

18



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

METODO DE ESFUERZO MATRICIAL EQUIVALENTE
PARA EL CALCULO DE PRESION DE PORO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

VIRGINIA LUNA SANTIAGO

DIRECTOR DE TESIS: DR. DANIEL GARCIA GAVITO



MEXICO, D. F.

ABRIL 2001



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-273

SRITA. VIRGINIA LUNA SANTIAGO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Daniel García Gavito y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

METODO DE ESFUERZO MATRICIAL EQUIVALENTE PARA EL CALCULO DE PRESION DE PORO

- INTRODUCCION**
- I ANTECEDENTES**
- II DETERMINACION DE PRESIONES ANORMALES**
- III CALCULO DE LA PRESION DE PORO APLICANDO EL METODO DE ESFUERZO MATRICIAL EQUIVALENTE**
- IV ANALISIS DE RESULTADOS**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- REFERENCIAS**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 12 de febrero de 2001

EL DIRECTOR



ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA NACIONAL DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Alumna:

Virginia Luna Santiago

Número de Cuenta: 9359510-2

Tesis: **“CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE PORO APLICANDO EL MÉTODO DE ESFUERZO MATRICIAL EQUIVALENTE”**

Director de Tesis: Dr. Daniel García Gavito

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: Ing. Salvador Macias Herrera

VOCAL: Dr. Daniel García Gavito

SECRETARIO: M. I. Joaquin Mendiola Sánchez

PRIMER SUPLENTE: M. I. José Martínez Pérez

SEGUNDO SUPLENTE: M.I. Néstor Martínez Romero

Four horizontal lines with handwritten signatures above them. The signatures are: 1. Salvador Macias Herrera, 2. Daniel García Gavito, 3. Joaquin Mendiola Sánchez, 4. José Martínez Pérez. The signature of Néstor Martínez Romero is not clearly visible.

Ciudad Universitaria, Marzo del 2001

AGR ADECCMSENFOS

A mis padres José Melasio Luna Gómez y Antonia Santiago Guerrero por brindarme con su ejemplo, la conciencia de valorar que el único motivo real es nuestra manera de vivir, por hacerme digna de confianza y su infinito amor y comprensión
Gracias

A mis hermanos: Leonor, Socorro y Mario por su apoyo, confianza, por ser parte fundamental en el logro de esta meta y sobre todo por ser mis mejores amigos. Gracias.

A mi Abuelita por sus cuidados, apoyo y comprensión. Gracias.

A Jesús Rodolfo por su apoyo incondicional, por permitirme ser yo misma y por su amor. Gracias

A mis amigos que me apoyaron y con los cuales compartí momentos y situaciones malas y buenas y sobre todo por ser parte fundamental de un logro mas

A la Universidad Nacional Autónoma de México y la Facultad de Ingeniería por brindarme el conocimiento y el excelente profesorado que me apoyó e hizo posible la realización de una de mis metas

Al Dr. Daniel García Gavito por la confianza, apoyo y amistad que me brindo

MUCHAS GRACIAS

Í N D I C E

| | |
|--|----|
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| CAP. I ANTECEDENTES | |
| I. 1 ORÍGENES DE LAS PRESIONES ANORMALES | 3 |
| I.1.1 Nivel Piezométrico del Fluido | 4 |
| I.1.2 Estructura de las Formaciones | 4 |
| I.1.3 Ritmo de Sedimentación y Ambiente de Deposito | 5 |
| I.1.4 Actividad Tectónica | 6 |
| I.1.5 Fenómeno de Diagénesis | 6 |
| I.1.6 Represionamiento o Recarga | 7 |
| I.1.7 Fenómenos Osmóticos de Filtración | 8 |
| I.1.8 Efectos Termodinámicos | 9 |
| I.1.9 Teoría de la Compactación | 9 |
| I.2 ANÁLISIS DE REGISTROS | 12 |
| I.2.1 Registros de Resistividad y/o Conductividad | 13 |
| I.2.2 Registros de Densidad y Neutrón | 14 |
| I.2.3 Registro Sónico | 15 |
| I.3 PRESIONES | 17 |
| I.3.1 Presión Hidrostática | 17 |
| I.3.2 Presión de Sobrecarga | 17 |
| I.3.3 Presión de Formación | 18 |
| I.3.4 Presión de Formación Anormal | 19 |
| I.3.5 Presión de Fractura | 20 |
| CAP. II DETERMINACIÓN DE PRESIONES ANORMALES | |
| II.1 MÉTODOS APLICABLES ANTES DE LA PERFORACIÓN | 24 |
| II.2 MÉTODOS APLICABLES DURANTE LA PERFORACIÓN | 24 |
| II.3 MÉTODOS APLICABLES DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN | 33 |

| | | |
|-----------------|--|------------|
| II.4 | CÁLCULO DEL GRADIENTE DE SOBRECARGA A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS | 40 |
| II.4.1 | Método de Iqbal Bootwala | 40 |
| II.4.2 | Método del Bourgoyne | 41 |
| II.4.3 | Método de Belloti y Giacca | 43 |
| II.5. | PREDICCIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA | 45 |
| II.5.1 | Método de Houbbert y Willis | 46 |
| II.5.2 | Método de Matthews y Kelly | 47 |
| II.5.3 | Método de Eaton | 51 |
| II.5.4 | Método de Pilkington | 54 |
| II.6 | MÉTODO DE EATON PARA COMPARAR EL GRADIENTE DE FORMACIÓN CON EL MÉTODO DE ESFUERZO MATRICIAL EQUIVALENTE | 56 |
| II.6.1 | Método de Eaton | 56 |
| II.6.2 | Diagrama de cálculo | 60 |
| II.6.3 | Procedimiento | 61 |
| CAP. III | CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE PORO APLICANDO EL MÉTODO DE ESFUERZO MATRICIAL EQUIVALENTE | |
| III.1 | MÉTODO DE ESFUERZOS MATRICIALES EQUIVALENTES | 63 |
| III.1.1 | Diagrama de Cálculo | 67 |
| III.1.2 | Desarrollo del Procedimiento | 69 |
| CAP. IV | RESULTADOS Y ANÁLISIS | 71 |
| | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 97 |
| | NOMENCLATURA | 99 |
| | REFERENCIAS | 103 |

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS

LISTA DE TABLAS

CAP. II

- Tabla II.1 Técnicas de predicción, detección y evaluación de *sobrepresiones*
- Tabla II.2 Factores más importantes que afectan a la perforación

CAP. III

- Tabla III.1 Tiempo de Tránsito de la Matriz

CAP. IV

- Tabla IV.1 Resultados del Método de Eaton
- Tabla IV.2 Resultados del Método de Esfuerzo Matricial Equivalente con la Porosidad del Registro
- Tabla IV.3 Cálculos con el método de EME cuando la porosidad es calculada con el tiempo de Tránsito
- Tabla IV.4 Cálculos del EME cuando la porosidad es calculada con la densidad

LISTA DE FIGURAS

CAP. I

- FIGURA I.1 Presión anormal originada por la estructura de las formaciones
- FIGURA I.2 Presión anormal originada por la transferencia de hidrocarburos a una zona más somera que contiene agua
- FIGURA I.3 Representación esquemática de la compactación de las lutitas
-

- FIGURA I.4 Ejemplo de un Registro de Rayos Gamma tomado de un Pozo de la Región Marina
- FIGURA I.5 Representación Gráfica de la Presión de Poro
- FIGURA I.6 Zonas de Presión Anormalmente Altas y Bajas
- FIGURA I.7 Perfil típico del Gradiente de Presión de Fractura

CAP. II

- FIGURA II.1 Nomograma para Determinar el Exponente d
- FIGURA II.2 Gráficas Comparativas entre Exponentes
- FIGURA II.3 Gráfica de Densidad contra Profundidad
- FIGURA II.4 Porosidad Calculada contra Profundidad
- FIGURA II.5 Gráfica Semilogarítmica de Porosidad contra Profundidad
- FIGURA II.6 Curva Ajustada de la Relación de Esfuerzos de la Matriz para el Área Costera del Sur de Texas
- FIGURA II.7 Curva Ajustada del Coeficiente de Poisson

CAP. III

- FIGURA III.1 Principio del Método de Esfuerzo Matricial Equivalente

CAP. IV

- FIGURA IV.1 Comportamiento de la Porosidad de los Registros.
 - FIGURA IV. 2 Comportamiento del Coeficiente de Biot para la Porosidad de los Registros
 - FIGURA IV.3 Comportamiento del Gradiente de Sobrecarga y Presión de Formación por Eaton
 - FIGURA IV.4 Comportamiento de la presión de formación por el método de EME cuando $\alpha=1$ comparada con el método de Eaton
-

- FIGURA IV.5** Comportamiento de la presión de formación por el método de EME cuando α =variable comparada con el método de Eaton
- FIGURA IV. 6** Comportamiento de la Presión de Formación por el método de EME contra el método de Eaton
- FIGURA IV. 7** Comportamiento del tiempo de tránsito contra profundidad
- FIGURA IV. 8** Comportamiento de la porosidad calculada con el tiempo de tránsito
- FIGURA IV. 9** Comportamiento del coeficiente de Biot con la porosidad calculada con tiempo de tránsito
- FIGURA IV. 10** Comportamiento del gradiente de presión de formación con el método de EME cuando alfa es uno comparado con el método de Eaton
- FIGURA IV. 11** Comportamiento del gradiente de presión de formación por el EME comparada con el método de Eaton
- FIGURA IV. 12** Comportamiento de la presión de formación por el método de Eaton contra el método de EME
- FIGURA IV. 13** *Comportamiento de la densidad*
- FIGURA IV. 14** Comportamiento de la porosidad calculada con la densidad
- FIGURA IV. 15** Comportamiento del coeficiente de Biot con la porosidad calculada con la densidad
- FIGURA IV. 16** Comportamiento del gradiente de presión de formación con el método de EME cuando alfa es uno comparado con el método de Eaton
- FIGURA IV. 17** Comportamiento del gradiente de presión de formación por el EME comparada con el método de Eaton
-

FIGURA IV. 18 Comportamiento de la presión de formación por el método de Eaton contra el método de EME

INTRODUCCIÓN

La presión de poro es un parámetro importante en cualquier estudio de los poros en la mecánica de rocas, dentro del sistema roca-fluido. El fluido del poro puede formar parte de los esfuerzos totales aplicados al sistema, de este modo alivia un poco a la matriz rocosa de parte de la carga soportada. El esfuerzo efectivo es definido por Terzaghi como la pérdida total de esfuerzos de la presión de poro. Este concepto de esfuerzo efectivo fue introducido por vez primera en 1923 por Terzaghi en el campo de la mecánica de una manera empírica; este concepto fue después redefinido por Biot.

En experimentos se observa de manera evidente que los poros, los fluidos y la roca porosa obedecen a la ley esfuerzos efectivos. Pero la tensión, dada por la relación esfuerzo-tensión y el rompimiento o fractura de la roca son controlados en mayor porcentaje por los esfuerzos efectivos que por los esfuerzos totales.

Debido a esto, cuando se estudia la estabilidad del pozo durante la perforación, la estabilidad de la roca durante la producción y la compactación / subsidencia, el conocimiento de la presión de poro en el fondo del agujero en varios tipos de formación, es extremadamente importante.

Las presiones de poro anormales (sobrepresiones), no se limitan a ninguna edad geológica en particular, pero se encuentra frecuentemente en formaciones del Terciario (Oligoceno-Eoceno).

Los causantes de las presiones anormales pueden ser varios o tal vez una multitud de factores superpuestos, como son los procesos geológicos, físicos, geoquímicos y mecánicos. Es difícil, sino imposible, especular sobre la importancia relativa de cada factor tomado individualmente, por un ambiente determinado, de alguna área geológica.

Existen desacuerdos considerables en cuanto al mecanismo responsable de las sobrepresiones en las cuencas sedimentarias del Terciario. Sin embargo, se puede citar en resumen una cierta cantidad de factores posibles:

1. Sobrecarga gravitacional continua y compactación incompleta debida a una restricción en la facilidad de expulsar fluidos;
2. Compresión tectónica (fallamiento, diapirismo salino);
3. Efectos de diagénesis de los *minerales arcillosos*;
4. Cambios de temperatura creando expansión del fluido y/o rompimiento de moléculas orgánicas;
5. Presiones osmóticas y efectos de difusión;
6. Invasión por agua proveniente de intrusiones magmáticas.

Cualquiera que sea la causa inicial de las sobrepresiones, éstas constituyen un riesgo potencial durante la perforación de un área nueva. En yacimientos ya desarrollados, un buen conocimiento tanto de la presión misma como de la extensión de los intervalos sobrepresurizados, permite una perforación y terminación eficaz de los pozos.

Para esto varios autores se han dado a la tarea de encontrar ecuaciones que nos permitan calcular la presión de poro, tal es el caso de este trabajo en el cual se aplicarán las ecuaciones del método de *Esfuerzo Matricial Equivalente* para un pozo determinado, comparando dichas ecuaciones con el método de Eaton.

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES

En cualquier ambiente geológico, las presiones normales de formación son iguales a la presión que ejerce una columna hidrostática de agua desde la superficie, hasta la profundidad considerada. Las presiones anormales de formación, por definición, se caracterizan por una tendencia que se desvía de la normal, es decir, pueden existir altas presiones anormales (sobrepresiones: superiores a la presión hidrostática del agua), como también pueden existir presiones inferiores a la normal (presiones subnormales), aunque la experiencia adquirida en la perforación a escala mundial, señala que estas últimas son menos frecuentes que las sobrepresiones

Un ambiente geológico que se caracteriza por una presión de formación normal, se debe considerar como un sistema hidráulico "abierto" es decir, permeable, donde el fluido se comunica entre las formaciones y permite que se mantengan condiciones de equilibrio hidrostático. En cambio, los ambientes caracterizados por presiones anormalmente altas (o bajas), son esencialmente "cerrados", es decir que impiden total o parcialmente la comunicación de fluidos. ⁽¹⁾

Es posible la existencia conjunta de presiones de formación normal o anormal, sólo si están separadas por una barrera de permeabilidad, que actúa en este caso como barrera de presión.

1.1 ORIGEN DE LAS PRESIONES ANORMALES

Existen varios mecanismos que dan origen a las presiones anormales. El fenómeno está relacionado a procesos geológicos, físicos, geoquímicos y mecánicos. A menudo es difícil, si no es que imposible, especular sobre la importancia que toma cada proceso en un ambiente geológico sobrepresionado de un área específica ya que frecuentemente los procesos que originan las presiones

anormales no se presentan en forma aislada. A continuación se describen los procesos más importantes.

1.1.1 Nivel Piezométrico del Fluido

El efecto de una superficie piezométrica regional alta puede causar presiones anormales. Un ejemplo clásico para demostrar este efecto es que al perforar un pozo artesiano, fluye agua con gran presión. Generalmente, las “presiones artesianas” se presentan bajo las siguientes condiciones: (1) acuíferos porosos y permeables que se encuentran confinados entre formaciones impermeables como las lutitas; (2) que estos acuíferos sean plegados; (3) que la formación del acuífero aflore en superficie generando una elevación en el nivel piezométrico del fluido y por ende una presión hidráulica mayor que la normal.⁽²⁾

1.1.2 Estructura de las Formaciones

En yacimientos cerrados, tal es el caso de las formaciones con grandes echados y anticlinales, siendo estos porosos y permeables, la presencia de las presiones anormales pueden ser originadas por una acumulación de hidrocarburos provenientes de zonas más someras. El agua por diferencia de densidad desplaza a los hidrocarburos. La sobrepresión en la cima de una columna de hidrocarburos y agua puede ser estimada como la diferencia entre el gradiente de presión del agua (0.465 psi/pie) y el gradiente de presión promedio de los hidrocarburos (aceite y agua) multiplicada por la altura de la columna de los hidrocarburos (figura 1.1).⁽³⁾

$$\Delta P_{ch} = \left[\left(\frac{P_w}{D} \right) \left(\frac{P_{hc}}{D} \right) \right] h \quad 1.1$$

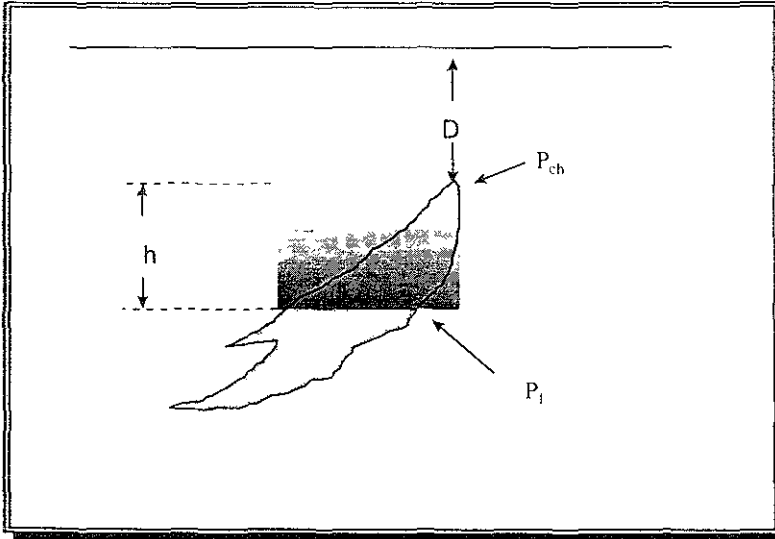


Fig. I. 1 Presión anormal originada por la estructura de las formaciones⁽²⁾

donde.

D Profundidades

P_i Presión del fluido en los poros de la roca

P_{ch} Presión hidrostática en la cima

ΔP_{ch} Sobrepresión en la cima de los hidrocarburos

$\frac{P_w}{D}$ Gradiente de presión del agua de formación

$\frac{P_{hc}}{D}$ Gradiente de presión promedio de los hidrocarburos

h Altura de la columna de hidrocarburos

1.1.3 Ritmo de Sedimentación y Ambiente de Depósito

Durante el proceso de sedimentación y compactación se tiene flujo de fluidos intersticiales a través de zonas porosas y permeables hacia zonas de baja presión, hasta que se restablece el equilibrio que permanecía antes del depósito de nuevos sedimentos.

Los estratos sobrepresionados pueden estar relacionados con periodos de rápida depositación, donde la tendencia de equilibrio hidráulico que acompaña a una compactación normal es interrumpida, debido a una restricción que impide la expulsión de fluidos del espacio poroso. Generalmente esta restricción se debe a la cementación de arenas y lutitas con sal, calcita, anhidrita, dolomita u otros minerales solubles en agua; dando como resultado el taponamiento de los poros.

Bredehoeft y Hanshaw, Magara y Smith, proponen que la creación y mantenimiento de las presiones anormales dependen en gran medida de la conductividad hidráulica de las formaciones. Probablemente, el ritmo de sedimentación es el factor que más influye en el desarrollo de presiones anormales.⁽³⁾

I.1.4 Actividad Tectónica

Las presiones anormales pueden ser el resultado de afallamientos locales o regionales, plegamientos, deslizamientos laterales, represionamiento causado por caídas de bloques afallados, movimientos diapíricos de sal (domos salinos) y/o lutitas, movimientos telúricos, etc. Por ejemplo, las presiones anormales causadas por movimientos diapíricos se deben a que estos movimientos son acompañados por afallamientos locales y movimientos diapíricos de los estratos lutíticos más jóvenes⁽³⁾

I.1.5 Fenómeno de Diagénesis

Básicamente, el fenómeno de diagénesis es una alteración posterior a la depositación de los sedimentos y los minerales que los constituyen. El proceso de diagénesis incluye la formación de nuevos minerales, redistribuidos y recristalización de los minerales existentes en los sedimentos y la litificación.⁽²⁾ A continuación se presentan dos procesos de naturaleza diferentes, los cuales pueden coadyuvar al origen y mantenimiento de las sobrepresiones, aunque varios factores son los que intervienen.

1. *Diagénesis de Sedimentos Arcillosos*: La importancia de la diagénesis en la generación de presiones anormales es cuantificable con poca precisión, puesto que otros mecanismos están involucrados para impedir el escape de los fluidos.
2. *Diagénesis en Secuencias de Carbonatos*: La diagénesis en carbonatos crea barreras impermeables en las capas porosas y permeables, restringiéndose el escape de fluidos. De este modo, durante el incremento del esfuerzo de sobrecarga, se genera una gran energía potencial en los fluidos dentro de los poros originándose así presiones anormales.⁽³⁾

1.1.6 Represionamiento o Recarga

Las presiones anormales también pueden deberse a la recarga de los fluidos 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*, figura 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.
2. A través de la transferencia de agua de la formación anormalmente presionada

Si se encuentra involucrado aceite o gas en el mecanismo de recarga debe tomarse en cuenta el efecto del contraste de densidades para estimar la presión en la zona represionada. La energía potencial generada es igual a la energía contenida en la zona proveedora de fluido anormalmente presionada, disminuida por la energía necesaria para levantarla de una zona a otra en contra de la gravedad y la energía gastada en vencer las fuerzas de fricción.⁽³⁾

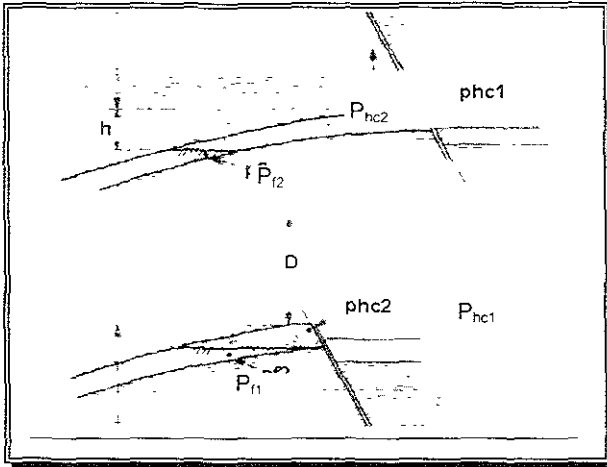


Fig. I. 2 Presión anormal originada por la transferencia de hidrocarburos a una zona más somera que contiene agua⁽³⁾

donde:

- D Profundidad
- P_{hc1} Presión de hidrocarburos en la cima 1
- P_{hc2} Presión de hidrocarburos en la cima 2
- P_{f1} Presión del fluido en los poros en 1
- P_{f2} Presión del fluido en los poros en 2
- h Altura de los hidrocarburos en la estructura uno

I.1.7 Fenómenos Osmóticos de Filtración

Básicamente, una presión osmótica puede generarse cuando dos soluciones de diferente concentración están separadas por una membrana semi-impermeable produciéndose flujo osmótico a través de ella. El flujo osmótico continúa hasta que el potencial químico sea el mismo en ambos lados de la barrera.

Evidencias de campo y de laboratorio muestran que las lutitas sirven como membranas semi-impermeables. Para una solución dada, a condiciones isotérmicas, la presión osmótica es directamente proporcional a la diferencia de

concentraciones y para una incremento en la temperatura la presión osmótica aumenta.⁽³⁾

I.1.8 Efectos Termodinámicos

La creación de presiones anormales, también pueden deberse a los procesos termodinámicos, ya que el fenómeno incrementa 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.

Considerando un incremento de temperatura y presión a una cierta profundidad, el agua tiende a expandirse debido al incremento de temperatura en un ritmo mayor que a comprimirse, en respuesta al incremento de presión. Dos efectos son claramente evidentes para el caso mencionado: primero, la densidad del fluido disminuye y el segundo, *el aumento en volumen involucra un aumento de presión*. A medida que la formación va siendo sepultada debido al depósito de nuevos estratos y la compactación continúa, el exceso de fluido dentro de los poros soporta cada vez una mayor parte de la sobrecarga, si el escape de fluidos está limitado.

Como se indicó, si los fluidos son confinados dentro de la roca, se origina una zona de presión anormal⁽³⁾

I.1.9 Teoría de la Compactación

Para entender el proceso de compactación causado por el esfuerzo de sobrecarga, emplearemos el modelo descrito por Terzaghi y Peck en 1948.⁽⁴⁾ En el modelo simulaban la compactación de las arcillas saturadas con agua. El concepto se explica por un tubo cilíndrico con platos de metal perforados y *separados entre sí por resortes y agua*, la figura 1.3 es una representación esquemática del modelo. El esfuerzo de sobrecarga, "S", se simula por un pistón; a su vez los resortes simulan la comunicación entre las partículas de arcillas y estas se simulan por los platos perforados. El tubo también está equipado con una válvula de drene y un manómetro.

Al aplicar presión al plato de arriba, en este caso "S", la altura de los resortes entre los platos permanece sin cambio cuando la válvula de drene se encuentra cerrada, con la cual no se permite al agua escapar del sistema. Como el agua es casi incomprensible, en la Etapa A la sobrecarga es soportada totalmente por el agua, incrementando la presión "P".

Una útil manera de registrar estas presiones es el término de la relación de la presión del fluido "P" al esfuerzo de sobrecarga "S", la cual está definida por "λ":

$$\lambda = \frac{P}{S} \tag{1.2}$$

Para las condiciones de la Etapa A en la figura 1.3., "λ" tienen un valor de uno; por lo tanto, el sistema está sobrepresionado. Cuando al agua se le permite escapar del sistema (abriendo la válvula), los platos se mueven ligeramente hacia abajo (el sistema se compacta), y los resortes soportan parte del esfuerzo aplicado. Conforme más y más agua se deje escapar del sistema, los resortes soportarán una mayor parte de este esfuerzo, y "λ" será menor que uno. Finalmente, si escapa suficiente agua del sistema los resortes alcanzan un estado llamado "equilibrio de compactación terminal". En esta etapa, la carga aplicada es soportada casi totalmente por el esfuerzo generado en los resortes y la presión en el agua, es simplemente la causada por la presión hidrostática. Así el valor de "λ" es aproximadamente 0.465 psi/pie.

Houbbert y Rubey demostraron que el esfuerzo de sobrecarga "S" es soportado por la presión del fluido "P" y el esfuerzo "σ" ejercido por las partículas de arcilla en la matriz rocosa, de esta manera establecieron una ecuación de equilibrio ampliamente aceptada.⁽⁵⁾

$$S = \sigma + P \tag{1.3}$$

$$S = \rho_r g D \tag{1.4}$$

entonces " σ " es análogo al esfuerzo soportado por los resortes en el modelo de Terzaghi y Peck.

Si la figura 1.3 y la ecuación 1.3. se estudian, es obvio que si "S" se incrementa y el fluido se deja escapar, " σ " debe crecer mientras "P" permanece como la presión hidrostática. Sin embargo, si el fluido no puede escapar "P" también deberá crecer conforme "S" se incrementa.⁽⁶⁾

Houbbert y Rubey publicaron una teoría relacionada con la compactación de las rocas arcillosas; establecieron que la sobrecarga se incrementa como resultado del sepultamiento de los sedimentos. El fluido que una vez estuvo dentro de los poros de una formación, fue expulsado fuera de ésta por la compactación. En muchos casos, no hay rutas de escape para los fluidos; de ser así, el fluido llega a sobrepresionarse de acuerdo a la ecuación 1.3.

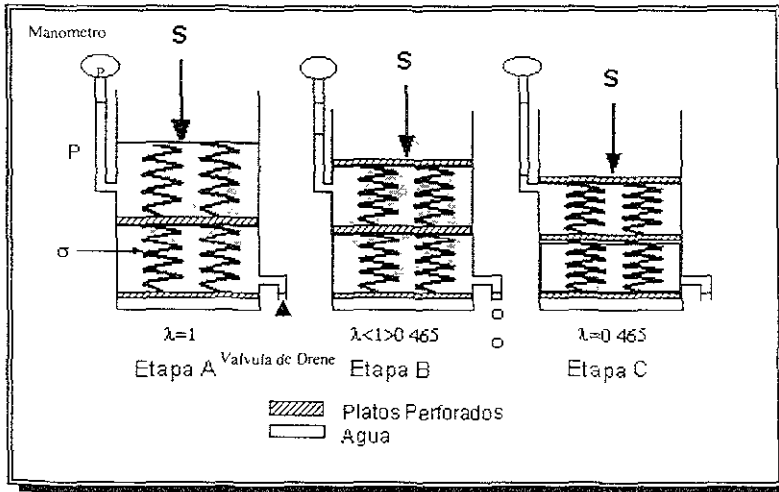


Fig 1.3 Representación esquemática de la compactación de las lutitas⁽⁶⁾

Los autores demostraron que el esfuerzo efectivo σ ejercido por la matriz depende únicamente del grado de compactación de las arcillas, en pocas palabras se puede decir que " σ " crece continuamente con la compactación; siempre y cuando los fluidos tiendan a escapar de la matriz porosa.

Una de las maneras de medir cualitativamente el grado de compactación de las arcillas es la porosidad (ϕ); a mayor compactación menor porosidad. No obstante podemos inferir que para una arcilla dada, con un valor de porosidad existe un valor máximo de esfuerzo compresivo (σ); el cual la arcilla puede soportar sin sufrir compactación.

De la ecuación 1.3. y 1.4. podemos establecer que la porosidad a una profundidad D depende de la presión del fluido. Si esta presión es anormalmente alta (mayor que la hidrostática), ϕ también será anormalmente alta a la misma profundidad entonces σ es análogo al esfuerzo soportado por los resortes en el modelo de Terzaghi y Peck.⁽⁷⁾

I.2 ANÁLISIS DE REGISTROS

Por otra parte no debemos de olvidar que los análisis de registros son un procedimiento común para estimar la presión de poro en pozos compensadores y en pozos que se perforan. Las nuevas herramientas MWD implementan una técnica de análisis de registros mientras se perfora en tiempo real. Las técnicas de análisis usan el efecto de la alta porosidad anormal de las propiedades de la roca tales como la conductividad eléctrica, el tiempo de tránsito y la densidad. Así los registros de resistividad (o él recíproco que es la conductividad) y el sísmico aquí presentados se basan en estos principios. Cabe hacer notar que cualquier registro dependiente principalmente de la porosidad puede ser usado en la evaluación cuantitativa de presiones de la formación.

Los registros que mejor permiten detectar las sobrepresiones son:

- Registros de resistividad o conductividad;
- Registros sísmicos;
- Registros de densidad y neutrónicos.

Se trata de establecer, para condiciones normales de presión o de compactación, tendencias de las respuestas de las herramientas con respecto a la profundidad.

Un cambio con respecto a la tendencia establecida en condiciones normales de compactación, indica presencia de presiones anormales ⁽¹⁾

I.2.1 Registros de Resistividad o Conductividad

El registro de resistividad fue originalmente usado en la detección de la presión. La respuesta del registro es basada en la resistividad electrónica de una muestra total, la cual incluye la matriz rocosa y los fluidos contenidos en el medio poroso. Si la zona que es penetrada tiene una alta porosidad anormal (altas presiones asociadas), la resistividad de la roca se ve reducida debido a la gran conductividad del agua que contiene la roca. En el caso de compactación normal, la resistividad de las arcillas tiende a incrementarse a medida que va aumentando la profundidad, puesto que el volumen de fluido disminuye. Al llegar a una zona sobrepresurizada, la resistividad en las arcillas es menor a la normal, indicando así que el contenido de fluido en los poros resulta superior a lo esperado a esta profundidad.

Los registros de resistividad son una herramienta valiosa, pero esta no opera en pozos bajo todo tipo de condiciones. Esto es en casos donde el líquido del pozo no permita el contacto entre los electrodos y la formación o en casos donde se usan lodos base aceite. Para estos casos el registro de inducción es mucho más apropiado.

En el registro de inducción, la sonda emplea corriente alterna de magnitud constante y un transmisor es bajado al pozo para crear una alteración del campo magnético debido a un remolino de corrientes que es introducido dentro de la formación. El remolino de corrientes sigue unos patrones circulares centrados en el eje de la sonda. El remolino de corriente en turno, crea un campo magnético secundario que induce una fuerza electromotriz o "señal" en un segundo receptor también localizado en la sonda. La señal es amplificada, rectificadora a corriente directa y entonces transmitida a la superficie donde es registrado en la forma de un registro continuo.⁽⁸⁾

1.2.2 Registros de Densidad y Neutrón

Dado que las variaciones en la actividad de rayos gamma observadas en los registros de neutrones son el resultado del contenido de hidrógeno de la formación, esto ofrece una medida de la porosidad. Entonces la determinación de la porosidad es una de las más importantes aplicaciones para el registro de neutrón.

Cada dato obtenido en los registros de rayos gamma y neutrón son de un modo cualitativo y no cuantitativo entonces naturalmente en los diagramas no existe la línea cero. Sin embargo, adelantos al final de los 40's han incorporado la línea cero en los registros y escalas numéricas en los rayos gamma y neutrón

El continuo, rápido e intensivo desarrollo de las técnicas de los registros de resistividad y nucleares han resultado en un movimiento de la interpretación cuantitativa a la interpretación cuantitativa con la publicación en 1942 de un artículo de G. E. Archie. El artículo detalla el descubrimiento de las relaciones entre la resistividad eléctrica y la saturación del agua de formación. El trabajo de Archie fue inspirado en una intensiva investigación de datos que son obtenidos de registros de Survey subsuperficiales y sus relaciones para las propiedades fundamentales del yacimiento tales como es la porosidad, permeabilidad, agua salada y los límites del yacimiento.

Otra técnica de registro nuclear, introducida en los 60's fue el registro de densidad-formación. El aparato usa una fuente de rayos gamma y un detector, que es puesto en contacto con la pared del agujero para medir el volumen o la masa de densidad de la formación in situ.

La aplicación en campo ha demostrado que la medición de la densidad de formación es usada y revelada una técnica para la determinación de la porosidad, litología y contenido de fluidos de la formación en condiciones que impidan el uso de otros métodos de registros tales como agujeros vacíos o con gas ⁽⁸⁾

1.2.3 Registro Sónico

Un registro nuclear diferente, el registro sónico o acústico operan bajo el principio que las ondas sonoras (ondas elásticas) viajan a través de la roca densa más rápidamente que a través de los poros de la roca. La técnica, la cual retoma el registro eléctrico, usa un transmisor y receptores combinados en una herramienta para medir, en *microsegundos*, la diferencia de tiempo requerido para que los pulsos de sonido atraviesen la formación.

Igualmente, para el registro sónico el tiempo de tránsito es función del contenido de fluido. A mayor porosidad, mayor tiempo de tránsito y viceversa. El efecto de compactación se demuestra como una tendencia decreciente del tiempo de tránsito con respecto a la profundidad. En las zonas sobrepresionadas se observan tiempos de tránsito superiores a la tendencia normal

A fin de poder observar estos fenómenos, se recomienda usar escalas de profundidad como de 1/1500 y escalas logarítmicas para el tiempo de tránsito. Los registros de densidad y de neutrón mostrarían efectos muy similares al sónico. Es necesaria la comparación con registros de rayos Gamma y de calibre del agujero para la interpretación correcta de los resultados.

Los registros de resistividad y sónico son poco sensibles a los efectos de agujero. Además los registros sínicos son más populares debido a que proporcionan una mayor precisión en la interpretación de la porosidad de las fracturas de la formación y del agua.

La figura 1.4 muestra un ejemplo de registro de rayos gamma, donde podemos apreciar algunas características de la zona perforada en donde podemos leer la porosidad

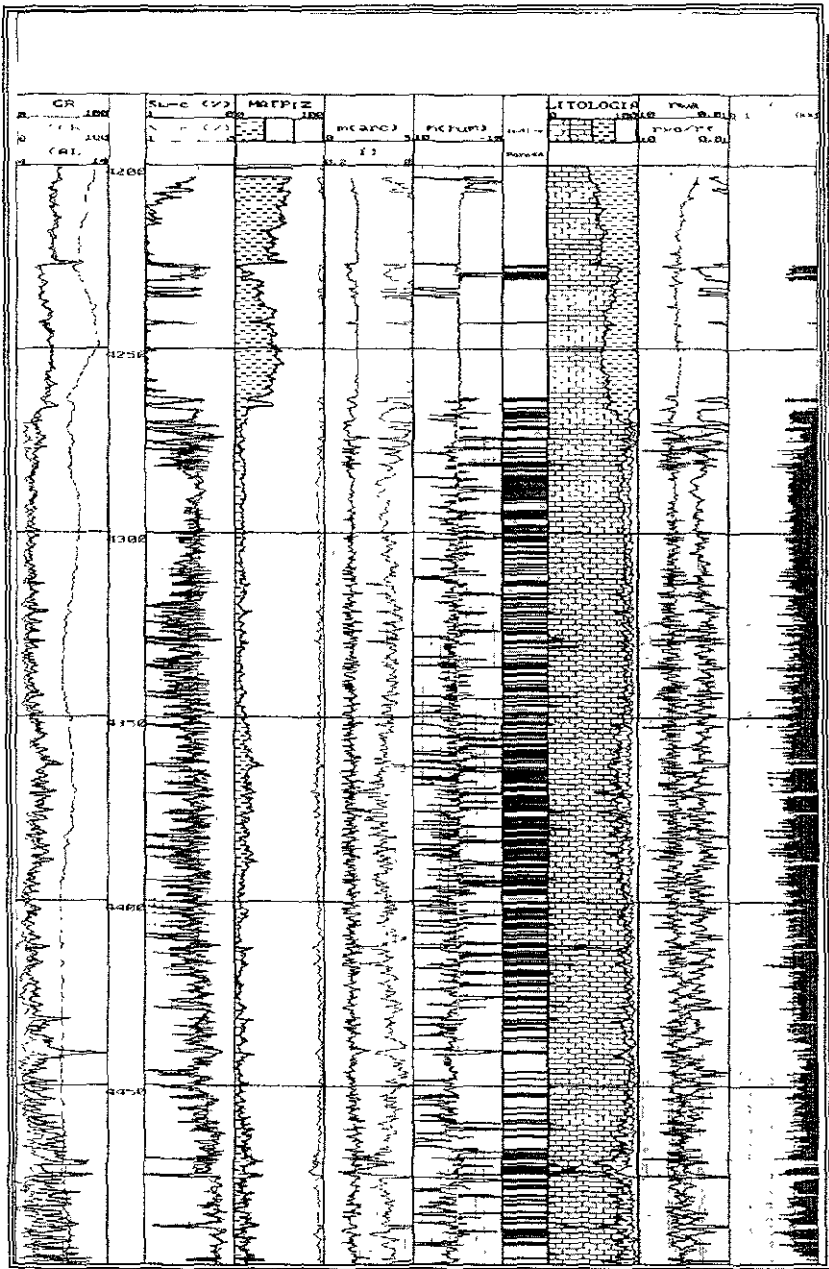


Fig 14. Ejemplo de un Registro de Rayos Gamma tomado de un Pozo de la Región Marín⁽¹³⁾

La base para una perforación eficiente radica en el conocimiento de la presión de poro y de los gradientes de presión de fracturamiento de las formaciones. Un peso excesivo provoca invasión exagerada, daño de formación y riesgos de aprisionamiento por presión diferencial. Si la presión que ejerce a la columna de lodo llega hasta el límite de resistencia de la roca, se pueden producir pérdidas de circulación, disminuyendo notablemente la presión hidrostática sobre la formación, lo cual representa riesgos serios de descontrol del pozo.⁽⁸⁾

1.3 PRESIONES

Para que un pozo este bien planeado, será necesario el perfecto conocimiento de las presiones existentes en el subsuelo. Existe una relación íntima entre las propiedades de la roca (y las presiones o geopresiones) de las formaciones a perforar ya que la mejor manera de entenderlas son los procedimientos para cuantificar la magnitud y la distribución de estas presiones en el subsuelo.

1.3.1 Presión Hidrostática

Es la fuerza que ejerce el peso de una columna de fluido sobre la unidad de área, la presión hidrostática es igual al producto de la densidad promedio del fluido involucrado y la altura de la columna del mismo fluido, tal como se aprecia en la siguiente ecuación.⁽¹⁾

$$P_h = \rho_r D \quad 15$$

1.3.2 Presión de Sobrecarga

Esta presión se origina a partir del peso acumulativo de las rocas sobreyacentes de interés y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos contenidos en los espacios porosos por la profundidad de interés. De aquí que se tenga una variante de las ecuaciones 1.3 y 1.4 como son:

$$S = (\rho_m + \rho_f) D \quad 16$$

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

1.7

Generalmente se asume que el gradiente de presión de sobrecarga es constante, por ejemplo, en la costa norte del Golfo de México y en otras partes, se emplea un gradiente de sobrecarga de 0.231 Kg/cm^3 (1.0 psi/pie) correspondiente a una densidad promedio del paquete de rocas-fluidos de las formaciones sobreyacentes de 2.31 gr/cm^3 .⁽¹⁾

1.3.3 Presión de Formación

La presión de formación, también llamada presión de poro, es aquella presión que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso de la formación sobre la matriz de roca. Estos fluidos intersticiales son generalmente aceite, gas y agua salada. Como se dijo, el esfuerzo de sobrecarga es creado por el peso de la matriz rocosa sobreyacente y por los fluidos que llenan los poros en punto (figura 1.5). Así, se tiene que la presión de formación es la presión de sobrecarga menos el esfuerzo vertical de la matriz rocosa.⁽⁹⁾

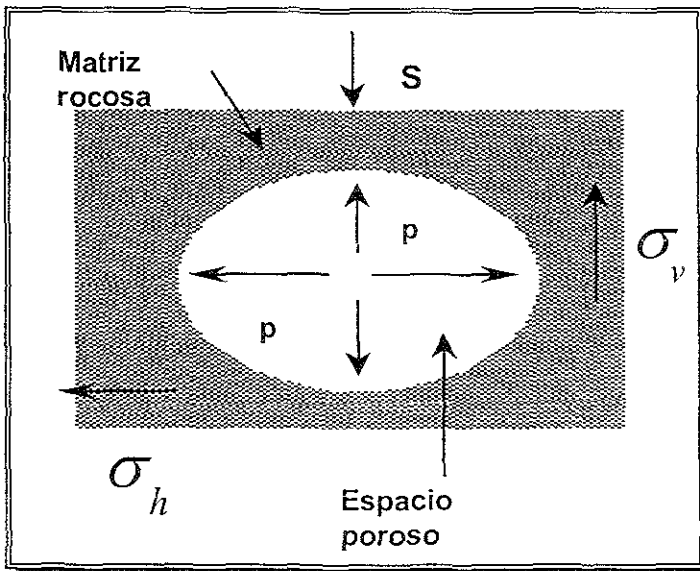


Fig. 1.5.- Representación gráfica de la presión de poro.⁽⁹⁾

1.3.4 Presión de Formación Anormal

Por definición la presión de formación anormal es cualquier presión que es diferente de la tendencia normal establecida por el gradiente de presión de formación a una profundidad y área dada (Fig. 1.6).

$$P_f = 0.465 * D \quad 1.8$$

Si la presión de formación excede a la presión hidrostática se le llama *anormalmente alta*, *geopresurizada*, *superpresurizada* o simplemente *presión anormal*; en cambio, si es menor que la normal, se le ha denominado *presión de formación anormalmente baja* o *subnormal*. Ambos tipos de presiones representan riesgos en las operaciones de perforación y planeación del pozo, pero las presiones anormalmente altas, sin embargo, llegan a poner en peligro incluso la integridad del personal en el equipo de perforación.⁽¹⁾

La siguiente figura 1.6 muestra el comportamiento de las presiones anormales con respecto a la tendencia de la presión normal.

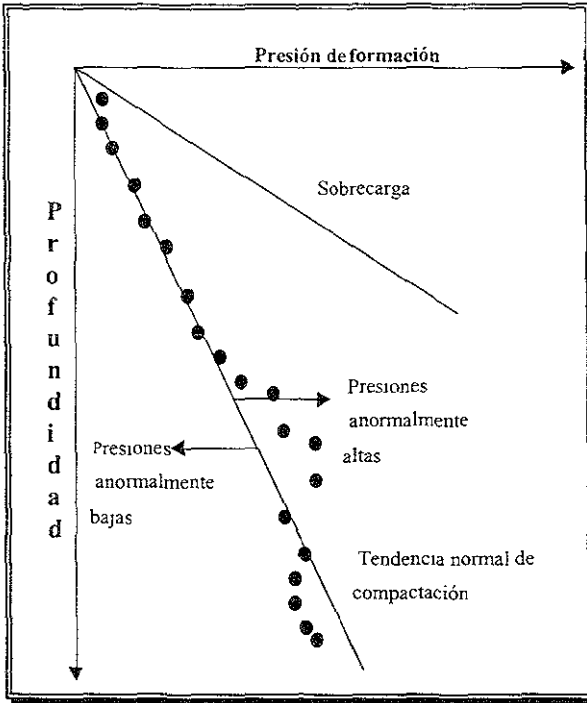


Fig. I.6. Zonas de presión anormalmente altas y bajas⁽³⁾

I.3.5 Presión de Fractura

Es aquella presión a la cual la roca de una formación dada comienza a fracturarse, esto sucede después de haber vencido la resistencia a la compresión de la roca y la presión de la formación, es decir, se provoca la deformación permanente del material que constituye la roca.⁽¹⁰⁾

Se ha probado que cuando se fractura la formación horizontalmente; la presión de fractura es mayor que el esfuerzo de sobrecarga; por el contrario, si esta presión es substancialmente menor que la sobrecarga la fractura producida es vertical. En otras palabras, se puede decir que la fractura ocurre perpendicularmente al sentido donde está actuando el menor esfuerzo. La figura 1.7 muestra el perfil típico del gradiente de presión de fractura.

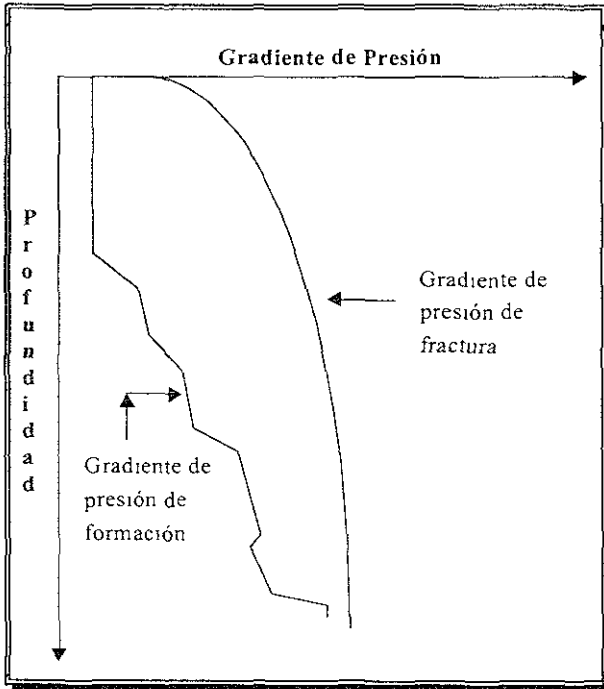


Fig. 1.7 Perfil típico del gradiente de presión de fractura⁽¹⁰⁾

CAPÍTULO II

DETERMINACIÓN DE PRESIONES ANORMALES

El problema de las presiones anormales ha sido estudiado con gran interés y se han desarrollado técnicas de apoyo para su detección y evaluación. Gráficas semilogarítmicas de resistividad, porosidad, tiempo de tránsito y densidad contra la profundidad que muestran tendencias típicas cuando se tienen condiciones normales de compactación, esto es, presiones hidrostática o normales en las formaciones, en tanto que en zonas sobrepresionadas los valores de los parámetros graficados divergen de la tendencia normal. El grado de divergencia es una respuesta directamente proporcional a la magnitud de la sobrepresión y es la base de los métodos de cuantificación. Comportamientos semejantes a las formaciones anormalmente presionadas pueden resultar por causas ajenas a la presión, por lo que es de gran importancia correlacionar todos los resultados para emitir conclusiones satisfactorias.

Sin embargo, existen métodos mediante el empleo de ciertos métodos empíricos desarrollados por diferentes investigadores se pueden obtener resultados cuantitativos de las presiones existentes en las formaciones.

En áreas de zonas con presiones anormalmente 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

Son numerosos los métodos de detección y evaluación de sobrepresiones. La experiencia ha demostrado que cierta cantidad de errores costosos de interpretación se puede evitar por medio de un estudio combinado de varios indicadores de presión. En el pozo se podrán medir individualmente varios parámetros pero no todos estarán siempre disponibles al mismo tiempo.

La tabla II.1 muestra un resumen de las técnicas disponibles. Uno de los mejores métodos es el de los registros, técnica mediante la cual las características de formación quedan registradas en forma continua con respecto a la profundidad.

Para tener una mejor visión de las técnicas utilizadas en la detección y evaluación, estas se clasifican en tres grupos principales. El primero grupo se caracteriza por el uso de las técnicas geofísicas para la detección antes de la perforación, el segundo hace uso de datos obtenidos durante la perforación o muestras durante ella y el último, de mediciones de parámetros efectuados después de la perforación del pozo.⁽¹⁾

TABLA II.1

TÉCNICAS DE PREDICCIÓN, DETECCIÓN Y EVALUACIÓN DE SOBREPRESIONES

| MEDICIONES ANTES DE LA PERFORACIÓN | MEDICIONES DURANTE LA PERFORACIÓN | MEDICIONES DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN | MEDICIONES PRUEBAS O TERMINACIÓN |
|--|---|---|---|
| Métodos Geofísicos (sísmico-gravedad) Método de prospección eléctrica | Parámetro de perforación (exponente D- Velocidad de penetración, registros durante la perforación, troque) Parámetros de lodo (peso de lodo, detección de gas, incrementos de presión) Muestras de canal (densidad, factor de formación de arcillas, volumen de muestras, forma y tamaño) | Registros geofísicos de pozos (resistividad, sísmico, densidad, neutrónico) | Mediciones directas de presión (bombas, pruebas, probadores de formación) |

II.1 MÉTODOS APLICABLES ANTES DE LA PERFORACIÓN

El desarrollo y refinamiento de nuevas técnicas en la adquisición, procesamiento e interpretación de datos geofísicos han hecho posible para la industria petrolera, no sólo el estudio de las configuraciones estructurales de las rocas sedimentarias, sino además la configuración estratigráfica, así como la detección y evaluación de las formaciones presionadas. ⁽¹¹⁾

II.2 MÉTODOS APLICABLES DURANTE LA PERFORACIÓN

Existe una gran variedad de puntos de control superficiales usados en la detección de geopresiones durante la perforación, aunque como regla general, la ocurrencia de cambio en alguno de ellos no es suficiente para indicar, en forma definitiva una zona con presión anormal, a excepción de tres de ellos que trataremos posteriormente. Los puntos de control más usados son los siguientes: ⁽¹²⁾

- a) Ritmo de penetración
- b) Momento de torsión aplicado a la tubería
- c) Carga soportada por el gancho al levantar la tubería
- d) Exponente "d" y "dc"
- e) Presión de bombeo del lodo
- f) Incremento en el volumen de lodo
- g) Registros del lodo
- h) Contenido de cloruros en el lodo
- i) Incremento de recortes
- j) Medida de la densidad de la lutita

II.2.1 Ritmo de Penetración

Los muchos factores que afectan la eficiencia de las operaciones de perforación pueden dividirse en dos grupos, como se observa en la tabla II.2.

TABLA II.2

FACTORES MÁS IMPORTANTES QUE AFECTAN A LA PERFORACIÓN

| ALTERABLES | INALTERABLES |
|---|---|
| <u>LODO</u> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Tipo ◆ Contenido de sólidos ◆ Viscosidad ◆ Pérdidas de fluidos ◆ Densidad | <u>CONDICIONES ATMOSFÉRICAS</u> |
| <u>HIDRÁULICA</u> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Presión de bombas ◆ Velocidad de lodo en las boquillas de la barrera ◆ Ritmo de circulación ◆ Velocidad en el espacio anular | <u>EQUIPO</u> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Condiciones ◆ Flexibilidad ◆ Tiempo necesario para un viaje de ida y vuelta de la tubería |
| <u>BARRENA</u> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Tipo ◆ Peso aplicado | <u>PROPIEDADES DE LA ROCA</u> |
| <u>VELOCIDAD DE LA ROTARIA</u> | <u>POZO</u> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Problemas característicos ◆ Localización ◆ Temperatura de fondo ◆ Profundidad |

Se ha observado que el ritmo de penetración depende también de la diferencia entre la presión ejercida por la columna de lodo y la de la formación perforada

A partir de experimentos de campo se ha demostrado que el ritmo de penetración disminuye al incrementarse la presión hidrostática ejercida por el lodo; debido primeramente, a la *reperforación de cortes* y partículas de roca retenidas en el fondo del agujero por la presión diferencial y secundariamente, al represionamiento de la roca que aumenta su cohesión.

En las lutitas normalmente compactadas la perforabilidad disminuye con la profundidad, debido a que su densidad aumenta por la compactación y a al

aumentar la profundidad, se mantiene constante la densidad del lodo y se incrementa la presión diferencial $(\rho_m - \rho_f)$.⁽¹²⁾

II.2.2 Momento de Torsión Aplicado a la Tubería

El momento de torsión aplicado a la tubería aumenta gradualmente con respecto a la profundidad, debido a que es mayor el contacto efectivo entre tubería y agujero. En zonas sobrepresionadas este aumento se hace más notorio y se debe a dos fenómenos que ocurren dentro del pozo. Las lutitas bajo compactadas son consideradas por su plasticidad natural: cuando la presión de formación es mayor que la presión ejercida por el lodo ésta tiende a disminuir el diámetro del agujero, aumentando la fricción principalmente contra los lastrabarrenas. El segundo fenómeno que ocurre al perforar con las condiciones anteriores, consiste en una entrada mayor de recortes al espacio anular, los cuales tienden a impedir el movimiento de rotación de la tubería de perforación. Si la presión de formación es menor que la presión equivalente ejercida por la columna de lodo difícilmente se notará cambios.

Este punto de control superficial se usa frecuentemente para confirmar la presencia de geopresiones, acusadas por otros puntos de control. Un incremento en el momento de torsión puede interpretarse como una formación con alta presión, cuando en realidad puede ser debido a una ruptura de tubería, a un cono atorado de la barrena o a una fuga grande en las conexiones de la tubería de perforación e inclusive en el cuerpo de ella.⁽¹²⁾

II.2.3 Carga Soportada por el Gancho al Levantar la Tubería

Cuando la bomba está cerrada y la tubería es levantada a través del agujero, la carga soportada por el gancho puede ser medida en la superficie. Si el incremento en la presión de formación es pequeño con respecto al incremento de profundidad (compactación normal) o la zona de transición es grande, la carga se incrementa lentamente y no es notable de conexión a conexión.

Si la presión ejercida por el lodo es menor que la presión de formación se presenta un incremento brusco en la carga soportada por el gancho; pero esto también puede ser observado cuando el agujero se desvía con un gran ángulo, cuando la tubería está pegada o si existen acoplamientos de gran diámetro y una gran cantidad de recortes en el agujero.

Por estas razones, al igual que en el caso del momento de torsión, el cambio en la carga soportada por el gancho no es suficiente por sí mismo para garantizar la existencia de zonas con presiones anormales.⁽¹²⁾

II.2.4 Exponente "d" y "dc"⁽³⁾

Uno de los métodos más usados para predecir la presión de formación a partir del ritmo de perforación es el exponente "d". Este método no considera los cambios en la compactación de la lutita y por esta razón su aplicación es limitada

Considerando que las propiedades de las rocas y las condiciones de perforación permanecen constantes, una gráfica de ritmo de penetración contra profundidad definen, como tendencia normal, una disminución de la penetración, identificándose una zona bajocompactada por el notable aumento de la penetración en esta zona. Una gráfica de resistividad de lutitas contra profundidad, define características similares.

Jorden y Shirley desarrollaron un método útil de evaluación del ritmo de perforación, conocido como exponente "d". La base teórica de este exponente es derivado de la ecuación de ritmo de perforación:

$$\frac{R}{N} = a \left(\frac{W}{D_b} \right)^d \quad (II.1)$$

donde

R = Ritmo de perforación (pie / hora)

K_d = Constante de perforabilidad

N = Velocidad de rotación, (r.p.m.)

W = Peso sobre barrena (lb/pg)

D_b = Diámetro de la barrena (pg)

d = Exponente.

Sin cambios en la velocidad de rotación, peso sobre barrena o litología, el único factor que cambia en el exponente "d" es el ritmo de perforación. Así, bajo estas condiciones de ritmo de perforación deben ser usadas en lugar del exponente "d" Note que el ritmo de perforación es directamente proporcional a la velocidad de rotación.

Esto es verdadero en formaciones suaves como la lutita en áreas costeras, pero no es verdadero en rocas duras. Consecuentemente, esta correlación es limitada para rocas compactas. Si el exponente "d" es usado en áreas de rocas duras, la corrección para la velocidad de rotación es válida y debe realizarse.

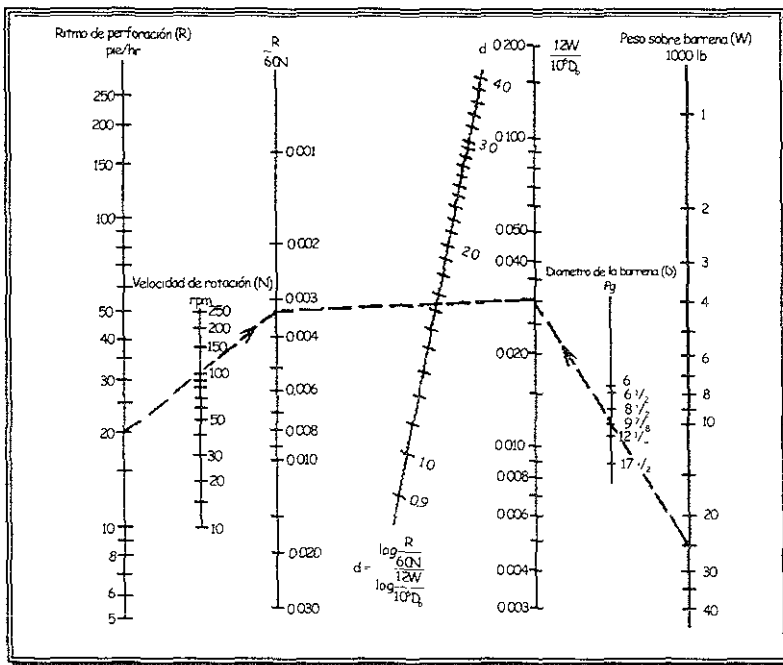


Fig. II.1 Nomograma para determinar el Exponente d .⁽³⁾

En la figura II.1 se muestra en nomograma de Jorden y Shirley, el cual es solución de la ecuación

$$d = \frac{\text{Log} \frac{R}{60N}}{\text{Log} \left(\frac{12W}{10^6 D_b} \right)} \quad (II.2)$$

o bien para simplificar los cálculos logarítmicos como:

$$d = \frac{\log \left(\frac{60N}{R} \right)}{\log \left(\frac{10^6 D_b}{12W} \right)} \quad (II.3)$$

donde: R (ft /hr), N (rpm), W (lb), D_b (in), d (adimensional).

Note que en la solución del nomograma para el exponente "d" no incluye la corrección del peso del lodo. Las correcciones por peso del lodo dependen de la presión de formación normal para un área específica y la compactibilidad actual de la lutita como se muestra en el caso de la velocidad de perforación.

Debido a que el exponente "d" se ve influenciado por las variaciones en el peso del lodo, haciendo difícil la interpretación de la gráfica; se hizo necesaria una modificación para normalizar dicho exponente. Este parámetro modificado es conocido como el exponente "dc" y se define de la siguiente manera:

$$dc = d \left(\frac{MWc}{MWa} \right) \quad (II.4)$$

Las gráficas de los exponentes "d" y "dc" contra profundidades son bastantes similares, pero en esta última, la zona bajocompactada se manifiesta con más claridad como se observa en la figura II.2

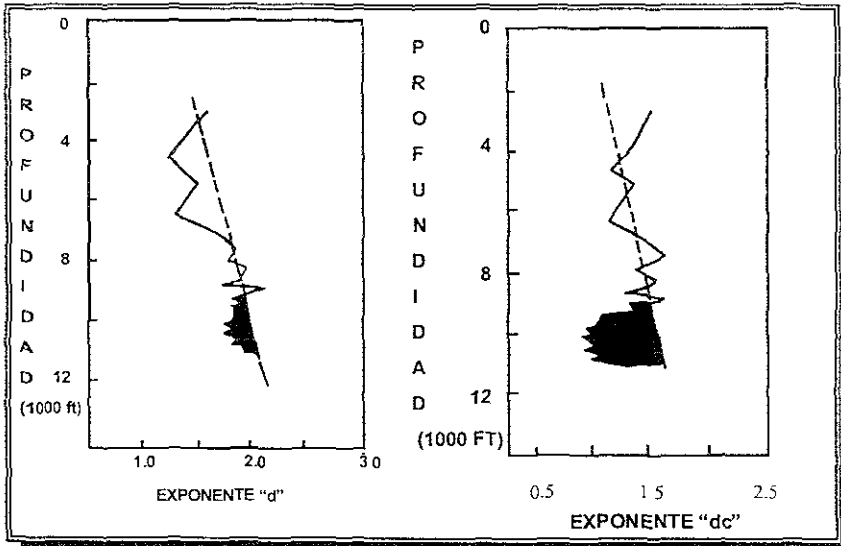


Fig. II. 2 Gráficas comparativas entre el Exponente⁽³⁾

Las desventajas en el uso de los exponentes "d" como puntos de control superficiales son: los cálculos deben ejecutarse cada 10 ft y deben ser representados gráficamente, no se consideran todos los parámetros que afectan el ritmo de penetración y la construcción de la gráfica consume bastante tiempo, por lo que algunos otros puntos de control superficial pueden dar resultados más rápidos en la detección de zonas bajocompactadas.⁽³⁾

II.2.5 Presión de Bombeo del Lodo

Observando la presión de bombeo, puede determinarse indirectamente la entrada de fluidos de las formaciones hacia el pozo, al perforar una zona con presión anormal.

La entrada de fluidos de menor densidad que la del lodo en el espacio anular, reduce la presión hidrostática fuera de la tubería de perforación, presentándose un efecto de tubo en "u", el cual se manifiesta inmediatamente como una disminución de la presión en el manómetro de salida de la bomba, acompañada con un aumento de presión en el lodo que sale del pozo.

Debe tenerse en consideración que este efecto se presenta solamente si sé esta perforando la zona con una densidad de lodo menor que la densidad equivalente a la presión de formación.⁽¹²⁾

II.2.6 Incremento en el Volumen de Lodo

Cuando se perfora una zona de presión anormal con un lodo de baja densidad, se origina un flujo de fluidos de la formación hacia el pozo lo que redundará en un incremento en el volumen de lodo, que puede ser vigilado constantemente con un detector de nivel de fluido en las presas de lodo.

Al suceder este fenómeno, aunado a varios cambios en otros puntos de control superficiales, se debe parar la bomba de lodo, levantar la barrena unos cuantos metros y si el flujo prosigue, entonces se confirma la presencia de una zona geopresionada.⁽¹²⁾

II.2.7 Registros del Lodo

Los registros de lodo incluyen la medición de su contenido de gas natural. Cuando las formaciones avanzadas contienen gas y la presión ejercida por el lodo no es suficiente para evitar el flujo de gas de las formaciones, entonces el gas se incorpora al lodo y se mantiene en suspensión coloidal. La incorporación del gas al lodo puede ocurrir durante períodos de no-circulación en los cuales disminuye la presión efectiva ejercida por el lodo. Cuando se está circulando, la presión soportada por las formaciones es mayor que cuando se encuentra estático, debido al mismo movimiento del lodo. Para determinar el contenido de gas en el lodo se requiere una técnica para extraerlo y luego medirlo. El gas comúnmente es removido de la suspensión coloidal por la formación de un vacío en la muestra analizada. Se recomienda efectuar un muestreo continuo del contenido de gas durante las operaciones de perforación.

Un incremento en contenido de gas entre conexión y conexión puede indicar un aumento gradual en la presión de formación. El gas liberado por la roca perforada se le ha llamado gas de conexión y se manifiesta en forma de colchón, mientras

que si existe flujo de gas desde la formación, se manifiesta en forma continua, indicando una zona bajocompactada.⁽¹²⁾

II.2.8 Contenido de Cloruros en el Lodo

Cuando se usa un lodo base agua, el flujo de agua salada de la formación hacia el agujero puede causar un incremento en el contenido de cloruros en el filtrado del lodo. La importancia de dicho incremento depende naturalmente del contraste en cloruros entre el lodo y el fluido de formación, así como de la cantidad de fluido incorporado a la columna de lodo. Se tiene flujo de líquidos del agujero solamente si la presión ejercida por el lodo es menor que la de formación.

II.2.9 Incremento de Recortes

Cuando la barrena entra a la zona de transición y la presión efectiva ejercida por el lodo es menor que la de formación, se incrementa el ritmo de penetración como se indicó anteriormente. Esta variación en el ritmo de penetración causa un importante aumento en la cantidad y el tamaño de los recortes de lutita que deben ser levantados a la superficie. Un incremento de los recortes depende de tres factores:

1. La importancia de la longitud del agujero perforado abajo del punto de balance de las presiones hidrostáticas de lodo y de formación.
2. La magnitud de la presión diferencial en el agujero.
3. La magnitud del incremento en el ritmo de penetración.

Los recortes de lutita en zonas normales son pequeños y redondeados, mientras que en una zona anormal toman formas planas más grandes con aristas afiladas.⁽¹²⁾

II.2.10 Medida de la Densidad de la Lutita

Una nueva técnica de detección de geopresiones consiste en medir la densidad de los recortes de la lutita en la superficie. Algunos investigadores han indicado que

la densidad de los recortes puede dar signos definitivos de presiones anormales. Una tendencia de compactación normal tiene que ser establecida por la graficación de densidad de lutita contra profundidad.

Un quiebre de la compactación normal hacia valores más bajos indica una formación bajocompactada, esto es con presiones anormales.

Existen algunas desventajas con respecto a la aplicación de este punto de control.

1. Los recortes deberán ser circulados a la superficie antes de que las medidas puedan ser hechas.
2. Deberán hacerse lecturas repetidas para confirmar una lectura de baja densidad de lutita
3. La densidad de la lutita se decrementa por una excesiva exposición a un lodo base agua.
4. La presencia de cantidades pequeñas de arena y minerales secundarios dentro de la formación lutítica causa errores en las mediciones
5. La presencia de gas dentro de las partículas de lutita decrementa la densidad de los cortes.⁽¹²⁾

II.3 MÉTODOS APLICABLES DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN

Unas de las mejores herramientas usadas tanto 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, éstos han construido una valiosa ayuda en la detección y construcción de perfiles de presión. 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.⁽¹³⁾ Por

tanto, a mayores profundidades de enterramiento, es mayor el grado de compactación y mayor la densidad que exhiben (Fig. II.3).

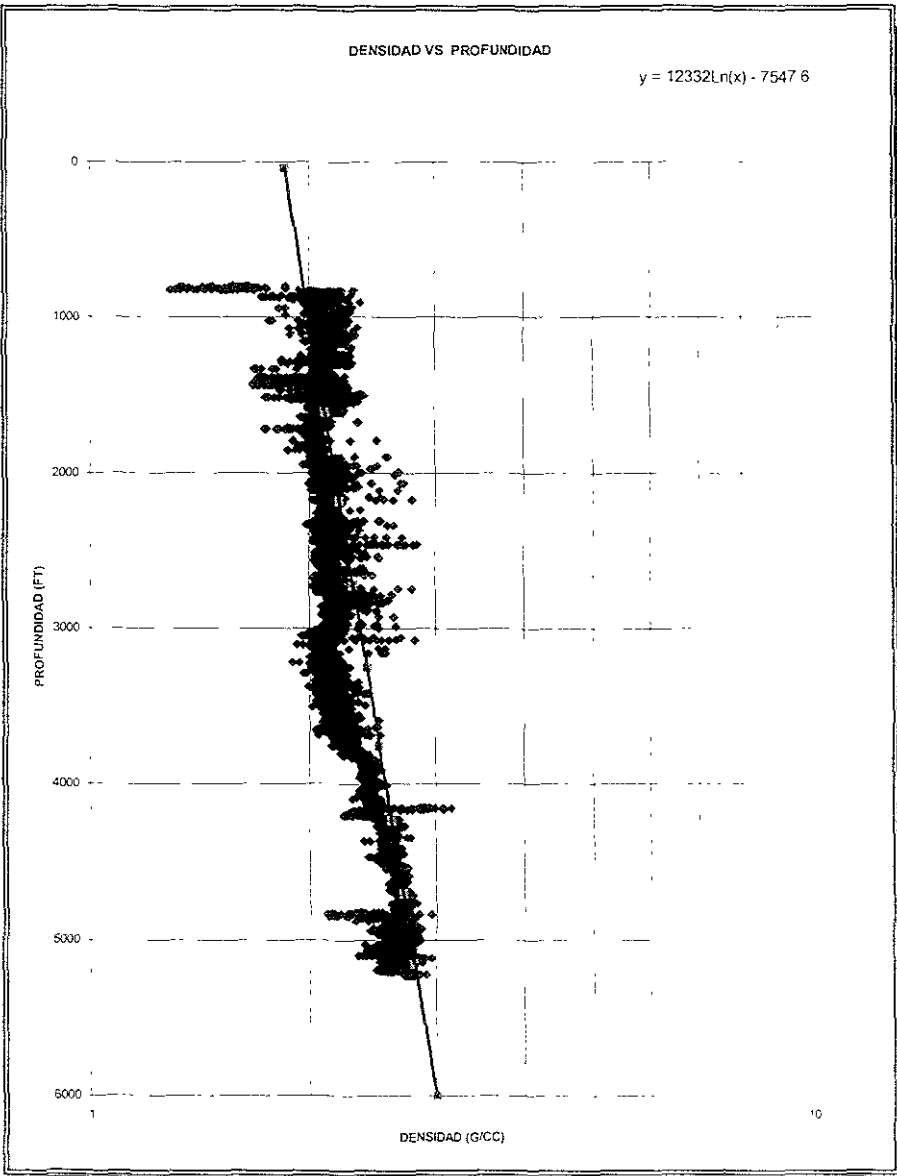


Fig. II.3 Gráfica de Densidad contra Profundidad.

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. La forma y la pendiente de esta tendencia es característica de las formaciones de una región geológica, de un solo campo y algunas veces, solamente de un bloque fallado

II.3.1 Detección a Partir de Datos de Resistividad y/o Conductividad

La medición de esta propiedad 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, temperatura, 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 medida de resistividad y/o conductividad reflejan en cierto modo, la presión en los poros de la lutita.⁽¹³⁾

II.3.2 Determinación a Partir de Datos de Tiempo de Tránsito y 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 bajocompactada.⁽¹³⁾ El tiempo de tránsito es obtenido a partir del registro sísmico de porosidad (Fig. II.4).

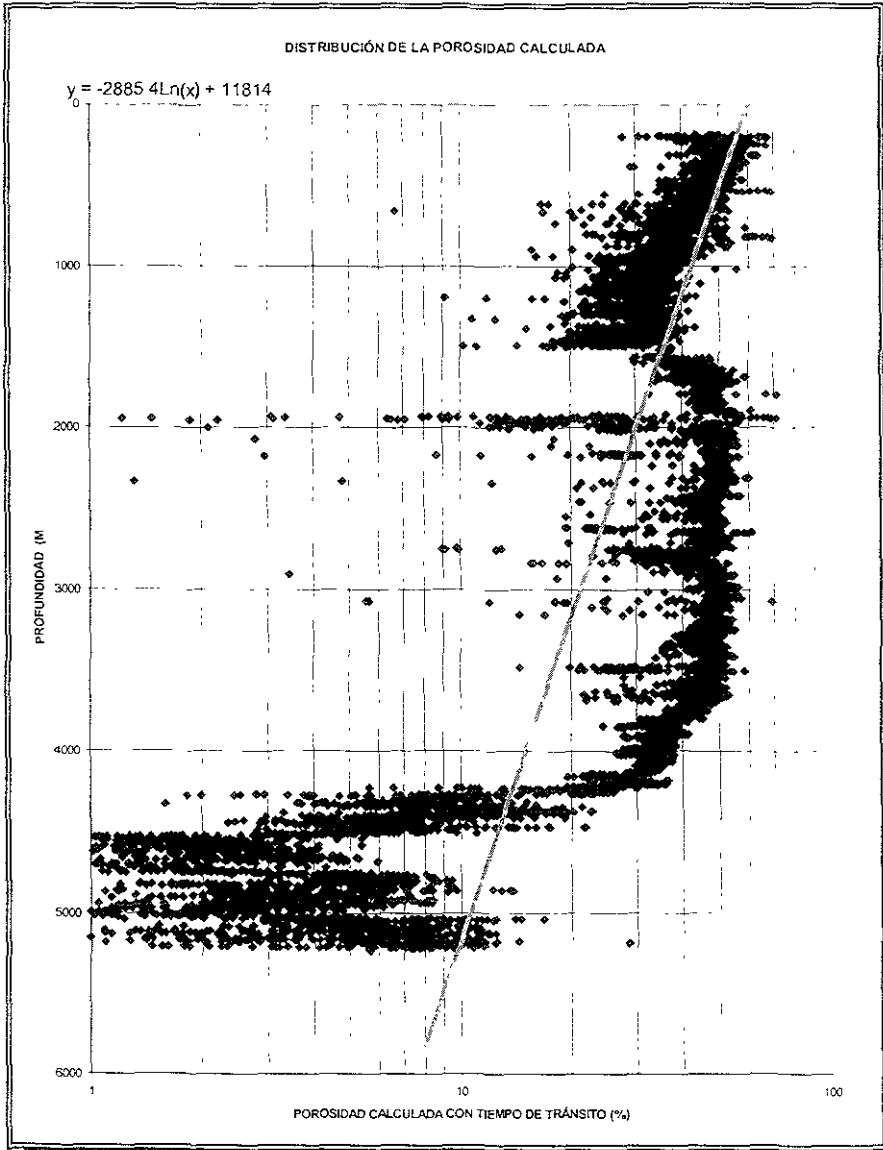


Fig. II.4 Porosidad calculada con Tiempo de Tránsito contra Profundidad

El dispositivo usado para obtener el registro sónico de porosidad consta de una sonda de materiales aislantes acústico, de dos transmisores de ondas acústicas y cuatro receptores. 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 más bajas en materiales con menor densidad tales como rocas impregnadas de gas y/o con alta porosidad.

En las zonas sobrepresionadas los tiempos de tránsito aumentan con respecto a la tendencia normal, debido a que contiene una cantidad mayor de espacios porosos, aunque una zona impregnada de gas también puede mostrar este tipo de comportamientos, ya que el gas es de una densidad mucho menor que la del agua. Para evitar este tipo de incertidumbre, debe apoyarse la interpretación con datos de perforación u otra técnica de detección, tal como la de resistividad en la cual se puede notar un notable aumento en una zona impregnada de hidrocarburos.

La construcción de una gráfica de porosidad contra profundidad puede lograrse fácilmente por medio de los datos de tiempo de tránsito y la siguiente expresión

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (11.5)$$

o bien a través del registro de Rayos Gamma-Neutrón

Este registro se obtiene por la introducción de una fuente radioactiva colocada en la sonda, la cual continuamente emite neutrones a alta velocidad (energía). Estos neutrones chocan contra las moléculas de la formación perdiendo energía, la cual depende la masa relativa del núcleo con el que chocan. Cuando el neutrón choca con un núcleo de igual masa ocurre una pérdida mayor, como el hidrógeno por

ejemplo. El hidrógeno es el elemento de mayor importancia en el retraso de neutrones en comparación con los demás constituyentes de la formación. Normalmente las formaciones porosas están llenas de aceite, gas, o de agua, compuestos que contienen hidrógeno, por lo que la cantidad de hidrógeno presente en una formación es proporcional a su porosidad. La relación entre la respuesta de la curva neutrón y porosidad se determina calibrando la sonda en formaciones de porosidad conocida.

La porosidad de las formaciones también puede ser evaluadas con la ayuda del registro de densidad ⁽¹³⁾

II.3.3 Determinación a Partir de Datos de Densidad

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, (Fig. II.3)

Como la densidad de un estrato homogéneo es proporcional a su porosidad, la dispersión de los rayos gamma es proporcional a la porosidad de las formaciones.

La relación entre la cuenta de rayos gamma y la densidad se encuentra experimentalmente mediante herramientas calibradoras en formaciones de densidad conocida. La relación entre la densidad con la porosidad se calcula para varias combinaciones litológicas y de fluidos saturantes.

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

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.⁽¹³⁾

II.3.4 Otros

Temperatura: Cuando el flujo de calor se encuentra con un material aislante, el flujo disminuye distorsionando el perfil normal de temperatura. Es claro que por lo tanto, que un gradiente mayor de temperatura se tiene en la parte inferior del aislante.

Una zona con alta presión es un aislante natural. Estas zonas presionadas contienen una cantidad de agua considerablemente mayor que una zona normal. El agua de formación tiene un valor mucho menor de conductividad térmica que el sílice, el agua es mejor aislante.

Salinidad: Se ha observado un aumento progresivo de concentración de sales del agua de formación con respecto a la profundidad en las rocas sedimentarias. El incremento de salinidad con respecto a la profundidad ha sido observado en casi todas las cuencas sedimentarias conocidas.

Se ha encontrado que la porosidad de los estratos lutíticos disminuye exponencialmente con respecto al esfuerzo vertical neto soportado por la roca, y debido a que en las zonas de alta presión la porosidad es anormal.

Factor de Formación: También se encontró que es más conveniente trabajar con el factor de formación (parámetro calculado a partir de datos de registro de inducción) que con la porosidad misma, debido a que la disponibilidad del registro de inducción es mayor que la del registro sónico de porosidad y/o rayos gamma.⁽¹³⁾

II.4 CÁLCULO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS

II.4.1 Método de Iqbal Bootwala

Este método propone estimar el gradiente de presión de sobrecarga en pozos terrestres y marinos. Con el uso de datos de densidad leídos del registro FDC y el ajuste de una curva de tendencia normal de compactación en un gráfico de densidad contra profundidad (figura II.5), el autor desarrolla una ecuación para calcular el gradiente de sobrecarga en pozos terrestres y otra para pozos marinos. El método que a continuación se describe emplea la densidad volumétrica leída directamente del registro de densidad.

Procedimiento:

1. Sé gráfica la densidad obtenida del registro de densidad en escala logarítmica contra la profundidad en escala normal.
2. Se ajusta una línea de tendencia normal (figura II.5) por regresión lineal para obtener los valores de **K** y **b**

$$\rho_{nr} = K(\text{profundidad})^b \quad (II.6)$$

donde **K** y **b** son constantes empíricas obtenidas del ajuste lineal.

3. Para determinar el gradiente de sobrecarga en pozos terrestres se emplea la ecuación:

$$\left(\frac{S}{D}\right) = \left(\frac{K}{b+1}\right)(D^b) \quad (II.7)$$

y para estimar el gradiente de sobrecarga en pozos costa afuera se utiliza la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{S}{D}\right) = \frac{(\rho_w \times D_w) + \left(\frac{K}{b+1}\right)(D-D_w)^{(b+1)}}{D} \quad (11.8)$$

Para generar un perfil del gradiente de sobrecarga basta con repetir el paso 3 a diferentes profundidades.⁽¹⁴⁾

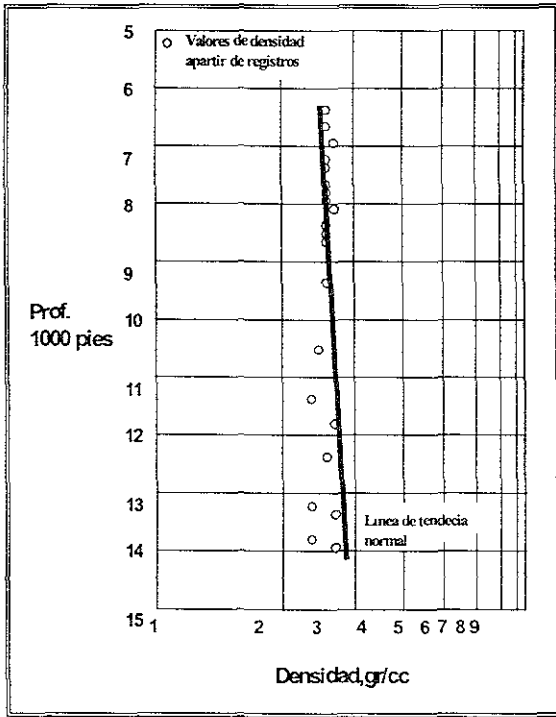


Fig. II.5 Gráfica semilogarítmica de Densidad vs Profundidad⁽¹⁴⁾

I.4.2 Método de Bourgoyne

Al igual que el método anterior, la teoría para calcular el esfuerzo de sobrecarga es la propuesta por Eaton, es decir el peso acumulativo de las formaciones sobreyacentes en un punto de interés, que usualmente se determina por el registro de densidad en zonas normalmente compactadas. El método aquí descrito propone la sustitución de las densidades de la matriz, de los fluidos y la densidad de la roca del registro de densidad en la ecuación:

$$\rho_r = \rho_m(1-\phi) + \rho_f\phi \quad (II.9)$$

Resolviendo esta ecuación para ϕ se tiene:

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho_r}{\rho_m - \rho_f} \quad (II.10)$$

Procedimiento:

1. Con la ecuación (II.10) se calcula la porosidad para cada valor de densidad.
2. Construir una gráfica semilogarítmica con los valores de porosidad contra la profundidad a la cual se tomó la lectura de la densidad. La porosidad en la escala logarítmica.
3. Ajustar estos puntos a una ecuación de mínimos cuadrados para obtener una ecuación del tipo:

$$\phi = \phi_o e^{-kD_s} \quad (II.11)$$

donde ϕ_o es la porosidad a la profundidad cero en pozos terrestres o a la profundidad a partir del lecho marino en estos pozos, mientras que k es la pendiente de la recta ajustada.

Con estas dos constantes y la densidad de la matriz rocosa y del fluido intersticial se calcula el gradiente de sobrecarga para pozos terrestres con la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{S}{D}\right) = \frac{\rho_m D - (\rho_m - \rho_f)\phi_o \left(\frac{1 - e^{-kD}}{k}\right)}{D} \quad (II.12)$$

y para pozos marinos:

$$\left(\frac{S}{D}\right) = \frac{\rho_w D_w + \rho_m D_s - (\rho_m - \rho_f) \phi_o}{D} \left(\frac{1 - e^{-kD_s}}{k} \right) \quad (\text{II } 13)$$

Con este procedimiento se obtiene la sobrecarga en zonas con tendencia normal de compactación y aún, en zonas anormalmente compactadas cuando se tiene información confiable de la densidad del fluido de formación y de la matriz rocosa a cada profundidad de cálculo.⁽¹⁶⁾

II.4.3 Método de Belloti y Giacca

Este método propuesto por Belloti y Giacca utiliza el registro sónico de porosidad para obtener densidades promedio de las capas perforadas; en formaciones de arenas y lutitas compactadas y consolidadas. Este método es confiable en campos desarrollados, ya que en estos campos se tiene pleno conocimiento de las formaciones perforadas. Las ecuaciones que se presentan fueron desarrolladas experimentalmente y los autores han demostrado que estas ecuaciones empíricas son casi exactas.

Procedimiento:

1. A partir de los valores del tiempo de tránsito Δt aportado por el registro sónico compensado BHC, se calculan los valores de porosidad promedio de las capas mediante la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (\text{II.14})$$

para formaciones compactadas y consolidadas, y:

$$\phi = \frac{1.228\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t - \Delta t_f} \quad (\text{II.15})$$

Para arenas y lutitas no consolidadas.

La ecuación II.14 es aplicable a: $\phi=0-47\%$ en arenas

$\phi=0-60\%$ en lutitas

y para los tiempos de tránsito en la matriz rocosa y en el fluido se utiliza:

$\Delta t_m = 43.5$ ($\mu\text{seg}/\text{pie}$) en dolomitas

$\Delta t_m = 43.5-47.5$ ($\mu\text{seg}/\text{pie}$) en limolitas

$\Delta t_m = 47.5-55.6$ ($\mu\text{seg}/\text{pie}$) en arenas

$\Delta t_m = 47.0$ ($\mu\text{seg}/\text{pie}$) en lutitas

$\Delta t_f = 200$ ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

2. Calcular las densidades promedio de las capas para cada valor de porosidad:

$$\rho_r = \rho_f \phi + \rho_m (1 - \phi) \quad (\text{II.16})$$

3. Una vez calculadas las densidades promedio de las capas, se puede obtener el perfil del gradiente de sobrecarga con la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{S}{D} \right) = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_{r_i} H_i}{\sum_{i=1}^n H_i} \quad (\text{II.17})$$

Para el cálculo del gradiente de sobrecarga en pozos marinos se debe incluir en la sumatoria el término de la presión de la columna del agua, es decir, la densidad del agua de mar por la profundidad del tirante ($\rho_w D_w$):

$$\left(\frac{S}{D} \right) = \frac{\rho_w D_w + \sum_{i=1}^n \rho_{r_i} H_i}{D_w + \sum_{i=1}^n H_i} \quad (\text{II.17a})$$

Las ecuaciones (II.17) y (II.17a) son ampliamente usadas en el cálculo del gradiente de sobrecarga ya que es considerada como una aproximación de la integral de Eaton

Los métodos descritos anteriormente son utilizados para determinar perfiles del gradiente de sobrecarga variables en zonas anormalmente compactadas.

Es importante señalar que los métodos estudiados anteriormente para determinar el gradiente de sobrecarga en pozos marinos, los autores plantean incluir el término del peso del agua debido al tirante en sus ecuaciones. Al igual que tomar en cuenta que la ecuación de Gardner para obtener densidades promedio de los estratos, está en función de la "velocidad de intervalo" en las capas, misma que se obtiene de un análisis "automático de la velocidad", de modo que, no se está tomando en cuenta la densidad del agua ni el tirante; además, aún leyendo directamente el registro de densidad, se debe de considerar el peso del agua, puesto que el registro es una medida de la densidad electrónica de la formación rocosa que se traduce a densidad, y no es una medición del esfuerzo de la matriz ejercido por las rocas sobreyacentes y la presión del fluido de formación.⁽¹⁷⁾

II.5 PREDICCIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRACTURA

Una de las etapas más críticas en la planeación de la perforación de un pozo es en los intervalos geopresionados, ya que estos afectan a otras etapas del diseño como son: la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, la densidad del fluido de perforación necesaria para atravesar estos intervalos sin fracturar la formación, etc. De aquí, que la predicción del gradiente de fractura juega un papel importante en la planeación de los pozos petroleros. Sin embargo, ninguno de los métodos que existen actualmente para predecir el gradiente de fractura, se ajusta o es totalmente válido para todas las áreas petroleras del mundo

II.5.1 Método de Houbbert y Willis

En el año de 1957, estos autores realizaron experimentos en donde deducen que al aplicar una presión en el subsuelo, las rocas se sujetan a tres esfuerzos fundamentales, perpendiculares y diferentes entre sí y que el plano de fractura es ortogonal al plano del mínimo esfuerzo; es decir, en aquellas zonas en donde el menor esfuerzo es horizontal, la fractura producida será vertical y si el esfuerzo de sobrecarga es menor que el esfuerzo horizontal la fractura será horizontal.

Basándonos en un diagrama de fuerzas y en la definición de presión de sobrecarga, se deduce que ésta es igual en magnitud y de sentido contrario a la suma de la presión de formación y el esfuerzo vertical soportado por la roca:

$$S = P_f + \sigma_v \quad (II.18)$$

De acuerdo a lo anterior y a la definición de la presión de fractura, para que una fractura sea producida verticalmente la presión deberá vencer la presión de formación y el esfuerzo efectivo horizontal de la matriz rocosa, es decir

$$P_{fr} = P_f + \sigma_h \quad (II.19)$$

Houbbert y Willis, establecieron que el esfuerzo mínimo horizontal varía de $\frac{1}{3}$ a $\frac{1}{2}$ del esfuerzo matricial vertical, esto es:

$$\sigma_h \cong \left(\frac{1}{3} a \frac{1}{2} \right) \sigma_v \quad (II.20)$$

Resolviendo la ecuación (II.18) para σ_v y sustituyendo en (II.20), se tiene

$$\sigma_h \cong \left(\frac{1}{3} a \frac{1}{2} \right) (S - p_f) \quad (II.21)$$

Reemplazando la ecuación anterior en la expresión (II.19) y dividiendo entre la profundidad para obtener el gradiente de fractura, tenemos:

$$\left(\frac{P_{fr}}{D} \right) = \frac{p_f}{D} + \left(\frac{1}{3} \frac{a}{2} \right) \left(\frac{S}{D} - \frac{p_f}{D} \right) \quad (II.22)$$

La ecuación de Houbert y Willis tiene la desventaja de que fue propuesta para un gradiente de sobrecarga constante y por lo tanto, en donde existan presiones de formación normal se tendrá como resultado un gradiente de fractura constante, lo que nunca sucede. Es conveniente mencionar que esta correlación ha sido usada con gradientes de presión de sobrecarga variables y en general se ha comprobado que este método proporciona gradientes de fractura menores a los reales.

Procedimiento

1. Calcular el gradiente de sobrecarga $\left(\frac{S}{D} \right)$ del pozo terrestre o marino, ya sea por el método sísmico descrito anteriormente si el pozo es exploratorio o bien, por medio de los métodos de Iqbal Bootwala, Bourgoyne o Belloti y Giacca, dependiendo del tipo de información que disponga si el pozo es de desarrollo
2. Determinar el perfil del gradiente de presión de formación por el método de Ben Eaton descrito anteriormente.
3. Calcular con la ecuación (II.22) el gradiente de presión de fractura a cada profundidad utilizando el gradiente de sobrecarga y de formación obtenidos de los pasos precedentes.⁽¹⁸⁾

II.5.2 Método de Matthews y Kelly

Matthews y Kelly, en 1967 desarrollaron una metodología para predecir gradientes de fractura. La diferencia con el modelo de Hubbert y Willis estriba en que estos autores introdujeron la relación de esfuerzos de la matriz o coeficiente matricial de la roca "k_i" en términos de gradiente. La ecuación que propusieron es la siguiente.

$$\left(\frac{P_{fr}}{D} \right) = \frac{p_f}{D} + k_i \frac{\sigma_v}{D} \quad (II.23)$$

resolviendo la ecuación para σ_v y sustituyendo en la expresión anterior se tiene:

$$\left(\frac{P_r}{D}\right) = \frac{P_r}{D} + k_i \left(\frac{S}{D} - \frac{P_r}{D}\right) \quad (11.24)$$

El parámetro "k_i" es la relación existente entre los esfuerzos vertical y horizontal de la matriz de roca y debe ser calculado a la profundidad "D_i" a la cual el valor del esfuerzo efectivo vertical "σ_v" es el esfuerzo matricial normal; en otras palabras, relaciona las condiciones reales del esfuerzo matricial de la formación de interés a las condiciones de esfuerzo matricial si la misma formación hubiese sido normalmente compactada.

Estos autores representaron la curva de "k_i" gráficamente para las áreas costeras de Lousiana y el sur de Texas.

La figura 11.6 muestra una curva ajustada utilizando el método de regresión lineal, del coeficiente de esfuerzos de la matriz en función de la profundidad para el área del sur de Texas, cuya ecuación se presenta a continuación:

$$k_i = 0.0683e^{(0.272 \ln D_i)} \quad (11.25)$$

en donde D_i, debe ser introducido en pies.

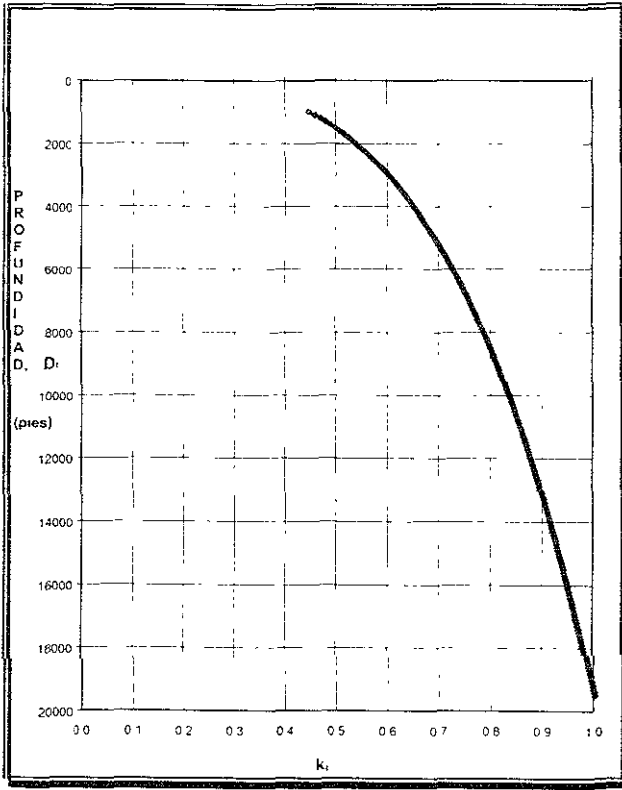


Figura II.6 Curva ajustada de la relación de esfuerzos de la matriz para el área costera del sur de Texas⁽¹⁹⁾

Una curva similar a la curva mostrada en la figura II.6 puede ser determinada para cada área en especial por sustitución de datos de campo de presión de fractura en la ecuación (II.26). El procedimiento consiste en graficar los valores de k_f obtenidos con la ecuación (II.26) contra la profundidad correspondiente a los datos de presión de formación y de fractura. Mediante el ajuste de una curva representativa de estos puntos por regresión lineal se puede determinar la ecuación del tipo de la expresión (II.25):

$$k_f = \frac{D}{\left(S - \frac{P_f}{D} \right)} \left(\frac{P_f}{D} - \frac{P_f}{D} \right) \quad (II.26)$$

Las presiones de fractura, a falta de mediciones directas, pueden evaluarse a partir de información de pérdidas de circulación durante la perforación, pruebas de admisión, fracturamientos inducidos, etc.

Como principales desventajas de este método se encuentran la suposición de un gradiente de sobrecarga constante (aproximadamente de 1 psi/pie) y que la curva de la gráfica de k_f sólo debe aplicarse en la región geológica para la cual fue desarrollada.

Para pozos mayores a 20,000 pies de profundidad, el método ya no es aplicable, puesto que el valor de k_f a esta profundidad es mayor a uno y como consecuencia, gradientes de fractura mayores a los de sobrecarga, hecho que si bien no llega a ser cierto tampoco llega a ser falso; es decir, si estudiamos la ecuación (II.24), a partir de 20,000 pies se necesitaría una presión mayor a la sobrecarga para fracturar la formación y producir fracturas horizontales (recuerde que una de las premisas para establecer la ecuación de la presión de fractura es la creación de fracturas verticales, ecuación (II.19), pero, observaciones de campo infieren en la presión de fracturamiento de ciertas formaciones por debajo de la presión de sobrecarga calculada a más de 20,000 pies.

Procedimiento

1. Calcule el gradiente de sobrecarga por cualquiera de los métodos mencionados y dependiendo del tipo de información de que disponga (información sísmica para pozos exploratorios o de registros geofísicos para pozos de desarrollo).
2. Determine el perfil del gradiente de presión de formación por el método de Eaton.
3. Construya la gráfica de k_f en función de la profundidad a partir de la ecuación (II.26) para el área en estudio y obtenga su ecuación aplicando regresión lineal, o si lo prefiere utilice la expresión (II.25).

4. Obtenga el esfuerzo vertical de la matriz usando la ecuación abajo mostrada y asuma el gradiente de sobrecarga variable determinado en el paso 1 a cada profundidad de interés.

$$\sigma_v = \left(\frac{S}{D} - \frac{P_f}{D} \right) D \quad (II.27)$$

5. Determine las profundidades D_i , para las cuales los esfuerzos de la matriz serían los valores normales, mediante la siguiente ecuación:

$$D_i = \frac{\sigma_v}{\left(\frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D} \right)_n \right)} \quad (II.28)$$

6. Una vez determinadas las profundidades D_i , use la gráfica de esfuerzos que construyó en el paso 3 para obtener el valor de k_i a cada profundidad D_i o si lo prefiere utilice la ecuación (II.25).
7. Por último, usando los valores de D_i , σ_v , P_f y k_i obtenidos, calcule el valor del gradiente de fractura para las diferentes profundidades con la ecuación (II.24).
8. Grafique en escala lineal los perfiles de los gradientes de presión de sobrecarga, formación y de fractura.

No obstante que en un principio los dos modelos anteriores se desarrollaron con la premisa del gradiente de sobrecarga constante, su aplicación con sobrecargas variables han sido ampliamente aceptados.⁽¹⁹⁾

II.5.3. Método de Eaton

Desde 1969 en que Eaton publicó su trabajo a la fecha, su método se encuentra entre los más utilizados y confiables para predecir gradientes de presión de fractura en todo el mundo. La innovación de ésta técnica estriba en la consideración de un gradiente de sobrecarga variable y la introducción del

coeficiente de Poisson "v", para relacionar los esfuerzos vertical y horizontal soportados por la roca.

$$\sigma_H = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \sigma_v \quad (II.29)$$

de la ecuación (II.19) y sustituyendo la expresión anterior se tiene:

$$P_{fr} = P_f + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \sigma_v \quad (II.30)$$

que convirtiendo a gradiente se encuentra la correlación de Eaton para predecir gradientes de presiones de fractura:

$$\left(\frac{P_{fr}}{D} \right) = \frac{P_f}{D} + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \frac{\sigma_v}{D} \quad (II.31)$$

$$\left(\frac{P_{fr}}{D} \right) = \frac{P_f}{D} + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \left(\frac{S}{D} - \frac{P_f}{D} \right) \quad (II.32)$$

La relación del coeficiente de Poisson puede establecerse para cada área, disponiendo de datos de presión de fractura mediante la siguiente expresión:

$$\frac{\nu}{1-\nu} = \frac{\frac{P_{fr}}{D} - \frac{P_f}{D}}{\frac{S}{D} - \frac{P_f}{D}} \quad (II.33)$$

o bien, directamente el coeficiente de Poisson con:

$$\nu = \frac{A}{1+A} \quad (II.34)$$

en donde:

$$A = \frac{\frac{P_{fr}}{D} - \frac{P_f}{D}}{\frac{S}{D} - \frac{P_f}{D}} \quad (II.35)$$

Con fines de facilitar los cálculos, aplique el método de regresión lineal a la ecuación del coeficiente de Poisson determinado por Eaton para el área de la costa del golfo:

$$\nu = 0.075e^{(0.19 D - 0.1)} \quad (11.36)$$

en donde D debe ser introducida en pies.

Utilizando la ecuación anterior se obtiene una gráfica de ν en función de la profundidad (figura 11.7).

Al igual que el método precedente, este método también estipula que el coeficiente de Poisson fue desarrollado para una área específica y se ha hecho extensivo para otras regiones mostrando confiabilidad en los resultados arrojados.

A profundidades mayores de 20,000 metros, el coeficiente de Poisson es mayor a 0.5. Análogamente al método anterior, la relación $(\nu / 1 - \nu)$ es también mayor a uno con lo que se obtienen resultados del gradiente de fractura más grandes que el gradiente de sobrecarga.

Procedimiento:

- 1 Calcular el gradiente de sobrecarga (S/D) del pozo terrestre o marino, ya sea por el método sísmico descrito anteriormente o bien, por medio de los métodos de Iqbal Bootwala, Bourgoyne o Belloti y Giacca, dependiendo del tipo de información que disponga.
- 2 Determine el perfil del gradiente de presión de formación por el método de Eaton
- 3 Construya un gráfico de ν en función de la profundidad por medio de la ecuación (11.34), con datos pertenecientes al área en estudio, o bien utilizando la ecuación (11.36) propuesta en este trabajo determine el valor de ν a todas las profundidades de interés.

- 4 Evalúe con la ecuación (II 32) el gradiente de presión de fractura a cada profundidad
- 5 En escalas lineales, grafique los valores de los gradientes de presión de sobrecarga, de formación y de fractura obtenidos.⁽²⁰⁾

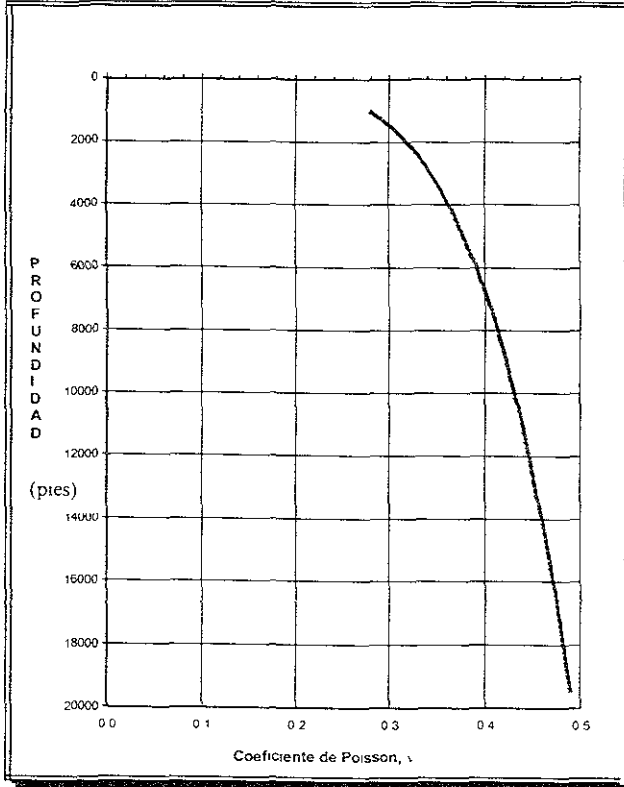


Figura II.7 Curva ajustada del Coeficiente de Poisson⁽²⁰⁾

II.5.4. Método de Pilkington.

Pilkington se basó en los trabajos de Hubbert y Willis, Matthews y Kelly, Pennebaker, Eaton y Christman para modificar la relación de esfuerzos matriciales k_1 , al cual llamo K_a (relación de esfuerzos promedio) y determinó sus valores los cuales se muestran a continuación.

$$K_a = 3.9 \left(\frac{S}{D} \right) - 2.8 \quad (\text{para } S/D \leq 0.94)$$

$$K_a = 3.2 \left(\frac{S}{D} \right) - 2.24 \quad (\text{para } S/D > 0.94)$$

Con estos valores e modificó la ecuación de Matthews y Kelly introduciéndole el parámetro de esfuerzos promedio, quedando como:

$$\left(\frac{P_f}{D} \right) = \frac{P_f}{D} + k_a \left(\frac{S}{D} + \frac{P_f}{D} \right) \quad (11.37)$$

Este método también tiene la particular ventaja de ser aplicable a profundidades menores a 20,000 metros, ya que algunos resultados obtenidos en la práctica se observó que el gradiente de fractura es mucho mayor que el gradiente de sobrecarga a profundidades mayores.

El procedimiento de cálculo para cuantificar el gradiente de sobrecarga es el mismo que el propuesto por Matthews y Kelly.

Pilkington es de la opinión de que éstas fórmulas pueden ser aplicadas a las cuencas del Terciario, que son similares a las de la Costa del Golfo existiendo en ambas, presiones normales y anormales. Su uso no se aplica a rocas quebradizas tales como los carbonatos o a rocas que aún no se han fracturado⁽²⁰⁾

II.6 MÉTODO COMPARATIVO DE PREDICCIÓN DE GRADIENTE DE FORMACIÓN

II.6.1 Método de Eaton

Eaton desarrolló su método en 1969 y propuso tres ecuaciones empíricas para cuantificar las zonas de presión anormal empleando datos de registros geofísicos de pozos tales como: la resistividad, conductividad y tiempos de tránsito. Este método en comparación con otros métodos gráficos como el de Hottman y Johnson, presenta las siguientes ventajas:

- Es un método analítico
- La experiencia práctica ha demostrado que es un método muy preciso
- Se fundamenta en el uso de la presión de sobrecarga variable
- Es fácilmente programable en una computadora

Este método argumenta que los datos de los registros y las presiones anormales tienen una relación entre ellos. Eaton desarrolló ecuaciones empíricas (ajustándolas con datos de campo), las cuales relaciona la presión de formación con la resistividad de las lutitas, la conductividad y el tiempo de tránsito para el área de Louisiana, E. U. A. Las ecuaciones de correlación del gradiente de presión de formación, cuando se tienen datos de resistividad se puede aplicar la siguiente:⁽⁷⁾

$$\left(\frac{P_f}{D} \right) = f \left(\frac{R_N}{R_o} \right) \quad (II.38)$$

Cuando se dispone de valores de conductividad se aplica la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{P_f}{D} \right) = f \left(\frac{C_o}{C_n} \right) \quad (II.39)$$

Y cuando se tienen datos de tiempo de tránsito se aplica la siguiente ecuación.

$$\left(\frac{P_f}{D}\right) = f(\Delta t_o - \Delta t_n) \quad (11.40)$$

Expresado de otro modo se tiene que:

$$\frac{R_n}{R_o} = f\left(\frac{P_f}{D}\right) \quad (11.41)$$

$$\frac{C_o}{C_n} = f\left(\frac{P_f}{D}\right) \quad (11.42)$$

$$\Delta t_o - \Delta t_n = f\left(\frac{P_f}{D}\right) \quad (11.43)$$

Además, considerando la teoría de la compactación demostrada por Hubbert y Rubey vista en el capítulo I en las ecuaciones I.2 y I.3:

Resolviendo la ecuación (I.3) para la presión de formación P_f y convirtiendo a gradiente se transforma en la siguiente expresión:

$$\left(\frac{P_f}{D}\right) = \frac{S}{D} - \frac{\sigma}{D} \quad (11.44)$$

Eaton, encontró que los parámetros R , C y Δt de las lutitas están relacionados con el gradiente de sobrecarga $\frac{S}{D}$ y el esfuerzo de sobrecarga $\frac{\sigma}{D}$, proponiendo así ecuaciones que ajustan analíticamente a las correlaciones gráficas de Hottman y Johnson. Para encontrar estas ecuaciones, él consideró un gradiente de sobrecarga variable apoyándose en una gran cantidad de datos reales de pozos y de registros geofísicos

Despejando de la ecuación (11.44) el gradiente del esfuerzo matricial de la roca para condiciones de presión normal se tiene que:

$$\left(\frac{\sigma}{D}\right)_n = \frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n \quad (II.45)$$

y para condiciones de presión anormal:

$$\left(\frac{\sigma}{D}\right)_{an} = \frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_{an} \quad (II.46)$$

El trabajo de Eaton consistió entonces en encontrar la relación del gradiente matricial anormal con la resistividad, conductividad y tiempo de tránsito:

$$\left(\frac{\sigma}{D}\right)_{an} = \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n \right] \left(\frac{R_o}{R_n} \right)^{1.5} \quad (II.47)$$

$$\left(\frac{\sigma}{D}\right)_{an} = \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n \right] \left(\frac{C_n}{C_o} \right)^{1.2} \quad (II.48)$$

$$\left(\frac{\sigma}{D}\right)_{an} = \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n \right] \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^3 \quad (II.49)$$

A los exponentes 1.5, 1.2 y 3 de las ecuaciones (II.47) a (II.50) suelen llamarse exponentes de Eaton "α", y tienen un valor para cada área en particular, especialmente los valores que α toma en estas ecuaciones son para el área de Louisiana.

Rígurosamente, debe ser calculado el valor de "α", para cada área de estudio, sin embargo, se ha comprobado que pueden aplicarse a otros campos presentando buenos resultados. En éste trabajo, los exponentes determinados por Eaton serán los que se utilicen para predecir los gradientes de formación.

Despejando el gradiente de presión de formación anormal de la expresión (II.46) y sustituyendo en cada una de las expresiones anteriores se tendrán las correlaciones de Ben Eaton para predecir los gradientes de presión de formación

de los siguientes pozos a perforar cuando se dispone de datos de resistividad, conductividad y tiempo de tránsito:

$$\left(\frac{P_f}{D}\right)_{an} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n \right] \left(\frac{R_o}{R_n} \right)^{1.5} \quad (II.50)$$

$$\left(\frac{P_f}{D}\right)_{an} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n \right] \left(\frac{C_n}{C_o} \right)^{1.2} \quad (II.51)$$

$$\left(\frac{P_f}{D}\right)_{an} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n \right] \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^3 \quad (II.52)$$

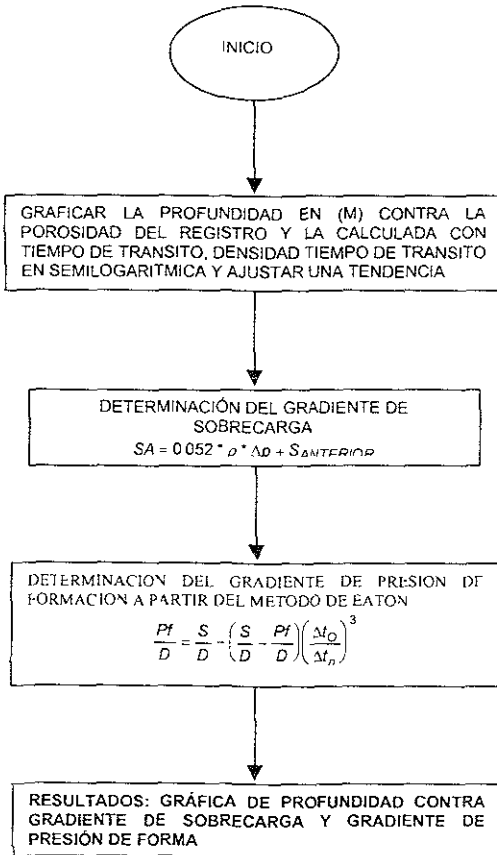
A pesar de que el exponente α es una limitante para la aplicación del método; se puede determinar para cada área siempre y cuando se disponga de datos de pruebas de formación DST (Drill Stem Test), de información recabada de registros geofísicos y de datos de la presión de sobrecarga:

$$\alpha = \frac{\text{Ln} \left[\frac{S/D - \left(\frac{P_f}{D}\right)_{an}}{S/D - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n} \right]}{\text{Ln} \left(\frac{R_o}{R_n} \right)} \quad (II.53)$$

También se puede determinar empleando los cocientes $\left(\frac{C_n}{C_o} \right)$ y/o $\left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)$

Utilizando el siguiente procedimiento se puede predecir el perfil de gradientes de presión de formación por el método de Eaton

II.6.2 Diagrama de Cálculo para Eaton



II.6.3 Procedimiento

1. Calcular el gradiente de sobrecarga $\left(\frac{S}{D}\right)$ del pozo terrestre o marino, ya sea por el método sísmico descrito anteriormente o bien, por medio de los métodos de Iqbal Bootwala, Bourgoyne o Belloti y Giacca, dependiendo del tipo de información que disponga.
2. Graficar y ajustar una tendencia de compactación normal para los datos de tiempo de tránsito si es que su información es sísmica; y de resistividad, conductividad y/o tiempos de tránsito a partir de registros, tomar solo en cuenta los puntos que estén dentro de la tendencia normal. Para facilitar los cálculos obtenga la ecuación de la tendencia normal en función de la profundidad mediante una regresión lineal.
3. Calcular el gradiente del esfuerzo de la matriz anormal $\left(\frac{\sigma}{D}\right)_{ar}$ mediante las ecuaciones (II.50) a (II.52) para cada profundidad dependiendo del tipo de información que disponga. Si lo desea, obtenga previamente los cocientes involucrados en las ecuaciones anteriores con la ecuación de tendencia normal obtenida en el paso 2, o leyendo directamente los valores de los parámetros normales correspondientes a los datos de la región desviada, es decir, a la misma profundidad.
4. A partir de una prueba DST o de datos de presión de formación de los pozos del área, estime el gradiente de presión normal de formación $\left(\frac{p}{D}\right)_n$. En su defecto, estímelo de algunas medidas de densidad del agua de formación obtenidas en laboratorio. Generalmente se asume este valor en 1.07 gr/cm^3 (0.465 psi/pie).
5. Determine el valor del exponente " α ", empleando la ecuación (II.53). El procedimiento consiste en ejecutar este cálculo para varias profundidades y en

varios pozos del área, en los cuales se disponga de mediciones de presión y obtenga el promedio de α para el área.

6. Una vez que ha realizado los pasos anteriores, calcule el gradiente de presión de formación anormal con las ecuaciones (11.50) a (11.52) en todas las profundidades de interés.
7. Por último, graficar en escalas lineales los perfiles del gradiente de presión de sobrecarga y de formación contra la profundidad. Este tipo de gráficas serán indispensables para determinar gráficamente la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

CAPÍTULO III

CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE PORO APLICANDO EL MÉTODO DE ESFUERZO MATRICIAL EQUIVALENTE

Como es común encontrar formaciones sobrepresionadas, es necesario planificar correctamente las operaciones de perforación para evitar, o por lo menos minimizar, los peligros de descontrol de pozo, de aprisionamiento de tubería o de pérdidas de circulación. Es imprescindible contar con un buen conocimiento de los valores de presión de poro y de presión de fracturamiento. Estos parámetros se pueden obtener a partir de la información de registros geofísicos.

La evaluación cuantitativa de presiones se puede obtener en forma directa por medio de formulas empíricas (Hottman y Johnson, Eaton, etc.) o indirectamente con el concepto de Esfuerzo Matricial Equivalente.

III.1 MÉTODO DE ESFUERZO MATRICIAL EQUIVALENTE

Este método es válido para cualquier parámetro registrado, que incluye la resistividad, el tiempo de tránsito, la conductividad, la porosidad, la densidad, etc. Por lo cual se presenta el siguiente desarrollo:

1. Determinar la presión de formación en la zona normal a partir de la siguiente ecuación:

$$P_f = 0.052 * \rho_f * D_i$$

ó por cualquier método conocido

- 2 Graficar el logaritmo de porosidad (ϕ), resistividad (R), tiempo de tránsito (Δt), compresibilidad (C), densidad (ρ), etc. Y establecer la curva de tendencia normal de compactación., ejemplo.

Cualquier punto "A" es asociado con un punto "B" sobre la línea normal, esto debido a que los parámetros de Porosidad y Esfuerzo Matricial del punto "A" son equivalentes o idénticos a los del punto B (Figura III.1).

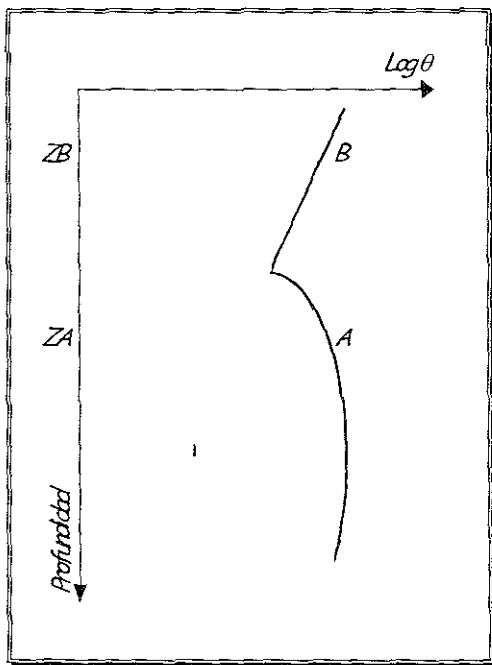


Fig. III.1 Principio del Método de Esfuerzo Matricial Equivalente.⁽²¹⁾

La profundidad en el punto B (Z_B) es llamada profundidad equivalente, o en algunas veces profundidad de aislamiento mostrada en el eje de las ordenadas mientras que en las abscisas se presenta el parámetro de porosidad en escala logarítmica. Por otra parte, el fluido contenido dentro de los poros en el punto "A", ha sido considerado igual para todas las cargas geostáticas en el transcurso del descenso de Z_B a Z_A , esto con el fin de poder emplear relaciones ya establecidas como es el caso de la fórmula de Terzaghi

$$S = \sigma + P$$

El esfuerzo matricial del punto "A" (σ_A) transmitido en el contacto de grano a grano es idéntico al punto "B" (σ_B). Por lo tanto conociendo la presión de sobrecarga en B (S_B) y la presión de formación normal en el punto "B" (P_B), entonces el Esfuerzo Matricial puede ser calculado como.

$$\sigma_B = S_B - P_B \quad (\text{III.1}) \text{ y}$$

por definición sabemos que $\sigma_B = \sigma_A$ y $\sigma_A = S_A - P_A$ por lo tanto obtenemos.

$$S_A - P_A = S_B - P_B \quad (\text{III.2})$$

Conociendo la sobrecarga en A (S_A), se obtiene la presión de formación en A (P_A) despejada de la ecuación anterior, por lo tanto.

$$P_A = P_B + (S_A - S_B) \quad (\text{III.3})$$

Si se desea determinar la densidad de equilibrio o equivalente, cuando es conocido el gradiente de sobrecarga,⁽²¹⁾ ésta puede ser determinada mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_{\text{equiA}} = \frac{S_A}{D} - \frac{Z_B}{Z_A} \left(\frac{S_B}{D} - \rho_{\text{equiB}} \right) \quad (\text{III.4})$$

La información requerida para los cálculos se obtuvo de registros geofísicos, tales como el sónico de porosidad en el cual se leen tiempos de tránsito; el de rayos gamma-neutrón en el cual se leen directamente valores de porosidad; y por último el registro de densidad que como su nombre lo indica nos proporciona la densidad de la roca

Del registro de densidad, se obtuvo una gráfica semilogarítmica con el objetivo de ratificar la zona de presión anormal; además con estas lecturas se determinó el gradiente de sobrecarga. Para llevar a cabo la estimación del gradiente de presión de poro en zonas anormales se diseñó una hoja de cálculo en Excel

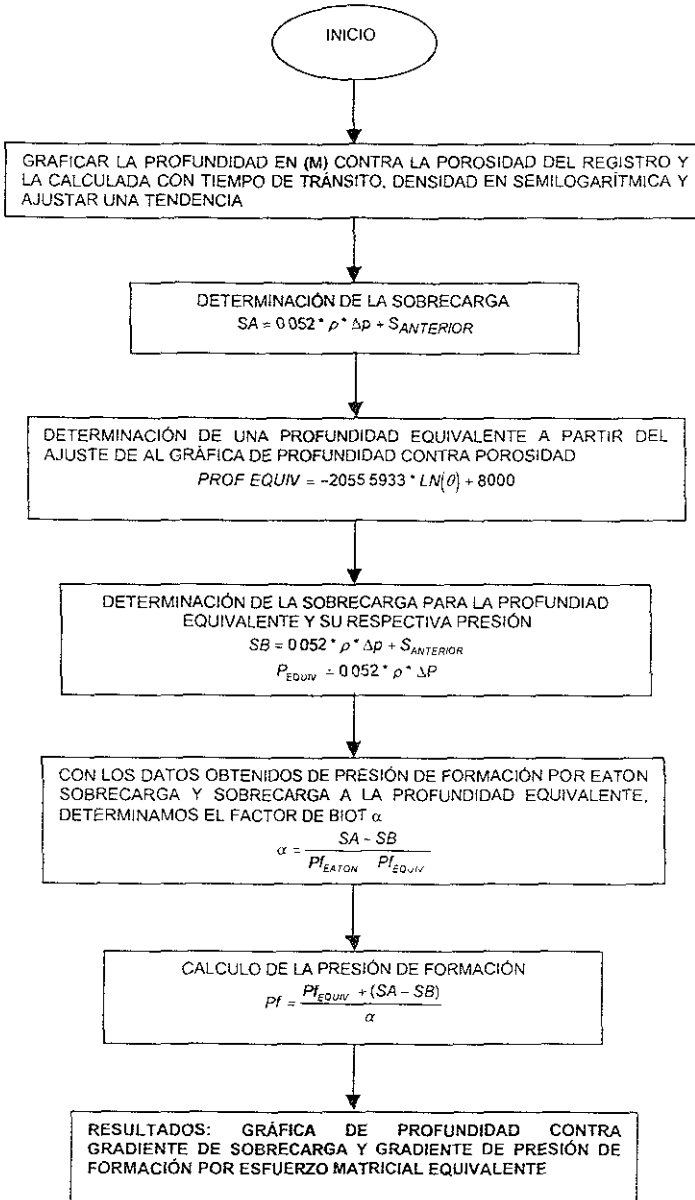
Por medio de esta hoja de cálculo, es posible graficar los siguientes parámetros en función de la profundidad.

Resistividad
Tiempo de tránsito
Porosidad
Densidad de la roca
Gradiente de sobrecarga

El tipo de gráfico dependerá de la información que se disponga en el momento de hacer los cálculos

A continuación se muestra el procedimiento para aplicar el método de Esfuerzo Matricial Equivalente.

III.1.1 Diagrama de Cálculo de Esfuerzo Matricial Equivalente



Las gráficas presentan la variación de los parámetros correspondientes contra la profundidad en escala semilogarítmica ($\log(C)$, $\log(R)$, $\log(\Delta t)$, $\log(\phi)$ y $\log(\rho)$ contra profundidad). En el caso de no disponer del registro de rayos gamma-neutrón el programa puede calcular los valores de porosidad a partir de tiempos de tránsito, utilizando la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\Delta t_o - \Delta t_f}{\Delta t_m - \Delta t_f}$$

para lo cual disponemos de los valores de tiempo de tránsito del fluido y de la matriz y las características de las formaciones penetradas para emplearlos como información adicional en la siguiente tabla:

TABLA III.1 TIEMPO DE TRÁNSITO DE LA MATRIZ

| Matriz | $\Delta t_m(\mu\text{seg}/\text{pies})$ |
|-----------|---|
| Dolomita | 43.5 |
| Limonita | 43.5-47.6 |
| Lutita | 47.5-55.6 |
| Andresita | 50 |
| Caliza | 67 |
| Arcilla | 47 (estimada) |

Una vez construidas las diferentes gráficas se procede a definir una tendencia normal de compactación. Debe tenerse siempre en mente que la forma correcta de la tendencia normal varía con la edad y el tipo de roca presente, tratando de definir la mejor tendencia; ya que será la base para obtener la zona sobrepresionada y realizar cualquier interpretación cuantitativa.

III.1.2 Procedimiento

1. Graficar y ajustar una tendencia de compactación normal para los datos ya sea de tiempo de tránsito, resistividad, conductividad, densidad ó porosidad. donde solo se deben tomar en cuenta los puntos que estén dentro de la tendencia normal. Para facilitar los cálculos debe obtenerse la ecuación de la tendencia normal en función de la profundidad.
2. Calcular la sobrecarga "S" en la zona normal del pozo, ya sea por medio de los métodos empíricos que se conozcan (Iqbal Bootwala, Bourgoyne, Belloti y Giacca, etc.) o dependiendo del tipo de información que se disponga.
3. Determinar de la profundidad equivalente a través de la ecuación del ajuste.

$$D_i = C_1 * \ln(F(\phi, \Delta t, C, R, \text{etc.})) + C_2$$

4. Determinar la sobrecarga por el mismo método empleado en el punto dos, para la profundidad equivalente calculada en el punto tres.
5. Determinar la presión de poro para cada profundidad de la zona normal y para la profundidad equivalente.

$$P_i = 0.052 * \rho_f * D_i$$

$$P_{\text{equiv}} = 0.052 * \rho_f * D_{\text{equiv}}$$

6. Determinar el coeficiente de Biot "α" para el ajuste de la presión de poro.

$$\alpha = \frac{S_A - S_B}{P_A - P_B}$$

7 Determinar la presión de poro con y sin el coeficiente de Biot.

$$P_{\text{form}} = \frac{S_A - S_B}{\alpha} + P_B$$

$$P_{\text{form}} = S_A - S_B + P_B$$

8. Por último, graficar en escalas lineales los perfiles del gradiente de presión de sobrecarga y de formación, contra la profundidad. Este tipo de gráficas serán indispensables para determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

La necesidad de minimizar riesgos en la perforación han hecho posible la aplicación de distintas técnicas de predicción y detección de la presión de formación para tener el pozo controlado, sin embargo cada pozo se comporta diferente, como resultado de las presiones anormales persistentes en cada área. El control de la presión de formación es complicado debido a los diversos gradientes de presión, a los problemas como formaciones no consolidadas, formaciones hidratadas de flujo de agua y gas, presurización y lutitas plásticas que hacen más crítica la optimización de la perforación.⁽²²⁾

La presión de poro es una limitante natural que ejerce una gran influencia en la seguridad y costos de perforación. Tradicionalmente los modelos empíricos son limitados para determinar la presión de poro en el que interviene un solo tipo de litología (arcillas) si se cuenta con datos petrofísicos o de perforación contra la profundidad para crear líneas de tendencia. Aquí se desarrollará un método que cuantifica la ley de esfuerzos efectivos $P = S - \sigma$. Éste método usa datos petrofísicos (rayos gamma, porosidad, densidad, etc.), relaciones mineralógicas de esfuerzo (tensión para calcular la presión de poro) y el gradiente de sobrecarga pie por pie a través de todos los tipos de roca.⁽²³⁾

Los métodos de detección y predicción han sido utilizados, pero ha sido necesario aumentar la información comparándolos entre ellos mismos dependiendo de la información con que se disponga del pozo. Para este caso se busca comparar el método de Esfuerzo Matricial Equivalente contra el de método de Eaton para un pozo real.

Este trabajo, como se ha mencionando, se basó con la aplicación de registros de densidad, tiempo de tránsito, rayos gamma y neutrón. Como resultado de este estudio se obtuvieron los siguientes gráficos, los cuales se describirán y se explicará su función en el desarrollo de este trabajo.

El siguiente gráfico nos representa el comportamiento de la porosidad obtenida con los registros neutrón, rayos gamma, densidad y tiempo de tránsito ó en su caso con los que se dispongan; además se aprecia la zona anormal para nuestro pozo maneándose una profundidad de 1500 a 4300 metros de zona anormal y se delimitó con la ecuación de ajuste que se muestra junto con el gráfico.

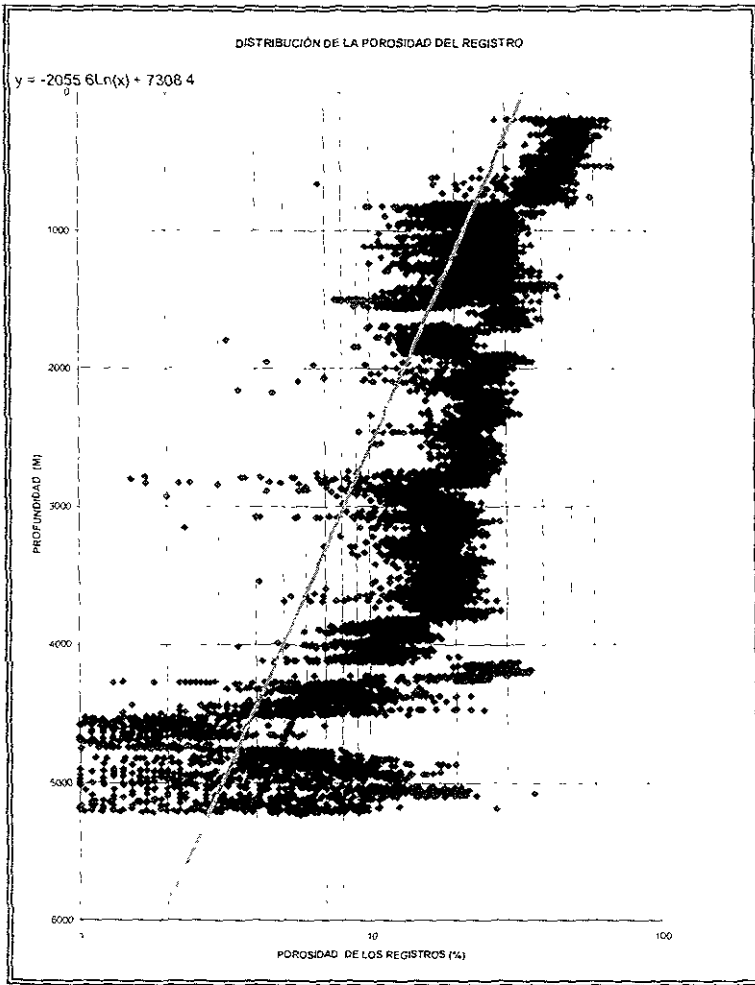


Fig. IV.1 Comportamiento de la Porosidad de los Registros.

Se calculó el coeficiente de Biot con el fin de comparar el comportamiento del método de Eaton contra el método de Esfuerzo Matricial Equivalente utilizando la fórmula:

$$\alpha = \frac{S_A - S_B}{P_{f_{Eaton}} - P_{f_{equiv}}}$$

donde:

S_A = Sobrecarga calculada con Eaton

S_B = Sobrecarga para cada profundidad equivalente

$P_{f_{Eaton}}$ = Presión de Formación calculada con Eaton

$P_{f_{equiv}}$ = Presión de Formación equivalente

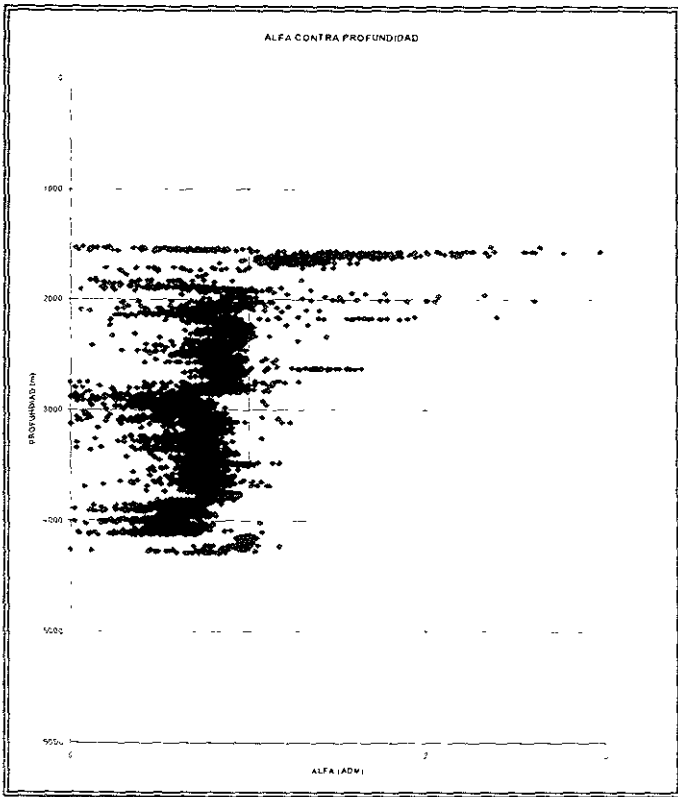


Fig. IV. 2 Comportamiento del Coeficiente de Biot para la Porosidad de los Registros

TABLA IV.1 RESULTADOS DEL MÉTODO DE EATON

| MÉTODO DE EATON | | | | | | | | |
|-----------------|--------------|---------------|---------------|--------------|---------------------|------------------|-------------|------------------|
| PROF (M) | PROF (FT) | D2-D1 (FT) | PROS FRACC | POROS (%) | So/D(A) (LB/GAL) | PF/D (LB/GAL) | PF (PSI) | PFND (LB/GAL) |
| 185 623 | 608 999 | 608 999 | | | 15 581 | 8 946 | 283 306 | 8 946 |
| 185 926 | 610 000 | 1 001 | | | 15 581 | 8 946 | 283 772 | 8 946 |
| 186 233 | 611 001 | 1 001 | | | 15 581 | 8 946 | 284 237 | 8 946 |
| 600 151 | 1968 999 | 1 001 | | | 15 764 | 8 946 | 915 978 | 8 946 |
| 600 456 | 1970 000 | 1 001 | | | 15 764 | 8 946 | 916 444 | 8 946 |
| 600 761 | 1971 001 | 1 001 | | | 15 765 | 8 946 | 916 909 | 8 946 |
| 601 065 | 1971 998 | 0 997 | | | 15 765 | 8 946 | 917 373 | 8 946 |
| 601 370 | 1972 999 | 1 001 | | | 15 765 | 8 946 | 917 838 | 8 946 |
| 601 675 | 1973 999 | 1 001 | | | 15 765 | 8 946 | 918 304 | 8 946 |
| 601 980 | 1975 000 | 1 001 | | | 15 765 | 8 946 | 918 770 | 8 946 |
| 602 285 | 1976 001 | 1 001 | | | 15 765 | 8 946 | 919 235 | 8 946 |
| 602 589 | 1976 998 | 0 997 | | | 15 766 | 8 946 | 919 699 | 8 946 |
| 602 894 | 1977 999 | 1 001 | | | 15 766 | 8 946 | 920 165 | 8 946 |
| 603 199 | 1978 999 | 1 001 | | | 15 766 | 8 946 | 920 630 | 8 946 |
| 603 504 | 1980 000 | 1 001 | | | 15 766 | 8 946 | 921 096 | 8 946 |
| 603 809 | 1981 001 | 1 001 | | | 15 766 | 8 946 | 921 561 | 8 946 |
| 604 113 | 1981 998 | 0 997 | | | 15 766 | 8 946 | 922 025 | 8 946 |
| 604 418 | 1982 999 | 1 001 | | | 15 767 | 8 946 | 922 491 | 8 946 |
| 604 723 | 1983 999 | 1 001 | | | 15 767 | 8 946 | 922 956 | 8 946 |
| 605 026 | 1985 000 | 1 001 | | | 15 767 | 8 946 | 923 422 | 8 946 |
| 1105 205 | 3626 001 | 1 001 | 0 292 | 29 200 | 16 186 | 8 946 | 1686 915 | 8 946 |
| 1105 509 | 3626 998 | 0 997 | 0 322 | 32 200 | 16 186 | 8 946 | 1687 379 | 8 946 |
| 1105 814 | 3627 999 | 1 001 | 0 324 | 32 400 | 16 186 | 8 946 | 1687 745 | 8 946 |
| 1106 119 | 3628 999 | 1 001 | 0 329 | 32 900 | 16 187 | 8 946 | 1688 210 | 8 946 |
| 1106 424 | 3630 000 | 1 001 | 0 329 | 32 900 | 16 187 | 8 946 | 1688 676 | 8 946 |
| 1106 729 | 3631 001 | 1 001 | 0 320 | 32 000 | 16 187 | 8 946 | 1689 141 | 8 946 |
| 1107 033 | 3631 998 | 0 997 | 0 262 | 26 200 | 16 187 | 8 946 | 1689 605 | 8 946 |
| 1107 338 | 3632 999 | 1 001 | 0 256 | 25 600 | 16 187 | 8 946 | 1690 071 | 8 946 |
| 1107 643 | 3633 999 | 1 001 | 0 306 | 30 600 | 16 188 | 8 946 | 1690 536 | 8 946 |
| 1107 948 | 3635 000 | 1 001 | 0 275 | 27 500 | 16 188 | 8 946 | 1691 002 | 8 946 |
| 1108 253 | 3636 001 | 1 001 | 0 261 | 26 100 | 16 188 | 8 946 | 1691 467 | 8 946 |
| 1108 557 | 3636 998 | 0 997 | 0 223 | 22 300 | 16 189 | 8 946 | 1691 931 | 8 946 |
| 1108 862 | 3637 999 | 1 001 | 0 236 | 22 600 | 16 189 | 8 946 | 1692 397 | 8 946 |
| 1109 167 | 3638 999 | 1 001 | 0 249 | 24 900 | 16 190 | 8 946 | 1692 862 | 8 946 |
| 1109 472 | 3640 000 | 1 001 | 0 310 | 31 000 | 16 190 | 8 946 | 1693 328 | 8 946 |
| 1109 777 | 3641 001 | 1 001 | 0 290 | 29 000 | 16 190 | 8 946 | 1693 793 | 8 946 |
| 1110 081 | 3641 998 | 0 997 | 0 349 | 34 900 | 16 190 | 8 946 | 1694 257 | 8 946 |
| 1562 405 | 5126 001 | 1 001 | 0 267 | 26 700 | 16 545 | 5 929 | 1580 502 | 8 946 |
| 1562 709 | 5126 998 | 0 997 | 0 179 | 17 900 | 16 545 | 7 750 | 2066 216 | 8 946 |
| 1563 014 | 5127 999 | 1 001 | 0 145 | 14 500 | 16 545 | 7 449 | 1986 260 | 8 946 |
| 1563 319 | 5128 999 | 1 001 | 0 135 | 13 500 | 16 546 | 6 996 | 1865 981 | 8 946 |
| 1563 624 | 5130 000 | 1 001 | 0 150 | 15 000 | 16 546 | 7 850 | 2034 184 | 8 946 |
| 1563 929 | 5131 001 | 1 001 | 0 123 | 12 300 | 16 546 | 8 564 | 2285 003 | 8 946 |
| 1564 233 | 5131 998 | 0 997 | 0 141 | 14 100 | 16 546 | 9 088 | 2425 151 | 8 946 |
| 1564 538 | 5132 999 | 1 001 | 0 161 | 16 100 | 16 547 | 8 832 | 2357 292 | 8 946 |
| 1564 843 | 5133 999 | 1 001 | 0 182 | 18 200 | 16 547 | 7 679 | 2049 965 | 8 946 |
| 1565 148 | 5135 000 | 1 001 | 0 171 | 17 100 | 16 547 | 7 869 | 2109 109 | 8 946 |
| 1565 453 | 5136 001 | 1 001 | 0 202 | 20 200 | 16 547 | 8 469 | 2261 667 | 8 946 |
| 1565 757 | 5136 998 | 0 997 | 0 322 | 32 200 | 16 547 | 8 028 | 2144 561 | 8 946 |
| 2500 274 | 8202 999 | 1 001 | 0 247 | 24 700 | 16 917 | 14 736 | 6281 437 | 8 946 |
| 2500 579 | 8203 999 | 1 001 | 0 239 | 23 900 | 16 917 | 14 898 | 6355 757 | 8 946 |
| 2500 884 | 8205 000 | 1 001 | 0 225 | 22 500 | 16 918 | 15 044 | 6418 858 | 8 946 |
| 2501 189 | 8206 001 | 1 001 | 0 238 | 23 800 | 16 918 | 14 950 | 6379 463 | 8 946 |
| 2501 493 | 8206 998 | 0 997 | 0 216 | 21 600 | 16 918 | 14 810 | 6320 410 | 8 946 |
| 2501 798 | 8207 999 | 1 001 | 0 240 | 24 000 | 16 918 | 14 750 | 6299 931 | 8 946 |
| 2502 103 | 8208 999 | 1 001 | 0 261 | 26 100 | 16 918 | 14 688 | 6269 943 | 8 946 |
| 2502 408 | 8210 000 | 1 001 | 0 232 | 23 200 | 16 918 | 14 559 | 6215 691 | 8 946 |
| 2502 713 | 8211 001 | 1 001 | 0 231 | 23 100 | 16 918 | 14 678 | 6241 454 | 8 946 |
| 2503 017 | 8211 998 | 0 997 | 0 225 | 22 500 | 16 918 | 14 696 | 6275 586 | 8 946 |
| 2503 322 | 8212 999 | 1 001 | 0 187 | 18 700 | 16 918 | 14 634 | 6249 730 | 8 946 |
| 2503 627 | 8213 999 | 1 001 | 0 183 | 18 500 | 16 918 | 14 543 | 6211 585 | 8 946 |
| 2503 932 | 8215 000 | 1 001 | 0 209 | 20 900 | 16 918 | 14 579 | 6227 810 | 8 946 |
| 2504 237 | 8216 001 | 1 001 | 0 234 | 23 400 | 16 919 | 14 630 | 6250 406 | 8 946 |
| 2504 542 | 8217 001 | 1 001 | 0 216 | 21 600 | 16 919 | 14 640 | 6255 515 | 8 946 |
| 2504 846 | 8217 999 | 0 997 | 0 201 | 20 100 | 16 919 | 14 565 | 6224 154 | 8 946 |
| 2505 151 | 8218 999 | 1 001 | 0 204 | 20 400 | 16 919 | 14 623 | 6248 650 | 8 946 |
| 3000 146 | 9842 999 | 1 001 | 0 166 | 16 600 | 17 091 | 15 644 | 8007 143 | 8 946 |
| 3000 451 | 9843 999 | 1 001 | 0 177 | 17 700 | 17 091 | 15 820 | 8098 289 | 8 946 |

Los resultados de la Tabla IV.1 se obtuvieron mediante el siguiente procedimiento.

1. Cálculo de la sobrecarga

Datos:

$$\text{Profundidad } D = 1562.405 \text{ m} = 5126.001 \text{ pies}$$

$$\text{Densidad } \rho = 2.025 \text{ gr/cc} = 16.8601 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Sobrecarga anterior } S_{\text{ANTERIOR}} = 4112.0281 \text{ psi}$$

$$S_B = 0.052 * \rho * \Delta D_i + S_{\text{ANTERIOR}}$$

$$S_B = 0.052 * 16.8601 * 10007 + 4411.1508 = 4412.0281 \text{ psi}$$

2. Cálculo del gradiente de Sobrecarga

$$\frac{S}{D} = 19.2225 * \left(\frac{4412.0281}{5126.001} \right) = 16.5451 \text{ lb/gal}$$

3 Cálculo del gradiente de Presión de Formación por el método de Eaton

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

$$\frac{Pf}{D} = \frac{4412.0281}{5126.001} - \left(\frac{4412.0281}{5126.001} - \frac{1580.5021}{5126.001} \right) \left(\frac{124.4}{127.39} \right)^3 = 5.9294 \text{ lb/gal}$$

De los datos generados en la hoja de cálculo a partir de varias iteraciones, se generó la siguiente gráfica que contiene el comportamiento del gradiente de sobrecarga y el gradiente de la presión de formación.

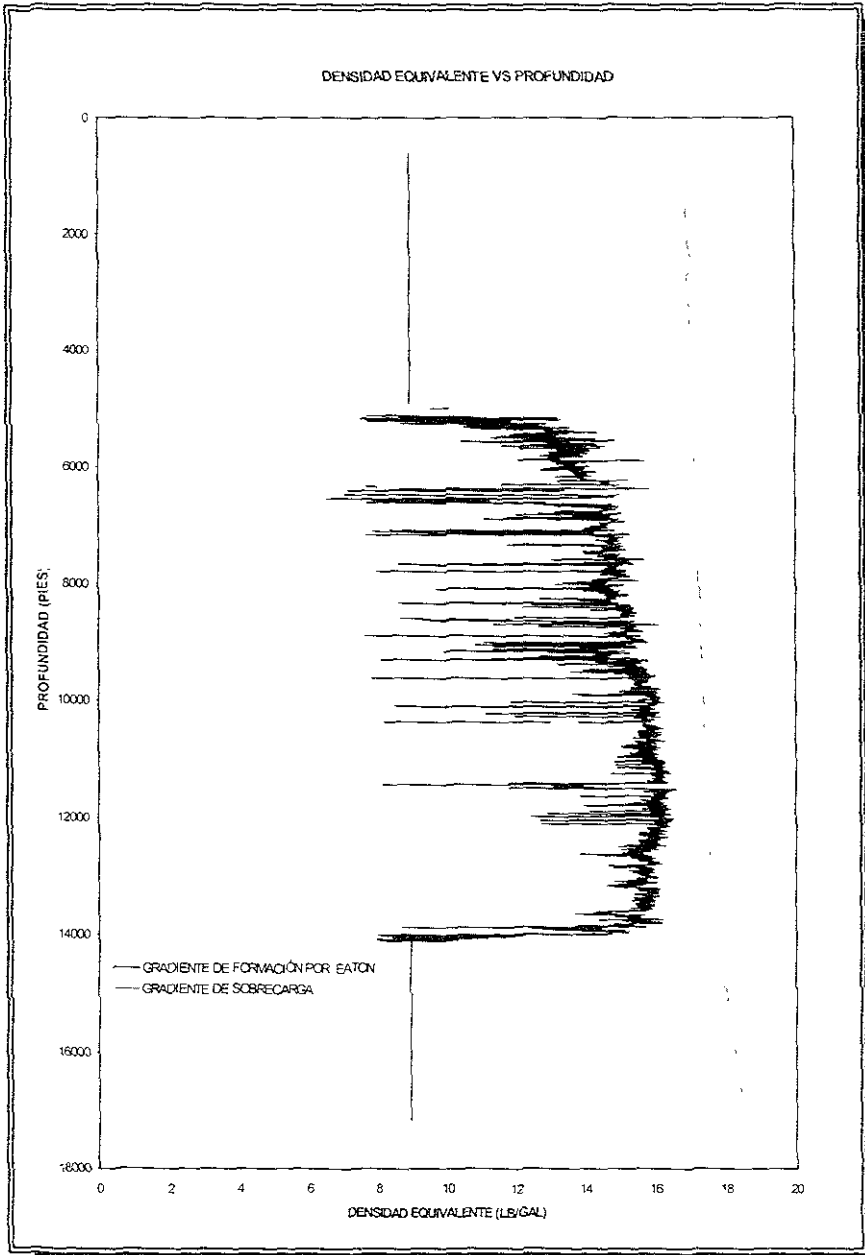


Fig. IV.3 Comportamiento del Gradiente de Sobrecarga y Presión de Formación por Eaton

El gráfico IV.3 nos ayudará hacer la comparación con el método de Esfuerzo Matricial Equivalente (EME) que es el objetivo de este trabajo y con los resultados este método veremos y comprobaremos la factibilidad en campo.

Desarrollando el método EME para nuestra comparación tenemos:

1. De las gráfica IV.1 se ajustó una tendencia, con su respectiva ecuación, la cual se encuentra en función de la porosidad.

Las ecuaciones son del tipo $D = C_1 * \ln(f(x)) + C_2$

$$D_{\text{equiv}} = -2055.5933 * \ln \phi + 7825$$

Como se puede observar la ecuación es del tipo logarítmico, donde la primera constante es la pendiente de la recta y la segunda constante es la ordenada al origen.

Conociendo la ecuación logarítmica, procedemos a la aplicación del método de EME, la cual será empleada para determinar las profundidades equivalentes en la zona anormal.

2. Calcular la profundidad equivalente para cada punto de la zona anormal al igual que la sobrecarga y presión de formación para cada profundidad equivalente. Ejemplo:

Datos.

Densidad $\rho = 2.1710 \text{ gr/cc} = 18.0757 \text{ lb/gal}$

Diferencial de profundidad $\Delta D = 1.0007 \text{ pies}$

$S_{\text{ANTERIOR}} = 3120.9452 \text{ psi}$

Para $\alpha = 1$ y α variable.

Cálculo de la profundidad equivalente

$$D_{\text{equiv}} = -2055.5933 * \ln \phi + 7825$$

$$D_{\text{equiv}} = -2055.5933 * \ln(17.6) + 7825 = 1127.632 \text{ m} = 3699.581 \text{ pies}$$

Cálculo de la sobrecarga para cada profundidad equivalente

$$S_B = 0.052 * \rho * \Delta D_i + S_{\text{ANTERIOR}}$$

$$S_B = 0.052 * 18.0757 * 10007 + 3120.9452 = 2949.092 \text{ psi}$$

Cálculo de la presión de formación para cada profundidad equivalente

$$Pf = 0.052 * \rho * D_{\text{equiv}}$$

$$Pf = 0.052 * 18.0757 * 3699.581 = 1721.785 \text{ psi}$$

- 3 Ayudados con la presión obtenida utilizando el método de Eaton determinaremos el coeficiente de Biot para ajustar nuestra gráfica (Fig. IV 4 y IV.5).

$$\alpha = \frac{S_A - S_B}{Pf_{\text{Eaton}} - Pf_{\text{equiv}}}$$

$$\alpha = \frac{4925.214 - 2949.692}{3747.0636 - 1721.782} = 0.976$$

- 4 Determinación de la presión de formación con y sin el coeficiente de Biot

Sin el Coeficiente de Biot

$$Pf = Pf_{\text{equiv}} - (S_A - S_B)$$

$$Pf = 1721782 - (4925.214 - 2949.692) = 2945.283 \text{ psi}$$

$$\frac{S}{D} = 19.2225 * \left(\frac{2945.283}{3699.581} \right) = 9.9378 \text{ lb/gal}$$

Con el Coeficiente de Biot

$$Pf = \frac{Pf_{\text{equiv}} - (S_A - S_B)}{\alpha}$$

$$Pf = \frac{1721782 - (4925.214 - 2949.692)}{0.976} = 3747.0636 \text{ psi}$$

$$\frac{S}{D} = 19.2225 * \left(\frac{3747.0636}{3699.581} \right) = 12.6409 \text{ lb/gal}$$

Los resultados de estas iteraciones se muestran en la tabla IV.2 y en los gráficos IV.4 y IV.5 en los cuales podemos apreciar que el comportamiento de la presión de formación es menor con el método de EME que con el método de Eaton.

TABLA IV.2 RESULTADOS DEL MÉTODO DE ESFUERZO MATRICIAL EQUIVALENTE CON LA POROSIDAD DE LOS REGISTROS

| MÉTODO DE ESFUERZO MATRICIAL EQUIVALENTE CON LA POROSIDAD DE LOS REGISTROS | | | | | | | | | |
|--|-----------------|-------------|-----------|-----------|------------|-----------|---------------|-----------------|---------------|
| PROF (M) | PORO-CALC FRACC | Degruv (FT) | Pp2 (PSI) | SB (PSI) | ALFA FRACC | PF (psi) | PFID (LB/GAL) | PF(psi) (ALFA*) | PFID (LB/GAL) |
| 185 6230 | 0.4732 | | | | | 283 3064 | 8 9423 | 283 3064 | 8 9462 |
| 185 6290 | 0.5038 | | | | | 283 7719 | 8 9423 | 283 7719 | 8 9462 |
| 186 2330 | 0.4973 | | | | | 284 2374 | 8 9423 | 284 2374 | 8 9462 |
| 186 5370 | 0.4831 | | | | | 284 7014 | 8 9423 | 284 7014 | 8 9462 |
| 186 8420 | 0.5493 | | | | | 285 1669 | 8 9423 | 285 1669 | 8 9462 |
| 187 1470 | 0.5035 | | | | | 285 6324 | 8 9423 | 285 6324 | 8 9462 |
| 187 4520 | 0.4337 | | | | | 286 0979 | 8 9423 | 286 0979 | 8 9462 |
| 1600 5050 | 0.3945 | 2667 3890 | 1241 4028 | 2086 5471 | 1.5585 | 2806 2702 | 10 2730 | 3679 4128 | 13 4719 |
| 1600 8090 | 0.3858 | 2091 7141 | 973 4837 | 1617 4311 | 1.5763 | 2818 9475 | 10 3174 | 3680 3122 | 13 4726 |
| 1601 1140 | 0.4033 | 2557 0085 | 1190 0318 | 1895 8968 | 1.4976 | 2880 3520 | 10 5402 | 3682 4133 | 14 2098 |
| 1601 4180 | 0.4286 | 3029 8023 | 1400 7620 | 2369 7762 | 1.2045 | 3087 5353 | 11 2250 | 3721 3950 | 13 6178 |
| 1601 7240 | 0.3912 | 3321 3079 | 1545 7367 | 2629 9842 | 1.5363 | 2781 8955 | 10 1783 | 3559 1457 | 13 0218 |
| 1602 0290 | 0.3159 | 2809 9442 | 1210 4794 | 2031 9402 | 3.4844 | 1931 9467 | 7 0641 | 3444 8074 | 12 6099 |
| 1602 3330 | 0.3766 | 2557 0085 | 1190 0318 | 1895 8968 | 1.7465 | 2841 4728 | 9 6587 | 3709 5139 | 13 5630 |
| 1602 6380 | 0.4514 | 3420 1242 | 1591 7258 | 2713 0304 | 1.1201 | 3215 4910 | 11 7554 | 3725 0351 | 13 6208 |
| 1602 9430 | 0.4415 | 3596 8153 | 1873 8648 | 2861 9064 | 1.1270 | 3156 5099 | 11 5376 | 3410 5560 | 12 4685 |
| 1603 2480 | 0.3907 | 3057 0374 | 1795 0652 | 3082 8781 | 1.4896 | 2782 3214 | 10 1679 | 3344 7569 | 12 2266 |
| 1603 5530 | 0.3733 | 2893 7221 | 1346 7383 | 2273 4231 | 1.7708 | 2623 7184 | 9 5865 | 3245 9019 | 11 8620 |
| 1939 7470 | 0.4478 | 4155 6175 | 1934 0244 | 3338 0604 | 0.9249 | 4291 3521 | 12 9621 | 2971 5932 | 8 9721 |
| 1940 0520 | 0.6795 | 2712 0520 | 1262 1890 | 1713 3184 | 0.9340 | | | 4114 3306 | 12 4274 |
| 1940 3570 | 0.6604 | 2578 6406 | 1200 2389 | 2013 8827 | 0.9260 | 4986 5147 | 15 0571 | 4658 1042 | 14 0876 |
| 1940 6610 | 0.6338 | 2426 8984 | 1128 4162 | 1888 4595 | 0.9540 | 4935 9374 | 14 9929 | 4708 4498 | 14 2114 |
| 1974 4940 | 0.5508 | 3571 1177 | 1861 9987 | 2840 3539 | 0.8770 | 4836 1874 | 14 3477 | 48 8 6983 | 13 7071 |
| 1974 7990 | 0.5263 | 3298 8284 | 1534 3429 | 2609 4598 | 0.9359 | 4758 8032 | 14 1100 | 444 8275 | 13 1894 |
| 1975 1040 | 0.5052 | 3127 9156 | 1456 7319 | 2468 1630 | 0.9795 | 4878 7468 | 13 8792 | 458 9831 | 13 4963 |
| 1975 4090 | 0.4973 | 3223 9186 | 1500 4117 | 2548 3853 | 0.9778 | 4647 8553 | 13 7854 | 4612 5877 | 13 5829 |
| 1975 7130 | 0.5009 | 3321 3079 | 1545 7367 | 2629 9842 | 0.9612 | 4663 6337 | 13 8301 | 4577 9645 | 13 5781 |
| 1976 0180 | 0.5006 | 3470 0807 | 1614 9756 | 2755 0968 | 0.9424 | 4863 2208 | 13 8267 | 4542 6012 | 13 4712 |
| 1976 3230 | 0.4982 | 3991 1192 | 1857 4668 | 3197 2341 | 0.8693 | 4654 6096 | 13 7991 | 4487 6693 | 13 3062 |
| 1976 6280 | 0.5021 | 3394 0988 | 1844 8869 | 3174 1489 | 0.8887 | 4671 4747 | 13 8469 | 4288 9505 | 12 7150 |
| 1976 9330 | 0.5073 | 3647 9014 | 1697 7333 | 2905 3025 | 0.9099 | 4692 8084 | 13 9080 | 4300 3790 | 2 7470 |
| 1977 2370 | 0.4994 | 3470 0807 | 1614 9756 | 2755 0968 | 0.9438 | 4682 5633 | 13 8162 | 4422 9963 | 13 1084 |
| 1977 5420 | 0.4872 | 3520 4108 | 1636 3968 | 2767 5361 | 0.9532 | 4612 4752 | 13 8857 | 4491 3648 | 13 3090 |
| 1977 8470 | 0.4782 | 3571 1177 | 1861 9987 | 2840 3539 | 0.9584 | 4573 2490 | 13 5474 | 4473 2716 | 13 2533 |
| 1978 1520 | 0.4854 | 3445 0562 | 1603 3252 | 2734 0174 | 0.8657 | 4606 6332 | 13 6439 | 4454 9709 | 13 1971 |
| 1978 4570 | 0.5036 | 3223 9186 | 1500 4117 | 2548 3853 | 0.9607 | 4683 5787 | 13 9700 | 4503 5568 | 3 1389 |
| 1978 7610 | 0.4852 | 3223 9186 | 1500 4117 | 2548 3853 | 0.9936 | 4607 8582 | 13 6437 | 4587 1872 | 13 5845 |
| 1979 0660 | 0.4664 | 3056 7997 | 1422 6348 | 2408 8829 | 1.0417 | 4521 3924 | 13 3856 | 4586 0945 | 13 5851 |
| 1979 3710 | 0.4888 | 3033 2601 | 1411 6792 | 2389 2886 | 1.0109 | 4625 3557 | 13 6912 | 4560 7278 | 3 7685 |
| 1979 6760 | 0.5473 | 3199 7894 | 1489 1820 | 2528 2013 | 0.9280 | 4841 2130 | 14 3280 | 4660 2857 | 13 9446 |
| 1979 9810 | 0.5353 | 3830 5380 | 1782 7324 | 3060 3238 | 0.8539 | 4803 5581 | 14 2143 | 4596 8081 | 13 6135 |
| 1980 2850 | 0.4981 | 4127 9216 | 1921 1344 | 3314 3093 | 0.8472 | 4667 1933 | 13 8087 | 4362 1713 | 2 9082 |
| 1980 5900 | 0.4881 | 4045 5074 | 1882 7791 | 3243 7318 | 0.8740 | 4626 3659 | 13 6859 | 4247 5188 | 12 5670 |
| 1980 8950 | 0.4793 | 4271 3541 | 1959 9642 | 3395 9061 | 0.8585 | 4588 6724 | 13 5722 | 4280 6743 | 12 6632 |
| 1981 2000 | 0.4744 | 3910 3607 | 1819 8772 | 3128 3011 | 0.9158 | 4568 7625 | 13 5053 | 4216 0134 | 12 4717 |
| 1981 5050 | 0.4618 | 3863 6144 | 1807 4469 | 3108 5369 | 0.9405 | 4607 0678 | 13 3867 | 4335 0376 | 12 8201 |
| 1981 8090 | 0.4890 | 4127 9210 | 1921 1344 | 3314 3093 | 0.8633 | 4621 2079 | 13 6621 | 4346 3254 | 12 9514 |
| 1982 1140 | 0.5091 | 3725 5694 | 1733 8800 | 2971 1354 | 0.8969 | 4716 9286 | 13 9430 | 4252 1861 | 2 5717 |
| 2027 2250 | 0.4901 | 3248 1344 | 1511 6811 | 2568 8560 | 0.9804 | 4789 8491 | 13 8435 | 4733 5866 | 13 2629 |
| 2027 5290 | 0.5092 | 3673 6915 | 1709 7360 | 2927 1476 | 0.9048 | 4867 0982 | 14 0846 | 4725 4919 | 13 5575 |
| 2027 8340 | 0.5163 | 3937 1692 | 1832 3571 | 3151 1715 | 0.8600 | 4994 2716 | 14 1410 | 4595 9609 | 13 1944 |
| 2028 1390 | 0.5441 | 3991 1192 | 1857 4668 | 3197 2341 | 0.8264 | 4998 2367 | 14 4132 | 4465 4875 | 12 9021 |
| 2028 4440 | 0.5306 | 3857 0374 | 1795 0652 | 3082 8781 | 0.8578 | 4984 5607 | 14 2878 | 4445 4227 | 2 8422 |
| 2028 7490 | 0.4995 | 4558 8093 | 2120 2732 | 3683 0099 | 0.7754 | 4833 5962 | 13 9594 | 4498 2877 | 2 8930 |
| 2029 0530 | 0.4927 | 4795 6236 | 2231 8832 | 3891 2525 | 0.7366 | 4806 9062 | 13 8802 | 4282 2715 | 12 1997 |
| 2029 3580 | 0.4959 | 4526 4222 | 2106 9699 | 3657 5700 | 0.7852 | 4820 9788 | 13 9188 | 4128 5445 | 11 9214 |
| 2029 6630 | 0.4909 | 4981 2526 | 2318 2750 | 4053 1978 | 0.6993 | 4801 3515 | 13 8600 | 4237 8569 | 12 2352 |
| 2029 9680 | 0.5053 | 4436 0245 | 2085 9220 | 3582 0106 | 0.7904 | 4880 2140 | 14 0278 | 4058 8131 | 11 7050 |
| 2030 2730 | 0.5105 | 4381 3823 | 2098 0953 | 3532 2802 | 0.7850 | 4880 8165 | 14 0852 | 4274 5511 | 12 3376 |
| 3018 7390 | 0.5241 | 4795 6236 | 2231 8832 | 3891 2525 | 0.8190 | 8234 6158 | 15 9824 | 6841 6499 | 3 2802 |
| 3019 0440 | 0.5227 | 5850 5058 | 2272 8254 | 4819 7613 | 0.7239 | 8232 3243 | 15 9254 | 7147 9807 | 13 0274 |
| 3019 3490 | 0.5187 | 5368 5797 | 2498 5370 | 4393 1440 | 0.7710 | 8226 5440 | 15 9635 | 8711 3738 | 3 3243 |
| 3019 6530 | 0.5177 | 5502 7950 | 2561 0008 | 4511 5606 | 0.7592 | 8222 7907 | 15 9546 | 6914 6536 | 3 4178 |
| 3019 9580 | 0.5199 | 5695 0330 | 3055 3863 | 5459 1498 | 0.6479 | 8228 9757 | 15 9650 | 6859 8403 | 3 3109 |
| 3020 2630 | 0.5223 | 6447 0375 | 3000 4805 | 5353 0457 | 0.6607 | 8235 5405 | 15 8761 | 6407 8033 | 3 4305 |
| 3020 5680 | 0.5253 | 5958 4136 | 2773 0467 | 49 5 8118 | 0.7124 | 8244 4856 | 15 9899 | 6459 4992 | 3 5308 |
| 3020 8730 | 0.5346 | 5172 1359 | 2407 1121 | 4220 3632 | 0.7841 | 8265 3613 | 16 0308 | 6670 2380 | 3 9383 |
| 3021 1770 | 0.5458 | 4704 6906 | 2189 5030 | 3812 1589 | 0.8201 | 8288 4894 | 16 0759 | 7000 64 4 | 3 5751 |

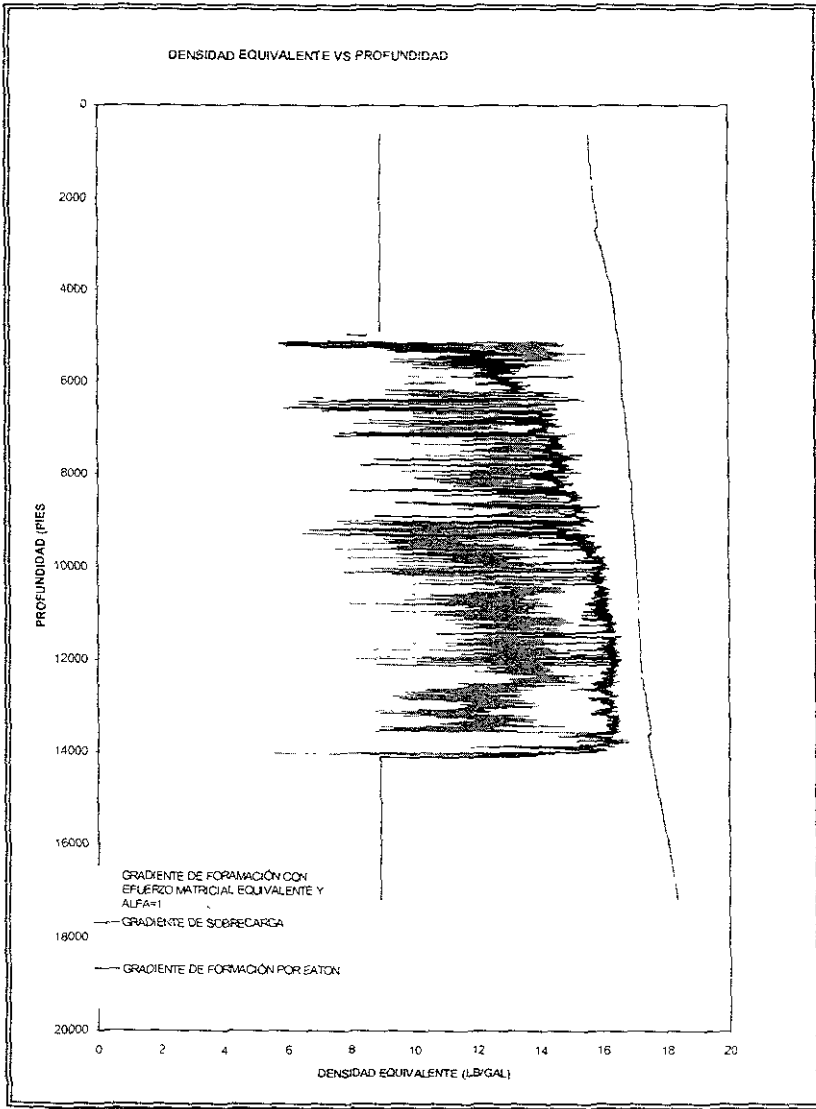


Fig. IV:4 Comportamiento de la presión de formación por el método de EME cuando $\alpha=1$ comparada con el método de Eaton

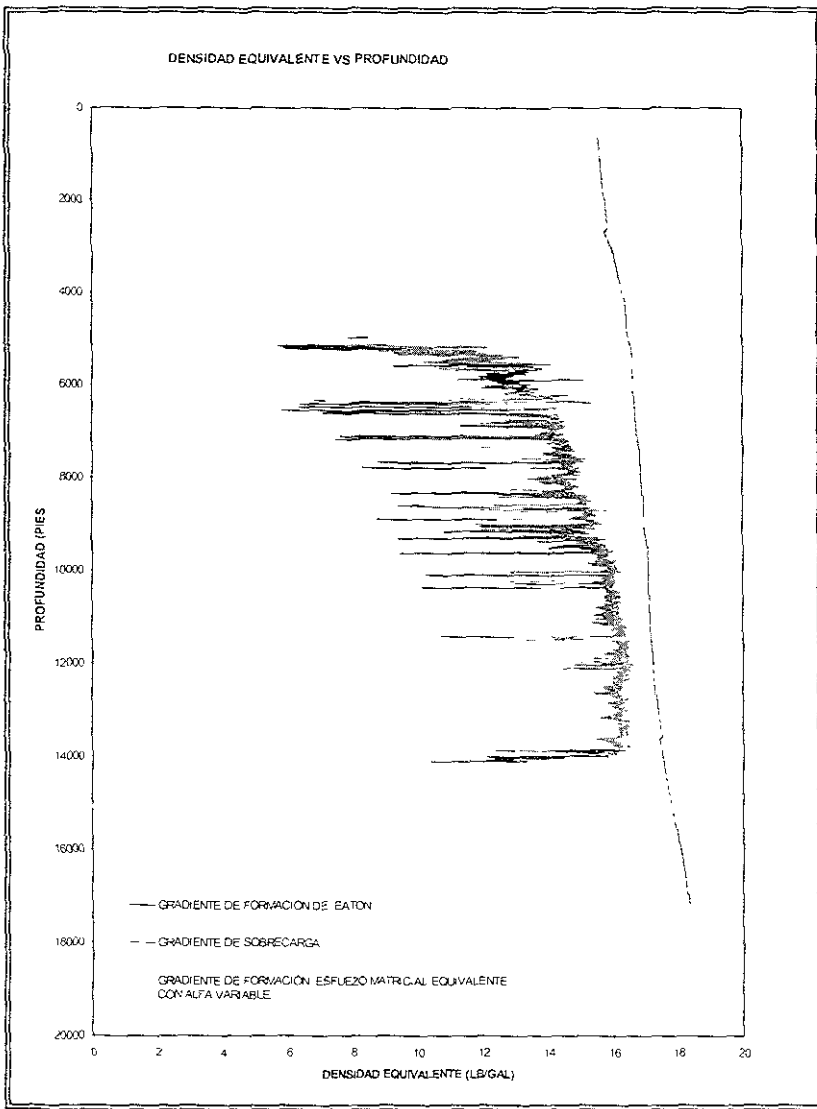


Fig IV.5 Comportamiento de la presión de formación por el método de EME cuando α =variable comparada con el método de Eaton

En este gráfico se aprecia el comportamiento de la presión de formación calculada con el método de Eaton contra el método de EME. La dispersión de puntos de debe a que los resultados arrojados por el método EME son menores a los obtenidos con el método de Eaton.

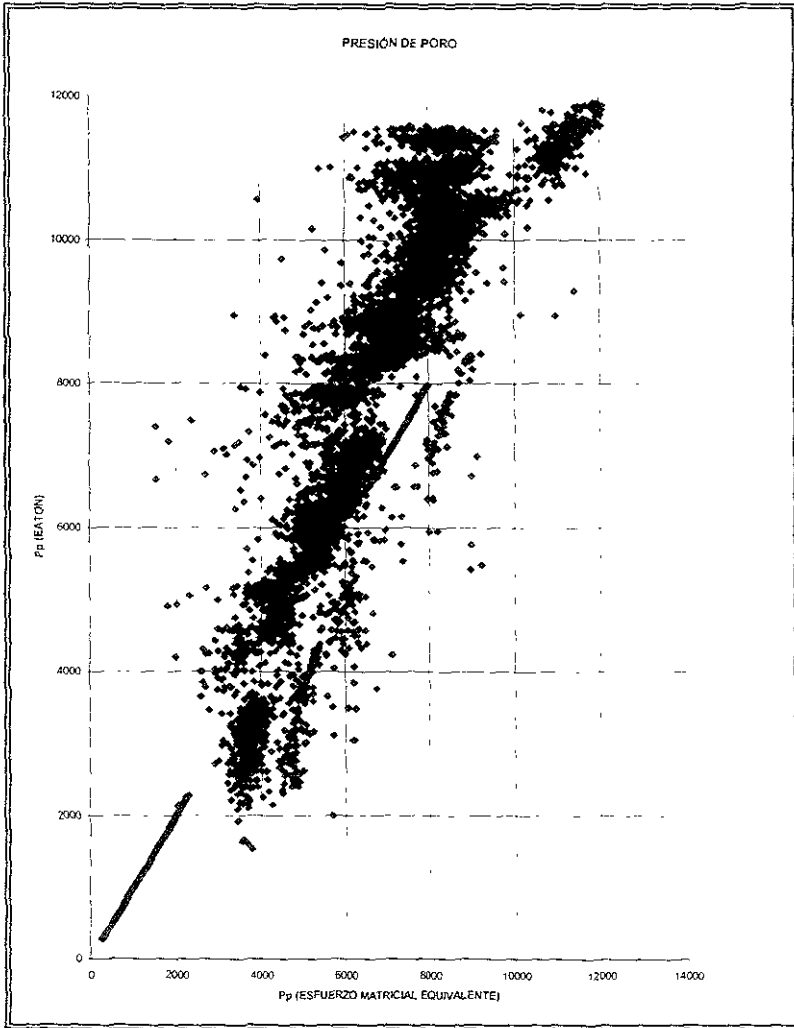


Fig. IV. 6 Comportamiento de la Presión de Formación por el método de EME contra el método de Eaton

En las tablas IV.3 y IV.4 se muestran los resultados de los cálculos del método de EME así como sus respectivos gráficos que representan el comportamiento de la presión de formación utilizando la porosidad que se determinó con los registros de tiempo de tránsito y densidad.

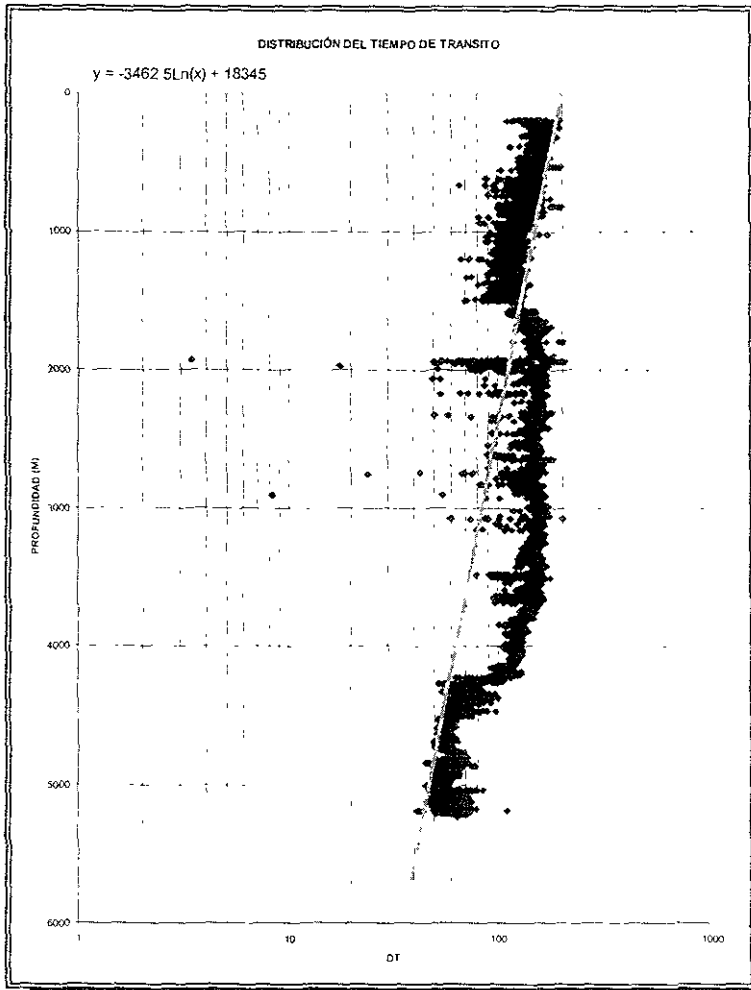


Fig. IV.7 Comportamiento del tiempo de tránsito contra profundidad

TABLA IV. 3 CÁLCULOS CON EL MÉTODO DE EME CUANDO LA POROSIDAD ES CALCULADA CON EL TIEMPO DE TRÁNSITO

| MÉTODO DE ESFUERZO MATRICIAL EQUIVALENTE CON LA POROSIDAD CALCULADA | | | | | | | |
|---|--------------------|--------------|-----------------|-------------------|----------------------|-------------------|----------------------|
| PROF EQUIVO FT | SOBRECARGAS PSI | PBC (PSI) | (ALFA) FRACC | PFC C/ALFA PSI | PFC C/ALFA LB/GAL | PFC S/ALFA PSI | PFC S/ALFA LB/GAL |
| 2650 1289 | 2146 8955 | 1210 0991 | 1 1531 | 3422 6234 | 2 0916 | 3761 1906 | 3 2895 |
| 2552 170 | 2198 8796 | 1188 0552 | 1 1529 | 3436 5311 | 12 1387 | 3790 2529 | 3 3528 |
| 2656 6430 | 2190 5663 | 236 4016 | 1 1559 | 3408 9349 | 12 0392 | 3747 6978 | 15 2354 |
| 2617 9615 | 2177 7455 | 1227 6005 | 1 1543 | 3415 1740 | 2 0548 | 3752 7865 | 3 2509 |
| 2618 7360 | 2165 0364 | 1218 7611 | 1 1526 | 3421 4292 | 12 0787 | 3757 6044 | 13 2551 |
| 2972 3249 | 2264 2807 | 1383 3247 | 1 1557 | 3371 9584 | 11 7254 | 3623 1071 | 12 7904 |
| 3122 9206 | 2611 2899 | 1458 0812 | 1 1525 | 3275 1959 | 11 5662 | 3552 342 | 12 5362 |
| 3284 7035 | 2748 1683 | 1626 7910 | 1 1512 | 3229 8046 | 11 3959 | 3487 0986 | 12 3034 |
| 2 61 8683 | 2274 6665 | 285 2604 | 1 1531 | 3423 0165 | 11 9948 | 3752 0644 | 13 1459 |
| 2887 3103 | 2386 6853 | 1343 7542 | 1 1522 | 3388 2213 | 11 8977 | 3699 4129 | 2 9577 |
| 2880 6968 | 2381 4019 | 1340 6793 | 1 1520 | 3391 1140 | 1 8757 | 3702 6237 | 2 8673 |
| 2 122 0993 | 2219 0630 | 1266 6650 | 1 1544 | 3427 0779 | 12 0345 | 3772 2542 | 3 2080 |
| 2784 2045 | 1880 7514 | 1083 0981 | 1 1492 | 3559 7178 | 12 4476 | 3927 6869 | 3 7498 |
| 2300 1105 | 070 7507 | | 1 1469 | 3552 4365 | 12 4339 | 3921 6540 | 13 7269 |
| 2707 5779 | 2225 9232 | 1280 1088 | 1 1544 | 3444 0729 | 12 0524 | 3781 3024 | 3 2325 |
| 4361 30045 | 3726 0424 | 2029 6115 | 1 1597 | 2910 8087 | 10 1844 | 3051 5736 | 10 6759 |
| 525 4840 | 4518 9683 | 2439 3866 | 1 8805 | 2561 6439 | 6 9611 | 2669 2902 | 5 3377 |
| 5242 8401 | 3520 8215 | 2440 0176 | 1 6793 | 2562 1103 | 8 9611 | 2668 8734 | 9 3349 |
| | | | 1 0083 | 4567 3606 | 14 8699 | 4589 4487 | 14 6899 |
| 715 4877 | 579 9475 | 332 6890 | 1 434 | 4282 0047 | 13 9818 | 4548 2992 | 5 9306 |
| 2206 3527 | 1814 8662 | 1026 6365 | 1 1176 | 3962 6292 | 12 9374 | 4308 0891 | 14 3648 |
| 2432 6682 | 2006 9247 | 1132 1638 | 1 1137 | 3960 8664 | 12 7925 | 4222 2653 | 3 7821 |
| 2704 2374 | 2222 411 | 1256 6527 | 1 1155 | 3836 3270 | 12 5702 | 4114 0678 | 5 4690 |
| 2669 6502 | 2199 9872 | 1242 5483 | 1 1132 | 3846 5747 | 12 5515 | 4114 3738 | 13 9434 |
| 2627 9100 | 2171 2166 | 223 0325 | 1 1111 | 3859 7841 | 12 8951 | 4151 6049 | 3 5442 |
| 2565 0805 | 2119 0928 | 1193 7888 | 1 1114 | 3876 1812 | 12 8445 | 4175 2850 | 3 6194 |
| 2495 9354 | 2060 4150 | 1161 6083 | 1 1124 | 3895 4469 | 12 8244 | 4202 6478 | 2 7083 |
| 2458 5752 | 2028 6938 | 1144 2205 | 1 1125 | 3908 1135 | 12 7371 | 4217 5776 | 3 7527 |
| 2375 9949 | 1958 6036 | 1195 7580 | 1 1115 | 3928 2492 | 12 8071 | 4250 4207 | 18 8676 |
| 2409 6957 | 1987 4190 | 1121 4740 | 1 1134 | 3920 8395 | 12 7801 | 4236 1701 | 13 8152 |
| 2567 9963 | 2127 6452 | 1195 1455 | 1 1108 | 3850 5665 | 12 6474 | 4178 5005 | 13 6184 |
| 9764 3179 | 4985 9254 | 2682 7130 | 0 8608 | 3858 1050 | 10 7763 | 3694 6027 | 10 3493 |
| 5113 3593 | 4402 3447 | 2379 757 | 0 9215 | 4111 9105 | 11 4635 | 3976 0097 | 11 1040 |
| 2962 6211 | 2456 257 | 1378 6039 | 0 6470 | 4072 7264 | 13 2550 | 4322 1647 | 13 7444 |
| 1609 1917 | 1389 6403 | 780 9969 | 1 0762 | 4784 6226 | 14 1866 | 5404 4112 | 15 0895 |
| 1502 8620 | 1226 9447 | 690 4326 | 1 0812 | 5116 2611 | 14 2794 | 5473 7531 | 19 2802 |
| 1763 420 | 448 2085 | 823 4681 | 1 0575 | 5629 6047 | 14 4712 | 6000 1885 | 6 7198 |
| 1705 6983 | 1395 6736 | 793 6135 | 1 0592 | 5633 0329 | 14 5046 | 6023 9753 | 7 2386 |
| 1488 5843 | 1215 3400 | 692 7872 | 1 0651 | 5585 5025 | 14 6738 | 6004 2195 | 15 4476 |
| 255 8845 | 584 4874 | | 1 0714 | 5629 0846 | 14 7258 | 6089 78 | 16 6688 |
| 1934 8247 | 1087 9481 | 621 2274 | 1 0683 | 5615 0886 | 14 6993 | 6061 3338 | 10 5644 |
| 69 4425 | 787 0473 | | 1 0605 | 5549 9611 | 14 5148 | 6033 5104 | 10 2504 |
| 2157 3171 | 1773 6724 | 1006 0154 | 1 0460 | 5459 1504 | 14 166 | 5660 9559 | 11 3003 |
| 2014 0227 | 1653 2948 | 937 3262 | 1 0501 | 5487 3615 | 14 3472 | 5715 7256 | 14 9436 |
| 1878 8669 | 1623 9207 | 920 9647 | 1 0511 | 5495 6249 | 14 3649 | 5729 4680 | 17 3780 |
| 2275 1404 | 873 1456 | 058 8502 | 1 0422 | 5434 2961 | 14 2044 | 563 9993 | 12 815 |
| 2732 6254 | 2248 7209 | 1271 7155 | 1 0354 | 6172 7756 | 14 5317 | 6499 3283 | 15 536 |
| 2770 9858 | 2282 899 | 1289 648 | 1 0037 | 6185 5935 | 14 5349 | 6493 6592 | 15 2 |
| 2600 1501 | 2339 5930 | 1303 1850 | 1 0623 | 6190 2552 | 14 5206 | 6493 6592 | 15 2 |
| 2538 6738 | 2096 9698 | 1 81 6788 | 0 0953 | 6216 691 | 14 6576 | 6593 5355 | 16 822 |
| 2348 3623 | 934 8894 | 592 9377 | 1 0159 | 6256 4503 | 14 7437 | 6337 8267 | 16 3269 |
| 2451 6625 | 2026 2299 | 1 31 8228 | 1 0130 | 6240 7745 | 14 7050 | 6307 9730 | 16 012 |
| 23 43489 | 956 1187 | 077 0955 | 1 0166 | 6268 2745 | 14 7609 | 6352 5766 | 16 3960 |
| 2268 3026 | 1887 2266 | 1055 8680 | 1 0183 | 6275 3693 | 14 7829 | 6370 9372 | 16 0880 |
| 2 03 4280 | 728 003 | 578 9315 | 1 0236 | 6308 3287 | 14 8687 | 6434 2700 | 15 562 |
| 2157 4072 | 1773 6724 | 1006 0154 | 1 0219 | 6299 014 | 14 8149 | 6414 7688 | 15 676 |
| 2524 6178 | 2085 062 | 174 9657 | 0 0955 | 6226 8922 | 14 6633 | 6276 119 | 15 759 |
| 244 13309 | 20 8 6033 | 1138 6878 | 1 0123 | 6243 7645 | 14 7024 | 6363 3493 | 16 846 |
| 2348 8223 | 934 8894 | 092 937 | 1 0155 | 6264 1917 | 14 7497 | 6345 278 | 16 538 |
| 2587 9662 | 2132 7143 | 1201 1912 | 1 0076 | 6218 3805 | 14 6375 | 6356 4776 | 16 275 |
| 2580 8892 | 2132 7143 | 1201 1912 | 1 0076 | 6219 4290 | 14 6369 | 6357 4017 | 16 275 |
| 2397 248 | 1976 3866 | 1135 6228 | 1 0138 | 6258 1717 | 14 7278 | 6325 172 | 16 594 |
| 2 5 3 99 | 1788 7442 | 1012 4071 | 1 0211 | 6202 9023 | 14 804 | 6314 5935 | 17 274 |
| 2 357 | 870 8069 | 057 3225 | 1 0176 | 6285 1497 | 14 7678 | 6314 5935 | 17 274 |
| 246 0520 | 2033 2348 | 46 740 | 1 015 | 6247 7963 | 14 6947 | 6306 248 | 16 256 |
| 2536 9603 | 2197 765 | 1481 2288 | 1 0285 | 6231 0076 | 14 6568 | 6273 7545 | 16 727 |
| 2519 7731 | 2 65 7498 | 1218 2401 | 0 061 | 6217 784 | 14 6239 | 6249 5593 | 16 569 |
| 2723 3423 | 2239 9850 | 267 4435 | 1 0593 | 6196 9794 | 14 5722 | 6224 1235 | 16 214 |

El siguiente gráfico muestra el comportamiento de la porosidad calculada a través del tiempo de tránsito y la ecuación de la tendencia.

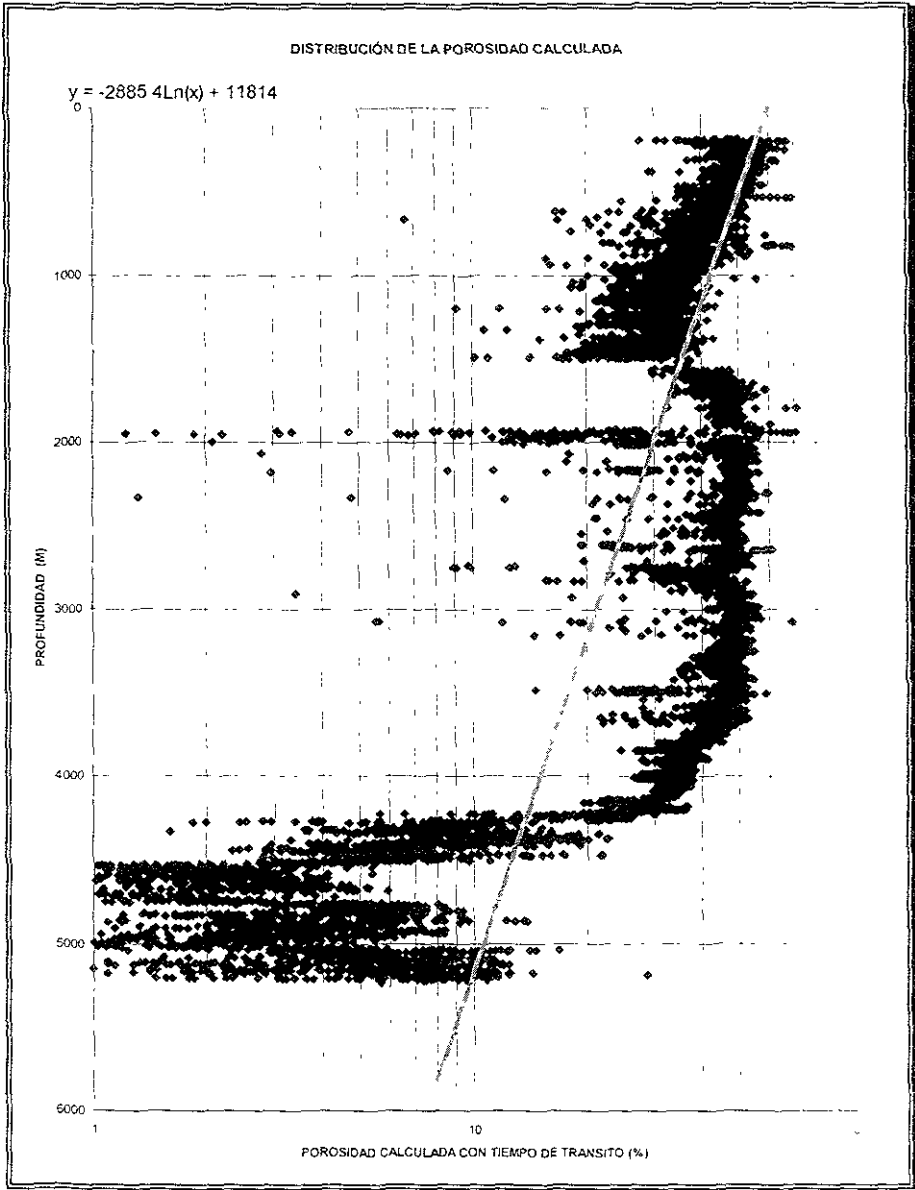


Fig. IV.8 Comportamiento de la porosidad calculada con el tiempo de tránsito.

A partir de la porosidad mostrada en el gráfico anterior podemos observar el siguiente comportamiento de la presión de formación con dicha porosidad

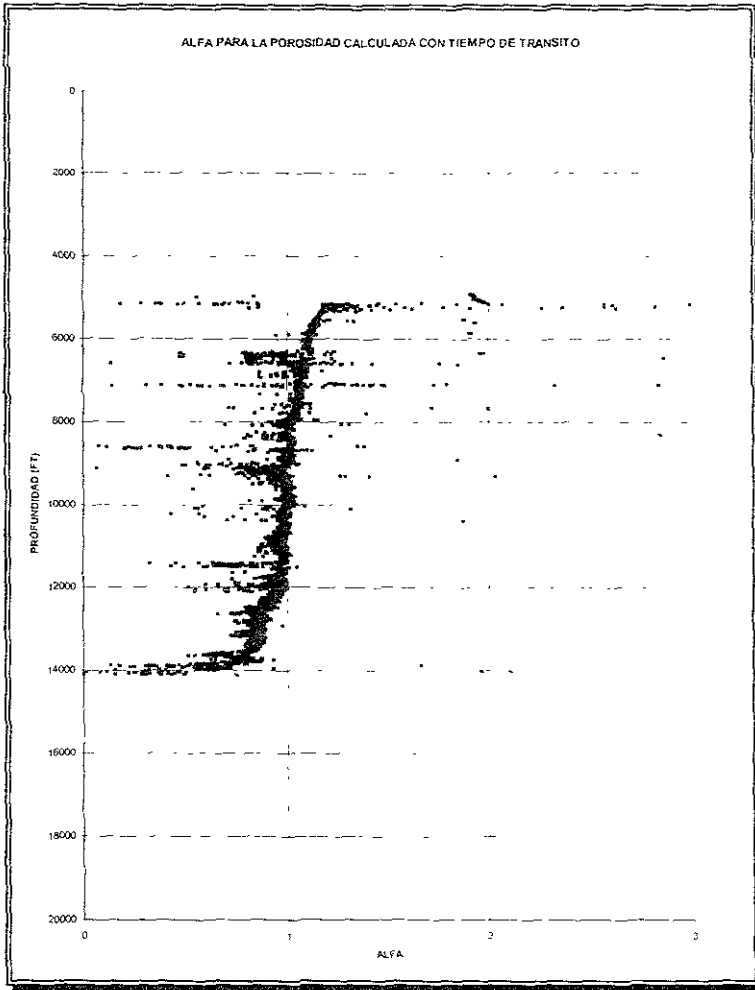


Fig. IV 9 Comportamiento del coeficiente de Biot con la porosidad calculada con tiempo de tránsito

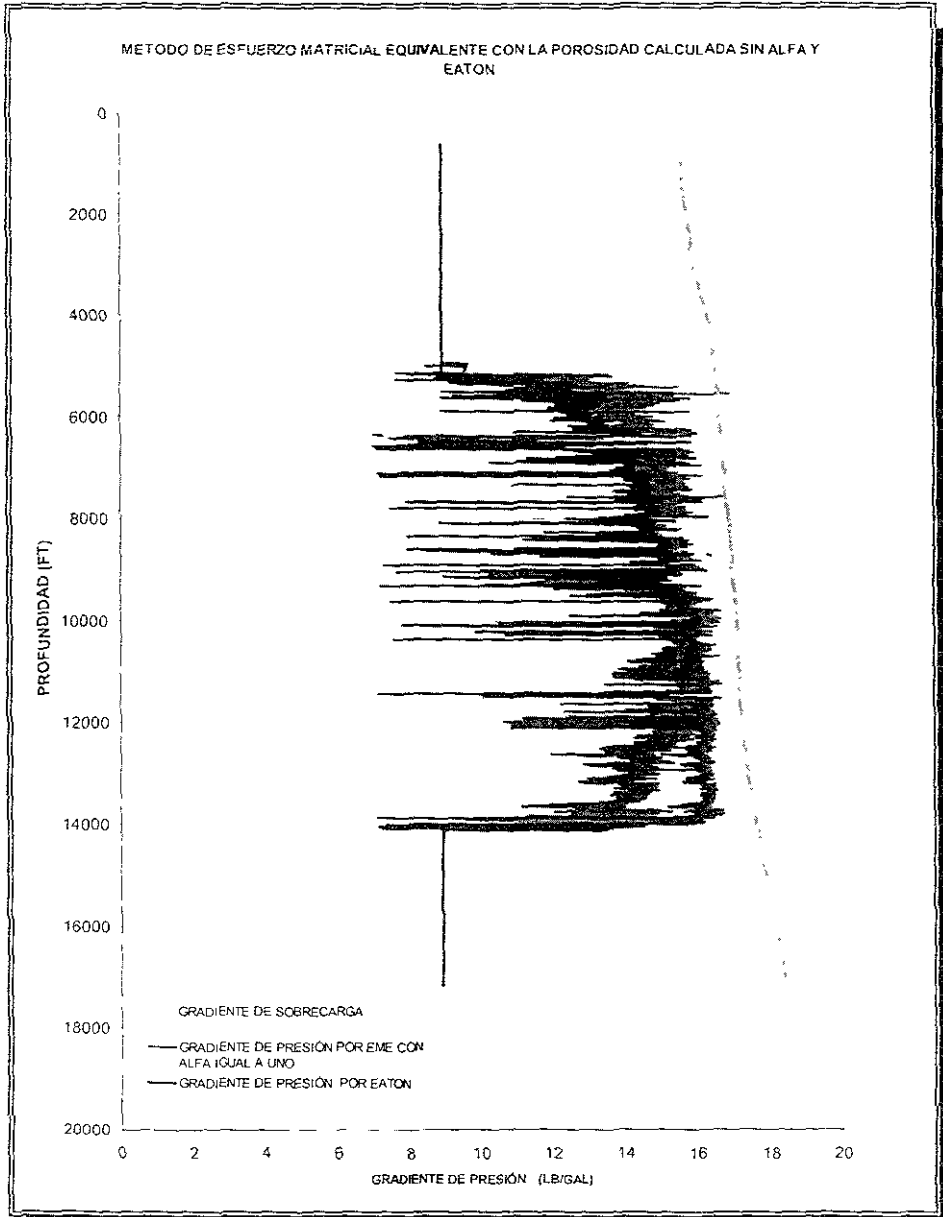


Fig IV.10 Comportamiento del gradiente de presión de formación por el EME comparada con el método de Eaton

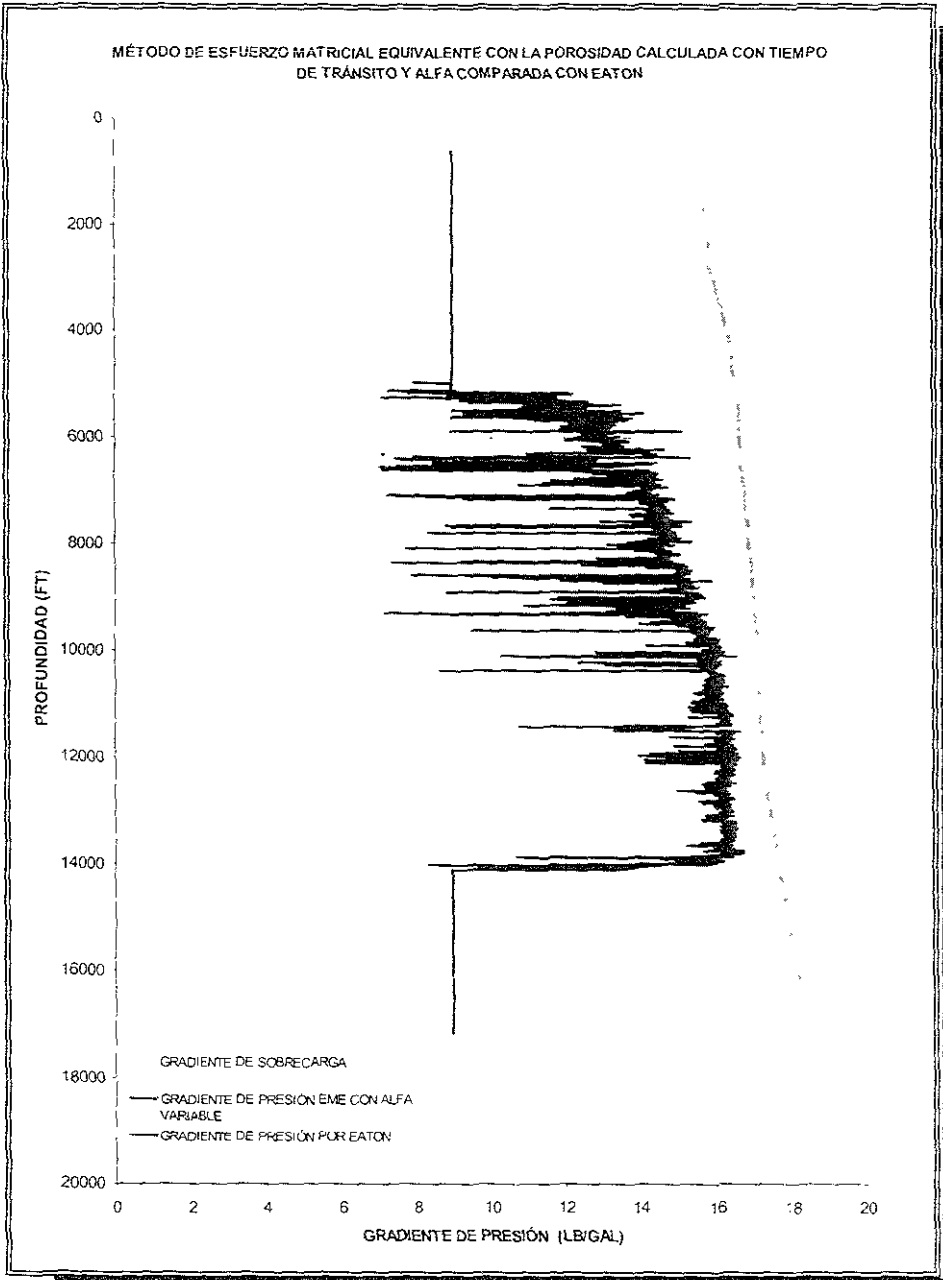


Fig. IV.11 Comportamiento del gradiente de presión de formación con el método de EME cuando α es uno comparado con el método de Eaton

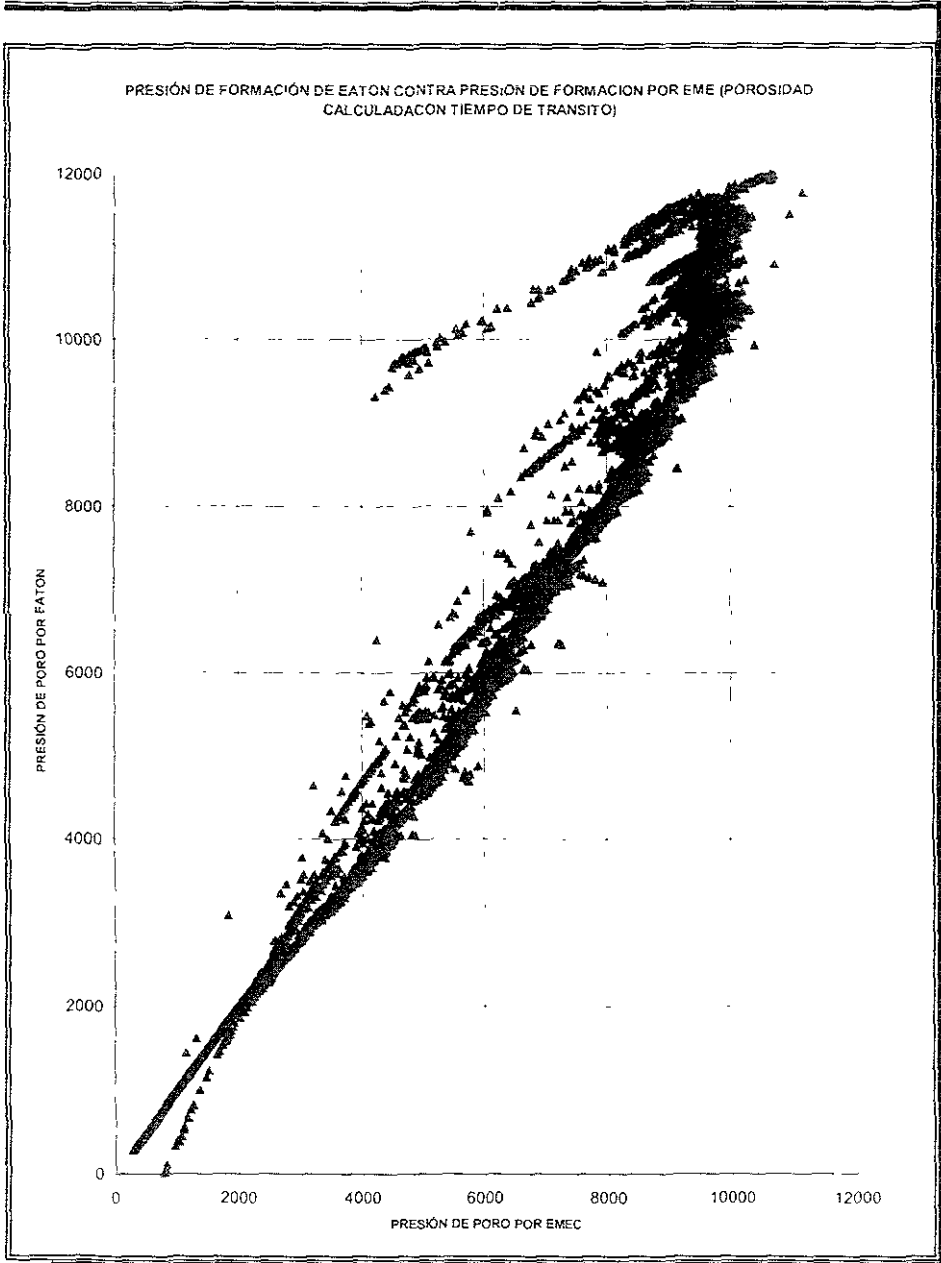


Fig IV. 12 Comportamiento de la presión de formación por el método de Eaton contra el método de EME

En los siguientes gráficos se presenta el comportamiento de la presión de formación a partir del gráfico de densidad.

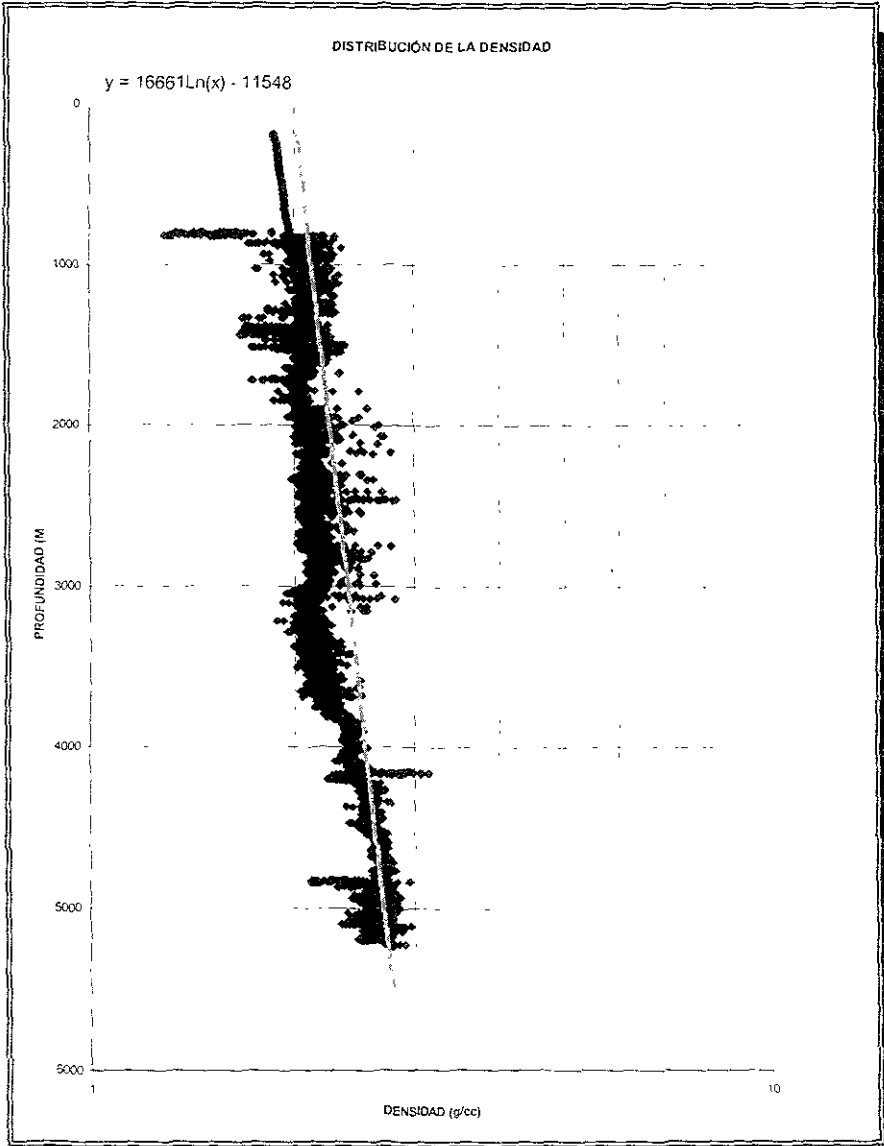


Fig. IV. 13 Comportamiento de la densidad

TABLA IV.4 CÁLCULOS DEL EME CUANDO LA POROSIDAD ES CALCULADA CON LA DENSIDAD

| MÉTODO DE ESFUERZO MATRICIAL EQUIVALENTE CON LA POROSIDAD CALCULADA | | | | | | | |
|---|------------|-----------|---------|------------|------------|------------|------------|
| PROF EQUIV C | SOBRECARGA | PBC | (ALFA)C | PFC C/ALFA | PFC C/ALFA | PFC S/ALFA | PFC S/ALFA |
| FT | PSI | (PSI) | FRACC | PSI | LB/GAL | PSI | LB GAL |
| 123 3470 | 124 3605 | 709 1984 | 1 2884 | 3382 9584 | 12 1 61 | 4113 3442 | 4 4688 |
| 155 8944 | 462 4001 | 831 1508 | 1 2201 | 3443 1779 | 2 2932 | 4016 147 | 3 340 |
| 182 6271 | 15 6 3835 | 882 2106 | 1 1947 | 3485 021 | 2 3406 | 399 1204 | 1 2574 |
| 181 2735 | 138 84 45 | 788 0695 | 1 2310 | 3547 5175 | 12 2827 | 4084 3944 | 1 220 |
| 285 2115 | 122 0255 | 691 2172 | 1 2152 | 3514 0725 | 12 5470 | 1 1 2457 | 1 1816 |
| 1562 6345 | 1276 7287 | 727 2594 | 1 1971 | 3567 5981 | 2 6366 | 1 03 482 | 1 5391 |
| 1206 8935 | 982 4303 | 581 7348 | 1 2612 | 3472 7982 | 12 3874 | 1231 1 20 | 8 0288 |
| 720 0360 | 824 6980 | 358 3747 | 1 2686 | 3534 4452 | 12 6050 | 4398 3394 | 5 4903 |
| 21 9104 | | 198 3571 | 1 4163 | 3483 4078 | 12 4207 | 4851 8629 | |
| 30 9082 | | 233 5871 | 1 4522 | 3440 0221 | 12 2537 | 4609 9344 | |
| 94 9435 | | 258 0157 | 1 3668 | 3682 3080 | 13 3437 | 4912 2106 | |
| 1 20 2962 | 910 8042 | 521 3866 | 1 1471 | 3786 0473 | 13 5934 | 4765 54 6 | 2 2 77 |
| 1285 2115 | 212 0255 | 691 2174 | 1 734 | 3628 6573 | 12 9290 | 4 38 342 | 1 1 1 |
| 146 7462 | 1100 5474 | 673 3157 | 1 1836 | 3672 8971 | 12 8708 | 4 52 5996 | 1 630 |
| 1459 5491 | 191 3140 | 679 2742 | 1 1986 | 3573 1385 | 2 7286 | 1 8 638 | 1 03 |
| 222 2348 | 1828 3852 | 1034 2281 | 1 1387 | 3822 3222 | 2 5 3 | 3857 4450 | 1 2 |
| 2320 6667 | 1912 0409 | 1080 0383 | 1 1182 | 3538 823 | 12 9730 | 3932 5068 | 3 681 |
| 2363 1941 | 1947 5905 | 1099 8305 | 1 1030 | 3562 0327 | 12 1799 | 38 5 6573 | 1 2827 |
| 5 5 8360 | 548 2528 | 314 5341 | 1 5108 | 3479 963 | 2 301 | 4483 8251 | 1 689 |
| 937 3735 | 760 9488 | 436 2538 | 1 3079 | 3446 8717 | 2 810 | 4373 708 | 5 474 |
| 1732 8438 | 1418 1774 | 606 4654 | 1 2584 | 3413 9237 | 12 0633 | 4087 58 4 | 1 1 437 |
| 1892 9433 | 551 6516 | 680 0756 | 1 2387 | 3422 6234 | 12 0918 | 4028 3115 | 1 2351 |
| 1746 8738 | 1429 0204 | 372 6221 | 1 2470 | 3436 6311 | 12 381 | 4084 6786 | 14 221 |
| 812 5262 | 1484 9484 | 843 6487 | 1 2540 | 3408 9939 | 12 0392 | 4080 6648 | 1 3403 |
| 2308 5368 | 1900 1865 | 1073 4622 | 1 1868 | 3418 1740 | 12 0566 | 3876 1770 | 3 6865 |
| 2264 2840 | 1883 8507 | 1053 7978 | 1 1956 | 3421 4292 | 12 0 87 | 3913 7238 | 1 1460 |
| 974 1064 | 1630 7266 | 918 7501 | 1 2837 | 3327 9684 | 11 7254 | 4003 6666 | 1 1317 |
| 2 11 0844 | 1734 8372 | 982 4087 | 1 2957 | 3275 1959 | 11 5582 | 3953 2323 | 1 1 1 |
| 2320 2451 | 1852 0257 | 1047 2841 | 1 3079 | 3228 6626 | 11 3858 | 3901 7742 | 1 3867 |
| 2180 3873 | 1782 8593 | 1014 7522 | 1 2953 | 3284 8786 | 11 5 74 | 3928 117 | 1 85 0 |
| 2222 2348 | 1628 3652 | 1034 2281 | 1 3086 | 3254 9840 | 11 0999 | 39 4 1257 | 3 8054 |
| 2250 2451 | 1852 0257 | 1047 2841 | 1 3041 | 3082 1059 | 10 8088 | 350 4283 | 3 9885 |
| 2042 3275 | 1676 8113 | 950 4993 | 1 4396 | 3057 5681 | 13 304 | 3983 7714 | 1 0459 |
| 2250 2451 | 1852 0257 | 1047 2841 | 1 2834 | 3274 8922 | 5 447 | 3909 2269 | 3 1659 |
| 2250 2451 | 1852 0257 | 1047 2841 | 1 2121 | 3406 7589 | 12 0072 | 3907 1319 | 3 0 08 |
| 806 4185 | 562 7375 | 887 2472 | 1 2129 | 3484 3241 | 12 2182 | 4017 2974 | 4 2268 |
| 906 4185 | 1592 7375 | 887 2472 | 1 2282 | 3452 8087 | 12 849 | 4034 1916 | 1 2273 |
| 2091 3321 | 1642 3826 | 931 4200 | 1 2707 | 3468 9305 | 12 7185 | 4201 5179 | 1 1029 |
| 2201 3321 | 1542 3826 | 931 4200 | 1 1107 | 3469 1591 | 12 220 | 4023 5 08 | 1 035 |
| 1949 9694 | 1597 0856 | 906 1196 | 1 2743 | 3353 8880 | 11 8058 | 4025 4737 | 1 41 |
| 316 8736 | 1429 0204 | 812 6227 | 1 2923 | 3359 0973 | 8 224 | 4002 8502 | 1 379 |
| 745 8736 | 1429 0204 | 812 6227 | 1 2647 | 34 34390 | 12 7 3 | 4 91 48 | 1 280 |
| 20 4 9759 | 1654 1350 | 937 7698 | 1 2386 | 3412 2320 | 2 181 | 4017 026 | 1 957 |
| 886 5264 | 1608 8250 | 912 4298 | 1 3503 | 3199 4820 | 15 6 | 4223 4273 | 1 3 |
| 950 5284 | 1608 8250 | 912 4298 | 1 4213 | 3102 0813 | 1 9 37 | 4027 4384 | 1 38 |
| 2014 9759 | 1654 1350 | 937 7698 | 1 4162 | 3103 8367 | 3 9 74 | 4057 9254 | 1 984 |
| 2 11 0844 | 1734 8372 | 982 4087 | 1 3750 | 3 55 2000 | 1 3048 | 40 6 2414 | 1 9235 |
| 2 24 9010 | 746 6216 | 988 9289 | 1 2940 | 3288 4911 | 1 6622 | 3465 9374 | 3 443 |
| 2 24 9010 | 1716 6216 | 988 9289 | 1 2708 | 3332 0854 | 1 3 38 | 3988 1385 | 3 228 |
| 1649 7463 | 780 3469 | 983 2088 | 1 2215 | 3439 8228 | 2 302 | 3948 2923 | 1 180 |
| 2048 7463 | 1702 3469 | 983 2088 | 1 3152 | 3267 2445 | 1 3 9 | 3987 5 9 | 1 1 80 |
| 2199 4826 | 781 1588 | 1008 2810 | 1 28 2 | 3307 7216 | 11 5 8 | 3956 25 5 | 1 4434 |
| 2278 3455 | 1875 6798 | 1060 3420 | 1 3582 | 3115 0845 | 1 0 53 | 3872 64 5 | 1 1 40 |
| 2283 5166 | 17 2 1194 | 989 8686 | 1 3836 | 3150 0816 | 11 0039 | 3988 2444 | 1 37 5 |
| 2282 5166 | 1715 1194 | 989 8686 | 1 2834 | 3354 49 5 | 1 101 | 3997 18 4 | 1 101 |
| 1357 2896 | 1723 0548 | 976 8748 | 1 2856 | 3282 2920 | 1 7 2 | 3989 30 9 | 3 802 |
| 1208 2932 | 1616 5725 | 1027 7297 | 1 3148 | 3246 2473 | 11 3818 | 3942 32 3 | 3 8428 |
| 2277 2744 | 2044 1223 | 1452 0664 | 1 3647 | 3136 9239 | 11 0096 | 3944 3 22 | 3 1 59 |
| 2305 4878 | 2403 4786 | 1352 2140 | 1 3751 | 3048 6342 | 15 4298 | 3882 2 84 | 2 1217 |
| 2350 3792 | 2389 7590 | 1345 1823 | 1 3812 | 3027 7286 | 2 6 52 | 3988 827 | 2 1 1 |
| 2652 340 | 2186 9852 | 1234 3032 | 1 4807 | 2955 3515 | 13 308 | 3882 53 8 | 3 2 85 |
| 2 55 5668 | 2259 1855 | 1282 4408 | 1 4053 | 2955 0368 | 3 7 77 | 3882 53 8 | 2 2 73 |
| 9 80 4 | 2599 2645 | 145 9556 | 1 2308 | 3037 4037 | 3 2 9 9 | 3882 53 8 | 1 2 7 |
| 3 9 80 4 | 2599 2645 | 145 9556 | 1 293 | 3189 72 5 | 1 1 7 | 394 2 4 | 1 2 7 |
| 220 8225 | 2411 9180 | 1359 2571 | 1 33 | 3807 9273 | 1 1 1 | 3882 53 8 | 1 2 7 |
| 2256 8303 | 2167 7578 | 1241 1 5 | 1 732 | 3108 752 | 8 1 1 | 3882 53 8 | 1 2 7 |
| 222 3276 | 1976 8 11 | 950 4963 | 1 2358 | 3123 7103 | 1 1 1 | 3882 53 8 | 1 2 7 |

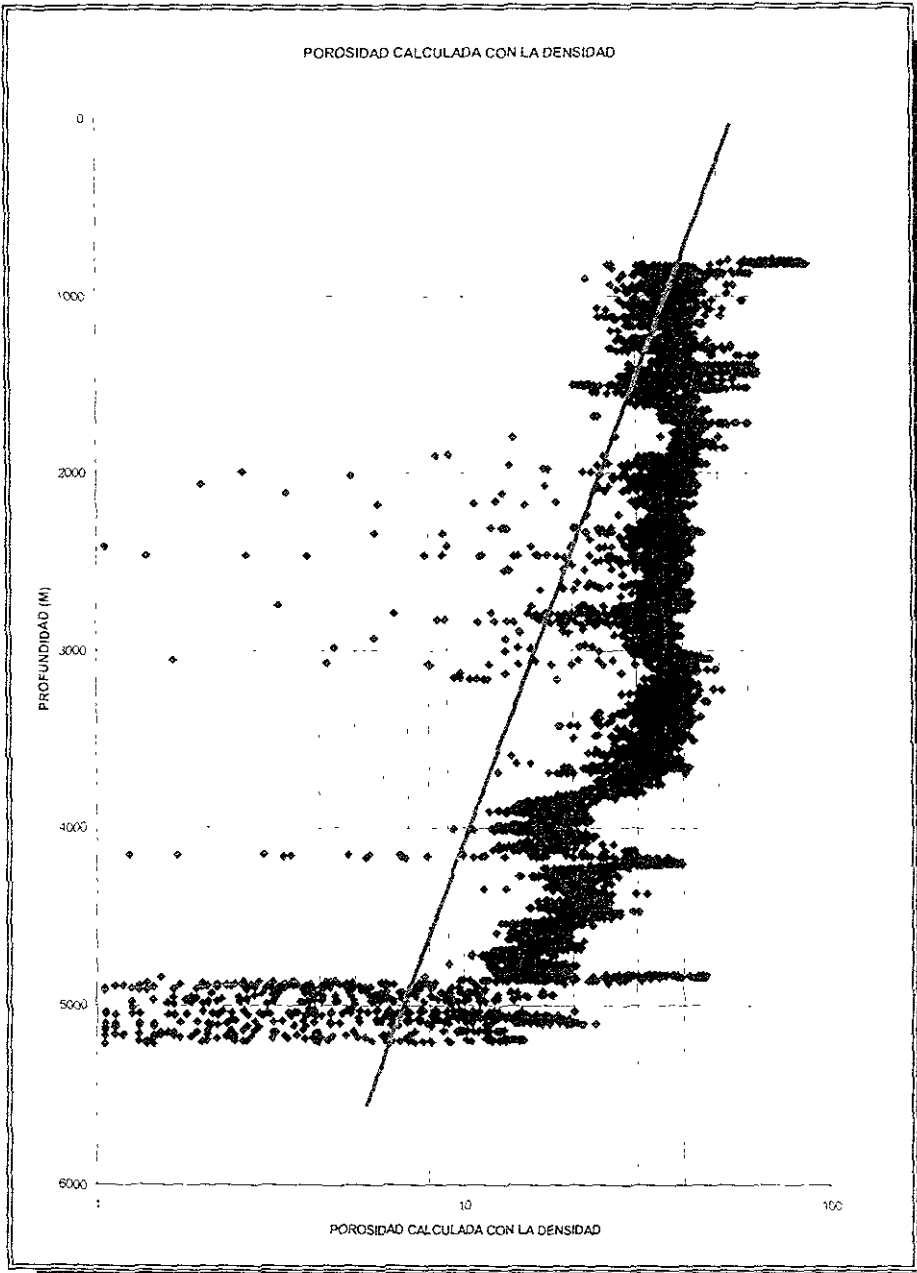


Fig. IV 14 Comportamiento de la porosidad calculada con la densidad

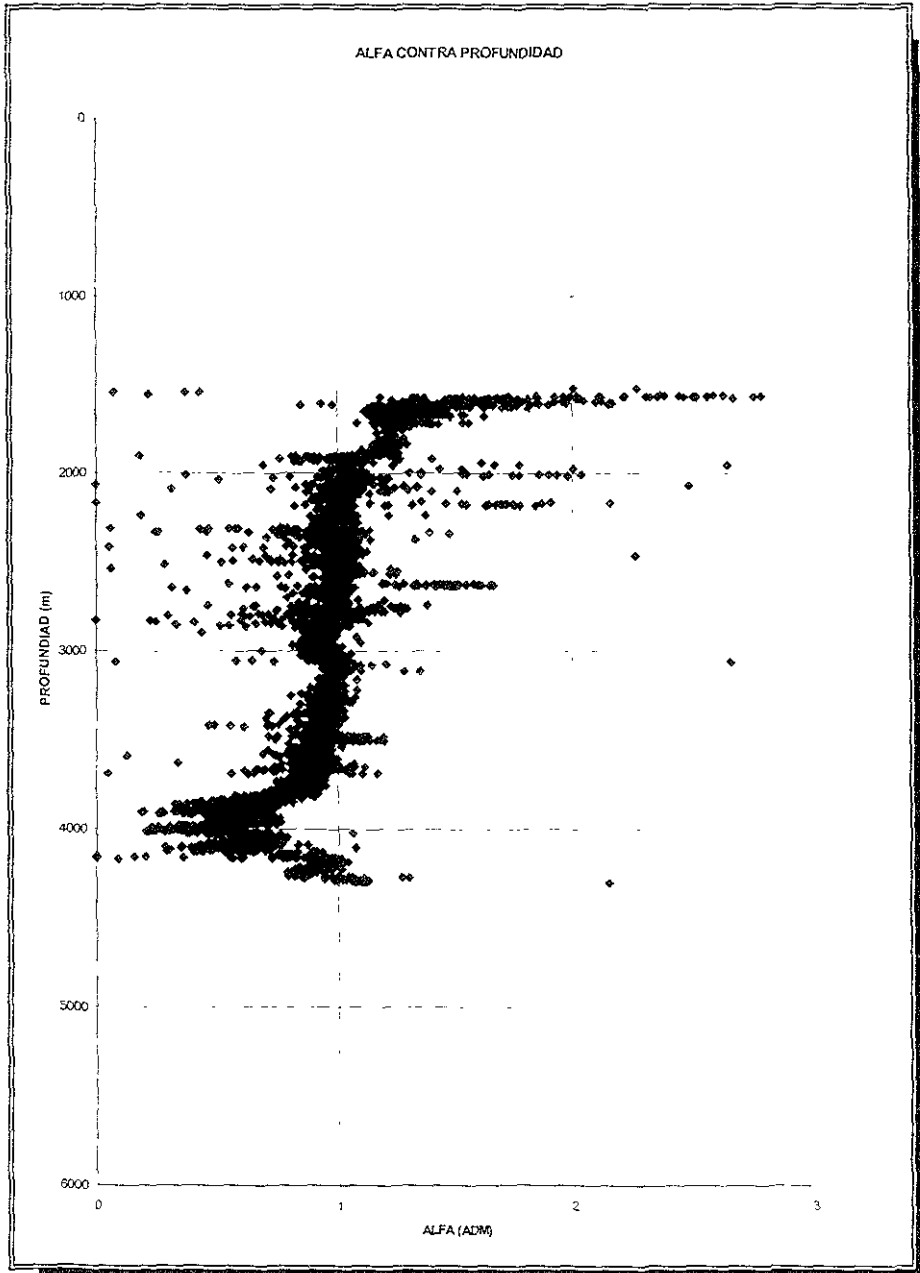


Fig. IV.15 Comportamiento del coeficiente de Biot con la porosidad calculada con la densidad

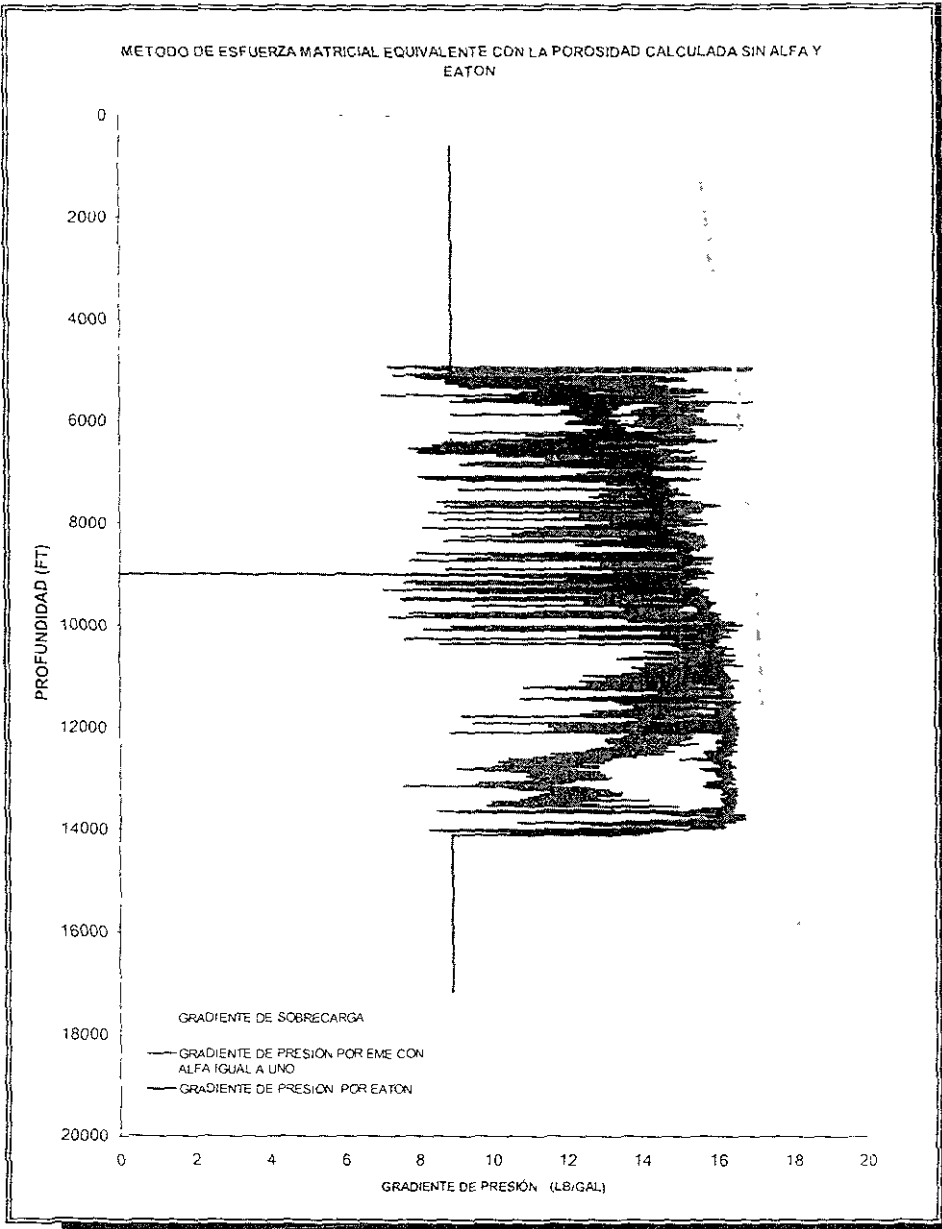


Fig IV.16 Comportamiento del gradiente de presión de formación con el método de EME cuando alfa es uno comparado con el método de Eaton

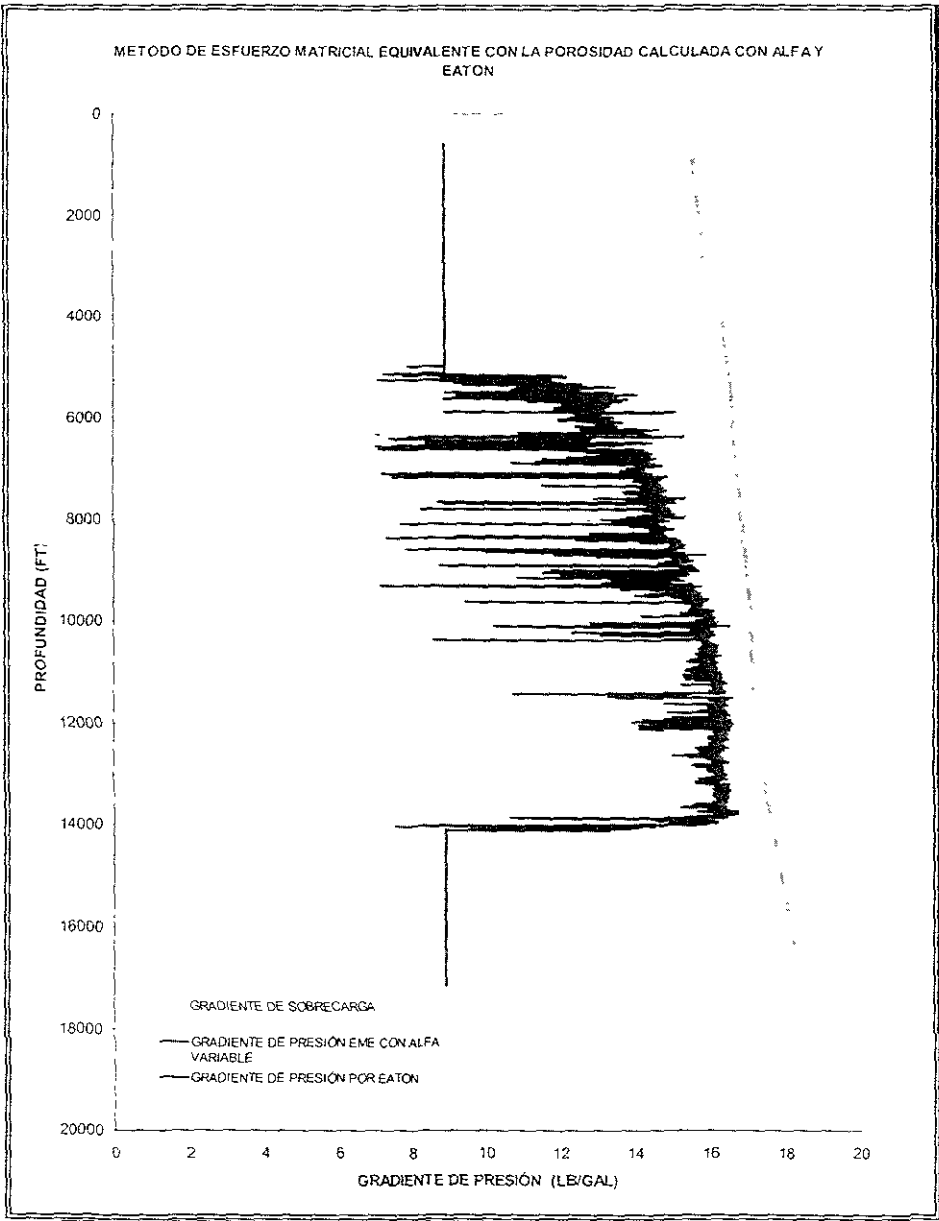


Fig IV.17 Comportamiento del gradiente de presión de formación por el EME comparada con el método de Eaton

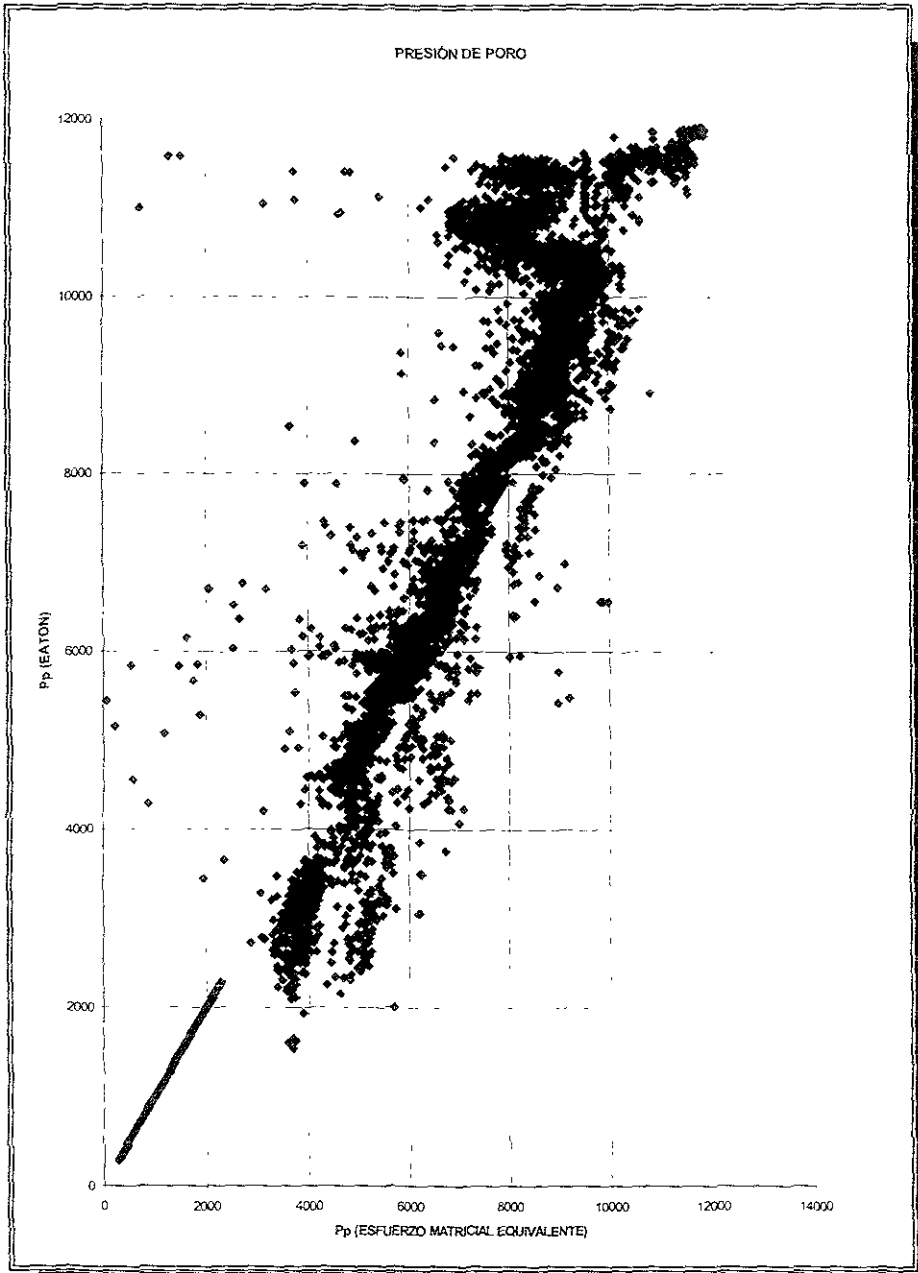


Fig IV. 18 Comportamiento de la presión de formación por el método de Eaton contra el método de EME

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

- ▶ En el presente trabajo se implementó el método de Esfuerzo Matricial Equivalente para el cálculo de presión de poro y se utilizó la información de un pozo real. La implementación se llevó a cabo en una hoja de Excel, lo que nos permite evaluar la presión de poro a través de las porosidades equivalentes
- ▶ Con base a los resultados presentados se puede concluir que la aplicación del método de Esfuerzo Matricial Equivalente es una opción factible de aplicar en campo, ya que la predicción de la presión de poro con este método es comparado con los resultados del método de Eaton, el cual es más empleado y los resultados fueron muy similares.
- ▶ Los valores de presión de poro que predice el método de esfuerzo Matricial Equivalente son usualmente menores a los valores de los métodos semiempíricos, tal como se presenta en el método de Eaton. Lo anterior es común cuando el valor de la constante de Biot se supone igual a uno.
- ▶ La ventaja del método de Esfuerzo Matricial Equivalente consiste en que no requiere de coeficientes empíricos. Sin embargo, se requiere de estimar el valor de la constante de Biot para ajustar los valores. Mediante el uso continuo de este método se puede generar la relación de la constante de Biot contra profundidad y así ajustar las predicciones del método de Esfuerzo Matricial Equivalente.

- ▶ Este trabajo, muestra que la aplicación de la geomecánica en procesos de diseño y operativos en la industria petrolera, puede mejorar nuestro entendimiento de condiciones problemáticas y simplificar su solución.

RECOMENDACIONES:

- ▶ Para distinguir las causas de la desviación en la llamada zona anormal se recomienda incluir información geológica y litológica ya que la correcta aplicación de dicha información nos permitirá obtener resultados de mayor confiabilidad.
- ▶ La implementación de este método en campo dependerá de la información disponible. Se recomienda obtener la mayor información del pozo así como de la toma de registros en las zonas más someras.

NOMENCLATURA

- a Constante de perforabilidad (adimensional)
- b Constante empírica de Bootwala (adimensional)
- d Exponente (adimensional)
- C_n Conductibilidad sobre la normal (Ω)
- C_o Conductibilidad observada (Ω)
- D Profundidad (Longitud)
- D_b Diámetro de la barrena (Longitud)
- dc Exponente "dc" (adimensional)
- ρ_{equiA} Densidad equivalente en A (masa / volumen)
- ρ_{equiB} Densidad equivalente en B (masa / volumen)
- D₁ Profundidad a la cual es esfuerzo vertical real de la matriz es el esfuerzo matricial normal (longitud)
- D_s D-D_w (longitud)
- D_w Tirante de agua (longitud)
- f Factor de formación (adimensional)
- g Gravedad (fuerza / área)
- $\frac{S_A}{D}$ Gradiente de sobrecarga en A (masa / volumen)
- $\frac{S_B}{D}$ Gradiente de sobrecarga en B (masa / volumen)
- h Altura de al columna de hidrocarburos (longitud)
- K Constante empírica de Bourgoyne (adimensional)
- k Constante empírica de Bootwala (adimensional)

| | |
|-----------------|--|
| K _i | Relación de esfuerzos matriciales de Matthes y Kelly (adimensional) |
| K _a | Relación de esfuerzos matriciales promedio (adimensional) |
| MWc | Peso de lodo utilizado en la perforación a la profundidad de interés (masa) |
| MWa | Gradiente de presión normal para la zona, en peso de lodo equivalente (masa / volumen) |
| N | Velocidad de rotación (longitud / tiempo) |
| P | Presión (fuerza / área) |
| P _A | Presión de formación en A (fuerza / área) |
| P _B | Presión de formación en B (fuerza / área) |
| P _f | Presión del fluido en los poros de la roca (fuerza / área) |
| P _f | Presión de formación (fuerza / área) |
| P _{fr} | Presión de fractura (fuerza / área) |
| P _h | Presión hidrostática (fuerza / área) |
| P _{hc} | Presión en la cima de una columna de aceite o gas (fuerza / área) |
| P _w | Presión de una columna de agua (fuerza / área) |
| R | Ritmo de perforación (longitud / tiempo) (Ω) |
| R _N | Resistividad sobre la normal (Ω) |
| R _o | Resistividad observada (Ω) |
| S | Presión de sobrecarga (fuerza / área) |
| S _A | Sobrecarga en A (fuerza / área) |
| S _B | Sobrecarga en B (fuerza / área) |
| W | Peso sobre barrena (fuerza / longitud) |
| Z _A | Profundidad de la arcilla bajo compactada (longitud) |
| Z _B | Profundidad equivalente (longitud) |

| | |
|-----------------|--|
| α | Coeficiente de Biot (adimensional) |
| " α " | Exponente de Eaton (adimensional) |
| ΔP_{ch} | Sobrepresión en la cima de los hidrocarburos (masa / longitud) |
| Δt | Tiempo de tránsito (tiempo / longitud) |
| Δt_n | Tiempo de tránsito sobre la normal (tiempo / longitud) |
| Δt_o | Tiempo de tránsito observado (tiempo / longitud) |
| Δt_m | Tiempo de tránsito de la matriz rocosa (tiempo / longitud) |
| Δt_f | Tiempo de tránsito del fluido intersticial (tiempo / longitud) |
| ϕ | Porosidad (fracción) |
| ϕ_o | Porosidad inicial (fracción) |
| λ | Relación de la presión del fluido a la sobrecarga (adimensional) |
| ν | Coeficiente de Poisson (adimensional) |
| ρ | Densidad (masa / volumen) |
| ρ_f | Densidad del fluido intersticial (masa / volumen) |
| ρ_g | Densidad del gas (masa / volumen) |
| ρ_m | Densidad de la matriz rocosa (masa / volumen) |
| ρ_r | Densidad de la roca (masa / volumen) |
| ρ_w | Densidad del agua (masa / volumen) |
| σ | Esfuerzo efectivo de la matriz rocosa (fuerza / área) |
| σ_v | Esfuerzo matricial vertical (fuerza / área) |
| σ_B | Esfuerzo matricial horizontal (fuerza / área) |
| $\frac{P_f}{D}$ | Gradiente de presión de formación (masa / volumen) |

$\left(\frac{Pf}{D}\right)_{an}$ Gradiente de presión de formación anormal (masa / volumen)

$\left(\frac{Pf}{D}\right)_n$ Gradiente de presión de formación normal (masa / volumen)

$\frac{S}{D}$ Gradiente de sobrecarga (masa / volumen)

$\frac{S}{D}$ Gradiente de esfuerzo matricial (masa / volumen)

$\left(\frac{S}{D}\right)_{an}$ Gradiente de esfuerzo matricial anormal (masa / volumen)

$\left(\frac{S}{D}\right)_n$ Gradiente de esfuerzo matricial normal (masa / volumen)

R E F E R E N C I A S

1. "Evaluación de las formaciones en México". Septiembre 1984. Schlumberger.
2. Fertl, W. H., "Abnormal formation Pressures", Elsevier Scientific Publishing Company, 1976.
3. Martínez, R. N., León v. R., "Procedimiento Semi-Automático para el Cálculo de Geopresiones y Gradientes de Fractura", IMP, Subdirección de Tecnología de Explotación, División de Evaluación de Formaciones, 1986.
4. Therzaghi, K., Peck, R. B., "Soil Mechanics in Engineering Practice", Jhon Wiley & Sons, Inc., New York, 1948.
5. Hubbert, M. K., Rubey, E. E., "Role of Fluid Pressure in Mechanics of Overthrust Faulting, Part I", Bulletin, GSA, February 1959.
6. Eaton, B. A., "The effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well Logs", SPE-AIME, August 1972.
7. Hottman, C. E., Johnson, R. K., "Estimation of Formation Pressure from Log Derived Shale Properties", JPT, June 1965
8. "Formation Evaluation: Logging and Testing" SPE, November, 1999
9. Adams, Neal, J., "Drilling engineering: A Complete Well Planning Approach", Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1985
10. Fernández, P. R., "Fundamentos y Conceptos Básicos de la Ingeniería de Perforación", IMP, Tomo I.
11. Ferrán, A. L. "Evaluation of Abnormally High and Low Pressured Morrow Sands in Northwestern Oklahoma Using Well Logs and Water Sample Data. M S Thesis, Univ. of Tulsa, Tulsa Oklahoma., 1973
12. Corona, C. M. A., Cervantes, O. L. J Y Cortés, P. L. A. "Estimación de las Presiones de Formación y de Fracturamiento Durante la Perforación-

-
- Aplicación a un Caso Práctico". Congreso Panamericano de Ingeniería del Petróleo. 1979.
- 13 Información de PEMEX Región Marina
 - 14 Bootwala, Y., "Meted Speeds On-Site Pressure Predictions". World Oil, October 1976.
 15. Bourgoybne Jr., A. T, Young, F. S "Applied Drilling Engineering", SPE Textbook Series, Vol. 2, 1984.
 16. Bellotti, P., Giacca, D, "Pressure Evaluation Improves Drilling Programs", Oil and Gas Journal, September 1978
 - 17 Eaton, B. A., "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs", SPE-AIME, SPE. 5544
 18. Hubbert, M. K., Willis, D. G., "Mechanics of Hydraulic Fracturing", Trnas., AIME, 1957.
 - 19 Matthews, W. R., Kelly, J., "How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient". Oil and Gas Journal, February 1967.
 20. Eaton, B. A., "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations", JPT, October 1969.
 21. Mouchet, Jean Paul, Mitchell, Alan. "Abnormal Pressures While Drilling Elf Aquitaine, 1989
 - 22 Holbrook, P W "Real-Time Pore Pressure and Fracture-Pressure Determination in all sedimentary Lithologies" SPE. Formation Evaluation December, 1995
 23. Wilkie, D. I. And Bernad, W F "Detecting and controlling Abnormal Pressure" World Oil, July 1981