

50
24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ANALISIS Y EVALUACION DE LA ZONA
DE PRESION ANORMAL DEL CAMPO
BATAB EN LA SONDA DE CAMPECHE

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

VICTOR GERARDO VALLEJO ARRIETA



Director de Tesis: Miguel Angel Benitez Hernández

MEXICO D. F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1989



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N T R O D U C C I O N

Las formaciones con presiones anormalmente altas son encontradas en un amplio rango de tiempo geológico, desde la era cenozóica hasta muy antiguas como la era paleozóica. Estas zonas pueden localizarse desde unos cuantos cientos de metros de la superficie hasta profundidades que exceden los 5,000 metros

La detección y evaluación de las zonas sobre presionadas es de vital importancia para el éxito de algunas operaciones dentro de la industria petrolera, tales como las involucradas en exploración, perforación y terminación de pozos. Las experiencias adquiridas indican que existe una relación evidente de la distribución de aceite y gas con las presiones y temperaturas existentes en el subsuelo, por lo que un mejor conocimiento de estos parámetros es de gran interés en el desarrollo de las practicas de exploración.

El conocimiento aproximado del gradiente de presión de fractura en las formaciones, así como el de presión de formación, juega un papel de gran importancia en las operaciones de perforación y terminación, ya que este constituye la base fundamental para la óptima programación de lodos de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento. Con apropiados programas de perforación se reduce el daño causado por el lodo a las formaciones productoras y se aumenta el ritmo de penetración.

El problema de las presiones anormales ha sido estudiado con gran interés y se han desarrollado técnicas de apoyo para su detección y evaluación. Graficas semilogarítmicas de resistividad, conductividad, tiempo de tránsito, porosidad, factor de formación y densidad contra la profundidad muestran tendencias típicas cuando se tienen condiciones normales de compactación, esto es, presiones hidrostáticas o normales en las formaciones, en tanto que en zonas sobrepresionadas los valores de los parámetros graficados divergen de la tendencia normal.

En áreas de zonas con presiones anormales es de gran importancia la predicción de los gradientes de fractura, debido a que en estas zonas, la densidad de lodo debe elegirse cuidadosamente para mantener el control en el pozo, ya que los valores de la presión de formación están muy cercanos a los de fractura.

CAPITULO I

ORIGEN DE LAS PRESIONES ANORMALES

1.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES.

Varios factores pueden ser los causantes de las presiones anormales en las formaciones; pero casi siempre en todas las zonas estudiadas prevalecen una combinación de estos:

Nivel Piezométrico de Fluido.

Cuando una capa porosa y permeable aflora y esta confinada por estratos impermeables, como se muestra en la fig. 1.1, el fluido alcanza un mayor nivel piezométrico regional. Este nivel puede ser un parámetro causante de geopresión, el cual se manifiesta al perforar un pozo artesiano. En estos sistemas las sobrepresiones resultantes van de pequeñas a moderadas.

Las características del Sistema Roca Fluidos.

En yacimientos cerrados, tales como formaciones lenticulares, formaciones con grandes buzamientos y anticlinales, las

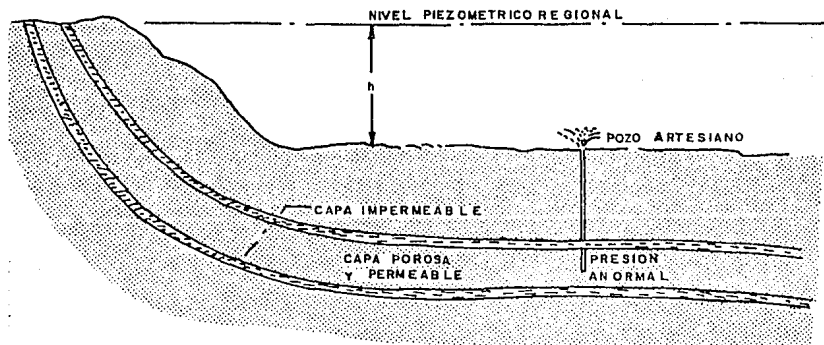


FIG. 1.1 PRESION ANORMAL ORIGINADA POR UN NIVEL PIEZOMETRICO DEL FLUIDO

sobrepresiones pueden ser generadas si una acumulación de fluidos de baja densidad, tales como aceite y gas, desplazan el agua de la formación. La acumulación de hidrocarburos tiene un incremento de energía cercano al efecto de flotación del agua desplazada. La energía es mas grande en la parte mas somera de la columna y disminuye hasta encontrarse en equilibrio con el agua de la formación en el nivel libre de esta. La sobrepresión generada depende del contraste entre las densidades de los hidrocarburos y del agua desplazada, así como de la altura de los primeros.

Ritmo de Sedimentación y Ambiente de Depósito.

Durante el proceso de sedimentación y compactación se genera una energía potencial dentro de la roca en las formaciones sepultadas. Como resultado se tiene un flujo de fluidos intersticiales hacia zonas permeables y porosas con presión más baja, hasta que se restablece el equilibrio que prevalecía antes del depósito de nuevos estratos.

Las zonas sobrepresionadas pueden estar asociadas con periodos de rápida depositación, donde la tendencia al equilibrio hidráulico que acompaña a una compactación normal es interrumpida por una restricción que impide la expulsión de fluidos. Esta restricción puede ser un sello consistente en una zona altamente mineralizada, resultante de la cementación de arenas y lutitas por sal, calcita, anhidrita, etc.

Actividad Tectónica.

Las sobrepressiones pueden ser el resultado de fallamientos locales o regionales, plegamientos, corrimientos y desprendimientos laterales, represionamiento causado por caídas de bloques fallados, movimientos diapíricos de sal y/o lutita, temblores etc.

Fenómeno de Diagénesis.

Básicamente, la diagénesis es una alteración de los sedimentos y sus constituyentes minerales, posterior al depósito. El proceso de diagénesis incluye la formación de nuevos minerales, redistribución y recristalización de las sustancias en sedimentos y litificación. Varios procesos de naturaleza diferente están involucrados, cada uno de los cuales puede contribuir a originar y mantener las sobrepressiones.

La diagénesis en secuencia de arenas y lutitas contribuye al origen de presiones anormales por incrementar el contenido de agua en el sistema. La montmorillonita, el mineral predominante en algunas lutitas se altera a illita bajo condiciones de temperaturas y presiones elevadas que acompañan al sepultamiento. Un importante estado de hidratación ocurre a la profundidad correspondiente a una temperatura cercana a 221 °F, y esta alteración libera agua, en una cantidad aproximadamente igual a la mitad del volumen de la montmorillonita alterada.

Si la expulsión de este fluido se inhibe, entonces con el continuo enterramiento, el fluido dentro de la roca absorbe el incremento de carga, generándose una sobre presión.

La diagenesis en secuencias de carbonatos contribuye al origen de geopresiones ya que se crean barreras impermeables en las secuencias porosas y permeables, restringiéndose la salida de los fluidos. De este modo, durante el incremento de la sobrecarga, se genera una gran energía potencial en los fluidos

La perforación en secuencias de carbonatos con presiones anormales es bastante peligrosa, pues la zona de transición entre las zonas normalmente compactada y bajo compactada puede ser, y comúnmente es abrupta.

Represionamiento

Las presiones anormales también pueden ser generadas por recarga de fluidos dentro de la zona porosa y permeable, si existe una redistribución de fluidos por flujo a través de un conducto de otra zona porosa y permeable fig. 1.2. El conducto puede ser una falla, una fisura o un agujero, y la energía potencial que se genera puede ser transferida por:

1.-Fluidos de baja densidad (aceite o gas) del yacimiento normal o anormalmente presionado

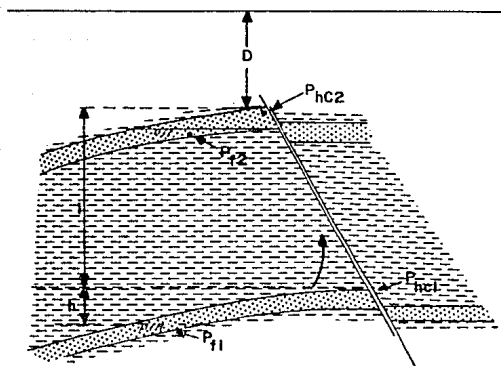


FIG.1.2 PRESION ANORMAL ORIGINADA POR LA TRANSFERENCIA DE HIDROCARBUROS A UNA ZONA MAS SOMERA QUE CONTIENE AGUA.

2.-A través de la transferencia de agua de la formación anormalmente presionada

La energía potencial generada es igual a la energía contenida en la zona proveedora de fluido, disminuida por la energía necesaria para levantarlo de una zona a otra en contra de la gravedad y la energía gastada en vencer las fuerzas de fricción.

Fenómenos Osmóticos y de Filtración

Básicamente, una presión osmótica puede generarse cuando dos soluciones de diferente concentración, o un solvente puro y una solución, están separados por una membrana semi-impermeable, el resultado final es el mismo. El flujo osmótico continúa hasta que el potencial químico es el mismo en ambos lados de la barrera fig. 1.3. Evidencias de campo y de laboratorio muestran que las lutitas sirven como membranas semi-impermeables.

Efectos Termodinámicos.

Los procesos termodinámicos pueden contribuir al desarrollo de presiones anormales, ya que incrementan el volumen de los fluidos contenidos en los espacios porosos, generando una sobrepresión que se suma a la presión interna de las formaciones, causada por la sobrecarga.

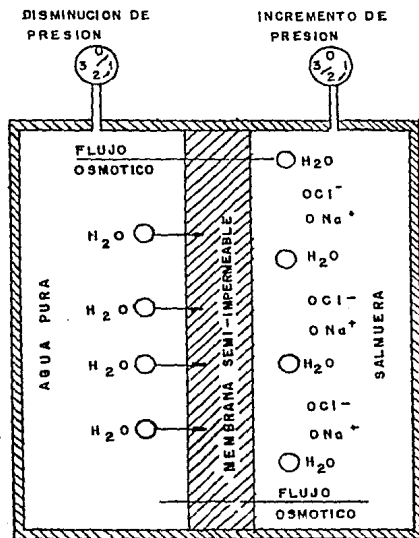


FIG. 1.3 REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL FLUJO OSMOTICO A TRAVES DE UNA MEMBRANA SEMI-IMPERMEABLE

Varios investigadores postulan que los hidrocarburos atrapados en estructuras del subsuelo están sujetos a reacciones debidas al incremento de temperatura asociado con el continuo enterramiento. Se ha establecido que estas reacciones llegan a incrementar el volumen de los hidrocarburos hasta dos o tres veces el volumen original. Generandose de esta forma una zona de presión anormal.

Antes de entrar en materia se explicaran algunos conceptos que frecuentemente se mencionarán en este trabajo.

Presión Hidrostática.

La presión hidrostática es causada por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. Las dimensiones de anchura de la columna no tienen efecto alguno sobre la magnitud de la presión.

La presión hidrostática es igual al producto de la densidad promedio del fluido y la profundidad de la columna:

$$P = \rho \times D \times 0.1$$

DONDE: P = presión hidrostática (kg/cm²)

D = profundidad (m.)

ρ = densidad (gr/cm³)

La presión hidrostática es afectada por la concentración de sólidos, por los gases disueltos y por la diferencia de los gradientes de temperatura presentes en la columna de fluido.

Presión de Sobrecarga

Esta presión es la originada por el peso de las rocas sobreyacentes al punto de interés y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos en los espacios porosos. Matemáticamente, la presión de sobrecarga se expresa como:

$S = \text{peso de la matriz rocosa} + \text{peso del fluido intersticial}$

$$S = (1-\psi) \rho_r D + \psi \rho_f D$$

DONDE: $S =$ presión de sobrecarga (kg/cm^2)

$\psi =$ porosidad promedio de la roca (frac.)

$\rho_r =$ densidad promedio de la roca (gr/cm^3)

$\rho_f =$ densidad del fluido intersticial (gr/cm^3)

La presión de sobrecarga se incrementa uniformemente con la profundidad. El gradiente de sobrecarga puede variar de un lugar a otro y siempre que sea posible debe calcularse para cada zona en especial. Esta puede calcularse con el registro de densidad, se lee el registro a varias profundidades y se supone que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades, para encontrar la

densidad promedio entre las dos, basta con calcular un promedio aritmético. Apartir de estos cálculos se encuentra el gradiente de sobrecarga realizando el cociente entre la presión y su correspondiente profundidad

Presión de Formación.

Es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación; se le conoce también en la literatura como presión de poro y puede ser:

Presión Normal.- En términos generales es la presión hidrostática ejercida por una columna de agua (80 000 ppm de NaCl) desde la superficie hasta la profundidad de la formación en estudio.

Presión Anormal.-Por definición, es la caracterizada por apartarse de la tendencia normal, de este modo se pueden tener presiones anormalmente bajas y altas, siendo estas últimas las que se presentan con más frecuencia.

En los estratos con presión normal la matriz rocosa soporta el peso de los materiales sólidos (granos) de los estratos sobreyacentes y cualquier reducción en el esfuerzo soportado por la roca, origina que los fluidos dentro de los poros soporten parte de este peso, teniendo como resultado un aumento de presión en ellos. Esta condición es la que se tiene presente en zonas con presión anormalmente alta.

Presión de Fractura.

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

El grado de resistencia que ofrece una formación a su fracturamiento depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida. Las formaciones superficiales únicamente ofrecen la resistencia originada por la cohesión de la roca, pero a medida que aumenta la profundidad se añaden a la anterior los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones.

C A P I T U L O I I

DETERMINACION DE LA PRESION ANORMAL

2.1 ANTES DE LA PERFORACION

2.11 Análisis de Velocidad Sísmica

La planeación de la perforación de los pozos petroleros es una tarea que a medida que la profundidad de los yacimientos se ha ido incrementando, ha tomado una importancia básica, ya que, de esto depende que se alcance el objetivo, que el tiempo empleado y, el costo sea mínimo; que se tenga la máxima seguridad tanto como para el personal como para la instalación y que se evite también el daño a la ecología.

Para llevar a cabo la planeación de la perforación de los pozos exploratorios se requiere, aparte del conocimiento geológico - petrolero máximo posible del área en estudio y de personal profesional con alto grado de experiencia en esta actividad; de una técnica capaz de obtener un mayor conocimiento de las características de las formaciones que serán atravesadas por el pozo.

Uno de los recursos que se puede utilizar para este fin es precisamente la información sísmica, ya que se puede considerar

como una radiografía del subsuelo.

Sin embargo es conveniente dejar asentado que los datos sísmológicos obtenidos con las técnicas actuales llevan consigo ruido y distorsión que en ocasiones sólo puede eliminarse en forma parcial y que depende, en gran parte, de la interpretación que le den los geofísicos y geólogos responsables de esta actividad y, a su vez, el valor interpretativo de la información sísmica dependerá, también, de la experiencia profesional con que cuenten los especialistas para este fin y de la integración y evaluación conjunta de los eventos geológicos superficiales y del subsuelo.

Los datos sísmicos de campo pasan por procesos de filtrado con el fin de eliminar el ruido y posteriormente procesar la información y obtener secciones sísmicas como la de la figura 2.1

Las secciones sísmicas son una representación de los cambios del producto velocidad - densidad de la roca en el subsuelo, el cual se llama impedancia acústica. Cuando hay un cambio en este producto, se origina una reflexión de energía, la cual es recibida en la superficie (geófonos) y grabada en una cinta magnética. El conjunto de estas grabaciones es procesado digitalmente y presentado visualmente en las secciones sísmicas.

Las zonas sobrepresionadas, debido a que contienen una mayor cantidad de fluidos, tienen una velocidad de transmisión diferente a la de una zona normal; por tanto, originan reflexiones en

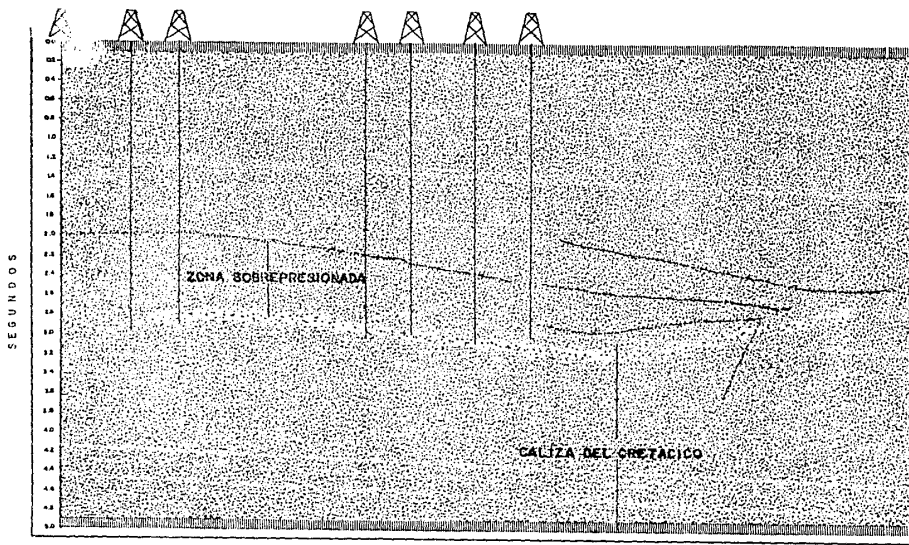


FIG. 2.1 SECCION SISMICA

0 1 KM.

su cima y base. En realidad no es fácil descubrir una zona sobrepresionada a partir del análisis de una sección sísmica a simple vista, pero existen procedimientos para determinar velocidades en un intervalo (análisis de velocidad sísmica) fig. 2.2, durante el procesado de la sección; esto permite determinar un registro sísmico sintético o registro de pseudo - velocidades, fig. 2.3, similar al sísmico de porosidad registrado en el pozo.

Una vez determinado el registro de pseudo - velocidades resulta visible la detección y evaluación de las presiones anormales existentes en las formaciones.

2.2 DESPUES DE LA PERFORACION

De las mejores herramientas usadas tanto para la detección como para la estimación de las zonas con presiones anormales, son aquellas que utilizan los datos obtenidos de los registros geofísicos de explotación en los cuales se graba información de la variación, con la profundidad, de las características de las formaciones atravesadas por el pozo.

Debido a que los estratos lutíticos son notablemente sensibles a los procesos de compactación, estos han constituido una valiosa ayuda en la detección y construcción de perfiles de presión.

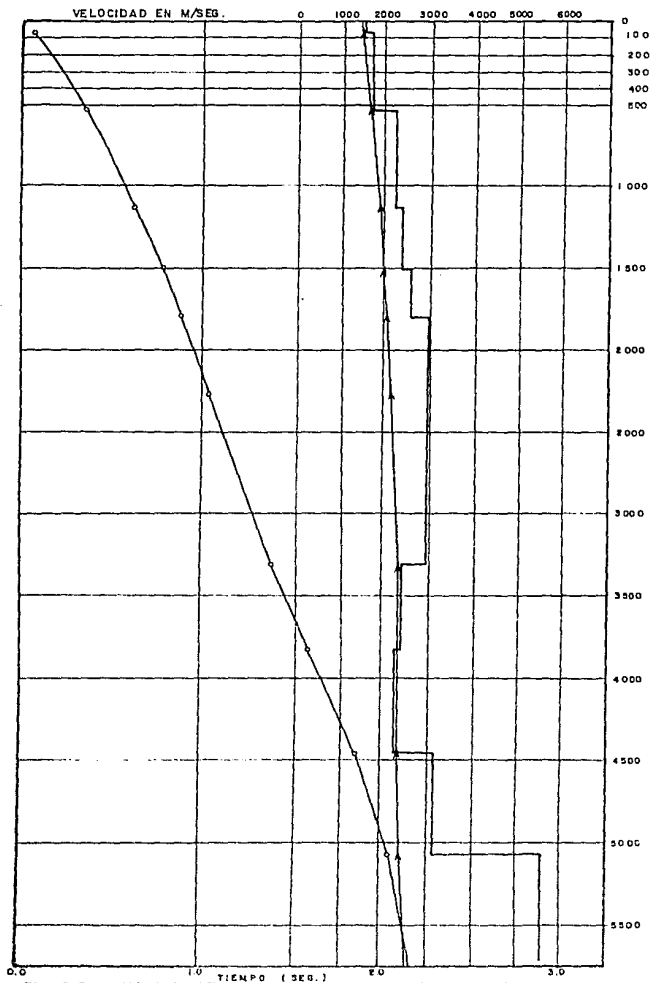


FIG. 2.2 - ANALISIS DE VELOCIDAD SISMICA (VELAN)

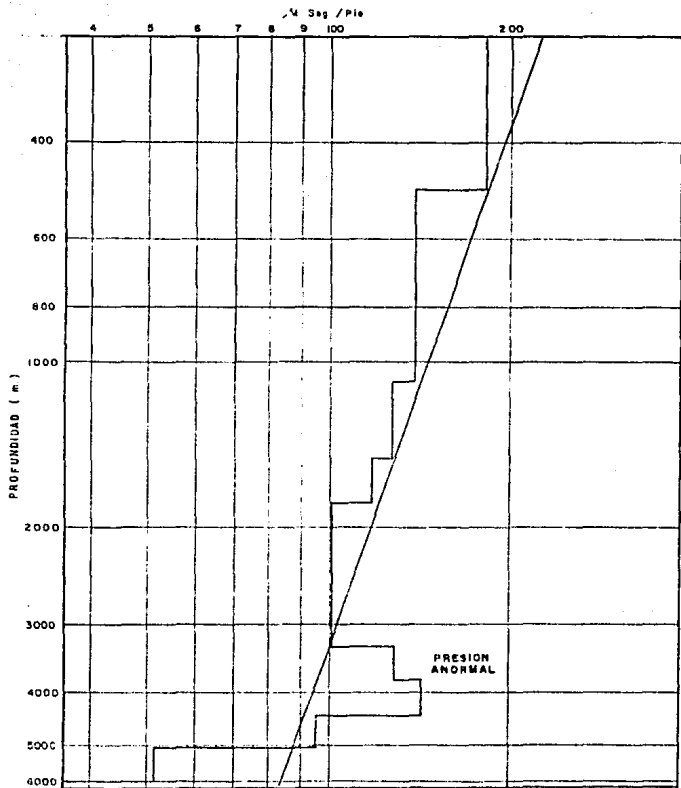


Fig. 2.3 - REGISTRO SONICO SINTETICO .

Cuando el agua intersticial es libre de escapar y debido a ello se desarrollan presiones normales en las formaciones, la compactación de las lutitas es función principalmente de la profundidad. Por tanto, a mayores profundidades de enterramiento, es mayor el grado de compactación y mayor la densidad que exhiben.

Las rocas lutíticas con presiones mayores que la normal presentan una porosidad mayor que la de una formación lutítica de las mismas características con presión normal, debido a que contienen una mayor cantidad de fluido. Como resultado de lo anteriormente dicho, los parámetros lutíticos sensibles a la compactación y obtenidos de los registros, son graficados contra la profundidad para determinar una tendencia normal de compactación.

2.21 Registro de Inducción Enfocado

Con este registro se puede medir la resistividad y la conductividad de una formación, esto se logra mediante un sistema de bobinas, una receptora y una emisora que acopladas en una sonda son introducidas en el pozo. La bobina emisora esta alimentada por una corriente oscilatoria que genera un campo electromagnético, el cual induce en el terreno corrientes eléctricas que circulan como anillos coaxiales al eje de la sonda.

Estas corrientes a su vez, generan su propio campo magnético e inducen una señal o fuerza electromotriz en la bobina

receptora cuya intensidad es proporcional a la conductividad de las formaciones.

Se conoce que la resistividad (inverso de la conductividad) es función de varios factores, tales como, porosidad, contenido de sales en el fluido, saturación y composición mineralógica, entre los más importantes, pero que en los estratos lutíticos, es función principalmente de la porosidad, y debido a que la porosidad es una respuesta de las formaciones a los procesos de compactación, las medidas de resistividad y/o conductividad reflejan en cierto modo, la presión en los poros de la lutita.

La fig. 2.4 presenta el comportamiento típico de resistividad de lutitas con la profundidad. Como se observa una zona sobrepresionada se ve reflejada por la disminución de la resistividad en esta parte de la grafica con respecto a la tendencia normal. Esta disminución se debe al valor anormal de porosidad que se presenta. Una zona con presiones menores que la normal o hidrostática, así como una impregnada con hidrocarburos, se caracteriza sobre esta grafica por un aumento en la resistividad, tal como el correspondiente a una zona sobrecompactada. Este comportamiento para una zona sobrecompactada se debe a la cantidad tan pequeña de poros que exhibe; mientras que para una zona con presiones menores que la normal es debida al tipo y la saturación de fluidos y para la zona impregnada de hidrocarburos es porque éstos son altamente resistivos al paso de la corriente.

La fig. 2.5, del mismo modo que la anterior, presenta la respuesta de los datos de conductividad con respecto a la

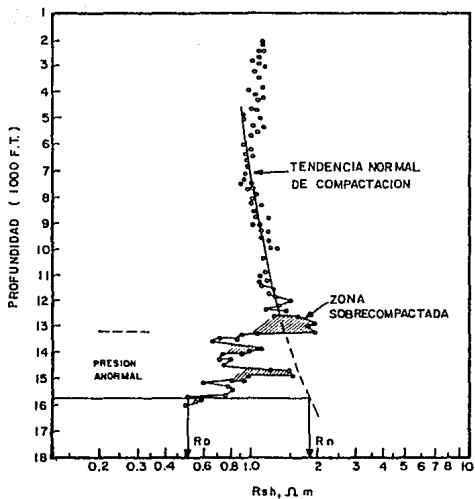


FIG. 2.4

COMPORTAMIENTO TÍPICO DE LA RESISTIVIDAD EN UNA ZONA CON PRESION ANORMAL.

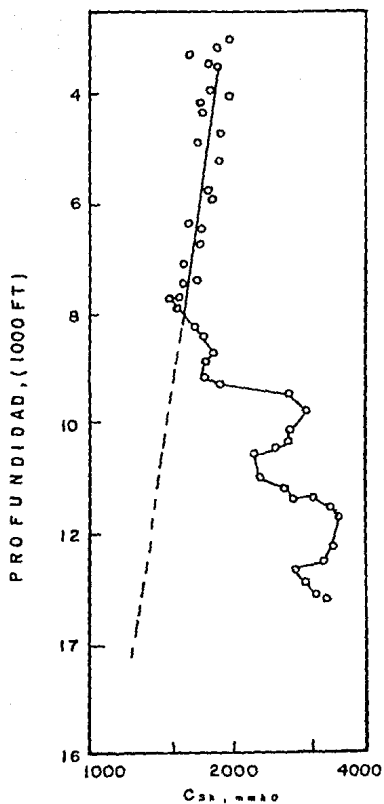


FIG. 2.5 COMPORTAMIENTO DE LA CONDUCTIVIDAD EN UNA ZONA
CON PRESION ANORMAL

profundidad. La entrada de la zona anormal sobre esta gráfica se caracteriza por el notable incremento de la conductividad en esta zona. En esta gráfica la presencia de una zona sobrecompactada, con presiones subnormales, y/o impregnada de hidrocarburos sería notable por la disminución de la conductividad de las lutitas.

Los comportamientos típicos que presentan la resistividad y conductividad en zonas anormales también pueden ser originados por formaciones impregnadas de agua con alto contenido de sales minerales.

2.22 Registro Sónico de Porosidad.

Como se indicó en la técnica anterior, la porosidad refleja los procesos de compactación de las formaciones, por lo cual el tiempo de tránsito, proporcional a la porosidad, así como ésta, pueden ser utilizados como parámetros útiles en la detección de zonas bajocompactadas. El tiempo de tránsito es obtenido apartir del registro sónico de porosidad.

El dispositivo usado para obtener el registro sónico de porosidad consta de una sonda de material aislante acústico, de dos transmisores de ondas acústicas y cuatro receptores. Los transmisores y receptores son transductores electroacústicos, es decir, que convierten energía eléctrica en energía acústica y viceversa. El objetivo es medir el tiempo, Δt , que tarda la onda acústica en

recorrer en la formación, una distancia igual a la separación entre receptores. La velocidad de la onda acústica depende de la composición mineralógica de la formación, así como de su porosidad y fluido que la satura. Se ha observado que la mayor velocidad de transmisión de la onda acústica se tiene en materiales densos, tales como rocas de baja porosidad y velocidades mas bajas en materiales con menor densidad tales como rocas impregnadas de gas y/o con alta porosidad.

Una grafica semilogarítmica de tiempo de transito de lutas con la profundidad muestra una tendencia lineal a disminuir, fig. 2.6. En las zonas sobrepresionadas los tiempos de transito aumentan con respecto a la tendencia normal, debido a que contienen una cantidad mayor de espacios porosos, aunque una zona impregnada de gas también puede mostrar este tipo de comportamiento, ya que el gas es de una densidad mucho menor que el agua. Para evitar este tipo de incertidumbre, debe apoyarse la interpretación con datos de perforación u otra técnica de detección, tal como la resistividad en la cual se puede observar un notable aumento en una zona impregnada de hidrocarburos.

La construcción de una gráfica de porosidad contra profundidad tal como se muestra en la fig. 2.7, puede lograrse fácilmente por medio de los datos de tiempo de transito y la siguiente expresión:

$$\phi = (\Delta t - \Delta t_g) / (\Delta t_f - \Delta t_g)$$

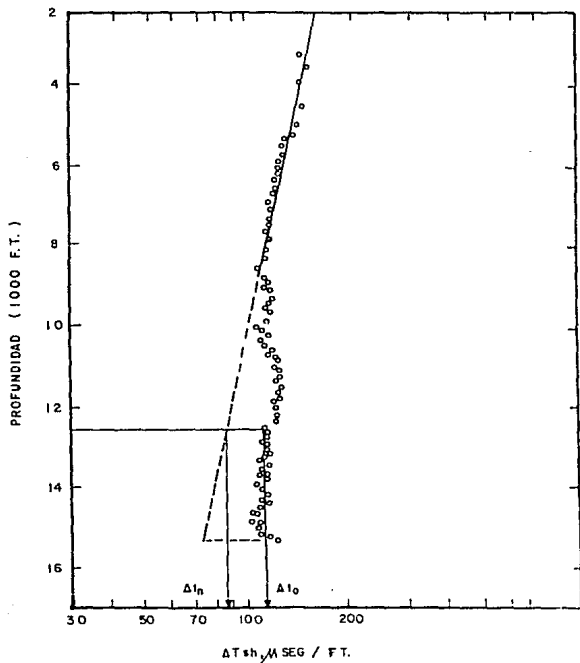


FIG. 2.6 COMPORTAMIENTO DEL TIEMPO DE TRANSITO EN UNA ZONA CON PRESION ANORMAL.

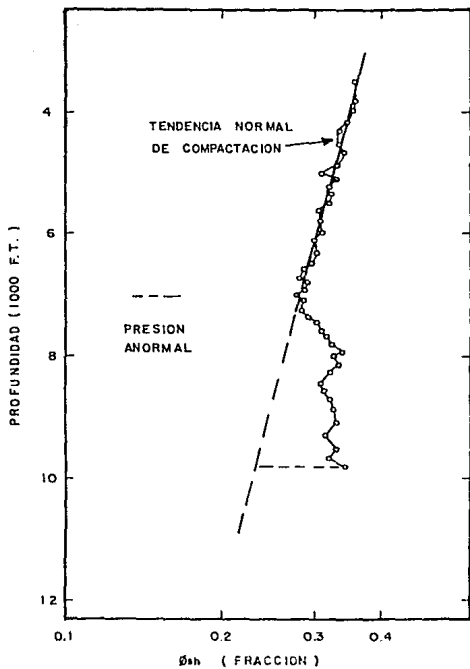


FIG. 2.7 PERFIL TIPICO DE LA POROSIDAD EN UNA ZONA CON PRESION ANORMAL .

DONDE: ψ = porosidad (frac.)

Δt = tiempo de tránsito ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

Δt_m = tiempo de tránsito de la matriz rocosa ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

Δt_f = tiempo de tránsito de fluido saturante ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

2.23 Registro de Densidad Compensado

Para la medición de esta propiedad se aprovecha la dispersión y absorción de rayos gamma por los electrones de los átomos como principio fundamental. La dispersión de los rayos gamma, es proporcional al número de electrones, y por tanto a la densidad del medio por donde viajan los rayos. Entre más densa es la formación, más amplia es la dispersión.

La densidad normalmente aumenta con la profundidad debido a que las formaciones entre más profundas son más compactas.

Las zonas con presión anormal distorsionan los valores leídos de densidad hacia valores más bajos de la tendencia normal debido a que tienen una mayor porosidad, aunque esto también puede suceder con formaciones impregnadas de gas. Los datos de densidad pueden ser graficados sobre escalas normales y/o semilogarítmicas, para ilustrar ambos resultados, ambas gráficas se muestran para un mismo pozo en la fig. 2.8.

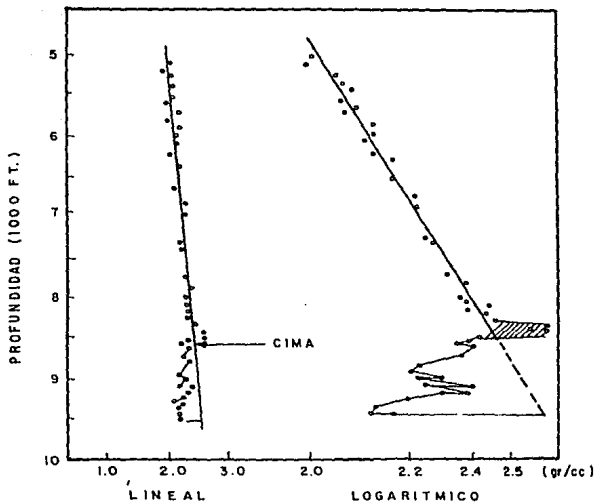


FIG. 2.8 COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD PARA UN MISMO POZO EN UNA ZONA CON PRESION ANORMAL .

2.24 CONSIDERACIONES PARA LA GRAFICACION.

A continuación se presentan algunas consideraciones de interés que ayudan en gran medida a asegurar las decisiones derivadas de las gráficas mencionadas:

- A) Se debe procurar leer los parámetros de interés en lutitas con espesores mínimos de 3 a 10 m de espesor.
- B) Utilizar datos de aquellas lutitas con mayor pureza.
- C) Evitar los datos de resistividad arriba de una profundidad de 700 a 1000 m. Pues estas generalmente contienen agua con menor salinidad, teniendo como resultado valores altos de resistividad.
- D) Tomar en cuenta cambios en la edad geológica, discordancias etc. ya que estos reflejan cambios drásticos en las propiedades de las lutitas, pues algunas tienen propiedades eléctricas diferentes, las cuales causan una marcada desviación con respecto a la línea de tendencia normal. El efecto de una discordancia en el registro sísmico, se ilustra en la fig. 2.9.
- E) Lutitas cercanas a masas grandes de sal, tales como domos salinos, presentan muy baja resistividad debido al incremento en la salinidad del agua que contienen.
- F) Formaciones con agua extremadamente puras (5000 ppm NaCl) a grandes profundidades, incrementan los valores de resistividad.

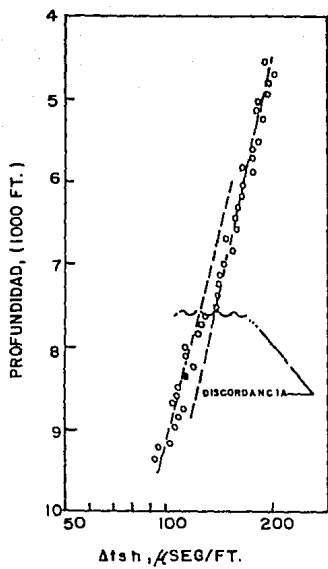


FIG.2.9 CAMBIO DE LA TENDENCIA NORMAL DEL TIEMPO DE TRANSITO DEBIDO A UNA DISCORDANCIA

G) La presencia de gas en las lutitas también pueden afectar drásticamente las mediciones de resistividad y tiempo de tránsito.

H) Cambios grandes en el diámetro del agujero también afectan los parámetros de medición.

I) Las lutitas con alto contenido de bentonita presentan muy bajos valores de resistividad, lo cual indican altas presiones de formación que generalmente no existen.

J) Evitar tomar lecturas en zonas lutíticas con derrumbes severos, ya que todas las herramientas utilizadas son afectadas en su respuesta.

No hay una regla general sobre cómo establecer tendencias normales de compactación; por tanto la experiencia y conocimiento del campo son factores decisivos para una buena evaluación.

C A P Í T U L O I I I

OBTENCION DE LA PRESION DE FORMACION Y DE FRACTURA

3.1 PRESION DE FORMACION

La evaluación de las presiones de formación juega un papel muy importante, en las operaciones de perforación, ya que constituye la base fundamental adecuada de los lodos de perforación en pozos vecinos.

En este capítulo se describen algunas de las técnicas más utilizadas para la estimación cuantitativa de las presiones de formación.

3.11 Método de Hottman y Johnson

Estos investigadores determinaron que las presiones de poros en lutitas pueden ser obtenidas a partir de registros de resistividad y sónico. El método incluye el establecimiento de las relaciones entre el tiempo de tránsito o de resistividad contra la profundidad, la tendencia será normal para gradientes de presión normal y no lineal para gradientes anormales.

La información necesaria para establecer esta relación es la siguiente: Medición de la presión de formación, mediante la

relación de resistividades, de la normal a la observada y de la presión de sobrecarga a varias profundidades con la siguiente ecuación:

$$P/D = S/D - 0.535 (R_o/R_n)^{1.5} \quad (3.1)$$

DONDE: P/D = gradiente de presión de formación (lb/pg²/pie)

S/D = gradiente de presión de sobrecarga (lb/pg²/pie)

R_o = resistividad observada (ohm - m)

R_n = resistividad normal (ohm - m)

Esta información se grafica fig. 3.1. En ella se puede observar que un incremento en la relación de resistividades significa un incremento en el gradiente de presión.

Para obtener la presión de formación en la zona geopresionada, se recomienda seguir el procedimiento descrito a continuación :

1.- Hacer una grafica semilogaritmica de resistividad contra profundidad para el pozo en estudio.

2.- Se determina la cima de la zona geopresionada, tomando en cuenta que a esta profundidad los puntos graficados empiezan a divergir de la tendencia normal establecida previamente.

3.- El gradiente de presión de formación, a cualquier profundidad, se encuentra por medio de los siguientes pasos:

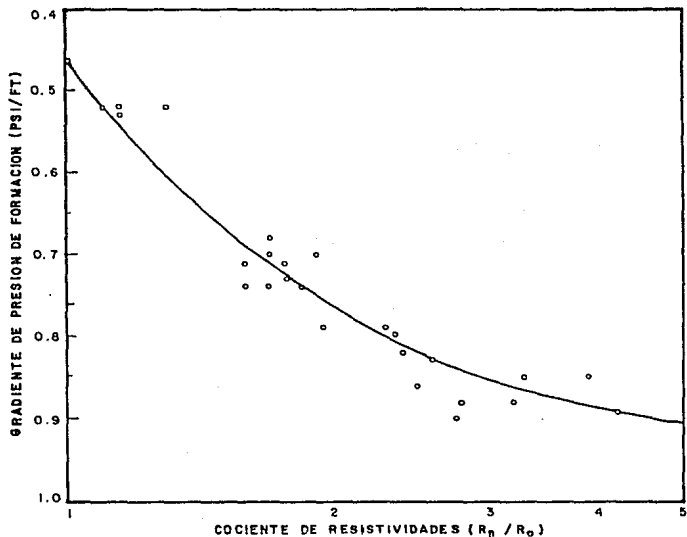


Fig. 3.1 -RELACION ENTRE EL GRADIENTE DE PRESION DE FORMACION Y EL COCIENTE DE RESISTIVIDADES . CURVA AJUSTADA A PARTIR DE LOS DATOS DE HOTTMAN AND JOHNSON.

a) Con la gráfica construida en el paso 1 se obtienen los valores de resistividad normal y observada de las lutitas.

b) Se calcula el cociente entre la resistividad observada y normal en las lutitas.

c) Con el cociente de resistividades y el gradiente de sobre carga (explicado en el Capítulo 1) y la ecuación 3.1. Se encuentra el gradiente de presión a la profundidad escogida.

4.- La presión se obtiene multiplicando la profundidad por el gradiente de presión de formación.

Cuando se cuenta con datos de tiempo de tránsito, leídos del registro sísmico de porosidad, se puede aplicar el mismo procedimiento establecido para valores de resistividad. También se utiliza una relación empírica del gradiente de presión de formación contra la diferencia de tiempo de tránsito ($\Delta t_0 - \Delta t_n$)

3.12 Método de Eaton

Este método establece expresiones analíticas para determinar las presiones existentes en las formaciones anormalmente presionadas.

Cuando se conocen los valores de resistividad (observada y normal) se puede determinar el gradiente de presión de

formación con la siguiente expresión:

$$P/D = S/D - [S/D - (P/D)n] [R_o/R_n]^\alpha \quad \text{--- (3.2)}$$

DONDE: P/D = gradiente de presión de formación (lb/pg²/pie)

S/D = gradiente de presión de sobrecarga (lb/pg²/pie)

(P/D)n = gradiente de presión normal de la zona
(lb/pg²/pie)

R_o = resistividad de la roca leída sobre la
desviación de los datos del registro (ohm-m)

R_n = resistividad de la roca leída sobre la
tendencia normal de compactación (ohm-m)

α = exponente de la ecuación de Eaton

Si se desean utilizar directamente valores de conductividad en lugar de resistividad, la ecuación puede escribirse:

$$P/D = S/D - [S/D - (P/D)n] [C_n/C_o]^\alpha \quad \text{--- (3.3)}$$

DONDE: C_o = conductividad de la roca leída sobre la
desviación de los datos del registro (mmho)

C_n = conductividad de la roca leída sobre la
tendencia normal de compactación (mmho)

De la misma manera con los datos del registro sísmico se pueden encontrar valores de presiones anormales a partir de:

$$P/D = S/D - [(S/D) - (P/D)n] [\Delta t_n / \Delta t_o]^\alpha \quad \text{---} \quad (3.4)$$

DONDE: Δt_o = tiempo de tránsito leído sobre la desviación
de los datos del registro ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

Δt_n = tiempo de tránsito leído sobre la tendencia
normal de compactación ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

La presión de formación puede determinarse por medio del siguiente procedimiento.

1.- Determinar el gradiente de sobrecarga (S/D) por medio de datos del registro de densidad del pozo, o bien de pozos vecinos con el procedimiento indicado anteriormente, al exponer la definición de presión de sobrecarga.

2.- Estimar el gradiente normal de presión de formación (P/D)n a partir de datos disponibles de presión en los pozos del área en las zonas normales o en su defecto, indirectamente de algunas medidas de densidad de agua obtenidas en laboratorio.

3.- Ajustar una tendencia normal de compactación, a partir de los datos representativos del área en cuestión.

4.- Obtener los cocientes de resistividades, conductividades y tiempos de tránsito a partir de las graficas de los datos correspondientes.

5.- Evaluar el exponente de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{\ln \left[\frac{S/D - P/D}{S/D - (P/D)n} \right]}{\ln \left[\frac{R_o}{R_n} \right]} \quad (3.5)$$

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

Debido a el estudio que realizó Eaton en la costa del golfo de México, llegó a la conclusión de que el exponente (α), puede tener el siguiente valor: cuando se usa la relación de resistividades $\alpha = 1.2$, relación de conductividades $\alpha = 1.2$, relación de tiempos de tránsito $\alpha = 3$.

Estos exponentes se han usado en los cálculos de la presión de formación de los diferentes campos de la Zona Marina, teniéndose resultados satisfactorios.

7.- Con las ecuaciones 3.2, 3.3 y 3.4 calcular los correspondientes valores de los gradientes de presión de formación a las profundidades de interés.

3.2 PRESION DE FRACTURA.

A través de experiencias de campo y laboratorio, se ha encontrado que la presión que soporta una roca sin que se fracture,

es función principalmente de su resistencia y de los esfuerzos que se encuentra sometida en el subsuelo. La resistencia que ofrece la formación por si misma, raras veces asciende a más de unas decenas de Kilogramos por centimetro cuadrado y se ha observado que las formaciones se fracturan a una presión que excede la resistencia de la roca.

Existe una diferencia entre la presión de formación y la presión de fractura que permite tolerancias funcionales en la densidad de lodo utilizada durante la perforación.

Es evidente, por tanto, la utilidad del conocimiento del gradiente de fractura. A continuación se inicia este estudio con la exposición de un método de medición, en el campo, de la presión de fractura.

3.21 Medición Directa

La medición directa de la presión de fractura puede efectuarse después de haber cementado una tubería de revestimiento y se recomienda seguir el procedimiento descrito a continuación:

- 1.- Perforar 30 m. abajo de la zapata.
- 2.- Levantar la barrena dentro de la zapata.
- 3.- Circular para emparejar columnas e igualar las densidades de entrada y salida.
- 4.- Conectar la línea de la unidad de alta a la T.P.

- 5.- Cerrar el preventor anular arriba del carrete de trabajo.
- 6.- Con unidad de alta presión se bombea por T.P. con gasto de $1/4$ a $1/2$ barril por minuto, se bombeara $1/4$ ó $1/2$ barril, anotar las presiones correspondientes y bombear nuevamente $1/4$ ó $1/2$ barril y así sucesivamente para poder registrar y apreciar correctamente la presión máxima por cambio de pendiente en la curva y prevenir de inyectar todo a la formación, lo que ocasionaria problemas posteriores, originando alguna operación de recementación o de admisión (perdida) de fluidos en el pozo durante la perforación de la siguiente etapa.
- 7.- Anotar los datos y elaborar una gráfica del volumen inyectado (barriles) contra presión registrada (kg/cm^2 ó lb/pg^2).
- 8.- Con los datos dados y graficados en el punto anterior se observara cuando los puntos se separan de la recta; justo en ese momento se anotará la presión registrada.
- 9.- Parar la bomba y mantener cerrado el pozo, leer la presión instantánea, y luego lea los valores cada minuto (de presión) durante 10 minutos y grafiquelos sobre la misma grafica. Fig 3.2.
- 10.- Elimine la presión y registre el volumen de la prueba recuperado en las cajas. El volumen recuperado debe aproximarse al bombeado.

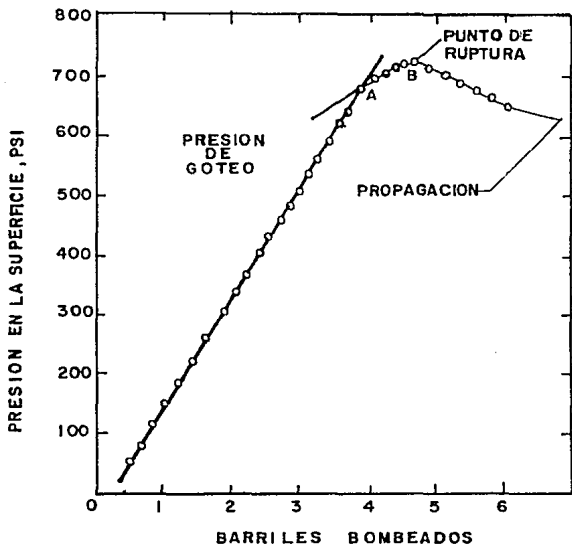


FIG. 3.2 COMPORTAMIENTO TIPICO DE PRESION EN LA SUPERFICIE CONTRA BARRILES BOMBADOS

11.- Con el valor de presión (presión de goteo) encontrado en la gráfica se procede a efectuar el cálculo de la presión de fractura, así como este equivalente en densidad con las siguientes ecuaciones:

$$FP = P_g - P_c + (\rho \times D)/10 \quad \text{--- (3.6)}$$

DONDE : FP = Presión de Fractura (Kg/cm^2)

P_g = Presión de Goteo (Kg/cm^2)

P_c = Presión debida a la resistencia del gel de lodo
(Kg/cm^2)

ρ = Densidad de lodo (gr/cc)

D = Profundidad (m)

$$pe = (P_g \times 10)/D + \rho \quad \text{--- (3.7)}$$

DONDE : pe = Densidad equivalente (gr/cc)

La manera usual de encontrar P_c es por medio del viscosímetro Fann. Aunque otra manera más representativa que tome en cuenta las condiciones de lodo en el pozo para el cálculo de P_c , es la que se describe a continuación : después de efectuar la prueba de goteo se espera un momento y se hace funcionar la bomba con el preventor abierto, midiéndose la presión necesaria para iniciar la circulación (P_c).

2.22 Medición indirecta.

2.221 Método de Matthews y Kelly

Este método establece una relación entre los gradientes de presión y fractura, y la introducción del coeficiente de esfuerzo de la matriz K_1 , la ecuación propuesta por este método es la siguiente:

$$FPG = P_f/D + (K_1 \cdot \sigma_v/D) \quad \text{---} \quad (3.8)$$

DONDE: FPG = gradiente de presión de fractura de la formación (lb/pg²/pie)

P_f = presión de formación (lb/pg²)

D = profundidad (pies)

K_1 = coeficiente de esfuerzo de la matriz (adm.)

σ_v = esfuerzo vertical soportado por la roca (lb/pg²)

El coeficiente de esfuerzo de la matriz es una variable que relaciona los esfuerzos verticales y horizontales soportados por la roca, y debe ser estimada a la profundidad a la que el valor de σ_v sería el esfuerzo normal de la matriz.

Los valores de K_1 pueden obtenerse por sustitución de datos de campo de presión de fractura con la siguiente ecuación:

$$K_1 = (D/\sigma_v) (FPG - Pf/D) \quad \text{---} \quad (3.9)$$

Las presiones de fractura, a falta de mediciones directas, pueden evaluarse a partir de información acerca de pérdidas de circulación de lodo durante la perforación, cementaciones forzadas, etc.

Para obtener el cálculo de los gradientes de presión de fractura, se sigue el procedimiento descrito a continuación:

1.- Se construye una gráfica de coeficientes de esfuerzo de la matriz K_1 contra la profundidad fig. 3.3 con la finalidad de encontrar los coeficientes K_1 apropiados a las profundidades requeridas.

2.- Determinar la presión de formación a partir de los métodos estudiados en este capítulo.

3.- Calcular el esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca a partir de su relación con la presión de sobrecarga y la de formación con la siguiente ecuación:

$$\sigma_v = S - Pf \quad \text{---} \quad (3.10)$$

DONDE: S = presión de sobrecarga (lb/pg / pie)

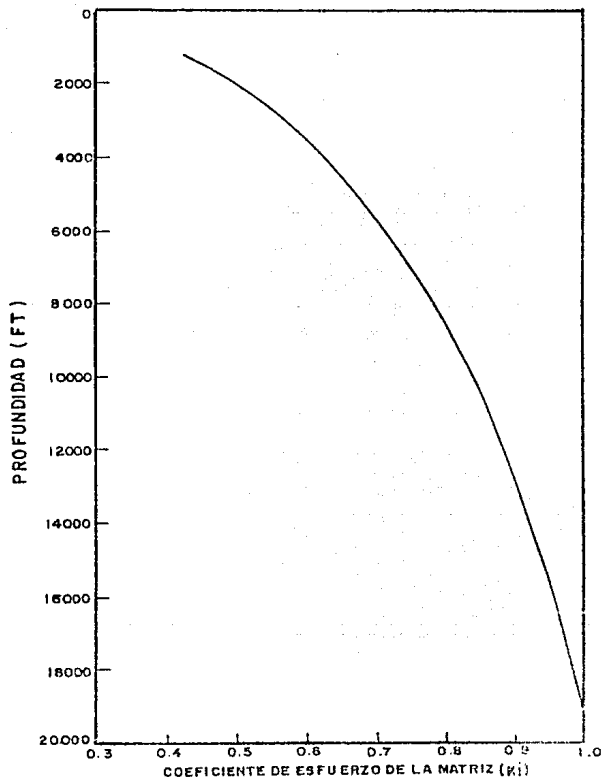


FIG. 3.3 RELACION DEL COEFICIENTE DE ESFUERZO DE LA MATRIZ CON LA PROFUNDIDAD. CURVA AJUSTADA A PARTIR DE LOS DATOS DE MATTHEWS AND KELLY.

4.- Cuando se quiere hacer el cálculo en zonas anormales, es necesario determinar la profundidad D_1 , para la cual el valor de σ_v del punto en estudio sería el valor normal, mediante la ecuación:

$$D_1 = (\sigma_v) / (S/D - Pf/D) \quad \text{---} \quad (3.11)$$

DONDE: D_1 = profundidad equivalente a la cual el esfuerzo vertical neto, soportado por la roca, es normal (pies).

σ_v corresponde a la zona anormal y Pf/D al gradiente de presión del área

5.- Con la profundidad equivalente D_1 , encontrada en el paso anterior, se entra a la grafica construida en el primer paso, para encontrar el valor correspondiente de K_1 .

6.- Apartir de la ecuación 3.8 se calcula el gradiente de presión de fractura.

7.- Repitiendo este procedimiento a diferentes profundidades es posible obtener la variación del gradiente de fractura con respecto a la profundidad.

3.222 Método de Eaton

Este método considera las propiedades elásticas de las rocas, se ha encontrado que, por medio de la relación de Poisson, los esfuerzos verticales y horizontales soportados por la roca se pueden relacionar por medio de la siguiente ecuación:

$$\sigma_h = (\nu / 1-\nu) \sigma_v \quad \text{---} \quad (3.12)$$

DONDE: σ_h = esfuerzo horizontal soportado por la roca (lb/pg²)

ν = relación de Poisson

σ_v = esfuerzo vertical soportado por la roca (lb/pg²)

La presión de fractura puede expresarse como:

$$FP = Pf + (\nu / 1-\nu) \sigma_v \quad \text{---} \quad (3.13)$$

DONDE: FP = presión de fractura de la formación (lb/pg²)

Pf = presión de formación (lb/pg²)

De tal manera que el gradiente de presión de fractura de la formación, es posible estimarlo a partir de:

$$FPG = Pf/D + (\nu / 1-\nu) \sigma_v/D \quad \text{---} \quad (3.14)$$

El cociente de las relaciones de poisson debe establecerse con la ayuda de datos de campo, através de la siguiente expresión:

$$(\nu / 1-\nu) = (Fp_u - P_f/D) / (S/D - P_f/D) \quad \text{---} \quad (3.15)$$

Para determinar el gradiente de presión de fractura, utilizando este método, se recomienda seguir el siguiente procedimiento:

1.- Es necesario graficar la variación de la relación de poisson contra la profundidad fig. 3.4.

2.- Estimar el gradiente de presión de formación aplicando cualquiera de los métodos estudiados con anterioridad.

3.- Calcular el esfuerzo soportado por la roca, apartir de datos obtenidos del registro de densidad y la ecuación:

$$S = P_f + \nu v \quad \text{---} \quad (3.16)$$

4.- Evaluar el gradiente de presión de fractura usando la ecuación 3.14 a la profundidad elegida.

5.- Con la repetición de los pasos anteriores a diferentes profundidades, es posible construir un perfil de la variación del gradiente de presión de fractura contra la profundidad.

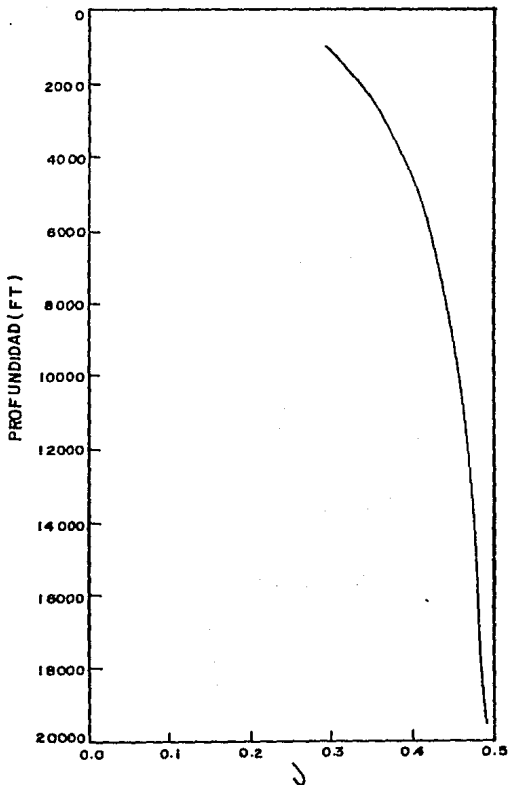


FIG. 3.4 VARIACION DE LA RELACION DE POISSON CON LA PROFUNDIDAD CURVA AJUSTADA A PARTIR DE LOS DATOS DE EATON.

C A P I T U L O I V

DETERMINACION DE LA ZONA DE PRESION ANORMAL EN EL CAMPO BATAB

4.1 UBICACION DEL CAMPO.

El campo BATAB se encuentra ubicado en el golfo de Campeche a 85 Kms. al NW de Cd. del Carmen, es uno de los campos de la mundialmente conocida Sonda de Campeche (Fig. 4.1).

La Sonda de Campeche, es parte de un borde de plataforma cretácica que se extiende 700 Km. aproximadamente paralela a las costas del Golfo de México y cuya existencia quedó confirmada con los pozos perforados en Cotaxtla, Ver., así como los de Reforma Chiapas, y en la Sonda de Campeche donde se ha comprobado la existencia de hidrocarburos (Fig. 4.2).

Por métodos sísmológicos se ha detectado un gran número de estructuras geológicas con un área de 8000 Km² (Fig. 4.3).

Para perforaciones exploratorias se cuenta con 9 equipos, de los cuales 6 son plataformas autoelevables, 2 son semisumergibles y un barco perforador. Estos equipos pueden perforar en tirantes de agua hasta de 120 m. y tienen una capacidad para

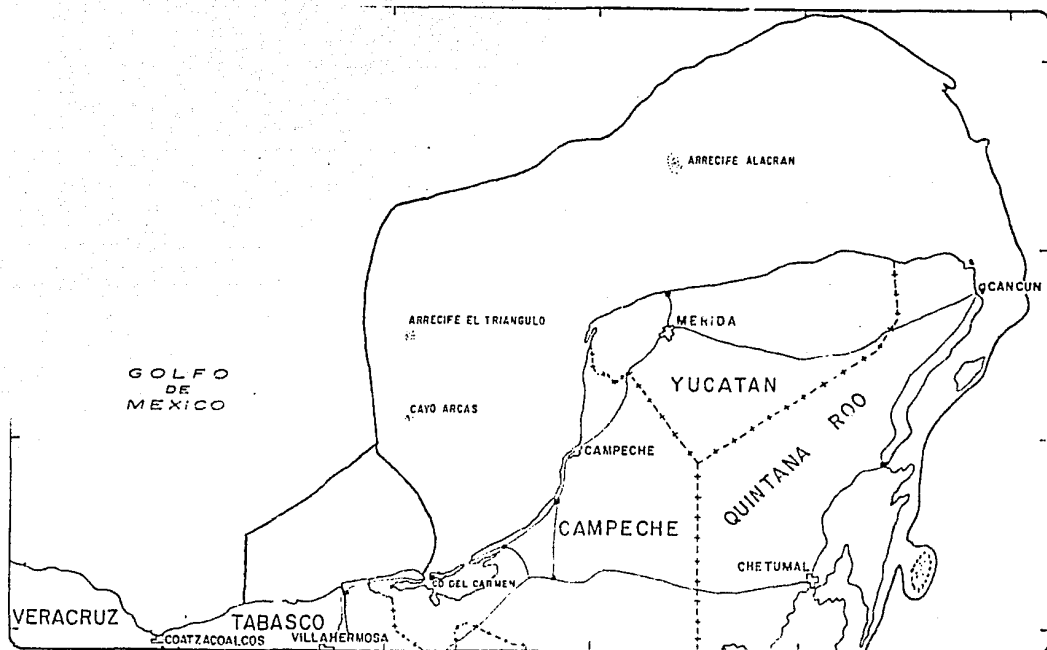


FIG. 4.1 SONDA DE CAMPECHE .

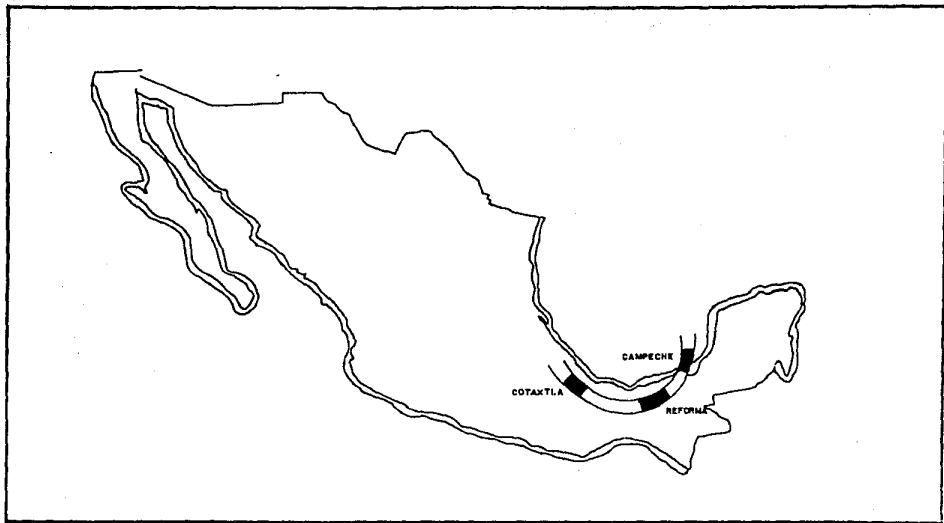


FIG. 4. 2 . BORDE DE PLATAFORMA CRETACICO .

alcanzar profundidades de 7000 m., están diseñados para operar con olas de 15 m. y vientos de 200 km/hr, por lo cual pueden trabajar todo el año, sin que se tengan que interrumpir las operaciones a causa del mal tiempo (en toda la historia de la perforación marina en la Sonda de Campeche, sólo en una ocasión se ha presentado la necesidad de abandonar los equipos).

Para perforaciones de desarrollo actualmente se cuenta con 24 plataformas fijas en operación, con una capacidad para perforar 12 pozos desde cada una de ellas. Dichas plataformas están localizadas en los siguientes campos: CANTAREL, ABKATUN, UECH, CAAN, CHUC, KU, POL y BATAB. Estas plataformas son de fabricación nacional.

Se tienen 6 plataformas satélite, las cuales no cuentan con equipo de perforación, pues han perforado los 12 pozos a los que tienen capacidad, sólomente tienen el piso de producción donde se hayan instalados los árboles de válvulas de los pozos que están en producción.

4.2 COLUMNA GEOLOGICA DE DICHO CAMPO.

Se han perforado 4 pozos en el campo BATAB, estos tienen una profundidad que va de 4790 m hasta 5040 m.

La columna geológica que se atraviesa en este campo se muestra en la fig. 4.4.

En el campo BATAB, existen dos zonas con acumulación de hidrocarburos que constituyen yacimientos independientes: Cretácico Superior (Brecha del Paleoceno) y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

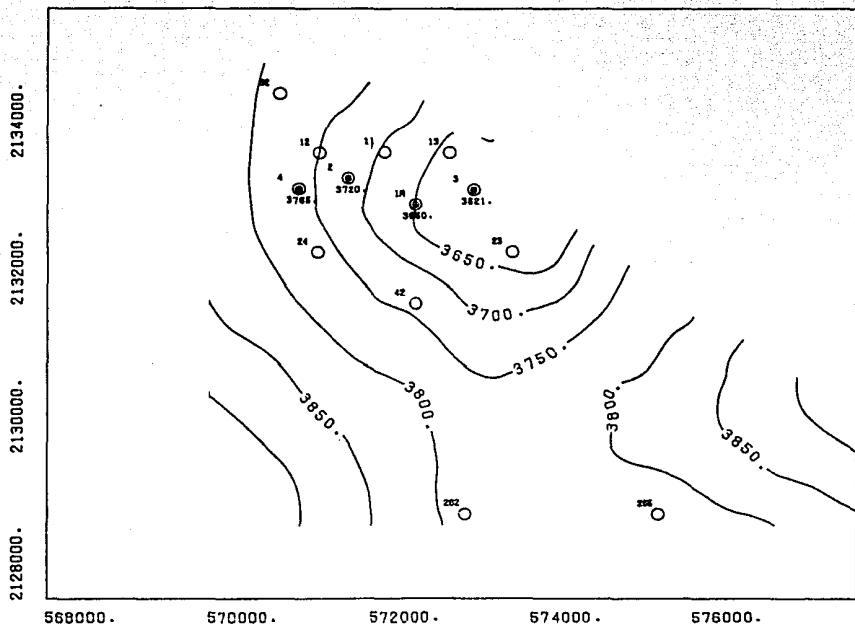
Las figs. 4.5 y 4.6 muestran la configuración estructural de las zonas productoras del campo BATAB, las cuales se van modificando conforme se va desarrollando el campo.

La capacidad productora que se tiene actualmente en el campo, verificada con los pozos que se tienen en producción es aproximadamente de 20000 BPD, con una RGA promedio de $260 \text{ m}^3/\text{m}^2$

La perforación dentro de una de las formaciones productoras (Brecha del Paleoceno) es muy difícil debido a que se tiene una formación muy fracturada y sucede muy a menudo descontrol de pozos ó pérdidas de circulación de todo.

4.3 DETERMINACION CUALITATIVA DE LA ZONA DE PRESION ANORMAL.

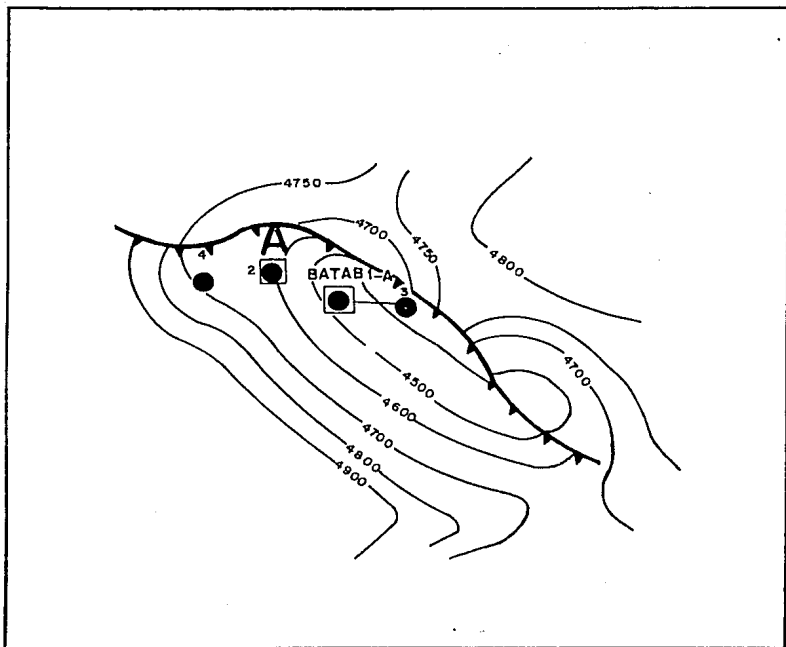
La determinación cualitativa de la zona de presión anormal se obtiene a partir de las gráficas de el registro sísmico sintético y las curvas de resistividad, conductividad, tiempo de tránsito y densidad contra la profundidad. Los datos que proporcionan estas gráficas solo indicarán a que profundidad inicia la zona sobrepresionada y dónde termina ésta, de una manera aproximada, es



SIMBOLOGIA

- LOCALIZACION
- PZOS PRODUCTOR DE ACEITE EN OTRO HORIZONTE

FIG. 4.5. PLANO ESTRUCTURAL DEL CAMPO BATAB
CONFIGURACION BRECHA DEL PALEOCENO.



**FIG. 4.6 PLANO ESTRUCTURAL DEL CAMPO BATAB
CONFIGURACION JURASICO KIMMERIDGIANO**

decir el espesor de la zona de presión anormal.

Con la ayuda de estas gráficas y apoyándose con la correlación de registros se podrá lograr un óptimo asentamiento de tuberías de revestimiento y una adecuada programación del lodo de perforación, para evitar algún contrat tiempo y en algunas ocasiones pérdidas económicas considerables o hasta pérdidas humanas que lamentar.

Para obtener la gráfica de tiempo de tránsito contra profundidad (registro sónico sintético) se inicia de una sección sísmica (Fig. 4.7), que posteriormente es procesada en computadoras, obteniéndose un análisis de velocidad sísmica (VELAN) (Fig. 4.8), esta es una gráfica de velocidad contra profundidad. Realizando la conversión de esta velocidad a tiempo de tránsito, se logra obtener el registro sónico sintético. La Fig. 4.9 nos muestra el registro sónico sintético del campo BATAB, trazando una línea que defina la tendencia normal, se puede observar que en la entrada de la zona de presión anormal se tiene un incremento de tiempo de tránsito a una profundidad de 1250 m, este recuperará su tendencia normal a 3680 m, donde indica la salida de la zona sobre-presionada, teniendo esta un espesor de 2430 m. Cabe mencionar que esta gráfica fué elaborada antes de la perforación del pozo.

Para realizar la gráfica de resistividad contra profundidad, se leen del registro de inducción enfocando valores de resistividad a diferentes profundidades, tomando en cuenta las

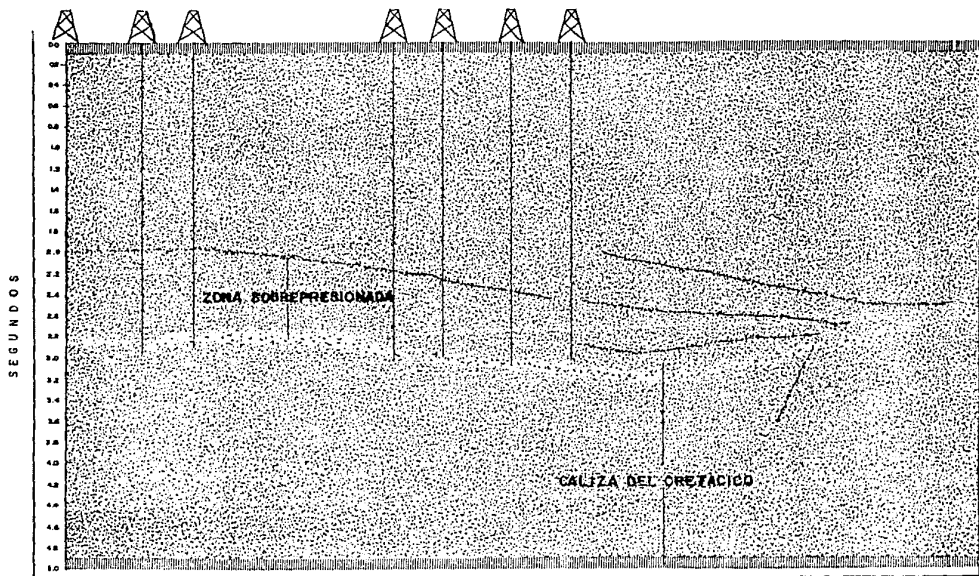


FIG. 4.7 SECCION SISMICA

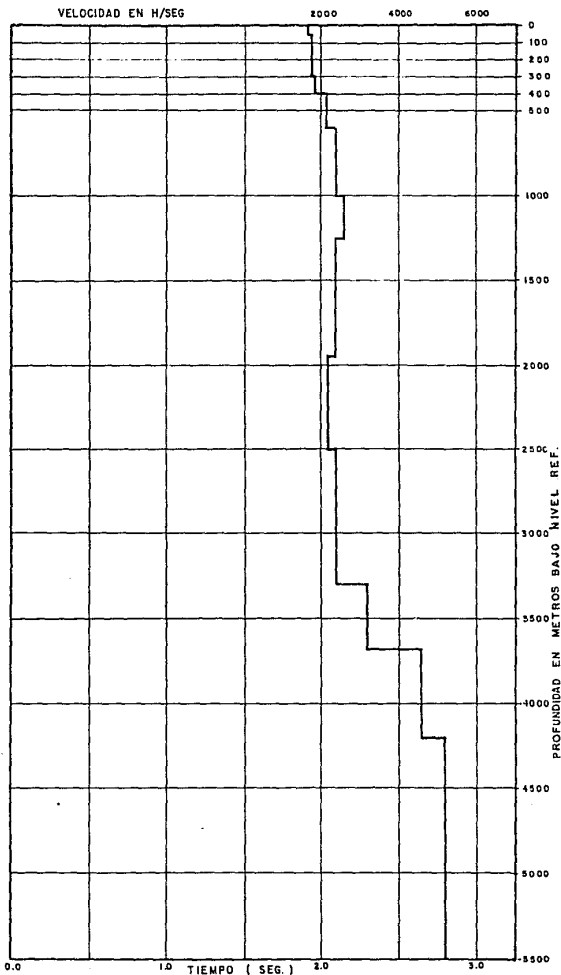


FIG. 4.8. ANALISIS DE VELOCIDAD SISMICA (VELAN) DEL CAMPO BATAB.

M SEG. / PIE.

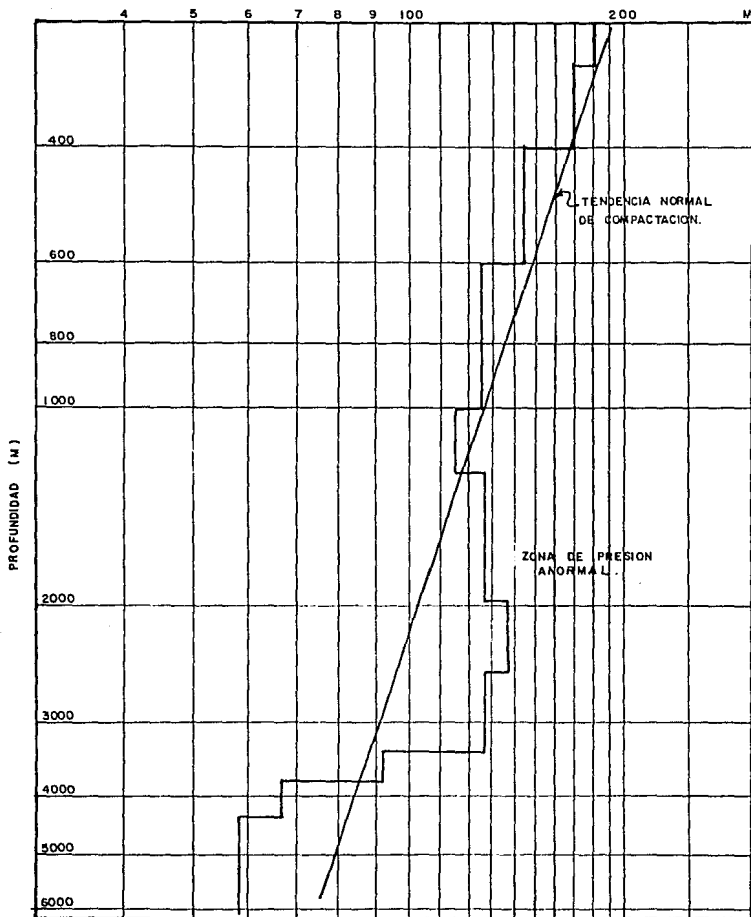


FIG. 4. 9. REGISTRO SONICO SINTETICO DEL CAMPO BATAB.

consideraciones para graficar, tratadas en el Capítulo II, los datos se anotarán en un papel semilogarítmico, se traza una línea que defina la tendencia normal de la formación, teniendo valores menores de resistividad en la zona de presión anormal. La gráfica de resistividad contra profundidad del pozo BATAB IA, se muestra en la Fig. 4.10, donde se puede apreciar que la zona geopresionada entra aproximadamente a 1250 m, y termina a una profundidad de 3660 m, teniéndose un espesor de la zona de presión anormal de 2410 m. Las gráficas 4.11, 4.12 y 4.13, de resistividad contra profundidad, se obtuvieron del registro de inducción enfocado, tomado en cada uno de los pozos que se han perforado en el campo.

Para obtener una gráfica de conductividad contra profundidad, del registro de inducción enfocado y de la curva de conductividad, se leen valores a diferentes profundidades tomando en cuenta las consideraciones para graficar, tratadas en el Capítulo II, se anotan los datos en un papel semilogarítmico, se traza una línea que defina la tendencia normal de la formación, saliendo de dicha tendencia de la zona geopresionada: es decir, se tendrán valores mayores de conductividad en esta región. La gráfica de conductividad contra profundidad, del primer pozo perforado en el campo, se muestra en la Fig. 4.14, donde se puede apreciar que la zona de presión anormal inicia aproximadamente a 1250 m, y termina a una profundidad de 3660 m, teniendo ésta un espesor de 2410 m. Otra forma de realizar una gráfica de este tipo es con la siguiente fórmula:

BATAB 1A

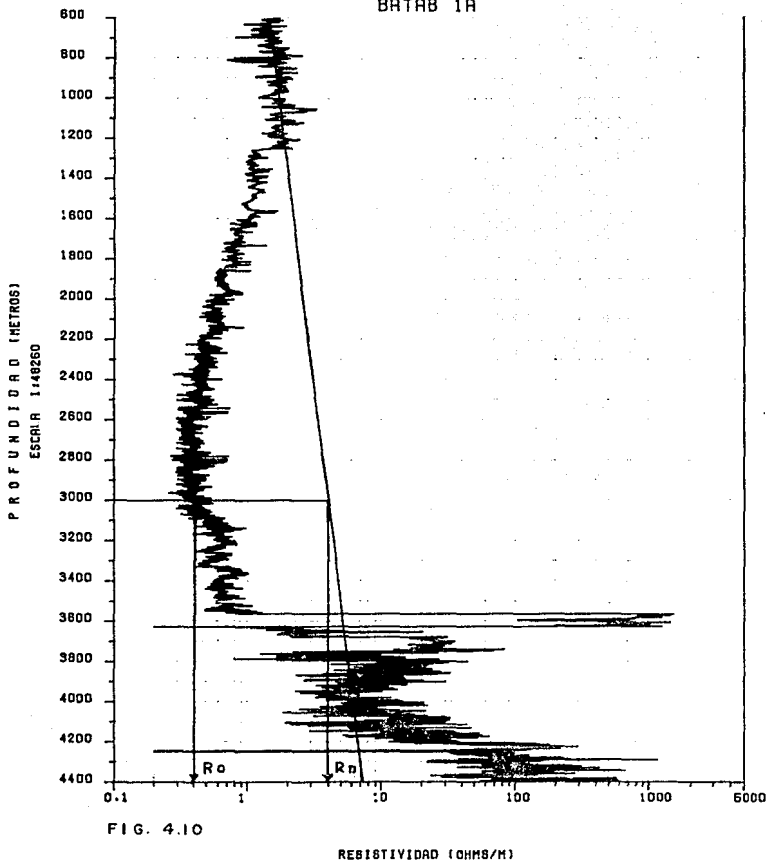


FIG. 4.10

RESISTIVIDAD (OHMS/M)

BATAB 2

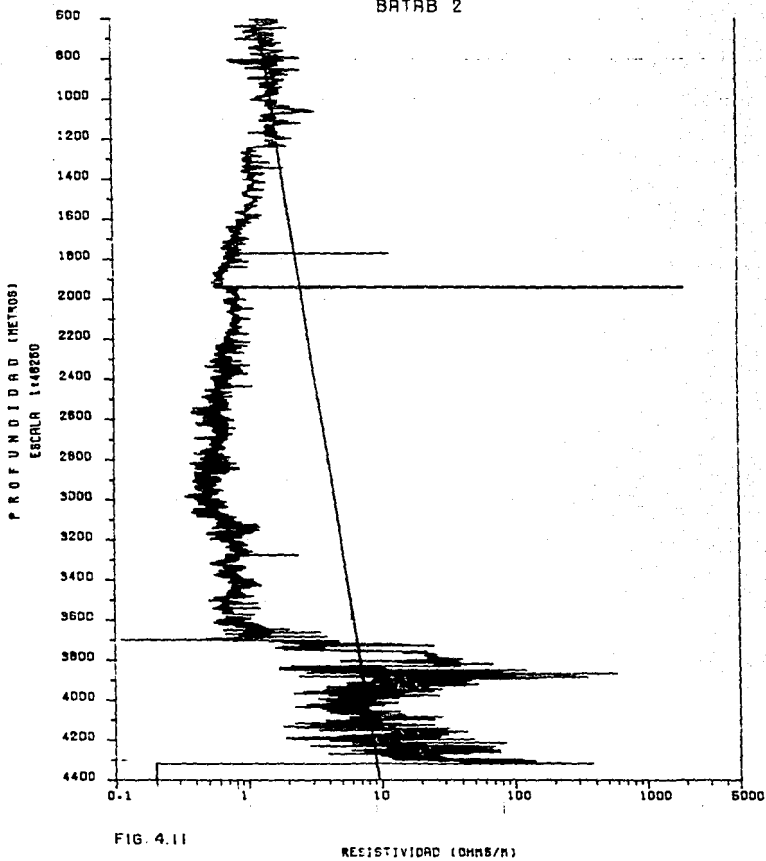


FIG. 4.11

BATAB 3

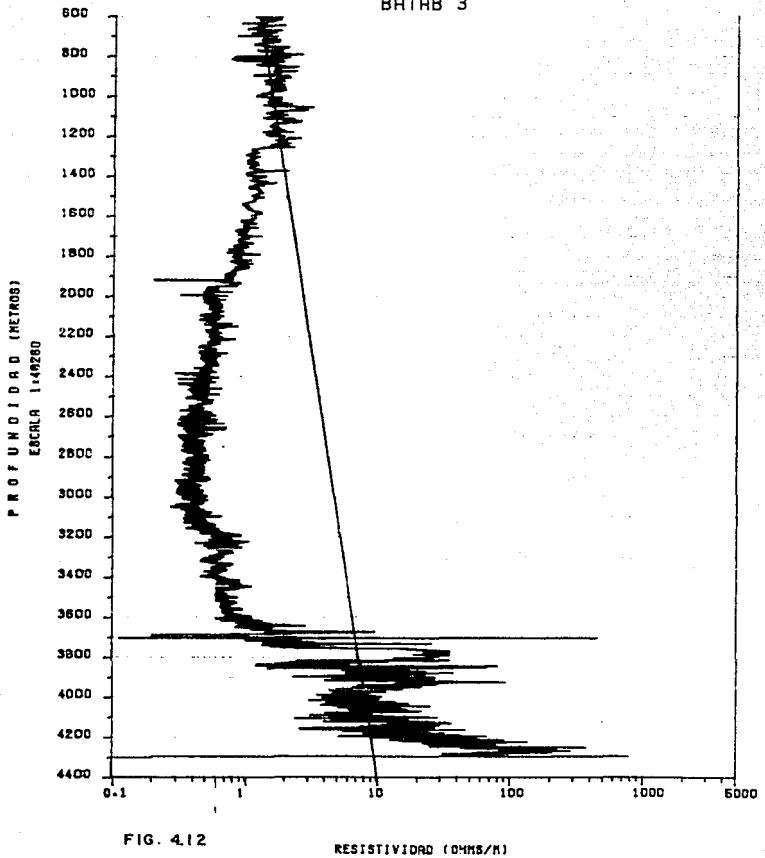


FIG. 4.12

RESISTIVIDAD (OHMS/M)

BATAB 4

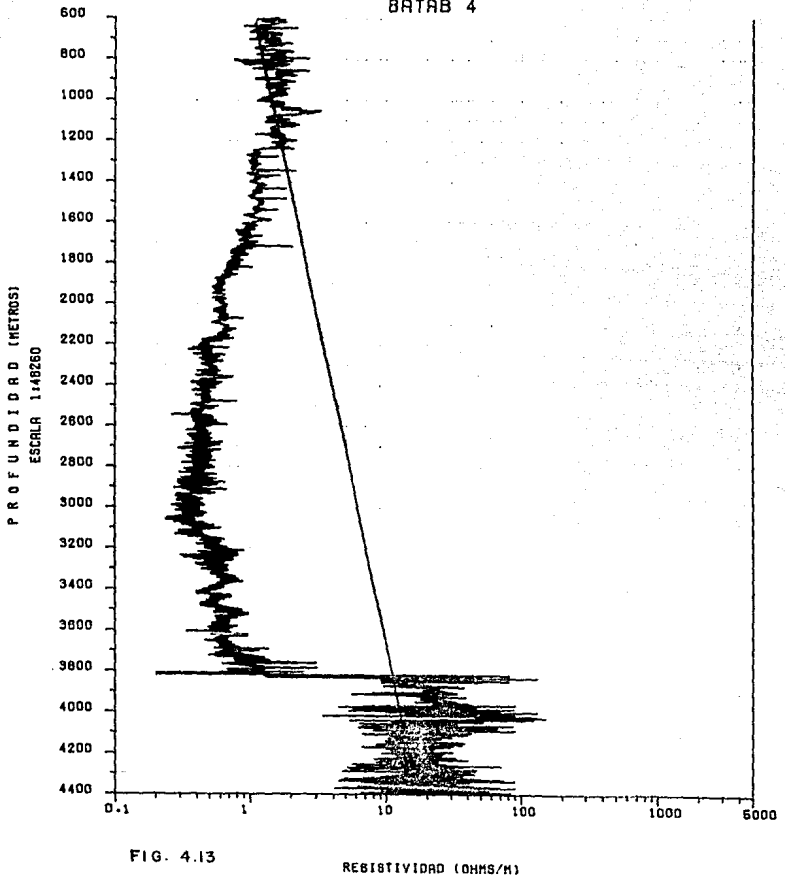


FIG. 4.13

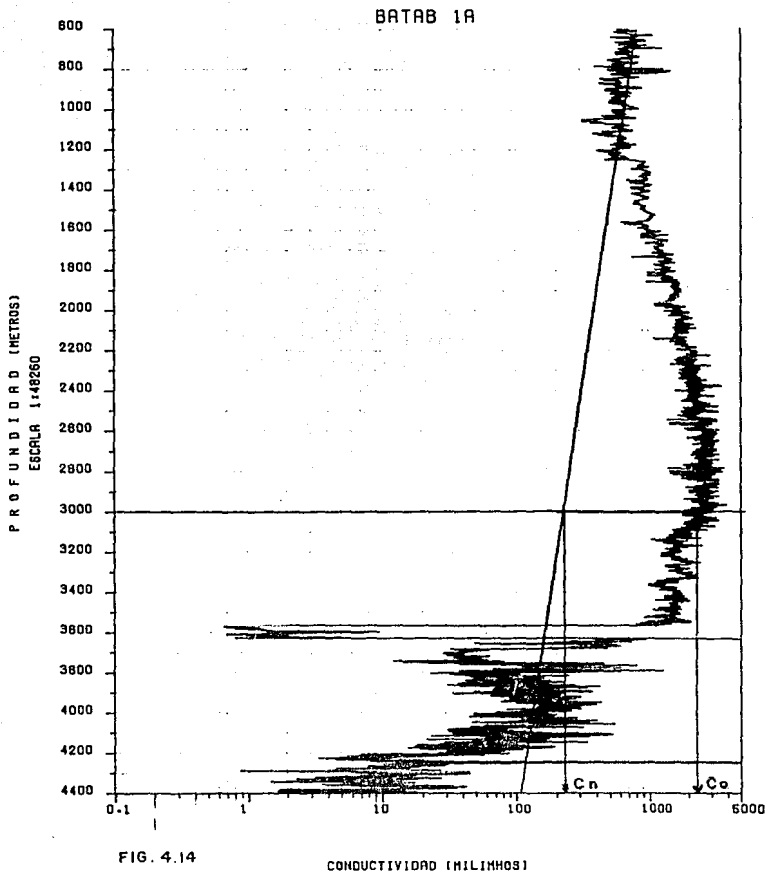


FIG. 4.14

CONDUCTIVIDAD (MILIMHOS)

$$C = 1/R \quad \text{---} \quad (4.1)$$

Donde: C = Conductividad (milimhos)

R = Resistividad (ohms/m)

Tomando valores directamente de la gráfica previamente elaborada de resistividad contra profundidad y aplicando la fórmula 4.1, se obtendrán valores de conductividad, al graficar esto se obtendrá una gráfica exactamente igual que si se hubiese realizado con datos tomados directamente de el registro. Las figuras 4.15, 4.16 y 4.17, de conductividad contra profundidad se realizaron tomando valores de la curva de conductividad del registro de inducción enfocado, que fué corrido en cada uno de los pozos que se han perforado en este campo.

La obtención de una gráfica de tiempo de tránsito contra profundidad se hace posible con el registro sónico de porosidad, de este registro se leen valores de la curva de tiempo de tránsito a diferentes profundidades y los puntos se grafican en un papel semilogarítmico, las lecturas que se hagan deberán de tomar en cuenta las consideraciones para graficar, tratadas en el Capítulo II. Una vez teniendo la gráfica, se traza una línea que defina la tendencia normal de la formación teniendo valores mayores de tiempo de tránsito en la zona de presión anormal. La gráfica de tiempo de tránsito contra profundidad del pozo BATAB 1A, se muestra en la figura 4.18, donde se puede observar que la zona geopresionada entra según esta gráfica a 1250 m y termina a una profundidad aproximada de

BATAB 2

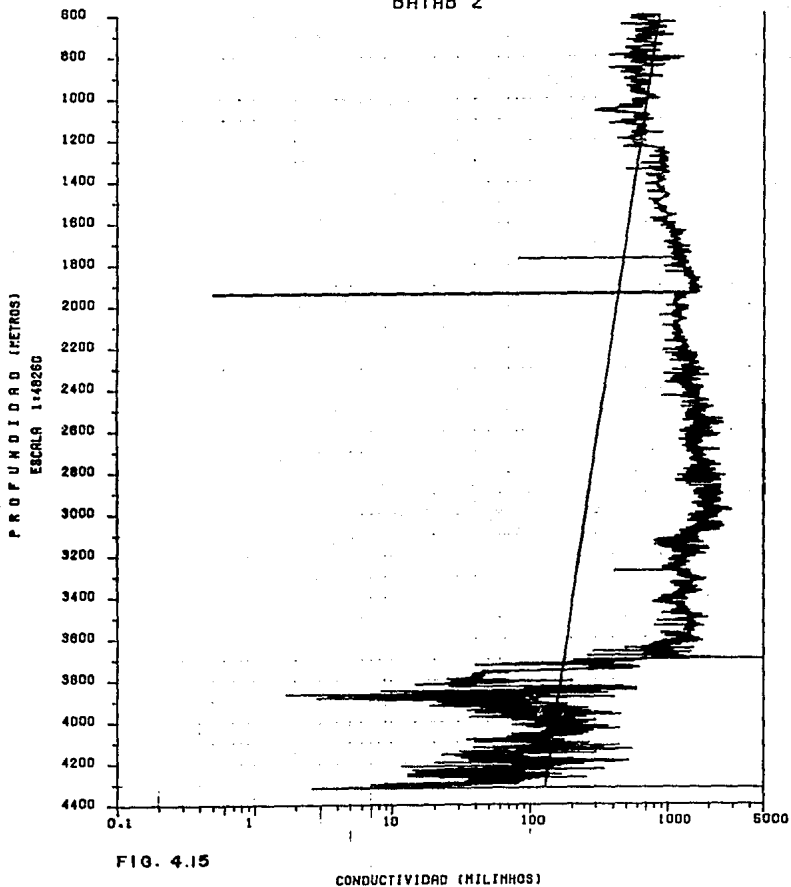


FIG. 4.15

CONDUCTIVIDAD (MILINHOS)

BATAB 3

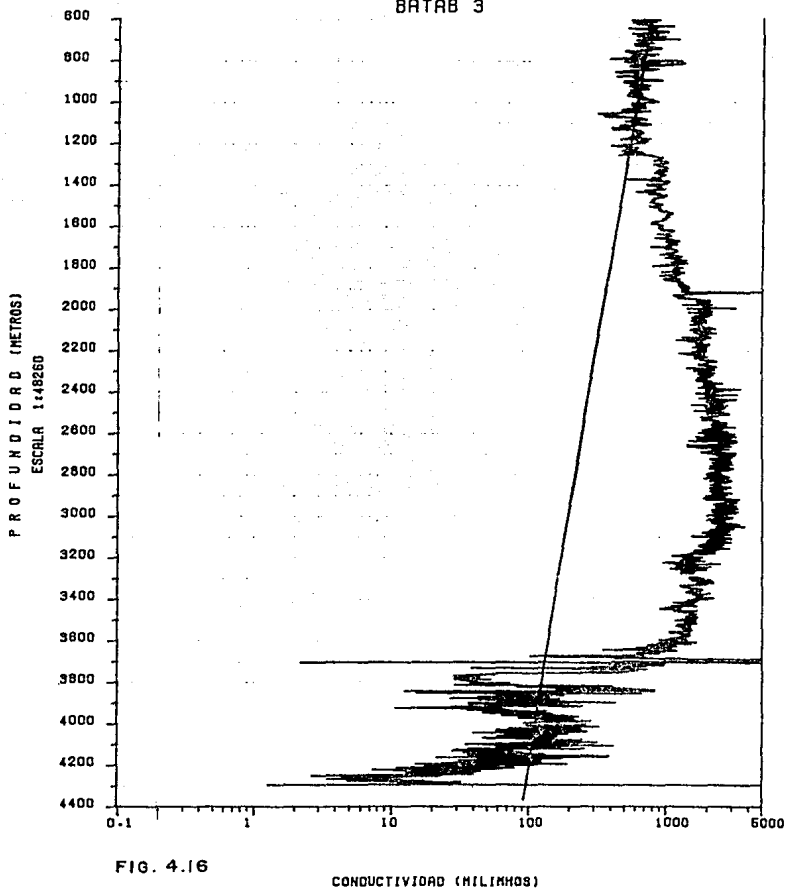


FIG. 4.16

CONDUCTIVIDAD (MILIMHOS)

BATAB 4

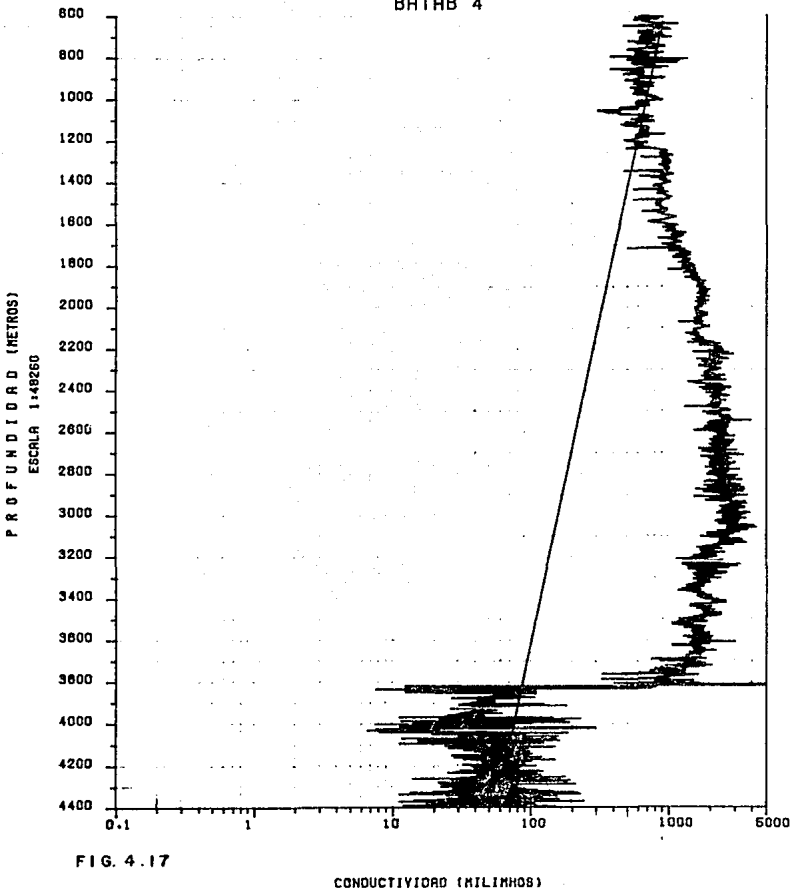


FIG. 4.17

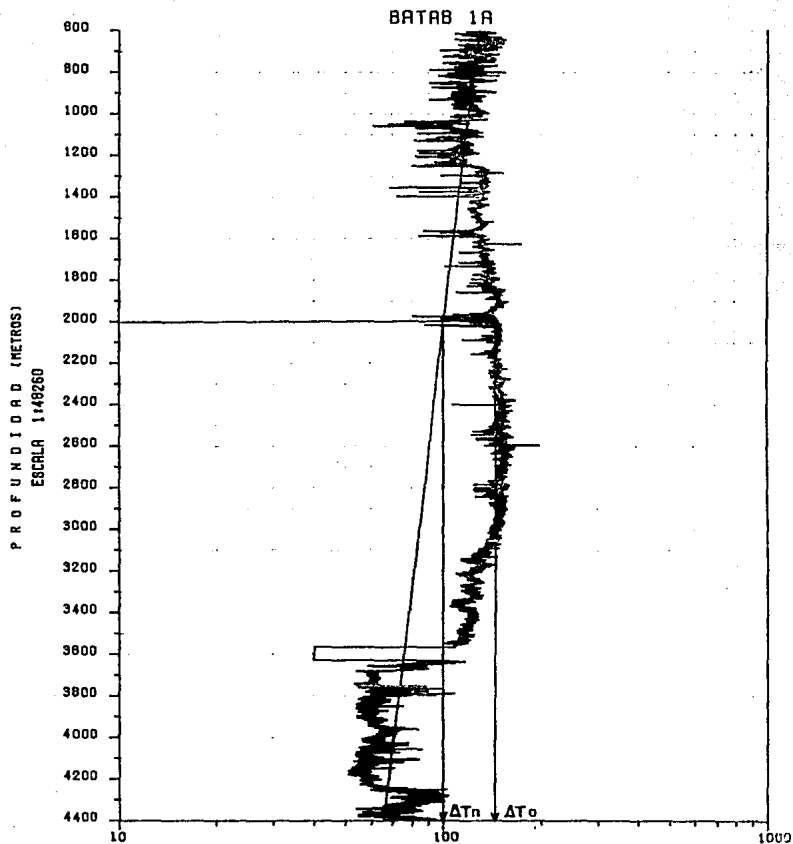


FIG. 4.18

DT (MICROSEGUNDOS/PIE)

3660 m, teniendo la zona anormal un espesor de 2410 m.

Finalmente, para realizar la gráfica de densidad contra profundidad, del registro de densidad compensado se leen valores de la curva de densidad en diferentes puntos, los valores obtenidos se grafican en un papel semilogarítmico, es importante como se ha venido mencionando, tomar en cuenta las consideraciones para graficar tratadas en el Capítulo II. Después de graficar todos los puntos seleccionados, se traza una línea recta que defina la tendencia normal de la formación, se tendrán valores menores de densidad en la zona geopresionada, a continuación se muestra la gráfica de densidad contra profundidad del pozo BATAB 1A (fig 4.19) de la cual se observa que la entrada a la zona de presión anormal esta aproximadamente a 1250 m y termina a 3660 m teniendo un espesor aproximado de 2410 m.

Cabe aclarar que en los pozos exploratorios, de los registros antes mencionados se corren todos, y en los pozos de desarrollo se tomarán todos, sólo en el intervalo productor, es decir que en la zona de presión anormal no se tiene la información de el registro de densidad compensada y del sónico de porosidad, esto es debido a que se tomaron en el primer pozo perforado en el campo, en este caso en el BATAB 1A. En la zona de presión anormal, no necesita una amplia información, además se evitan debido al alto costo económico que representan. Como se puede observar, se cuenta con gráficas de resistividad y conductividad contra la profundidad (curvas del registro de inducción enfocado) para todos los pozos perforados en el campo y sólo se tiene de tiempo de tránsito y de

BATAB 1A

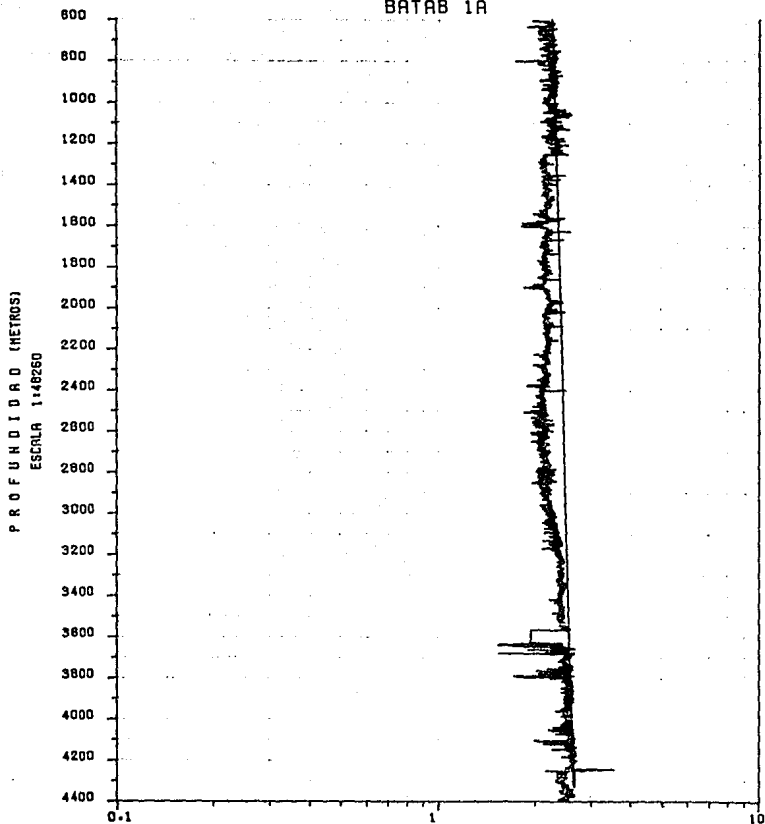


FIG. 4.19

densidad contra profundidad (curvas del sónico de porosidad y densidad compensado respectivamente) para el primer pozo perforado en el área, es decir, el pozo exploratorio BATAB 1A.

De acuerdo a la experiencia que se ha tenido en la zona marina, se considera que son confiables cualquiera de los registros geofísicos antes mencionados, para la detección cualitativa de la zona de presión anormal. Es importante mencionar que el registro que mejor define la tendencia normal de la formación es el sónico de porosidad.

En la Fig 4.20 se presenta una sección del campo BATAB, dicha sección corta a los pozos BATAB 1A, BATAB 3 Y BATAB 4, con la ayuda de la curva de resistividad tomada de el registro de inducción enfocado se determinó la zona de presión anormal de esta sección, como se puede observar la zona geopresionada se tiene donde los valores de resistividad disminuyen de la tendencia normal. La cima de la zona geopresionada está aproximadamente a 1250 m y la base varía de 3660 m. hasta 3820 m.

Con las gráficas 4.10, 4.11, 4.12 y 4.13, se obtiene la profundidad donde inicia y termina la zona de presión anormal, para los diferentes pozos perforados en el campo. Con estas profundidades se logra trazar en un plano estructural del campo, la cima y base de la zona geopresionada (fig. 4.21 y 4.22) respectivamente.

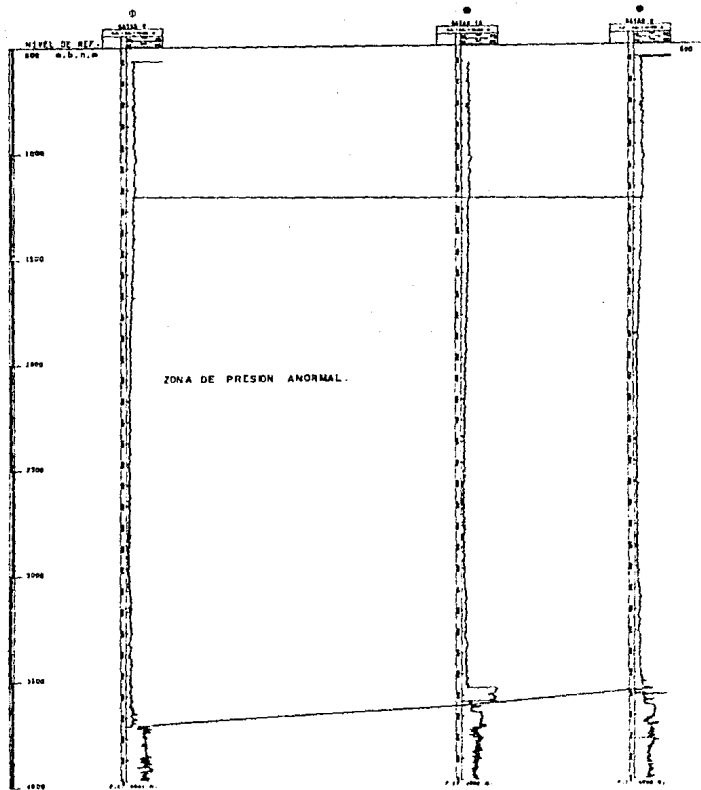


FIG. 4.20. SECCION DEL CAMPO BATAB DONDE SE MUESTRA EL ESPESOR DE LA ZONA DE PRESION ANORMAL .

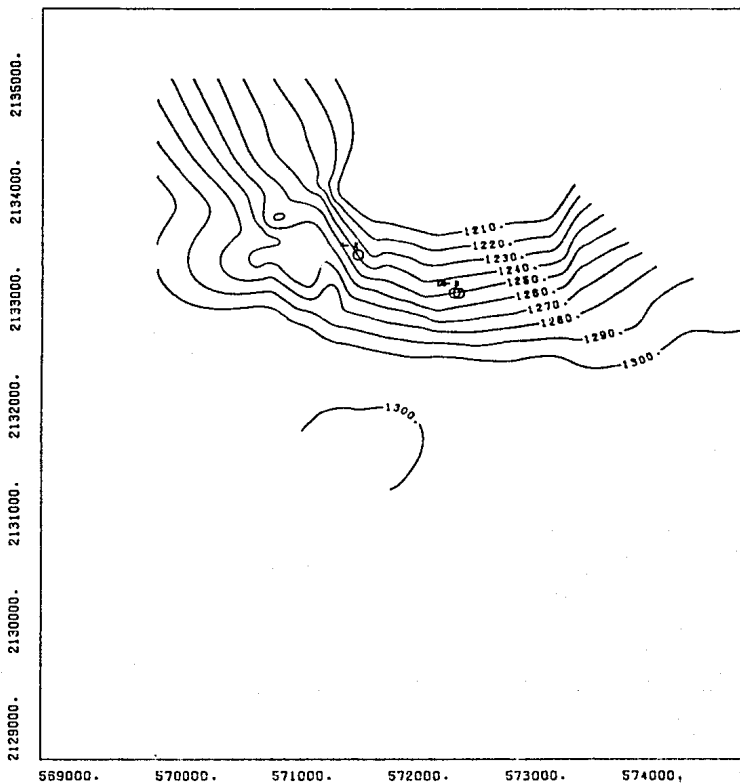
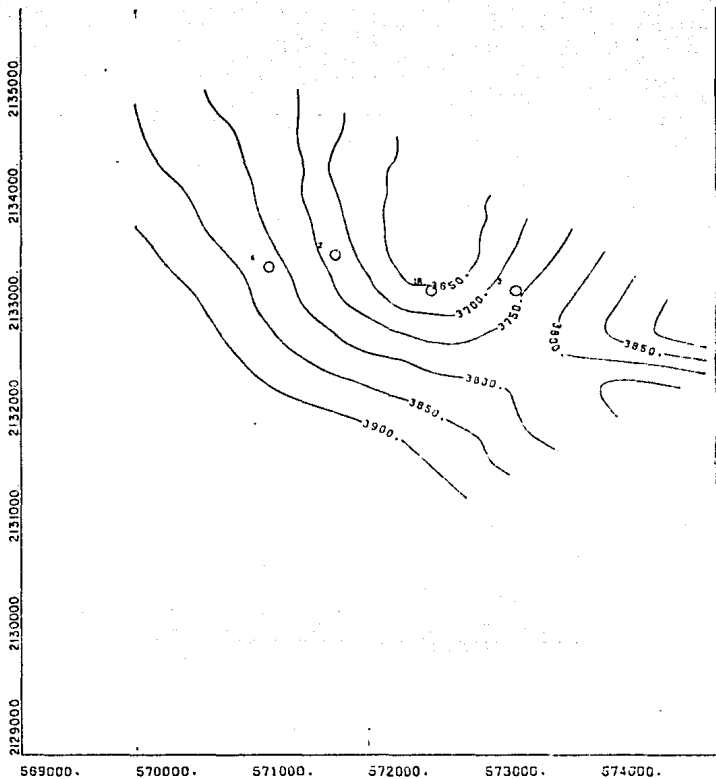


FIG. 4.21 CIMA DE LA ZONA DE PRESIÓN ANORMAL.



SIMBOLOGIA

○ LOCALIZACION

FIG. 4.22 BASE DE LA ZONA DE PRESION ANORMAL.

4.4 DETERMINACION CUANTITATIVA DE LA ZONA DE PRESION ANORMAL.

Como se observó en el tema anterior, la zona geopresionada del pozo BATAB 1A inicia a una profundidad aproximada de 1250 m y termina a 3660 m.

A continuación se determinará la presión de formación para la zona geopresionada por dos métodos diferentes :

Hottman y Johnson.

Con el procedimiento explicado en el Capítulo III y la ayuda de la gráfica 4.10 y la Ec. 3.1 se logra obtener la presión de formación a diferentes profundidades en el pozo BATAB 1A.

Profundidad (MBHR)	Presión de formación (Kg/cm ²)	Profundidad (MBHR)	Presión de formación (Kg/cm ²)
1290	193.12	2090	400.59
1390	165.21	2190	434.57
1490	223.05	2290	454.46
1590	253.21	2390	474.99
1690	284.26	2490	492.24
1790	315.76	2590	529.55
1890	349.55	2690	559.42
1990	381.32	2790	576.81

Profundidad (MBHR)	Presión de formación (Kg/cm ²)	Profundidad (MBHR)	Presión de formación (Kg/cm ²)
2890 -----	588.23	3290 -----	613.00
2990 -----	599.00	3390 -----	621.76
3090 -----	607.19	3490 -----	653.49
3190 -----	611.55		

Eaton.

Para calcular la presión de formación por este método, es necesario obtener el gradiente de sobrecarga. Este se obtiene con el registro de densidad. Se saca un promedio de la densidad de los intervalos que tengan un comportamiento similar, es decir que la curva del registro no tenga una variación muy drástica y con el valor promedio de densidad obtenido se multiplica por el espesor del intervalo correspondiente, teniendo de esta forma la presión que ejerce cada uno de los intervalos, logrando calcular la presión de sobrecarga para el punto de interés.

Además, es necesario conocer el gradiente normal de la presión de formación. En esta zona se considera de 0.465 (lb/pg.²/pie), este se ha utilizado con buenos resultados.

Con la ayuda de los pasos expuestos en el Capítulo III para este método y con las gráficas 4.10, 4.14 y 4.18 se procede a

evaluar la presión de formación.

Profundidad (MBMR)	Presión de formación (Kg/cm ²)	Profundidad (MBMR)	Presión de formación (Kg/cm ²)
1290	190.85	2490	477.23
1390	171.76	2590	515.46
1490	220.50	2690	546.15
1590	248.02	2790	562.68
1690	276.47	2890	572.62
1790	306.07	2990	581.77
1890	338.25	3090	588.74
1990	368.69	3190	591.95
2090	387.45	3290	592.68
2190	421.03	3390	600.87
2290	439.85	3490	630.21
2390	460.00		

Ahora se determinará la presión de fractura por los métodos expuestos anteriormente.

Matthews y Kelly.

Para la obtención de la presión de fractura por este método es necesario considerar la gráfica 4.23 y el cálculo de la presión de formación, así como el gradiente de sobrecarga (ambos

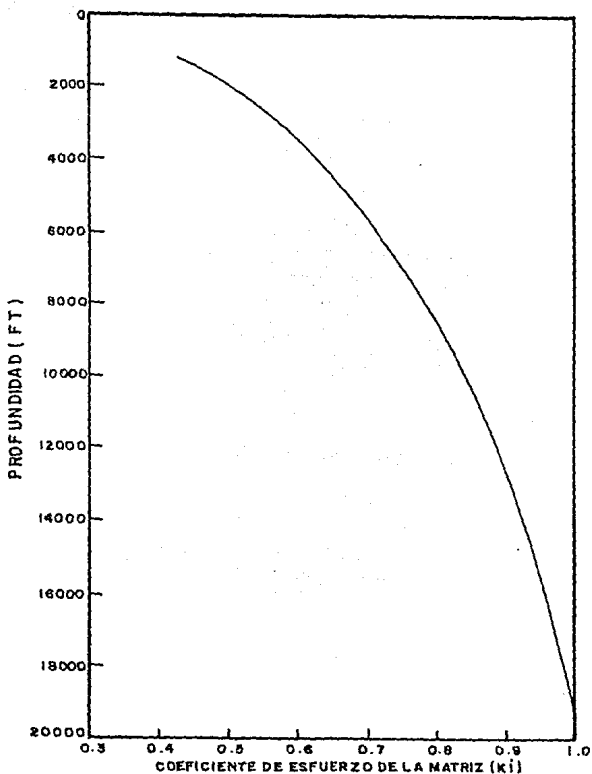


FIG. 4.23 RELACION DEL COEFICIENTE DE ESFUERZO DE LA MATRIZ CON LA PROFUNDIDAD. CURVA AJUSTADA A PARTIR DE LOS DATOS DE MATTHEWS AND KELLY.

explicados con anterioridad). Considerando esto y siguiendo el procedimiento expuesto en el Capítulo III, se logra obtener los siguientes resultados :

Profundidad (MBHR)	Grad. de fractura (Kg/cm ² /m)	Profundidad (MBHR)	Grad. de fractura (Kg/cm ² /m)
1290 -----	0.211	2490 -----	0.252
1390 -----	0.193	2590 -----	0.255
1490 -----	0.213	2690 -----	0.256
1590 -----	0.221	2790 -----	0.256
1690 -----	0.228	2890 -----	0.257
1790 -----	0.234	2990 -----	0.257
1890 -----	0.240	3090 -----	0.257
1990 -----	0.245	3190 -----	0.256
2090 -----	0.246	3290 -----	0.254
2190 -----	0.250	3390 -----	0.253
2290 -----	0.251	3490 -----	0.256
2390 -----	0.251		

Eaton.

Con la gráfica 4.24, así como la estimación de la presión de formación y de sobrecarga (expuestos anteriormente) y siguiendo el procedimiento estudiado con anterioridad se logra obtener las siguientes presiones de fractura:

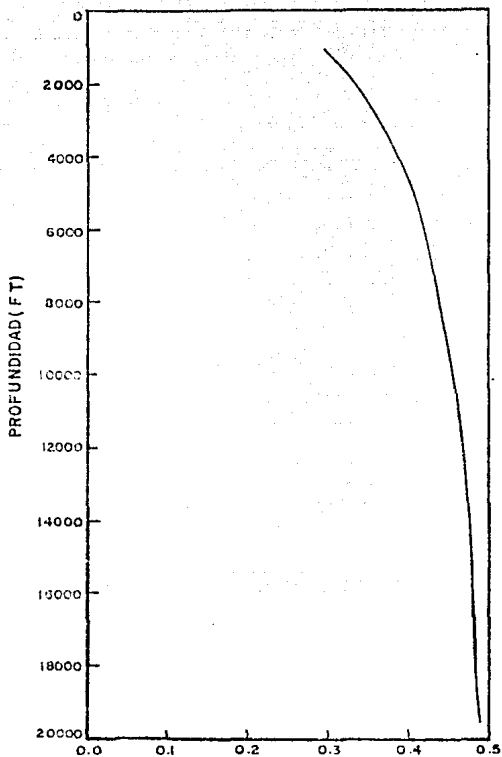


FIG. 4.24 VARIACION DE LA RELACION DE POISSON CON LA PROFUNDIDAD CURVA AJUSTADA A PARTIR DE LOS DATOS DE EATON.

Profundidad (MBHR)	Grad. de fractura (Kg/cm ² /m)	Profundidad (MBHR)	Grad. de fractura (Kg/cm ² /m)
1290 -----	0.201	2490 -----	0.258
1390 -----	0.187	2590 -----	0.262
1490 -----	0.215	2690 -----	0.264
1590 -----	0.223	2790 -----	0.264
1690 -----	0.229	2890 -----	0.340
1790 -----	0.238	2990 -----	0.263
1890 -----	0.244	3090 -----	0.262
1990 -----	0.250	3190 -----	0.261
2090 -----	0.251	3290 -----	0.258
2190 -----	0.256	3390 -----	0.258
2290 -----	0.257	3490 -----	0.261
2390 -----	0.258		

CONCLUSIONES

Los métodos descritos en este trabajo ayudan a perforar y a terminar con éxito los pozos en el área donde se van a tener formaciones con presiones anormales y por consiguiente van a permitir reducir los costos totales de la perforación de un pozo.

En base a los registros geofísicos tomados en un determinado pozo, se obtendrá la información adecuada para programar correctamente la perforación de un pozo vecino.

Los métodos descritos para la evaluación de presiones anormales permiten programar mejor las tuberías de revestimiento, eliminando las que no sean necesarias, hacer diseños de cementaciones múltiples debido a los bajos gradientes de fractura evitando pérdidas durante la cementación.

El procedimiento de cálculo planteado en este trabajo, es de gran utilidad para la estimación de los gradientes de presión de formación y de fractura, ya que facilita la graficación de datos y la estimación de las presiones y densidades de lodo equivalentes.

Las tendencias normales de compactación, son trazadas en base al conocimiento del área y experiencia del analista, puesto que no existe un criterio establecido para definir las.

Se concluye que la aplicación de los métodos presentados, así como la respuesta de éstos depende de la cantidad y la calidad de la información disponible.

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

Para la perforación de otros pozos en este campo, se recomienda utilizar los resultados sobre gradientes de presión de formación y de fractura, obtenidos en este trabajo, para diseñar los programas de profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento y las densidades de los lodos.

Con el objeto de tener mejores resultados durante la perforación de pozos subsiguientes se recomienda hacer estudios por los diferentes métodos para la determinación de las zonas de presión anormal. De esta manera se utilizará el método más adecuado y quede mejores resultados para el área en estudio con el fin de mejorar los programas de perforación.

Es muy importante conocer el gradiente de esfuerzo de sobrecarga para un área en estudio, es por esto que se recomienda tomar el registro de densidad compensado, ya que mediante este registro se pueden determinar los valores satisfactorios que representen el gradiente de esfuerzo de sobrecarga.

Cabe aclarar que los métodos de determinación de la presión anormal son válidos únicamente para lutitas; es por esto que se recomienda se deban utilizar los valores en lutitas lo más limpias posibles, para obtener mejores resultados y sobre todo la información

de los registros geofísicos debe ser cuidadosamente determinada, ya que existen varios parámetros que alteran su comportamiento.

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 of Petroleum Technology, 165-171, February, 1966.

Holtman, C.E. and Johnson, R.K. "Estimation of Formation Pressures from Log - Derived Shale Properties" Journal of Petroleum Technology, 717 - 723, June, 1965.

Caton, B.A. "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs" SPE 5544, 50th AIME Fall Meeting, Dallas, Texas, 28 Oct 1, 1975

Yañez M. "Detección de Presiones Anormales de Registros Sísmicos" Pemex, 1983.

Fertl W.H. and Timko D.J. "Parameters for Identification of Over Pressure Formations" 1971.

Salazar M.E. "Detección y Cuantificación de Zonas Geopresionadas para Determinar la Profundidad de Asentamiento de Tuberías de Revestimiento Intermedias" Trabajo Escrito, 1984.

Gerencia de Exploración "Desarrollo de la Sonda de Campeche" Pemex, 1979.

Matthews W.R. and Kelly "How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient" 1967.

Eaton S.A. "Graphical Method Predicts Geopressures Worldwide"
1975.

Hubbert M.K. and Willis D.G. "Mechanics of Hydraulic Fracturing"
Trans. AIME 210 153 - 166, 1957.

Royers L. "Shale Density Log Helps Detect Overpressure" 1966.

Borel W.J. and Ronald L.L. "Ways to Detect Abnormal Formation
Pressures" Petroleum Engineer, July, 1969.

Bellotti P. and Giacca D. "Sismic Data Can Detect Over Pressures
in Deep Drilling" AGIP, Milan, Italy 1975.