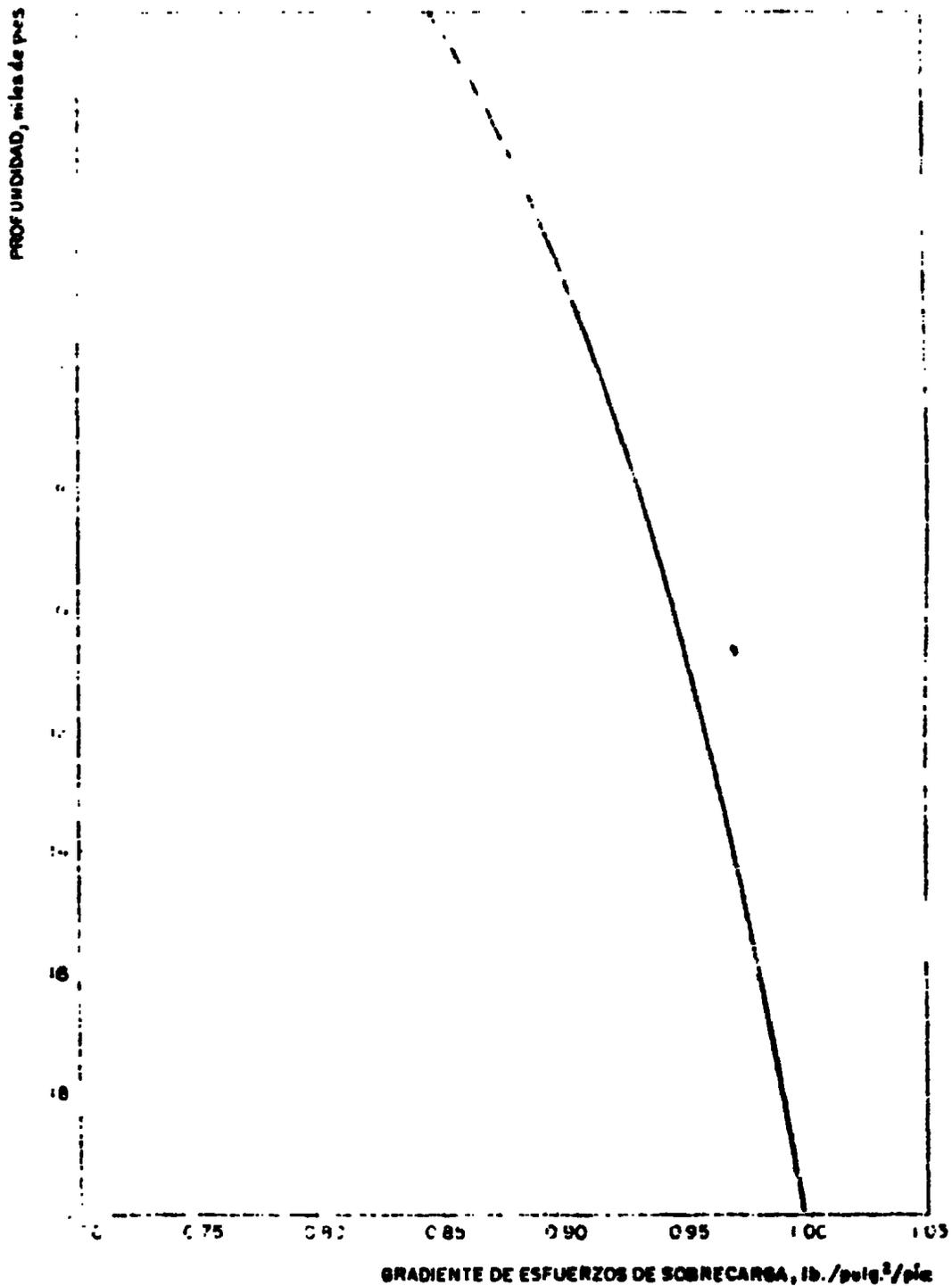


FIG. 1-11 Gradiente de esfuerzos de sobrecarga para todas las firmas nos compactadas normalmente de la Costa del Golfo.

$$\rho = \frac{1}{1.6} \times 10^3 \times 0.95 = 593.75 \text{ gr/cm}^3$$
 equivalente a una densidad de lodo de  $1.6 \text{ gr/cm}^3$ .

Por lo tanto la presión de la formación será:

$$P = 7153 \text{ psi} \approx 491 \text{ Kt/cm}^2$$

La construcción del gradiente de fractura de formación se hará para el mismo pozo y mismas profundidades de acuerdo a los métodos vistos anteriormente.

#### Método de Hubbert y Willis.

Se obtiene el gradiente de fractura mediante la ecuación:

$$\frac{P}{D} = \frac{1}{3} \left[ \frac{S}{D} + \frac{2P}{D} \right]$$

Asumiendo que el gradiente de sobrecarga es constante e igual a  $2 \text{ psi/ft}$  la ecuación queda:

$$\frac{P}{D} = \frac{1}{3} \left[ 1 + \frac{2P}{D} \right]$$

a) En forma cualquier método visto para calcular la presión de formación, se tiene:  $P=7153 \text{ psi}$  (Eaton) medida a una profundidad de  $3500 \text{ m}$  [ $11480 \text{ft.}$ ].

$$\frac{P}{D} = \frac{1}{3} \left[ 1 + \left[ \frac{2(7153)}{11480} \right] \right] = 0.74 \text{ psi/ft}$$

equivalente a una densidad de lodo de  $1.725 \text{ gr/cm}^3$

Por lo tanto:  $P = 595 \text{ psi} \approx 41 \text{ Kt/cm}^2$ .

b) Ahora para la profundidad de  $4500 \text{ m}$  [ $14760 \text{ft.}$ ] con una presión de fluido de formación de  $1500 \text{ psi}$  (Eaton).

$$P = 10527 \text{ psi} \approx 740 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P = 10527 \text{ psi} \approx 740 \text{ Kg/cm}^2$$

Método de Matthews y Kelly:

De acuerdo con la ecuación:  $F = P/D + K_i \sigma/D$  se calcula el gradiente de fractura de la formación.

a) Primero a la profundidad de 3500 m [11480ft.] se tiene una presión de formación de 7347 psi (Matthews y Kelly) y asumiendo que el gradiente para la sobrecarga es constante e igual a 1 psi/ft se aplica la ecuación de sobrecarga  $\sigma = S-P$  y con esta se obtiene el valor del esfuerzo matricial " $\sigma$ ":

$$\sigma = 1(11480) - 7347 = 4133 \text{ psi}$$

La profundidad equivalente a la cual el esfuerzo matricial " $\sigma$ " será normal es de :

$$0.535 D_1 = \sigma ; \quad 0.535 D_1 = 4133 \text{ psi.}$$

$$D_1 = \frac{4133}{0.535} = 7725 \text{ ft.}$$

con esta profundidad y usando la gráfica (Fig.4-VII), se lee el valor de " $K_i$ " que es 0.77 .

Por lo tanto el gradiente de fractura es de:

$$F = \frac{7347}{11480} + \frac{0.77 (4133)}{11480} = .917 \text{ psi/ft.}$$

equivalente a una densidad de 2.12 gr/cm<sup>3</sup> .

Por lo tanto la presión de fractura es de :

$$P = 10527 \text{ psi} \approx 740 \text{ Kg/cm}^2$$

b) El gradiente de fractura a la profundidad de 4500 m (14760 ft) será:

Si se tiene una presión de formación de 10890 psi (Mathews y Kelly), y usando la ecuación de sobrecarga, - se obtiene el esfuerzo matricial.

$$\sigma = 1.0(14760) + 10890 = 3867 \text{ psi}$$

Se determina la profundidad equivalente, asumiendo que la presión de sobrecarga es igual a 1.0 psi/ft y el gradiente de esfuerzos matricial normal es 0.535 psi/ft:

$$0.535 D_i = \sigma \quad D_i = \frac{3867}{0.535} = 7228 \text{ ft.}$$

con esta profundidad y la gráfica (Fig.4-VII) se obtiene el valor de "K<sub>i</sub>" que es de 0.75 .

El gradiente de fractura será:

$$F = \frac{10893}{14760} + \frac{.75(3867)}{14760} = 0.934 \text{ psi/ft}$$

equivalente a una densidad de lodo de 2.15 gr/cm<sup>3</sup> .

Por lo tanto la presión de fractura es de :

$$P = 13786 \text{ psi} \approx 969 \text{ Kg/cm}^2$$

Método de Eaton.

El gradiente de fractura por este método se hace con la ecuación :

$$\frac{P_w}{D} = \left[ \frac{S}{D} - \frac{P}{D} \right] \left[ \frac{\mu}{1-\mu} \right] + \frac{P}{D}$$

Aplicando datos de la Costa del Golfo de Louisiana se estableció la relación del gradiente de sobrecarga y - de la variación de la proporción de Poisson. (Figs.3-VII y 5-VII respectivamente).

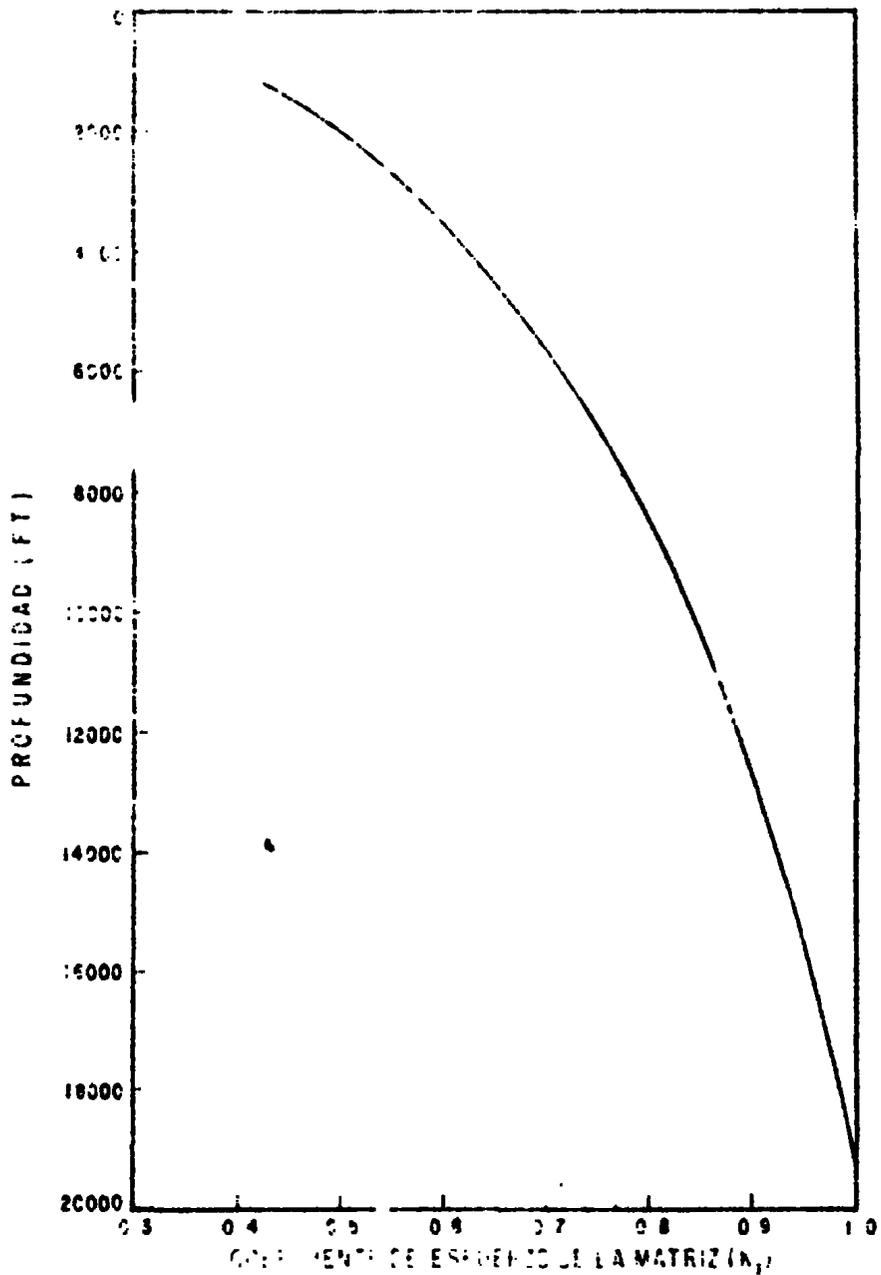
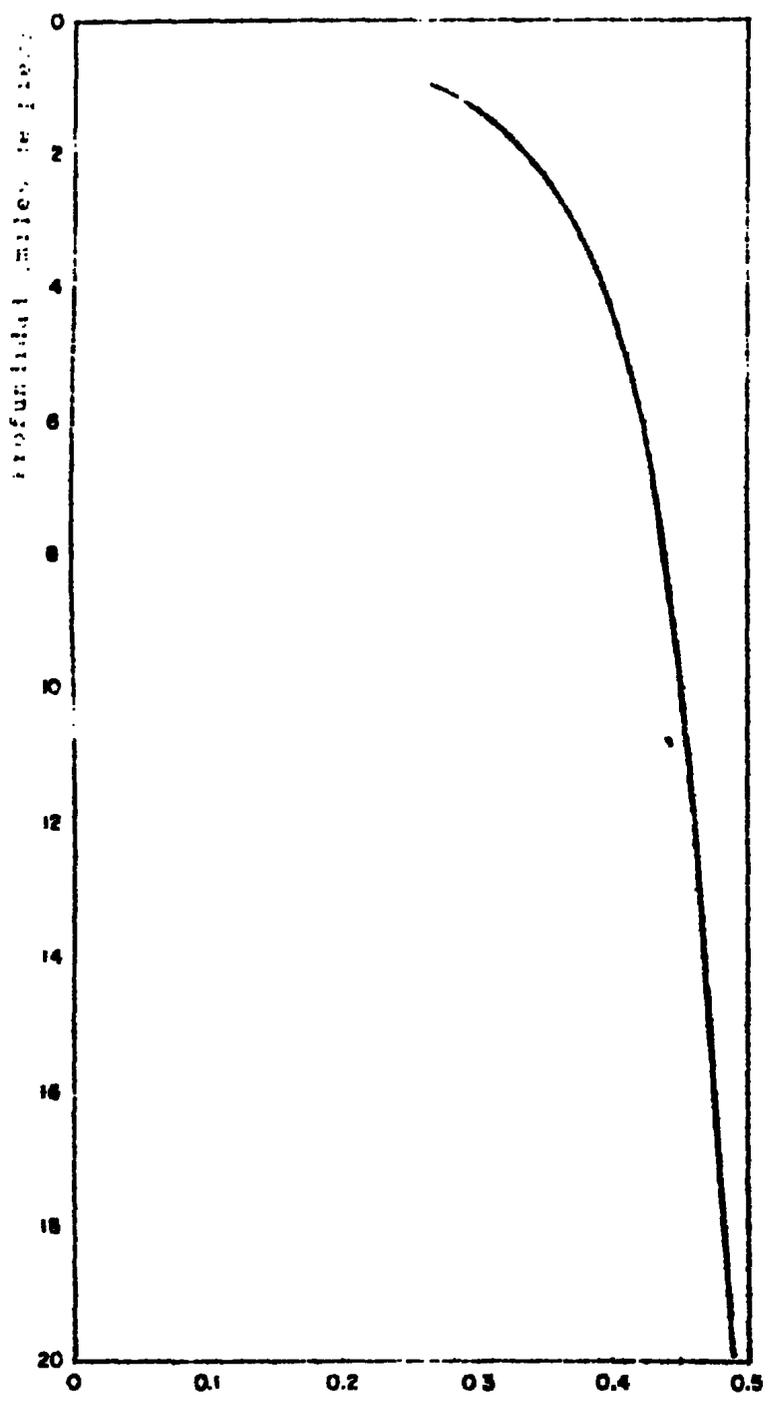


Fig.4-VII Relación del coeficiente de esfuerzo de la matriz con la profundidad. Curva ajustada por el método de Matthews y Kelly.



Estratificación de Poisson;

FIG. 5-VII Variación de la proporción de Poisson para formaciones de la Costa del Golfo, con sobrecarga variable.

a) Para el ejemplo que es a la profundidad de 7500 m. [11480 ft] se tiene un gradiente de sobrecaída de  $\gamma = 0.955$  psi/ft, una presión de formación de 7153 psi y una relación de Poisson de 1.457; con estos datos se tiene:

$$\frac{P_w}{D} = \left[ 0.955 - \frac{7153}{11480} \right] \left[ \frac{1.457}{1-1.457} \right] + \frac{7153}{11480}$$

$$\frac{P_w}{D} = 0.902 \text{ psi/ft.}$$

equivalente a una densidad de lodo de  $2.08 \text{ gr/cm}^3$ .

$$P_w = 10360 \text{ psi} \approx 720 \text{ Kg/cm}^2.$$

b) La presión de fractura para la profundidad de 4500 m [14760 ft.] es:

$$\frac{P_w}{D} = \left[ 0.975 - \frac{10022}{14760} \right] \left[ \frac{1.474}{1-1.474} \right] + \frac{10022}{14760}$$

$$\frac{P_w}{D} = 0.949 \text{ psi/ft.}$$

equivalente a una densidad de lodo de  $2.19 \text{ gr/cm}^3$ .

$$P_w = 14008 \text{ psi} \approx 100 \text{ Kg/cm}^2.$$

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se presentan algunas conclusiones y recomendaciones obtenidas del presente trabajo.

**Conclusiones:**

- 1.- Para poder obtener valores de  $\sigma_v$  en la ecuación de Eaton se necesita una gran cantidad de datos.
- 2.- No todos los métodos se pueden aplicar a una área determinada ya que la mayoría de ellos fueron obtenidos para áreas en particular.
- 3.- El método de Eaton es el que tiene una aplicación más general en cualquier área.
- 4.- Todos los métodos son aplicables sólo en pozos del periodo terciario, por lo que no se pueden aplicar dichos métodos a pozos que perforen formaciones del cretácico o más antiguas.
- 5.- Todos los métodos se basan en el proceso de compactación de la lutita.

**Recomendaciones:**

- 1.- Efectuar pruebas de leak-off (break-off) en las zapatas de las tuberías de revestimiento.
- 2.- Realizar pruebas de formación a las profundidades donde se detecten presiones altas.
- 3.- Tomar el registro sónico de porosidad desde la superficie hasta la profundidad total del pozo.
- 4.- Evaluar las presiones con cada uno de los métodos y elegir el que más se apege a los datos obtenidos de perforación.
- 5.- Correr el registro de densidad compensado desde la superficie hasta la profundidad total con el objeto de tener la sobrecarga verdadera del área.
- 6.- Tratar que las lecturas que se hagan sean en lutas limpias con objeto de que el trazo de la tendencia sea correcto.

## REFERENCES

- 1.- Britton, C.L. and Johnson, D.P. "Estimation of formation Pressure from Laboratory Measured Shale Properties". Journal of Petroleum Technology. February, 1966.
- 2.- Pennelaker, E.S. "An Engineering Interpretation of Seismic Data". AIME. SPE. 2165. October, 1968.
- 3.- Jordan, J.R. and Shirley, G.J. "Application of Drilling Performance Data to Overpressure Detection". Journal of Petroleum Technology. November, 1966.
- 4.- Cunningham, R.A. and Benink, J.G. "Laboratory Study of Effect of Overburden, Formation and Mud Column Pressures on Drilling Rates of Permeable Formation". Trans. AIME, 1958.
- 5.- Combs, G.F. "Prediction of Pore Pressure from Penetration Rate". AIME. SPE. 2162, 1968.
- 6.- Terzaghi, K. and Peck, R.B. "Soil Mechanics in Engineering Practice", John and Sons, Inc, N.Y., 1948.
- 7.- Hubbert, M.K. and Willis, D.G. "Mechanic of Hydraulic Fracturing". Trans. AIME, V. 210, 1957.
- 8.- Hubbert, M.K. and Rubey, W.W. " Role of Fluid Pressure in Mechanics of Overthrust Faulting". Geol. Soc. of Amer. Bull. Feb, 1959.

- 9.- Wallace, W.E. "Anormal Subsurface Pressures Measured from Conductivity or Resistivity Logs". Society of Professional Well Log Analysts, Lafayette, La, March, 1965.
- 10.- Athy, L.F. "Density, Porosity and Compaction of Sedimentary Rocks" AAPG, 1930.
- 11.- OCS. Order Governing Oil, Gas, and Sulfur Leases in the Outer Continental Shelf, Gulf of Mexico - Area, January 1977.

## B I B L I O G R A F I A

Foster, J.B. and Whalen, H.E. "Estimation of Formation Pressure from Electrical Surveys, Offshore, Louisiana" Journal Petroleum Technology. February, 1966.

Eaton, B.A. "Graphical Method Predicts Geopressures Worldwide". World Oil. May, 1976.

Christman, S.A. "Offshore Fracture Gradients". Journal of Petroleum Technology. August, 1973.

Pilkington, P.E. "Fracture Gradient Estimates in Tertiary Basins". Petroleum Engineer International. May, 1968.

Fertl, W.H. and Timko. "How Downhole Temperatures, Pressures Affect Drilling. World Oil. July, 1972.

Eaton, B.A. "Fracture Gradient Prediction and its Application in oil Field Operations". Journal of Petroleum-Technology. October, 1969.

Bottman, C.F. and Johnson, K.K. "Estimation of Geopressure from Well Logs - The Overpressure Factor". Journal of Petroleum Technology, February, 1965.

Matthews, W.H. and Johnson, K.K. "How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient". The Oil and Gas Journal, February, 1965.

Eaton, B.A. "The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Wells Logs". Journal of Petroleum Technology, August, 1977.

Johnson, K.K. and Skilling, G.D. "Application of Drilling Performance Data to Overpressure Detection". Journal of Petroleum Technology, November, 1966.

Eaton, B.A. "The Equation for Geopressures Predictions from Wells Logs". SPE. 50th AIME. Fall Meeting, Dallas Texas. Sept-Oct. 1975.

Hubbert, M.K. and Willis, D.G. "Mechanic of Hydraulic Fracturing". Trans. AIME, V. 210, 1957.

Martínez, R.N. y León, V.R. "Procedimiento Semi-Automático para el Cálculo de Geopresiones y gradientes de fractura". IMP. abril, 1968.

Gómez, R.O. "Registros de pozos". Parte I. Teoría e Interpretación. 1975.

Chenevert, M.E. and Mc Clure, L.J. "How to Run Casing and Open-hole Pressure Tests". Oil and Gas Journal. March, 1978.