



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“Determinación de los Gradientes de Presión de Formación
y Fractura del Campo Lankahuasa “

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

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

P R E S E N T A N :

CHÀVEZ GARDUÑO JOSE ALBERTO

RODRÍGUEZ DAVILA JOHAN DIETER

DIRECTOR: ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO



MEXICO, D.F.

2004



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-811

SR. JOSÉ ALBERTO CHÁVEZ GARDUÑO
Presente

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.
NOMBRE: Johan Dieter Rodríguez Dávila
FECHA: 13/ Dic /04
FIRMA: [Firma]

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

DETERMINACIÓN DE LOS GRADIENTES DE PRESIÓN DE FORMACIÓN Y FRACTURA DEL CAMPO LANKAHUASA

- I INTRODUCCIÓN
 - II ANTECEDENTES Y GENERALIDADES
 - III ÁREA DE ESTUDIO Y UBICACIÓN GEOGRÁFICA
 - IV DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN Y FRACTURA DEL CAMPO LANKAHUASA
 - V RESULTADOS Y CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFÍA**

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 HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D/F., a 17 de agosto de 2004
EL DIRECTOR

[Firma]
M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB/JAGC*gtg

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.
NOMBRE: José Alberto Chávez Garduño
FECHA: 13/ Dic /04
FIRMA: [Firma]



ESCUELA NACIONAL
DE INGENIERÍA
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-812

SR. JOHAN DIETER RODRÍGUEZ DÁVILA
Presente

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

**DETERMINACIÓN DE LOS GRADIENTES DE PRESIÓN DE FORMACIÓN Y
FRACTURA DEL CAMPO LANKAHUASA**

- I INTRODUCCIÓN**
- II ANTECEDENTES Y GENERALIDADES**
- III ÁREA DE ESTUDIO Y UBICACIÓN GEOGRÁFICA**
- IV DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN
Y FRACTURA DEL CAMPO LANKAHUASA**
- V RESULTADOS Y CONCLUSIONES
BIBLIOGRAFÍA**

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.

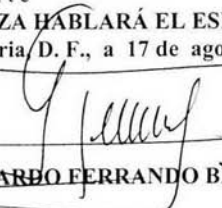
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 17 de agosto de 2004

EL DIRECTOR


M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg





UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“DETERMINACIÓN DE LOS GRADIENTES DE PRESIÓN DE FORMACIÓN Y
FRACTURA DEL CAMPO LANKAHUASA”

TESIS PRESENTADA POR:
CHAVEZ GARDUÑO JOSÉ ALBERTO
RODRÍGUEZ DÁVILA JOHAN DIETER

DIRIGIDA POR:
ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

VOCAL: ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO

SECRETARIO: M. C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ

1ER SUPLENTE: ING. RAFAEL VIÑAS RODRÍGUEZ

2DO. SUPLENTE: ING. MARTÍN C. VELÁZQUEZ FRANCO

AGRADECIMIENTOS

Dedico esta tesis a el pilar más importante en mi vida, la persona que me dio el ser, la fortaleza, la sabiduría, el seguir el buen camino, la comprensión, los buenos y bonitos sentimientos, los detalles, el seguir siempre adelante con convicción, coraje y decisión, a ti mama Rosalba Dávila Estrada te lo agradezco y se que en el cielo tu estas contenta, te amo; gracias por todo.

A mi Padre Tomás Rodríguez Maya por su apoyo en todo momento de mi vida académica, gracias por todo, te quiero mucho.

A mis hermanos Astrid Betsabee Rodríguez Dávila y Mauricio Tomás Rodríguez Dávila por su apoyo y ánimos de seguir adelante en todo momento, gracias los quiero mucho.

A mis abuelos, tíos, primos, amigos, compañeros de la facultad de Ingeniería, a toda la gente que me ayudo en toda mi vida gracias por todo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, gracias por darme su espacio, los conocimientos, y la formación dentro de sus aulas.

JOHAN DIETER RODRIGUEZ DAVILA

A mis padres
Gracias a ustedes estoy aquí, son mi motivación
y son parte de este triunfo, esto es para ustedes.

A mis hermanos Diana, Betty y Alejandro
Son y serán siempre mi ejemplo en cada paso y en todo momento.
Sin son apoyo y enseñanzas esto no hubiera sido posible

A Jessy, Rubén, Orlando, Rodrigo, Mauricio,
Porque se que algún día se darán cuenta
De lo mucho que vale la pena estudiar.

A Rubén
Por formar parte importante de esta familia y apoyarme
Durante mi estancia en la carrera.

A la Universidad Nacional Autónoma de México
por dejarme formar parte de la mas grande casa de estudios.

Al Ing. Eduardo Muñoz y PRINVER
Por darme la oportunidad de empezar a volar
en este sueño de la vida profesional.

A Betty López
Por estar a mi lado en esta carrera y compartirla a mi lado

A los que me consideraron su amigo
Por los momentos que pasamos en esta facultad

A Dios
Por la fortaleza y espiritualidad.

J. Alberto Chávez Garduño

INDICE

I INTRODUCCIÓN	6
II ANTECEDENTES Y GENERALIDADES.....	7
2.1 Conceptos Fundamentales	
2.1.1 Presión Hidrostática	
2.1.2 Presión de Sobrecarga	
2.2 Presiones anormales	
2.3 Represionamiento o recarga	
2.4 Efectos Termodinámicos	
2.5 Presión de Fractura	
2.6 Concepto de Esfuerzo	
2.7 Proceso de compactación	
2.8 Registros Geofísicos	
2.9 Otros tipos de Registros	
III. AREA DE ESTUDIO Y UBICACIÓN GEOGRAFICA.....	19
3.1 Localización	
3.2 Objetivo	
3.3 Características petrofísicas del yacimiento	
3.4 Tipo del Fluido y Condiciones	
3.5 Columna geológica	
IV DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN Y FRACTURA PARA EL CAMPO LANKAHUASA	21
4.1 Metodología utilizada para la determinación de reopresiones	
4.2 Estimación del esfuerzo de sobrecarga	
4.3 Estado del arte en la determinación de la presión de formación	
4.4 Procedimiento para la estimación de la presión de formación	
4.5 Métodos para la determinación de la presión de formación	
4.6 Estado del arte para la determinación de la presión de fractura	
4.6.1 Métodos para la determinación de la presión de fractura	
V RESULTADOS Y CONCLUSIONES	46
BIBLIOGRAFÍA	

OBJETIVOS

- ✓ Determinar las curvas de la Presión de Formación y Fractura, en base a datos de registros geofísicos corridos en los pozos de desarrollo del campo Lankahuasa.
- ✓ Se deberá utilizar una metodología apoyada en Registros Geofísicos, desarrollando programas de cómputo para el cálculo de las Geopresiones (antes mencionadas), así como un criterio de análisis para la predicción de estas. Existen métodos para la predicción de las presiones que serán útiles para nuestros cálculos.
- ✓ La determinación de las geopresiones juegan un papel predominante en la concentración de los hidrocarburos. Debido a su alto potencial, las presiones anormales altas, pueden contribuir a la expulsión de los fluidos (especialmente hidrocarburos), también para facilitar el fracturamiento profundo y actuar como un sello.

1. INTRODUCCIÓN

La búsqueda de hidrocarburos ha obligado a perforar a mayores profundidades. Esto exige a la industria petrolera retos cada vez mayores y difíciles de vencer.

El Plan de Negocios de PEMEX exploración y Producción señala como prioridad el desarrollo de proyectos con alta oferta de gas a fin de satisfacer la creciente demanda del país, teniendo como meta la capacidad de producción de 6900 MMPCD en el año 2006. El proyecto Lankahuasa en la Plataforma Continental del Golfo de México tiene como objetivo evaluar el potencial gasífero de esta amplia provincia que representa un área frontera para la prospección exploratoria.

El conocimiento exacto de los gradientes de formación y de fractura, juegan un papel importante en las operaciones de perforación y terminación de pozos. Constituyen la base fundamental para la óptima programación del lodo de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento para obtener el control del pozo.

El método mas efectivo para planear la perforación de un pozo y determinar como se llevará el control mientras se perfora, es constituir un perfil de presiones. En el perfil de se comparan las relaciones entre la presión de formación, el gradiente de fractura y el peso del lodo a utilizar durante la perforación.

El conocimiento de ciertos principios geológicos y leyes físicas es útil para comprender el estudio de presiones anormales. Sin embargo, la interpretación real de los datos generados durante la perforación y aquellos obtenidos de los registro geofísicos, esta basada principalmente en la experiencia. Por ello la interpretación práctica de datos de campo nos dará la mejor evaluación de los gradientes de formación y de fractura.

En nuestro país, las formaciones con presiones anormales se encuentran en un rango de edades geológicas que van desde el Terciario hasta el Jurásico, en profundidades desde unos cuantos metros hasta más de 5 mil en zonas tanto terrestres como costa afuera.

Problemas de flujo y descontrol, pegaduras por presión diferencial, pérdidas de circulación, colapsos de tuberías de revestimiento y derrumbes de formación suelen incrementar considerablemente el costo de un pozo y el tiempo de perforación del mismo.

Estos problemas son causados generalmente por una deficiente predicción de las presiones de sobrecarga, poro y fractura de las formaciones a perforar, y cuyo conocimiento es básico para planear la perforación. Consecuentemente es indispensable entender primero los principios físicos que originan estas presiones y segundo, predecirles con la mayor exactitud posible.

2. ANTECEDENTES Y GENERALIDADES

2.1 Conceptos fundamentales

2.1.1 Presión hidrostática

Es la ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. Esta es función de la altura de la columna del fluido y del peso específico del mismo. Las dimensiones y geometría de la columna no tienen efecto en la presión hidrostática. La altura de la columna de fluido es la distancia entre el punto de medición y la proyección de la ubicación del pozo, perpendicular a este punto.

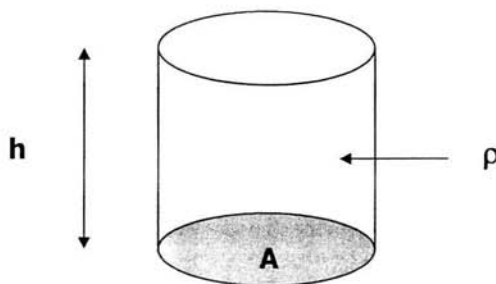


Figura 1. Presión Hidrostática

No importa cuál sea el área de la sección de la columna y se expresa de la siguiente manera:

$$P_H = \text{peso específico} \times h = 9.81 \times \rho \times h$$

Donde:

P_H = Presión Hidrostática (Kg/Cm² o Pascales)
 ρ = Densidad Promedio del fluido (kg/m³)
 g = aceleración de la gravedad (m/s²)
 h = Altura Vertical de la columna de agua (m)

En la práctica, utilizamos:

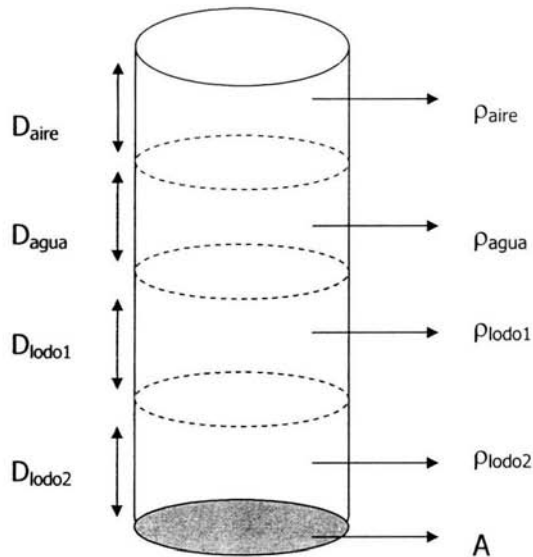
$$P_H = \frac{\rho \times h}{10}$$

Donde:

P_H = Presión Hidrostática (Kg/cm² o Pascales)
 ρ = Densidad Promedio del fluido (g/cm³)
 h = Altura Vertical de la columna de fluido (m)

el coeficiente 10 toma en consideración las unidades métricas de campo y la aceleración de la gravedad (9.81 m/s²).

La presión hidrostática es igual al producto de la densidad promedio del fluido por la profundidad de la columna. La figura 2 muestra la presión hidrostática de la columna de fluidos en un pozo en aguas profundas.



$$p_H = \rho_{aire} D_{aire} + \rho_{agua} D_{agua} + \rho_{lodo1} D_{lodo1} + \rho_{lodo2} D_{lodo2}$$

Figura 2. Presión Hidrostática de una columna de un fluidos de Diferentes densidades en aguas profundas

La presión hidrostática es afectada por:

- ✓ Contenido de sólidos.
- ✓ Gases disueltos.
- ✓ La diferencia de gradientes de temperatura del fluido.

2.1.2 Presión de sobrecarga

Es la presión originada por el peso de las rocas suprayacentes a una cierta profundidad de interés así como de la presión Hidrostática ejercida por el aire y el tirante de agua y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos en los espacios porosos (agua, hidrocarburos, etc.) como se muestra en la figura 3. Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$P_s = (1 - \phi) \rho_R D + \phi \rho_f D + \rho_{aire} D_{aire} + \rho_{agua} D_{agua}$$

Donde:

P_s = Presión de Sobrecarga

ϕ = Porosidad

ρ_R = Densidad de la roca o matriz (g/cm^3).

ρ_f = Densidad del promedio de la formación (g/cm^3).

D = Profundidad

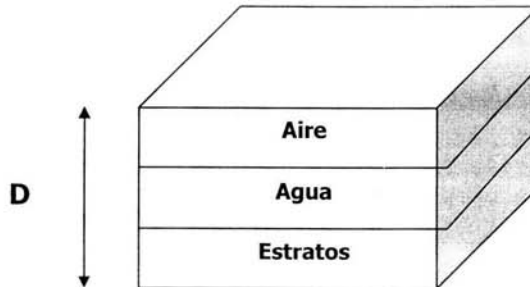


Figura 3. Presión de sobrecarga a una cierta Profundidad

Para determinar el gradiente de presión de sobrecarga en aguas profundas, primero se debe determinar la densidad de los materiales que se muestran por debajo de la mesa rotaria, expresada en pies de aire, en pies de una columna de agua o en pies de una columna de sedimentos, también se debe considerar la presión que provoca el tirante de agua. Estos datos se colocan a continuación en la tabla 1.

INTERVALO PROFUNDIDAD VERTICAL	DENSIDAD $\frac{g}{cm^3}$	DESCRIPCIÓN
De la mesa rotaria al nivel de marea	0.001	Aire
Del nivel de marea hacia el lecho marino	1.06	Agua Marina
Del lecho marino a 500 pies por debajo	1.6	Arcilla Fangosa
Intervalo de profundidad vertical a más de 500 pies	2.40	Arena y Lutita

Ben A. Eaton y Travis L. Eaton proponen las siguientes ecuaciones para obtener el gradiente de presión de sobrecarga a cualquier profundidad:

$$\rho_s = 0.23 \times V^{0.25}$$

$$\Delta P_f = \rho_s (\text{Intervalo } PV) \times 0.433$$

$$\frac{P_s}{D} = \frac{\sum \Delta P_f}{PV}$$

Donde:

ρ_s = Densidad de los sedimentos, g/cm³

V = Velocidad sísmica del intervalo, pies/seg

ΔP_f = Presión ejercida por la formación, psi

PV = Profundidad vertical del intervalo, pies

$\frac{P_s}{D}$ = Gradiente de presión de sobrecarga, psi/pie

Dado que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, entonces el gradiente de sobrecarga únicamente se incrementa con la profundidad, pero no en forma lineal (Figura 4). Un valor promedio del gradiente de sobrecarga es 0.231 Kg/cm²/m, que corresponde a una densidad media del sistema roca-fluido de 2.31 g/cm³.

El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona en especial. Para calcular la presión de sobrecarga se deben leer datos del registro de densidad a varias profundidades y considerar que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades, así como determinar la densidad promedio.

En la zona del terciario de la zona continental del Golfo de México, la presión de sobrecarga podría aproximarse así:

$$S = 0.231 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$$

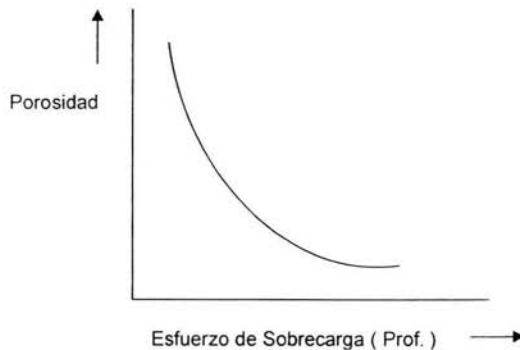


Figura 4. Efecto del esfuerzo de sobrecarga sobre la porosidad de formación durante la compactación normal.

2.1.3 Presión de Formación

La presión de formación es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación. También se le conoce como presión de poro (Figura 5). Las presiones de formación o de poro que se encuentran en un pozo pueden ser: normales, anormales (altas) o subnormales (bajas).

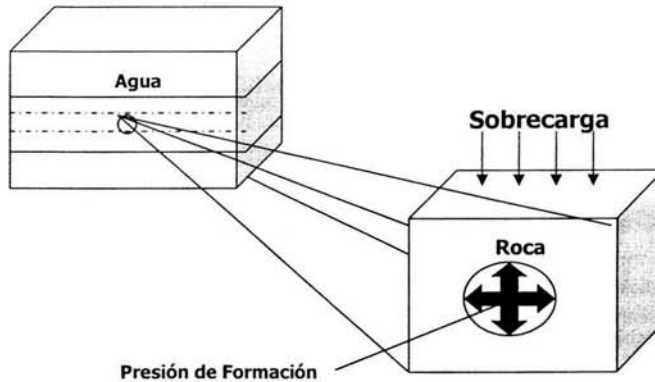


Figura 5. Presión de poro en aguas profundas

Subnormales Cuando son menores a la normal, es decir, a la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie.

Normales. Es la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de 80,000 ppm de NaCl, desde la superficie hasta la profundidad de interés. Cuando son iguales a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie. El gradiente de presión normal es igual a 1.07 gr/cm^3 (8.91 lb/gal) en zonas costa fuera y 1.00 gr/cm^3 (8.33 lb/gal) en áreas terrestres.

A la presión de formación generalmente se le llama gradiente de presión. Estrictamente no lo es: ya que el gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión de formación entre la profundidad. Sus unidades serán $\text{Kg/cm}^2/\text{m}$ ó $\text{lb/pg}^2/\text{pie}$. Sin embargo en la perforación se ha hecho costumbre utilizar densidades como gradiente.

Si los fluidos de formación son agua dulce, el gradiente normal $g_n = 1.00 \text{ gr/cm}^3 = 0.1 \text{ Kg/cm}^2/\text{m} = 0.433 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$.

El gradiente normal en el subsuelo varía entre las diferentes provincias geológicas, debido a que los fluidos del subsuelo contienen cantidades variables de sólidos disueltos y gas, y están sujetos a diferentes temperaturas y presiones. Por esto mismo en regiones costeras, el fluido de formación es agua que contiene aproximadamente 80,000 ppm de cloruros (agua salada), con una

densidad de 1.07 gr/cm^3 (8.91 lb/gal), que es el gradiente normal aceptado para regiones costeras. En zonas terrestres, se ha observado que los gradientes de presión normal varían de 0.98 a 1.06 gr/cm^3 (8.18 a 8.83 lb/gal). Debido a que en muchas de estas áreas prevalecen las presiones subnormales, en ocasiones, el gradiente normal se define como un valor igual al del agua dulce. Esto es $g_n = 1.0 \text{ gr/cm}^3$ (8.33 lb/gal) para zonas terrestres.

2.2 Presiones Anormales

Cuando son mayores a la presión hidrostática de los fluidos de formación. Se definen como aquellas presiones mayores que la presión hidrostática de los fluidos de formación. Considerando una capa de sedimentos depositados en el fondo del mar, a medida que más y más sedimentos se agregan encima de la capa, el peso adicional los compacta. Parte del agua existente en los espacios porosos se expulsa por la compactación. Mientras este proceso no sea interrumpido y el agua subsuperficial permanezca continua con el mar arriba, la presión dentro de la formación se dice que es normal o hidrostática.

Las presiones anormales afectan el programa de perforación del pozo en muchos aspectos, dentro de los cuales se tienen:

- ✓ La selección del tipo y densidad del lodo.
- ✓ La selección de las profundidades de asentamiento de las Tr's..
- ✓ La planeación de las cementaciones.

Además, deberán de considerarse los siguientes problemas que se pueden derivar de las altas presiones:

- ✓ Brotes y reventones.
- ✓ Pegaduras de la tubería por presión diferencial.
- ✓ Perdidas de circulación por usar lodos densos.
- ✓ Derrumbes de lutita

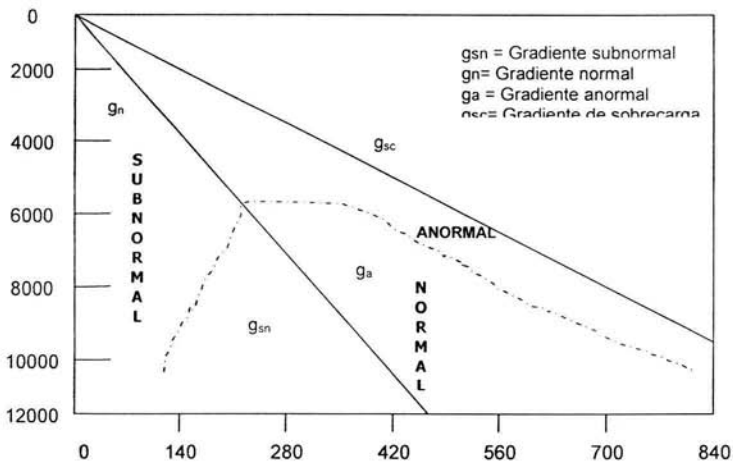


Figura 6. Gradientes de Formación

2.3 Represionamiento o recarga

Las presiones anormales también se generan por recarga de fluidos dentro de la zona porosa y permeable. Si existe una redistribución de fluidos por flujo a través de un conducto de otra zona porosa y permeable.

El conducto puede ser una falla, fisura o un agujero. La energía potencial que se genera se transfiere por:

- I. Fluidos de baja densidad (aceite o gas) del yacimiento normal o anormalmente presionado.
- II. A través de la transferencia de agua de la formación anormalmente presionada.

2.4 Efectos termodinámicos

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

Por naturaleza, el agua es más susceptible a la expansión térmica que a la compresión. Así pues, en áreas de gradientes geotérmicos altos, el aumento de volumen en los poros de las rocas puede causar altas presiones.

Se pueden distinguir dos efectos principales:

- a. La densidad del fluido disminuye
- b. El aumento en volumen involucro un aumento de presión.

Debido a que los estratos lutíticos son notablemente sensibles a los procesos de compactación, estos han constituido una valiosa ayuda en la detección y construcción de perfiles de presión. Cuando el agua intersticial es libre de escapar, se desarrollan presiones normales en las formaciones, la compactación de las lutitas es función principalmente de la profundidad. Por lo tanto, a mayores profundidades de enterramiento, es mayor el grado de compactación y la densidad que exhiben.

Las rocas lutíticas con presiones arriba de la normal, presentan una porosidad mayor que la de una formación de las mismas características con presión normal, debido a que contienen una mayor cantidad de fluido.

Como resultado de lo anterior, los parámetros de las lutitas 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.

Durante el proceso de deposición normal, la presión de sobrecarga se incrementa conforme los sedimentos se acumulan. El incremento de la sobrecarga compacta los sedimentos, resultando en un decremento de la porosidad, como se ilustra en la Figura 7.

En áreas donde la permeabilidad de la formación ha sido suficiente para permitir la migración de fluidos causada por la reducción de la porosidad, la presión de poro es normal y se considera aproximadamente igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de formación a la profundidad de interés.

Las zonas de presión de poro anormales se originaron durante el proceso de deposición y compactación, formándose una barrera impermeable que impidió la liberación del agua de la formación por debajo de esta barrera. Esta barrera impermeable se formó debido a que el proceso de sedimentación y compactación ocurrió a un ritmo más rápido que el movimiento ascendente del agua. Consecuentemente, la porosidad de la formación abajo de esta barrera impermeable difiere de la tendencia normal (Figura 7).

Una de las mejores herramientas usadas tanto para la detección como para la estimación de las zonas con presiones anormales, son aquellas que utilizan los datos obtenidos de los registros geofísicos, principalmente los sísmicos que están menos influenciados por las características del lodo usado durante la perforación.

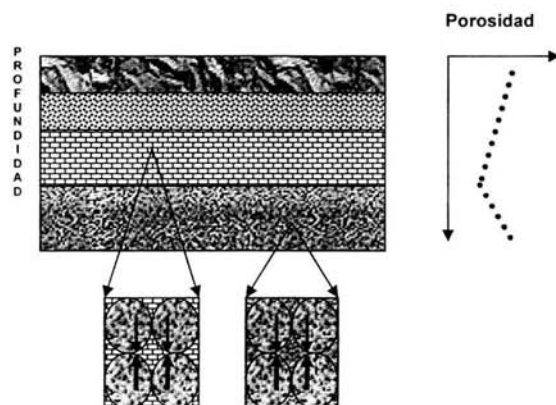


Figura 7. Proceso de sedimentación y compactación.

2.5 Presión de Fractura

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

La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez ó cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta.

Las formaciones superficiales solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca y a medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones y del tirante de agua.

Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga).

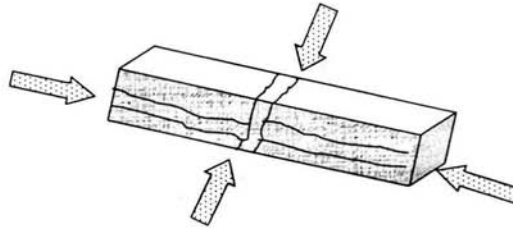


Figura 8. Gradientes de fractura

2.6 Concepto de esfuerzo

A diferencia de los líquidos los cuales, puede soportar solo cargas internas las cuales son iguales en todas las direcciones (distribución isotrópica), los sólidos pueden soportar cargas diferentes en una gran variedad de direcciones. Cuando un sólido, esta sujeto a fuerzas externas (por ejemplo, las fuerzas ejercidas en una muestra de roca en una celda de presión), éste reacciona distribuyendo las cargas internas elementales, llamadas, esfuerzos.

El esfuerzo efectivo o de matriz (σ) es el esfuerzo generado por el contacto grano a grano de la matriz de la roca, el cual esta en función de la sobrecarga a la profundidad de interés (figura 9).

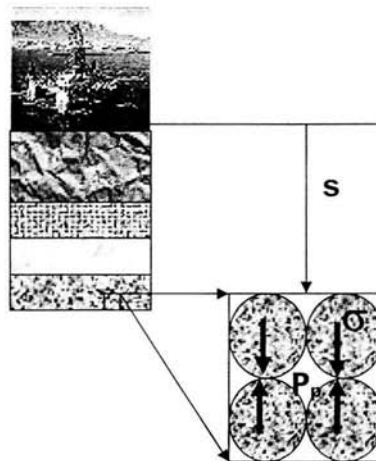


Figura 9. Presión de Sobrecarga, Presión de poro y esfuerzo

2.7 Proceso de Compactación

El proceso de sedimentación involucra la depositación de capas o estratos de partículas de diferentes rocas. A medida que estas capas continúan depositándose, se incrementa la presión de sobrecarga y las capas inferiores de sedimentos son forzadas hacia abajo para permitir mayor depositación en la superficie. En condiciones normales de perforación, la presión de formación es la única que interesa ya que es capaz de producir flujo de fluidos hacia el agujero bajo ciertas condiciones geológicas. La manera en que la matriz rocosa absorbe el aumento de la presión de sobrecarga, servirá para explicar la generación de presiones anormales en este ambiente.

Si el proceso de compactación normal de la porosidad se interrumpe no permitiendo que los fluidos en los espacios porosos se escapen; la matriz rocosa no podrá aumentar el contacto grano a grano. O sea, su capacidad para soportar presión de sobrecarga. Producirá presiones de fluido mayores que las normales.

Las propiedades de la lutita medidas por los registros geofísicos (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, temperatura y presión), así como la velocidad sísmica, están directamente relacionados con la porosidad de la formación. Cuando estos valores se grafican con respecto a la profundidad (figura 10), la sección de presión normal sigue una tendencia lineal conforme la porosidad de la formación decrece con respecto a la profundidad. Una desviación de esta tendencia normal es una indicación de presión anormal. Esta desviación de la tendencia normal es el principio utilizado por los principales métodos de predicción de presión de poro.

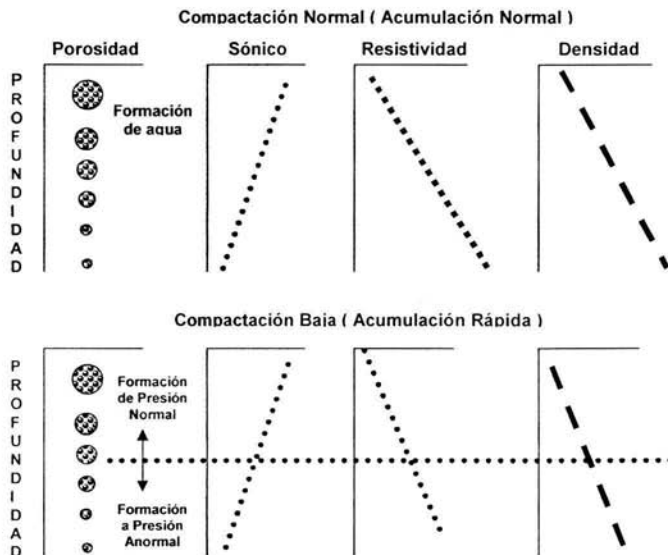


Figura 10. Comportamiento de los indicadores de Presión vs Profundidad

2.8 Registros Geofísicos

La existencia de ciertos registros geofísicos constituyen una poderosa herramienta para predecir lo que se espera en el pozo a diseñar. Por ejemplo, los registros de resistividad y/o de porosidad nos permiten efectuar una predicción adecuada de las presiones de formación y fractura que es una información fundamental para poder realizar el diseño apropiado del pozo a perforar.

De la cuantificación correcta de estas presiones dependerá la profundidad de asentamiento de tuberías de revestimiento, programas de densidades del fluido de perforación, diseño de lechadas de cemento y diseño de tuberías de revestimiento; es decir el diseño total del pozo. Además el hecho de perforar el pozo hasta el objetivo planeado dependerá muchas veces de la cuantificación correcta de estas presiones.

La sección estructural se va correlacionando con los contactos geológicos para programar el diseño y asentamiento de tuberías de revestimiento, densidad de los fluidos de control, zona de presiones anormales.

La existencia de zonas problemáticas puede comprenderse mejor si se cuenta con información de carácter geofísico. Las zonas arcillosas son potencialmente zonas problemáticas durante la perforación.

La forma en la que el material arcilloso se encuentra depositado, afecta algunos parámetros, los cuales son obtenidos por medio de los perfiles dependiendo de la proporción de arcillas presentes, sus propiedades físicas y la forma en que se encuentran. Estudios al respecto muestran que el material arcilloso se encuentra depositado en tres formas:

Laminar: Consiste en una serie de lutitas y/o arcillas en forma laminar, depositadas entre las capas arenosas y/o limolíticas.

Aunque este tipo de arcillas no tiene mucha ingerencia en la porosidad pero sí en los registros, en especial los Rayos Gamma, Inducción de alta Resolución (HRI).

Estructural: Este tipo de arcilla se encuentra presente en forma de granos o nódulos en la matriz de la formación, es decir, forma parte del cuerpo, aunque este tipo de arcilla tampoco le afecta la porosidad se considera con las mismas propiedades de las arcillas laminares.

Dispersa: Este tipo de arcilla se encuentra en dos formas diferentes:

- ✓ En forma de acumulaciones adheridas a los granos o revistiendo los mismos.
- ✓ Llenando parcialmente los canales porosos más pequeños (intergranulares, intersticios), este tipo de arcilla reduce la porosidad considerablemente.

En la práctica y para conceptos de interpretación se considera que las arcillas laminares y estructurales, tienen en promedio, las mismas propiedades que las arcillas de las capas adyacentes, ya que teóricamente están sometidas a la misma presión de sobrecarga y que son regularmente uniformes.

Los registros de resistividad son afectados debido a las bajas resistividades de las arcillas, esta reducción es en mayor proporción en arenas arcillosas de tipo laminar y estructural que las dispersas.

La curva de SP varía cuando se perfora con lodos base agua, cuanto más grande sea la proporción de arcillas más reducida será la desviación o valor de la curva SP respecto al valor de este en una formación limpia de suficiente espesor, que tuviese el mismo tipo de agua de formación.

Cabe mencionar que además la presencia de hidrocarburos, también contribuye a reducir aún más el valor de la curva SP y es mayor en arenas arcillosas.

Esta reducción de la curva SP es más notoria en las arcillas tipo laminar y estructural que en la dispersa, la desviación de la curva una vez corregida por espesor de la capa se le conoce como SSP (Potencial Espontáneo Pseudoestático).

2.9 Otros Tipos de registros.

Densidad: Es el perfil de la densidad, responde a la densidad electrónica del medio, la presencia de arcillas en la formación produce el aumento de la porosidad efectiva que puede obtenerse del registro, ya que por lo general, la densidad de las lutitas están en el orden de 2.2 a 2.65 gr/cc.

Neutrón: El registro neutrón responde a todo el hidrógeno contenido en la formación, esto también incluye el hidrógeno en el agua intersticial presente en las arcillas, lo cual significa que la lectura del perfil se encuentra incrementada por efecto de arcillas presentes en la formación.

Sónico: La presencia de arcillas en la formación afecta a la lectura del registro, aumenta dependiendo del tipo de distribución de la arcilla presente ya sea laminar, estructural o dispersa.

Estas consideraciones aplican más a formaciones compactas. Como anteriormente se mencionó con los registros anteriores se puede efectuar el cálculo de volumen de arcilla (Vsh), para fines de porosidad efectiva y la saturación de agua.

El análisis de registros en arenas arcillosas es difícil especialmente cuando se tienen resistividades bajas en el orden de 1 02 ohms y cuando los registros de Densidad Neutrón demuestran pobre desarrollo en la porosidad.

3. AREA DE ESTUDIO Y UBICACIÓN GEOGRAFICA CAMPO LANKAHUASA

3.1 LOCALIZACIÓN

El Campo Lankahuasa esta localizado en la Plataforma Continental del Golfo de México a 12 Km. de la Costa entre las Ciudades de Nautla y Vega de Alatorre, Veracruz., se descubrió en Diciembre de 2001 con la Perforación del Pozo Lankahuasa 1, los pozos perforados fueron 5: dos Pozos delimitadores y 3 Pozos de desarrollo. La Producción Máxima que se espera es 208 MMPCD para el 2005.



Figura 11. Localización del Campo Lankahuasa

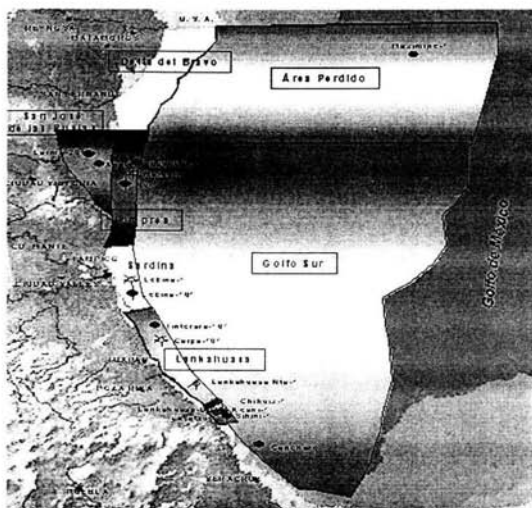


Figura 12. Marco Regional

3.2 OBJETIVO

Es la Obtención de producción de gas seco a corto plazo mediante el desarrollo óptimo de la reserva de las arenas productoras del Mioceno Superior, maximizando su valor económico.

3.3 CARACTERÍSTICAS PETROFISICAS DEL YACIMIENTO

El yacimiento comprende una Área de 25 km² , es de Gas Seco, la roca se compone de Litarenitas de grano muy fino con una porosidad que es de 18-22%. La permeabilidad es de 4– 30 milidarcies, con un espesor bruto de 20– 40 metros, el espesor neto promedio es de 5 - 14 metros y la profundidad es de 2000 - 2900 metros.

3.4 TIPO DEL FLUIDO Y CONDICIONES

El Tipo de Fluido es de Gas seco dulce, compuesto por una densidad del gas de 0.55 – 0.57 gr/cm³, la viscosidad del gas es de 0.01 – 0.09 (cp), la saturación del agua es de 0.38 – 0.55 %, con una presión de fondo de 206 - 280 (kg/cm²), y la temperatura de fondo es de 67 – 75° c.

3.5 COLUMNA GEOLÓGICA

La columna geológica esta constituida por la era geológica del Neógeno, y se divide por el Plioceno Inferior y Mioceno Superior.

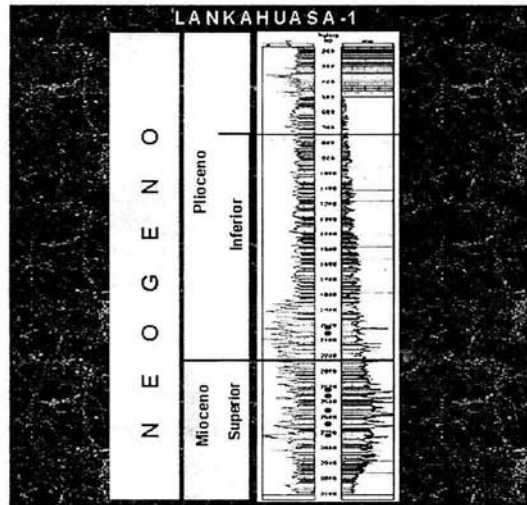


Figura 13. Los puntos rojos indican los cuerpos productores

4. DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE SOBRECARGA, PRESIÓN DE FORMACIÓN Y PRESIÓN DE FRACTURA PARA EL CAMPO LANKAHUASA.

4.1. Metodología utilizada para la determinación de Geopresiones

En esta tesis presentamos los métodos utilizados para la predicción de Geopresiones como son esfuerzo de sobrecarga, presión de formación y fractura, los cuales están basados en el principio de Terzagui (figura 14), el cual establece que la compactación de material geológico es gobernada por la diferencia entre la presión total de confinamiento y la presión del fluido en los poros. Esta diferencia definida como esfuerzo efectivo, representa la cantidad del esfuerzo total ejercido por la roca o los sedimentos, es decir matemáticamente nos define que el esfuerzo de sobrecarga σ_{ob} , es igual a la suma del esfuerzo efectivo σ más la presión de formación P_f definido como:

$$\sigma_{ob} = \sigma_z + P_f = \sigma_m + P_f = \sigma_v + P_f \quad \dots 4.1$$

Existen un gran numero de métodos para determinar las tres incógnitas que nos muestra el Principio de Terzagui en su ecuación anterior. Sin embargo todos están basados en el mismo, los cuales se resumirán en la siguiente metodología para la predicción a partir de la información recabada con la toma de registros geofísicos en pozos de exploración.

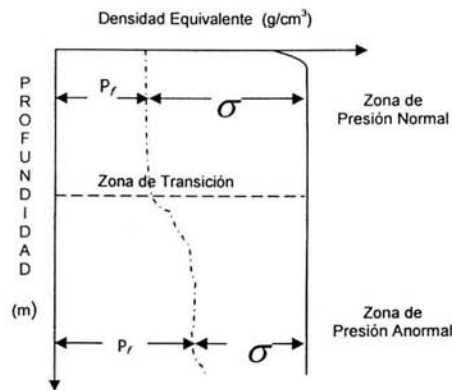


Figura 14 Principio de Terzagui

4.2. Estimación del Esfuerzo de Sobrecarga

Para la determinación de la carga ejercida por los sedimento, se obtiene considerando la profundidad de los sedimentos D_s , a partir de la densidad total ρ_b , el esfuerzo de sobrecarga se expresa como :

$$\sigma_{ob} = \int_a^D \rho_b g D \quad \dots 4.2$$

donde g es la constante gravitacional.

La densidad total esta relacionada con la densidad del grano ρ_g , y la densidad del fluido ρ_f , y la porosidad, como se muestra a continuación:

$$\rho_h = \rho_g (1 - \phi) + \rho_f \phi \quad \dots\dots 4.3$$

Sustituyendo la ecuación 4.2 en la ecuación 4.3 obtenemos:

$$\sigma_{ob} = g \int_0^D [\rho_g (1 - \phi) + \rho_f \phi] dD \quad \dots\dots 4.4$$

Integrando la ecuación anterior por partes y considerando un área costa fuera, tomando referencia como primer intervalo del lecho marino a la superficie se considera la ρ_w , es igual a 8.5 lb/gal y la porosidad se considera 1. Para el segundo intervalo de integración que va desde el lecho marino hasta la profundidad de interés, se considera la densidad de lodo igual al gradiente de formación normal para el área y la porosidad puede ser registrada usando la ecuación siguiente:

$$\phi = \phi_0 e^{-KD_s} \quad \dots\dots 4.5$$

donde ϕ_0 , es la porosidad en la superficie, K es la constante de porosidad, y D_s es la profundidad de los sedimentos. La porosidad en la superficie se obtiene graficando la porosidad vs la profundidad, se traza una línea de tendencia como se muestra en la siguiente grafica y la obtenemos:

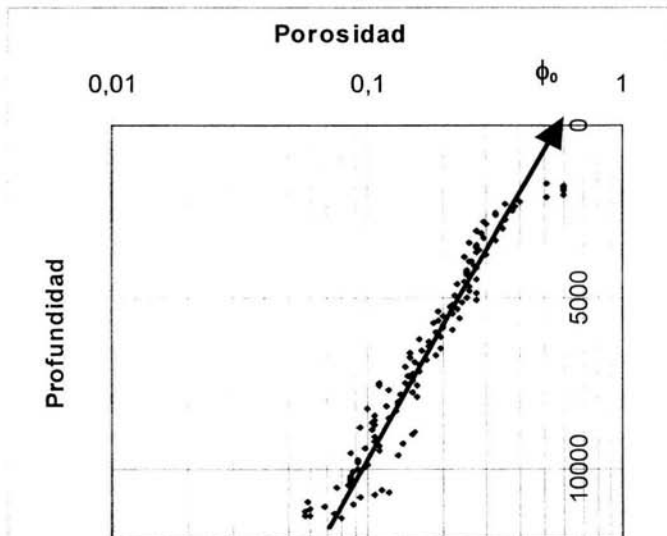


Figura 15. Determinación de ϕ_0 del Pozo Lankahuasa 2

al obtenerse la porosidad en la superficie ϕ_0 , obtenemos con la siguiente ecuación 4.6 la constante de declinación de la porosidad K ,

$$K = \frac{\ln \frac{\phi}{\phi_0}}{D_s} \quad \dots 4.6$$

De esta forma sustituimos las ecuaciones 4.5 y 4.6 en la ecuación 4.4 y nos queda de la siguiente manera:

$$\sigma_{ob} = g \int_0^{D_s} \rho_w dD + g \int_{D_s}^D [\rho_g - (\rho_g - \rho_f)\phi_0 e^{-KD}] dD \quad \dots 4.7$$

Integrando esta ecuación y sustituyendo D_s por $(D-D_w)$, la profundidad entre la superficie y los sedimentos, el esfuerzo de sobrecarga debido a los sedimentos es:

$$\sigma_{ob} = \rho_{sw} g D_w + \rho_g g D_s - \frac{(\rho_g - \rho_f) g \phi_0}{K} (1 - e^{-KD_s}) \quad \dots 4.8$$

4.3. Estado del arte en la Determinación de la Presión de Formación

En un estudio realizado del estado del arte de la determinación de la presión de formación se identificaron varios métodos mostrados en la tabla 4.1. en el cual se observó que todos los métodos de estimación de presión de formación están basados en la propuesta de que la presión de formación está influenciada por propiedades que dependen de la compactación de la lutita tales como la porosidad, densidad, velocidad sónica y resistividad. Es decir, cualquier registro de línea de acero o geofísico que sea sensible a la presión de formación será referido como un indicador de la presión de formación.

DIRECTOS	ESFUERZO EFECTIVO		
	Verticales	Horizontales	Otros
Resistividad/Sónico	Resistividad/Sónico	Resistividad/Sónico	
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Profundidad Equivalente ▪ Profundidad Equivalente del esfuerzo medio 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eaton 	Sónico
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hottman y Jonson ▪ Pennebaker y Maclure 	Sónico	Sónico	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Browers ▪ Wilhelm
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Belloti y Giacca ▪ Hart y Flemings 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Weakley 	Resistividad
	Resistividad	Resistividad	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Holbrook
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bryant ▪ Alixant y Desbrandes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rasmus y Gray ▪ Sthephens 	

Tabla 4.1 Clasificación de los métodos para la estimación de presión de formación utilizando información de registros geofísicos.

Existen dos enfoques generales para convertir los indicadores de presión de poro en estimaciones de la presión de poro son:

- Métodos directos
- Métodos del esfuerzo efectivo

Los métodos directos relacionan cuanto diverge un indicador de presión de formación desde su línea de tendencia normal respecto al gradiente de presión de formación con la profundidad.

Existen básicamente dos métodos directos: Diagramas Cruzados (Crossplots), iniciado por Hottman y Johnson (1965) y Gráficas de Sobreposición (Overlays), propuestas por Pennebaker (1968).

Los métodos del esfuerzo efectivo, están basados en el principio del esfuerzo efectivo propuesto por Terzaghi (1943), el cual establece que la compactación de material geológico es gobernada por la diferencia entre la presión total de confinamiento y la presión del fluido en los poros. Esta diferencia, definida como esfuerzo efectivo σ , representa la cantidad del esfuerzo total ejercido por la roca o los sedimentos.

La mayoría de los métodos de esfuerzo efectivo consisten de tres pasos:

- a. El esfuerzo efectivo σ es estimado con una medición de un indicador de presión de poro.
- b. El esfuerzo de sobrecarga (σ_{ob}) es determinado midiendo o estimando la densidad de la formación.
- c. La presión del fluido en los poros (P_f) se obtiene con la diferencia de los puntos anteriores.

Estos difieren únicamente en la forma de determinar el esfuerzo efectivo. Estas técnicas pueden ser subdivididas en tres categorías:

- Métodos Verticales.
- Métodos Horizontales
- Otros

Los métodos verticales, como el método de Profundidad Equivalente de Foster y Whalen (1966), calculan el esfuerzo efectivo, a partir de datos de la tendencia normal al mismo valor del indicador de presión de poro respecto a la profundidad de interés.

Los métodos horizontales, como el método de Eaton (1975), calculan el esfuerzo efectivo de datos de la tendencia normal a la misma profundidad respecto a la profundidad de interés. Los otros métodos hacen algo parecido..

Lane y Macpherson (1976) fueron los primeros en sugerir técnicas de categorización de presión como los métodos horizontales y verticales.

Al tiempo que ellos escribían su artículo, no existían métodos publicados en la categoría de otros. La tabla 4.1 categoriza varios métodos de estimación de la presión de poro que han sido publicados utilizando la velocidad sónica, el tiempo de tránsito y resistividad.

Sin embargo los mejores y más usados por la industria petrolera son:

- Método de Hottman y Johnson
- Método de Foster y Whalen o profundidad equivalente,
- Método de Eaton
- Método del exponente dc.

La diferencia entre estos métodos y los otros once, es que para estos cuatro métodos se utiliza información convencional y de fácil acceso.

4.4. PROCEDIMIENTO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA PRESION DE FORMACIÓN

La presión de formación normal considerando una densidad promedio de la formación se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$P_f = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_{fi} (D_i - D_{i-1})}{10} \quad \dots 4.9$$

donde: ρ esa la densidad promedio de la formación [gr/cm3] comprendida entre las profundidades D_i y D_{i-1} .

$$\rho_{fi} = 0.0701 * v^{0.25} \quad \dots 4.10$$

Este valor se determina en forma directa de los registros de densidad en pozos de correlación o con la ecuación 4.10, la cual se obtiene de forma empírica, si únicamente se cuenta con información del registro sónico o en información sísmica en pozos exploratorios.

4.4.1. Determinación de intervalos de lutitas limpias

Todos los métodos para evaluar la presión de poro emplean valores de tiempo de tránsito o de resistividad en las lutitas para definir la tendencia normal de compactación. Por eso es indispensable seleccionar los intervalos de lutitas limpias en la forma correcta, para lo cual se recomienda el siguiente procedimiento.

Se define la línea base de lutitas, a partir de un registro de litología como rayos gamma (RG) o potencial espontáneo (SP), se traza la línea base de lutitas limpias. Se debe considerar que esta línea es vertical y que se toman los

valores máximos del registro (sin considerar datos extremos). Como se muestra a continuación en la figura 16.

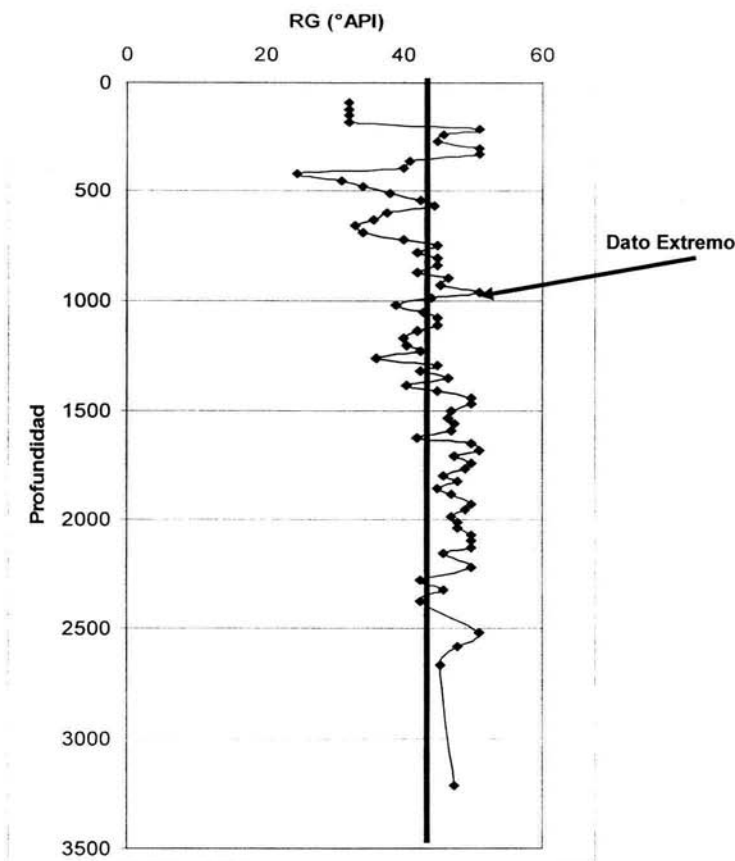


Figura 16. Línea Base de Lutitas limpias trazadas sobre los valores máximos del registro de Rayos Gamma de los Pozos Lankahuasa 1.

4.4.2. Hacer la selección de los valores representativos del efecto de compactación.

Para cada lectura del registro de litología, sin considerar los datos extremos, se registra la correspondiente lectura (puntual) en una base de datos. Para después correlacionar estas lecturas en profundidad con los valores respectivos en la traza del registro de tiempo de tránsito o de resistividad a utilizar. (figura 17).

Sin embargo se pudo observar que para ser representativos de la tendencia normal de compactación debemos tomar intervalos de lutitas limpias a una mayor profundidad, es decir sin considerar los intervalos de lutitas someros, ya que al graficar estos valores no se puede obtener la tendencia normal esperada según los esquemas encontrados en la literatura.

Esto se debe principalmente a que las zonas someras el esfuerzo de sobrecarga aun no logra reflejar el efecto de compactación normal.

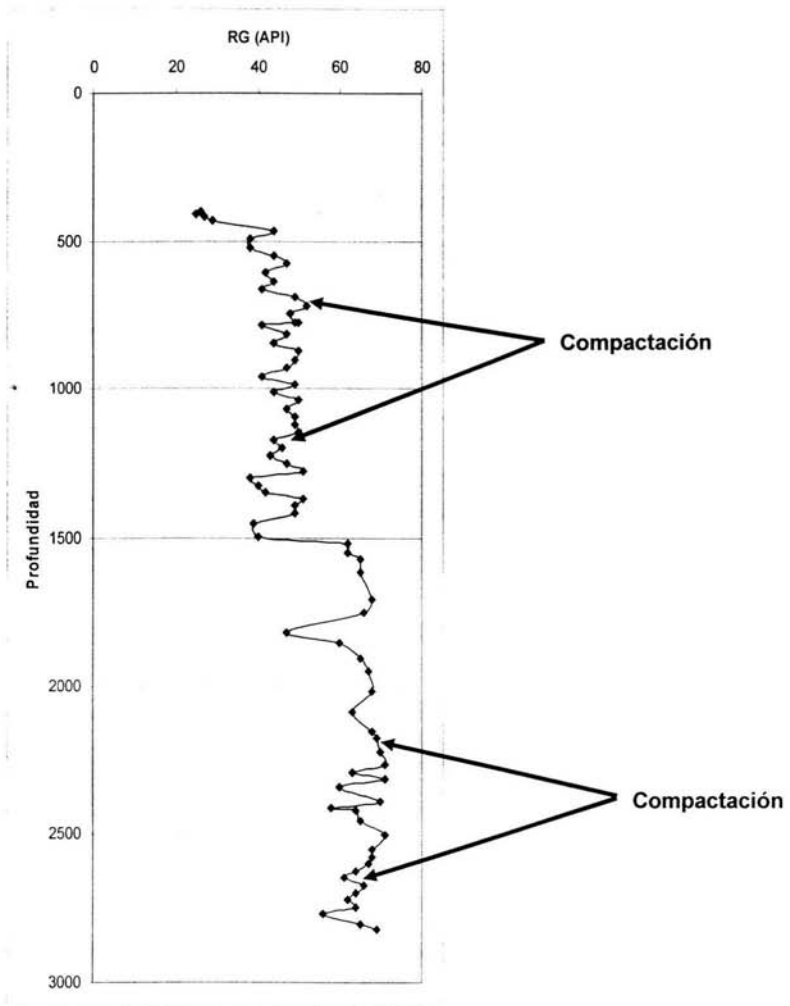


Figura 17. Selección de los valores mas representativos de la línea base de lutitas del pozo Lankahuasa 2 para obtener la compactación.

4.4.3. Correlación de los valores seleccionados.

Para cada lectura en el registro de litología representativa del efecto de compactación, en cada intervalo de lutitas limpias, se marca la correspondiente lectura en la traza del registro de tiempo de tránsito o de resistividad utilizado. De esta forma se estarán seleccionando "los puntos de lutita" necesarios para poder utilizar cualquiera de los registros geofísicos anteriores.

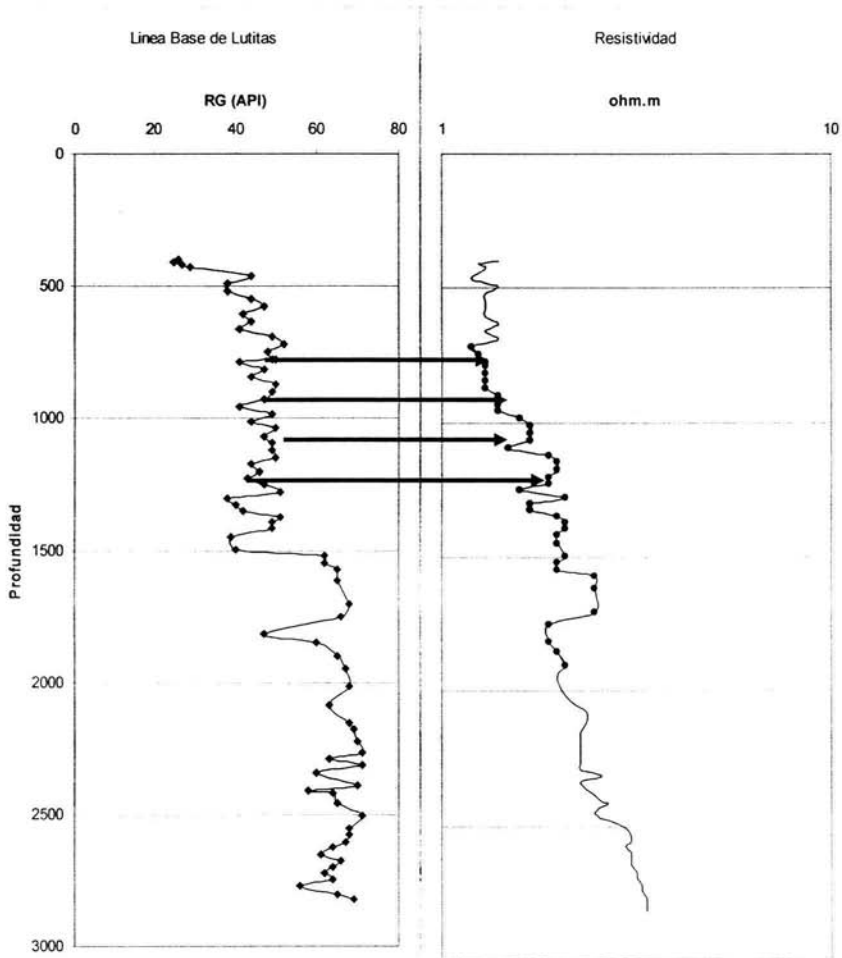


Figura 18. Correlación de los valores representativos de la compactación de la lutita del pozo Lankahuasa 2.

4.4.4. Unión de "Puntos de lutita"

Con los puntos de lutita seleccionados en el paso anterior, se procede a unirlos en escala semilogarítmica para definir el comportamiento de la porosidad en cualquiera de los dos registros. Figura 19.

4.4.5. Línea de tendencia trazada sobre la unión de puntos de lutita.

Por último se ajusta la línea de tendencia normal sobre los puntos que se unieron. Si se observa una desviación notable con respecto a la línea de tendencia normal en la gráfica de profundidad vs tiempo de tránsito o de resistividad de lutitas limpias, se dice que existe una presión anormal en uno de los intervalos de la formación.

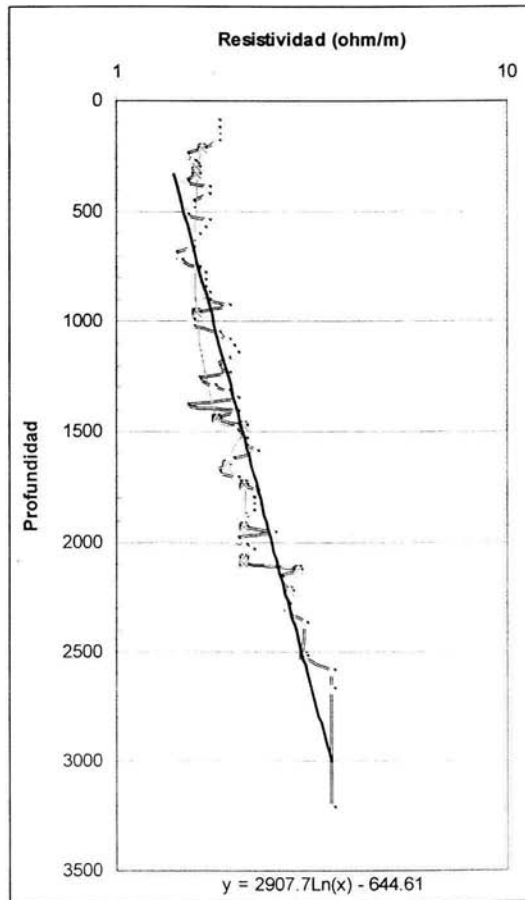


Figura 19. Tendencia Normal tomando la selección de los puntos de lutitas limpias en el registro de resistividad del pozo Lankahuasa 1

4.5. Métodos para la determinación de la Presión de formación

MÉTODO DE HOTTMAN Y JONSON

Para este método se usaron valores de tiempo de transito o resistividad, así como presiones de formaciones reales obtenidas en formaciones de Mioceno y Oligoceno de las costas de Texas y Louisiana. En las cuales las zonas bajo compactadas, denotan que los datos graficados divergen de la tendencia normal mostrando con esto una lata porosidad, provocada por una presión anormalmente alta de la formación, el procedimiento es el siguiente:

4.5.1. A partir de la unión de lecturas de lutitas limpias se procede a graficar los valores de profundidad vs tiempo de transito o resistividad de lutitas limpias.

4.5.2. Se traza una línea de tendencia normal y se extrapola hasta la profundidad total del pozo.

4.5.3. A la profundidad de interés, sobre el eje de las abscisas, se marca el valor de la lectura en la traza del registro geofísico (t_{lu} o R_o) ya sea tiempo de transito o resistividad, así como el valor que se tiene en la línea de tendencia normal (t_{luN} o R_{on}).

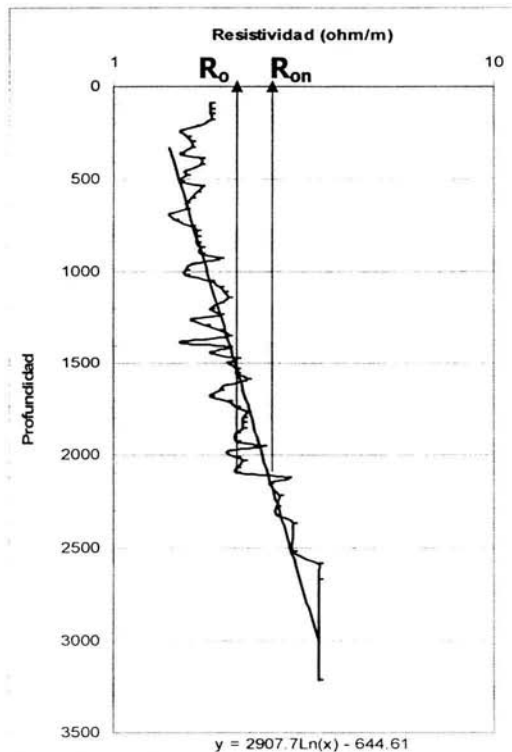


Figura 20. Valores extrapolados de R_o y R_{on}

4.5.4. Se obtiene el valor de la relación de resistividades (R_o/R_n) Lutitas entre los valores reales del registro y los valores leídos de la línea de tendencia normal extrapolada o si se cuenta con el registro de sónico de porosidad se calcula la diferencia entre los valores de lecturas del tiempo de tránsito ($t_{un}-t_{iu}$)

$$\Delta t = t_{iu}-t_{un} \dots\dots 4.11$$

4.5.5. Con el valor obtenido en le punto anterior entrar la correlación de Hottman y Jonson (figuras 21 y 22) y se determina el gradiente de presión de poro. Para cualquier de los datos de registros que tomemos, se obtuvieron las siguientes correlaciones:

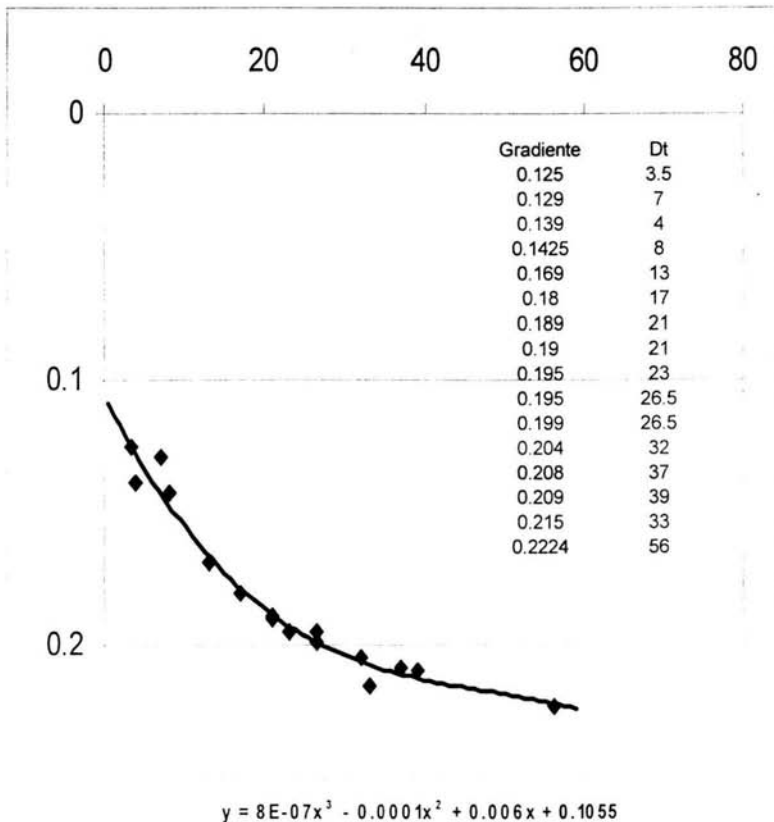


Figura 21. Correlación de Hottman & Johnson para el Tiempo de tránsito de las lutitas.

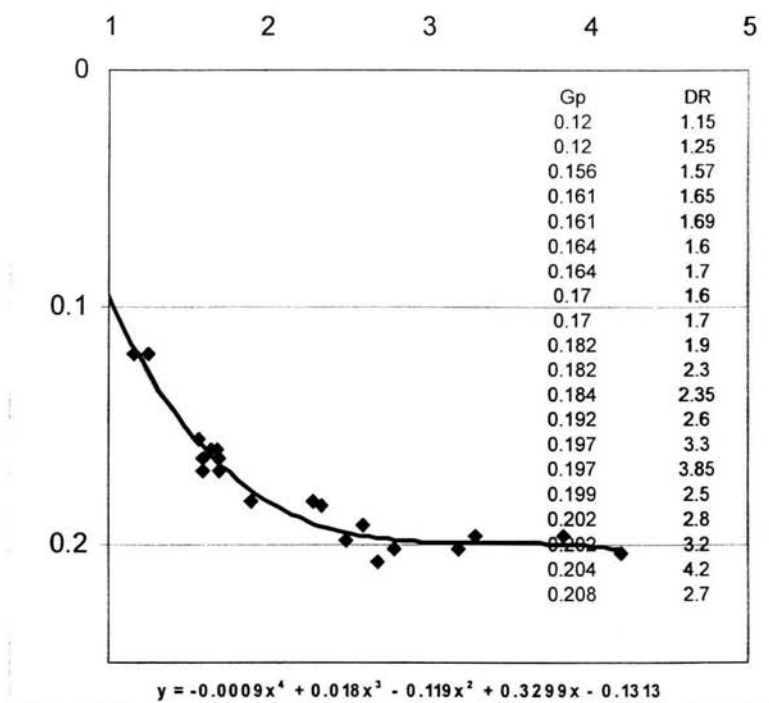


Figura 22. Correlación de Hottman & Johnson para las resistividades de lutita.

4.5.6 Por ultimo el gradiente de presión o de poro obtenido en el punto anterior se multiplica por la profundidad en los puntos de interés para obtener el valor de la presión de poro en el punto de interés.

METODO DE FOSTER Y WHALEN O DE PROFUNDIDAD EQUIVALENTE

El siguiente método se basa en el principio que establece que formaciones con el mismo valor de la propiedad dependiente de la porosidad (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, etc.) se encuentran bajo el mismo esfuerzo efectivo σ , el método utilizado se explica a continuación:

4.5.7 A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias se procede a graficar los valores de profundidad vs tiempo de tránsito o resistividad de las lutitas limpias. (figura 19)

4.5.8 se traza una línea de tendencia normal y se extrapola hasta la profundidad del pozo. (figura 20)

4.5.9 A la profundidad de interés D, leer el valor extrapolado $t_{lu,n}$ y t_{lu} . Posteriormente, de la línea observada se traza una línea vertical hacia arriba hasta interceptar la línea de tendencia normal y se lee la profundidad correspondiente D_n . (figura 23).

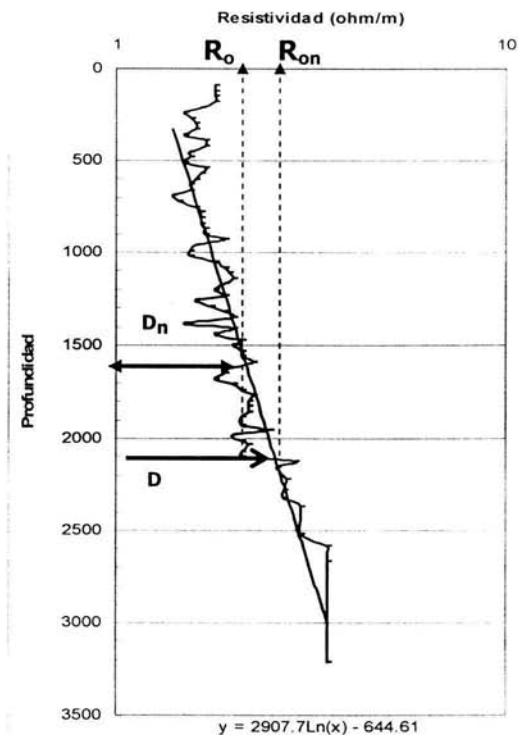


Figura 23. Obtención de la profundidad D_n para la cual nos interesa conocer la presión de formación.

4.5.10 Se calcula el esfuerzo efectivo a la profundidad de interés:

$$\sigma_{v(D)} = \sigma_{v(D_n)} = \sigma_{ab(D_n)} - P_{f(D_n)} \quad \dots 4.12$$

$$P_{f(D_n)} = \frac{(\rho_{FF} * D_n)}{10} \quad \dots 4.13$$

Donde ρ_{FF} es la densidad del fluido de formación en la zona de presión de poro normal, que se considera aproximadamente igual a 1.03 gr/cm^3 , cuando no se tiene información de la densidad del agua de formación ya sea de análisis de núcleos o con los pozos de correlación.

4.5.11 Por ultimo se calcula la presión de formación a la profundidad de interés.

METODO DE EATON

El método de Eaton resta basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal. Eaton utilizo una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presión de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los valores de observados y los obtenidos de la tendencia normal de extrapolada. Para este método se utilizan los siguientes pasos:

- 4.5.12 A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias se procede a graficar los valores de profundidad vs tiempo de transito o resistividad de las lutitas limpias. (figura 23)
- 4.5.13 se traza una línea de tendencia normal y se extrapola hasta la profundidad del pozo. (figura 23)
- 4.5.14 A la profundidad de interés D, leer los valores de tiempo de transito de la tendencia normal t_{lu} y la tendencia observada t_{lu} y la profundidad equivalente al mismo tiempo de transito observado D_n .
- 4.5.15 Se calcula la presión de formación a la profundidad de interés D, dependiendo del registro que se tenga, de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

Con el registro Sónico:

$$P_{f(D)} = \sigma_{ob(D)} - \left[(\sigma_{ob(D)} - P_{f(D_n)}) * \left(\frac{t_{lu}}{t_{lu}} \right)^{3.0} \right] \dots 4.14$$

Con el registro de Resistividad:

$$P_{f(D)} = \sigma_{ob(D)} - \left[(\sigma_{ob(D)} - P_{f(D_n)}) * \left(\frac{R_o}{R_{an}} \right)^{1.2} \right] \dots 4.15$$

Con el registro de Conductividad:

$$P_{f(D)} = \sigma_{ob(D)} - \left[(\sigma_{ob(D)} - P_{f(D_n)}) * \left(\frac{C_{an}}{C_o} \right)^{1.2} \right] \dots 4.16$$

Aun cuando el método de Eaton esta basado en datos de áreas geológicas diferentes a las perforadas en México, es el más preciso y sencillo de utilizar siempre y cuando se tengan los datos requeridos.

METODO DE EXPONENTE "d" y "d_{mod}"

En 1966 Jorden y Shirley desarrollaron una técnica para detectar presiones anormales basada en la interpretación de los datos del comportamiento de la perforación, especialmente sobre el ritmo de penetración R el cual depende principalmente de la presión diferencial y otros efectos como el peso sobre la barrena (w), las revoluciones por minuto de la mesa rotaria (N) y el diámetro de la barrena (d_b) a través del cálculo del exponente "d", definido como:

$$d_{\text{exp}} = \frac{\log\left(\frac{R}{60(N)}\right)}{\log\left(\frac{12(W)}{1000(d_b)}\right)} \dots 4.17$$

Donde:

- R es el ritmo de penetración (ft/hr)
- N es la velocidad de la rotaria (rpm)
- W peso sobre la barrena (*cada 1000 lb)
- d_b diámetro de la barrena

Para esta técnica ($R/60N$) es menor que la unidad y el valor absoluto de $\log(R/60N)$ varía inversamente con R . Por eso, el exponente "d" varía inversamente con la velocidad de penetración.

La grafica del exponente "d" contra profundidad define una tendencia (inclinación de la pendiente) a medida que se perforan secciones con presiones normales. La tendencia del exponente cambia de dirección cuando se encuentran presiones anormales y la presión diferencial disminuye.

El exponente "d" varía inversamente con el ritmo de penetración. La tendencia normal para cada barrena usada en zonas normalmente compactadas es de un aumento gradual con respecto a la profundidad. El comportamiento del exponente "d" en zonas anormales es característica por su disminución con respecto a la tendencia normal.

Uno de los factores que, más afecta el exponente "d" es la presión diferencial o sobrebalance mayor de 500 (lb/pg₂). Debido a estos cambios de la densidad de lodo para lo cual REM y McClelland propusieron un método para eliminar este efecto de sobrebalance, que consiste en corregir al exponente "d" multiplicándolo por la relación entre el peso de la columna normal sobre el peso del lodo por encima del peso normal que sostiene la formación. Este parámetro modificado es conocido como el exponente "d_{mod}" y se define como:

$$d_{\text{mod}} = d_{\text{exp}} \left(\frac{\rho_n}{\rho_e} \right) \dots 4.18$$

ρ_n es el peso del lodo a una densidad equivalente a la presión normal de poro.
 ρ_e es la densidad equivalente de circulación de lodo en la barrena, mientras se perfora.

Las graficas de los exponentes "d" y "d_{mod}" contra profundidad son bastantes similares, pero esta ultima, la zona bajo compactada se manifiesta con mas claridad.

La utilización de exponentes tiene algunas desventajas. Las más sobresalientes son:

- Los cálculos deben hacerse cada metro
- No se consideran parámetros que afectan al ritmo de penetración
- La construcción de la grafica consume mucho tiempo
- Se recomienda utilizar otros parámetros

Basados en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal, el método del exponente "d" consiste en los siguientes pasos.

4.5.16 Calcular el exponente "d" y "d_{mod}" durante la perforación de lutitas. Los datos de perforación obtenidos en formaciones que no sean lutitas deben eliminarse.

4.5.17 Se grafican los valores de profundidad vs el exponente "d_{mod}"

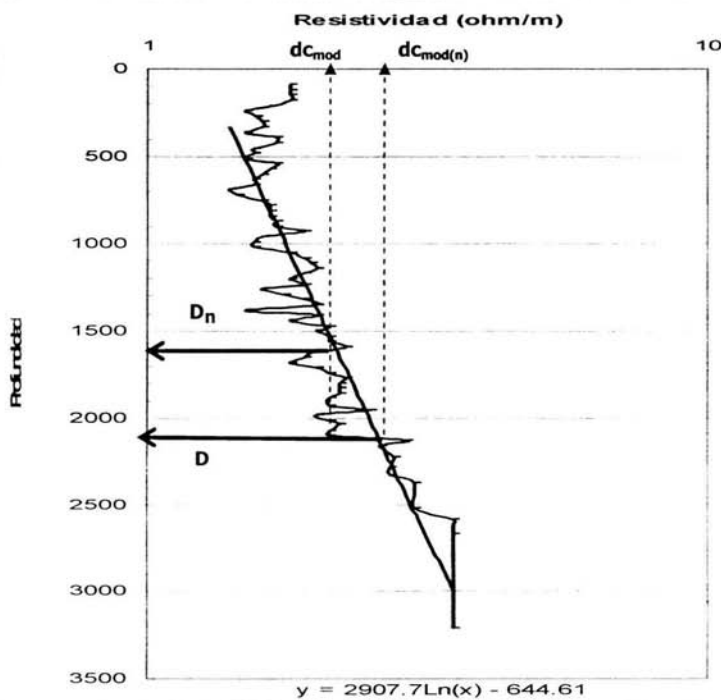


Figura 24. Determinación del exponente $d_{c_{mod}}$

4.5.18 Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea clara) en la Figura 24.

4.5.19 A la profundidad de interés D se registran los valores del exponente "d_{mod}", y para la tendencia normal también se registra el valor de "d_{mod(n)}". Además, para el valor de "d_{mod}" se lee la profundidad correspondiente, en la zona de presión anormal D_n.

4.5.20 Por último, calcular la presión de poro a la profundidad de interés D, usando la ecuación de Eaton que se muestra a continuación:

$$P_{P(D)} = \sigma_{ob(D)} - \left[\left(\sigma_{ob(D)} - P_{P(Dn)} \right) * \left(\frac{dc_{mod}}{dc_{mod(n)}} \right)^{1.2} \right] \quad \dots 4.19$$

4.6 ESTADO DEL ARTE PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA

Dentro de la literatura encontramos que esta es la necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca, así mismo es la presión a la cual se presenta una falla mecánica de una formación, originando pérdida de lodo hacia la misma. Para determinar esta presión se utilizan principalmente la presión de poro y el esfuerzo de sobrecarga, manejando datos reales obtenidos de la perforación y terminación del pozo que se está analizando, para esto se encuentran veintidós diferentes métodos que determinan dicha presión, apoyados en diferentes artículos. En su desarrollo y aplicación se encontraron similitudes, de acuerdo a estas se agruparon en cuatro categorías, basándose en sus principios de solución de cada método, así tenemos:

ESFUERZO MINIMO	ESFUERZO TANGENCIAL	MECÁNICA DE LA FRACTURA	DIRECTOS
	<p>FRACTURAS IMPERMEABLES</p> <p>-Hubbert & Willis -Matthews & Keily -Pennebaker -Christman -Pilkington -Eaton -Daget & Parigot -Daines -Brennan & Annis -Simmons & Rau -Zamora -Holbrook, Maggiore & Henslev</p>	<p>FRACTURAS COMPLETAMENTE PRESIONADAS</p> <p>-Abou-Sayed, -Brechtel & Clinton.</p> <p>CUALQUIER PERFIL DE PRESION DE FRACTURA</p> <p>-Rummel</p>	<p>PROFUNDIDAD</p> <p>-Belloti-& Giacca -Rocha & Burgoyne -Barrer & Word</p> <p>PROFUNDIDAD & PRESION DE PORO</p> <p>-Breckels & Van Eekelen</p> <p>PRESION DE PORO</p> <p>-Salz</p>
	<p>FRACTURAS PERMEABLES</p> <p>-Hubbert & Willis Anderson, Ingram & Zanier Aadnoy & Larsen</p> <p>-Haimson & Fairhurst</p> <p>-Belloti_ & Giacca</p>		

Tabla 4.2 Métodos clasificados dados a conocer para la estimación del gradiente de fractura de Formación.

- Métodos del Esfuerzo Mínimo (con fracturas largas)
- Métodos del Esfuerzo Tangencial (con fracturas cortas)
- Métodos de la Mecánica de la Fractura (con fracturas muy largas)
- Métodos Directos

Algunas características y descripciones de los métodos en la tabla anterior serán mencionados. Los métodos del esfuerzo mínimo suponen que se originarán altas pérdidas de lodo de perforación en el momento que la presión iguale el valor del esfuerzo in-situ mínimo que se circula en la operación.

Los métodos del esfuerzo tangencial se basan en la solución analítica de los esfuerzos alrededor del agujero. Dichos métodos predicen altas pérdidas de circulación en el momento que la presión en el agujero origina que el esfuerzo tangencial mínimo a lo largo de la pared del agujero sea igual a la resistencia a la tensión de la roca que sea manejada.

Así con estos conceptos se supone que el agujero tiene fracturas y el término de la resistencia a la tensión se descarta dándonos como resultado eliminar el tener que suponer una resistencia a la tensión, haciendo más realista el modelo de gradiente de fractura.

Los métodos del esfuerzo tangencial se dividen en dos categorías:

- Cuando las fracturas son permeables.
- Cuando son impermeables estas se cierran.

Los métodos directos correlacionan directamente el gradiente de fractura de formación con diferentes parámetros como la profundidad o el gradiente de presión de formación.

4.6.1 METODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA DE FORMACIÓN.

MÉTODO DE HUBBERT Y WILLIS

Los autores de este método determinaron que el gradiente de presión de fractura de formación esta en función de la presión de poro, presión de sobrecarga y la relación que existe entre el esfuerzo horizontal y el esfuerzo vertical.

Así como la presión total de formación o presión total de sobrecarga que es el peso de los materiales que se ejerce en un punto determinado en la profundidad de la tierra. Esta presión se debe al peso de las rocas junto con los fluidos que contienen a la suma de la presión del fluido y el esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca.

$$\sigma_{oh} = P_f + \sigma_v \dots\dots\dots 4.20$$

La presión de fractura de formación es la suma de la presión de formación y el mínimo esfuerzo principal al que se somete la roca.

$$P_{ff} = P_f + \sigma_{min} \dots\dots\dots 4.21$$

En esta ecuación, bajo condiciones de fallamiento normal, se tiene que el mínimo esfuerzo principal es horizontal teniendo un valor que varía 1/3 y 1/2 del esfuerzo vertical que soporta la roca, expresada como:

$$\sigma_{min} \cong \sigma_H \cong [(1/3) \rightarrow (1/2)]\sigma_v \dots\dots\dots 4.22$$

El esfuerzo vertical que soporta la roca se representa como la diferencia entre el esfuerzo de sobrecarga y la presión de formación. La ecuación anterior se puede representar como:

$$\sigma_H \cong [(1/3) \rightarrow (1/2)] * (\sigma_{ob} - P_f) \dots\dots\dots 4.23$$

Sustituyendo la ecuación anterior en la ecuación de presión de fractura (4.21) y dividiendo por la profundidad, se obtiene el gradiente de presión de fractura de formación.

$$GP_{ff} = \left(\frac{P_f}{D} \right) + \left\{ (1/3 \rightarrow 1/2) \left[\frac{\sigma_{ob}}{D} - \frac{P_f}{D} \right] \right\} \dots\dots\dots 4.24$$

Por lo cual se puede estimar el gradiente mínimo y máximo de presión de fractura de acuerdo a Hubbert and Willis a través de las siguientes ecuaciones:

$$GP_{ffmin} = \frac{\left[\left(\frac{\sigma_{ob}}{D} \right) + \left(\frac{2P_f}{D} \right) \right]}{3} \dots\dots\dots 4.25$$

$$GP_{ffmax} = \frac{\left[\left(\frac{\sigma_{ob}}{D} \right) + \left(\frac{P_f}{D} \right) \right]}{2} \dots\dots\dots 4.26$$

Estos cálculos pueden presentarse en forma gráfica para obtener los gradientes en una manera más rápida. El procedimiento para utilizar esta gráfica se muestra en el siguiente ejemplo:

4.6.2 Entrar al eje de las ordenadas con el peso de lodo, requerido para controlar la presión de formación, y trazar una línea horizontal hasta interceptar la recta que representa el gradiente de presión de formación.

4.6.3 A partir de punto de intersección se extrapola en forma vertical hasta las rectas de los gradientes de presión de fractura mínima y máxima.

4.6.4 Se trazan nuevas líneas horizontales desde los puntos de intersección con los gradientes máximo y mínimo, hasta interceptar nuevamente el eje de las ordenadas para leer los valores de presión de formación y fractura.

MÉTODO DE MATTHEWS Y KELLY.

Los autores introdujeron un concepto correlacionando la relación entre el esfuerzo horizontal y vertical $F\sigma$ contra la profundidad (D) como se muestra en la Figura 25, esta gráfica reproduce la relación entre éstos esfuerzos para dos áreas en común, la costa del golfo de Texas y la costa del golfo de Louisiana.

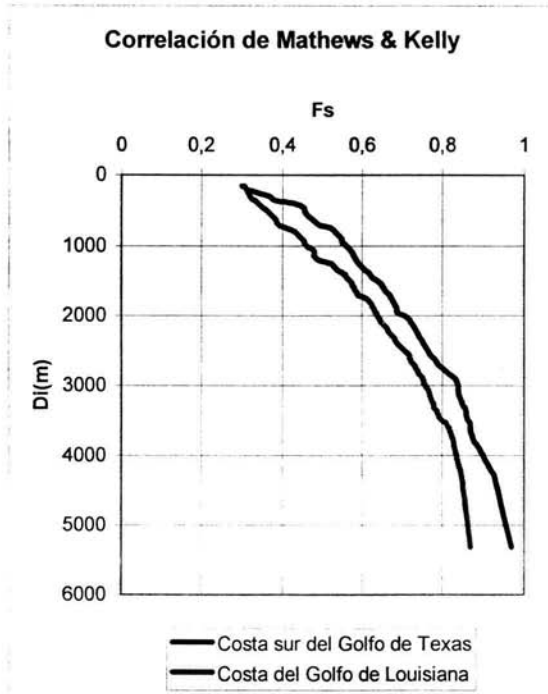


Figura 25. Grafica de la correlación de esfuerzo matricial para formaciones con presiones normal

Mathews y Kelly reemplazaron la acepción del esfuerzo mínimo de la ecuación 4.22 por la relación entre el esfuerzo horizontal y vertical $F\sigma$.

$$\sigma_{min} = F_{\sigma} \sigma_v \dots\dots\dots 4.26$$

Para simplificar consideraron un esfuerzo de sobrecarga de 1.0 [psi/ft] y un gradiente normal de presión de formación de 0.465 [psi/ft]. El procedimiento para determinar el gradiente de presión de fractura es el siguiente:

4.6.5 Obtener el valor de la presión de formación

4.6.6 Determinar el valor del esfuerzo vertical efectivo a la profundidad de interés por medio de la siguiente ecuación:

$$\sigma_{v(L_m)} = \sigma_{ob(L_m)} - P_{f(L_m)} = D_i - 0.465 D_i \dots\dots\dots 4.27$$

$$\sigma_{v(L_m)} = 0.533 D_i \dots\dots\dots 4.28$$

4.6.7 Se determina la profundidad D_i para la cual la presión de formación normal tiene un esfuerzo vertical a cualquier profundidad como se muestra en la siguiente ecuación:

$$D_i = \left(\frac{\sigma_v}{0.535} \right) = \left(\frac{\sigma_{ob} - P_f}{0.535} \right) = \left(\frac{D - P_f}{0.535} \right) \dots\dots\dots 4.29$$

4.6.8 Ya Con el valor calculado de D_i , entrar a la grafica 25 para determinar el valor de la relación de esfuerzos (F_σ).

4.6.9 Ya que se determinó el valor de (F_σ) se calcula el esfuerzo mínimo matricial:

$$\sigma_{min} = F_\sigma \sigma_v = F_\sigma (\sigma_{ob} - P_f) \dots\dots\dots 4.30$$

4.6.10 Por último se determina la presión de fractura de la formación con la siguiente fórmula:

$$P_{ff} = \sigma_{min} + P_f = [F_\sigma (\sigma_{ob} - P_f)] + P_f \dots\dots\dots 4.31$$

4.6.11 Expresando la presión de fractura en forma de gradiente:

$$GP_{ff} = \left[\left(\frac{\sigma_{min}}{D} \right) + \left(\frac{P_f}{D} \right) \right] = \left[\frac{F_\sigma (\sigma_{ob} - P_f)}{D} + \left(\frac{P_f}{D} \right) \right] \dots\dots\dots 4.32$$

CORRELACIÓN DE PENNEBAKER

Pennebaker se enfocó en la predicción de presión de fractura a partir del tiempo de tránsito, determinándolo a través de su velocidad para diversos intervalos de registros sísmicos. Esta correlación es similar a la correlación de Matthews and Kelly, en esta la ecuación 4.22 es usada para calcular el mínimo esfuerzo matricial.

$$\sigma_{min} = F_\sigma \sigma_v \dots\dots\dots 4.33$$

Pennebaker llamó al coeficiente ($F\sigma$) la relación de esfuerzo efectivo, correlacionando esta relación con la profundidad, sin tomar en cuenta el gradiente de presión de formación.

De este modo, la profundidad total de la formación es usada en la correlación de Pennebaker para obtener el coeficiente ($F\sigma$), lo cual se muestra en la Figura 26 .

Pennebaker intentó generalizar su método incluyéndole diferentes edades geológicas y litologías. Supuso que la tendencia normal de compactación del tiempo de tránsito para todas las rocas seguía la misma pendiente cuando ésta era graficada en escala doble logarítmica contra la profundidad. Un cambio en la edad geológica y/o litología, causaría simplemente que la tendencia normal tuviera un cambio lateral paralelo al eje del tiempo de tránsito.

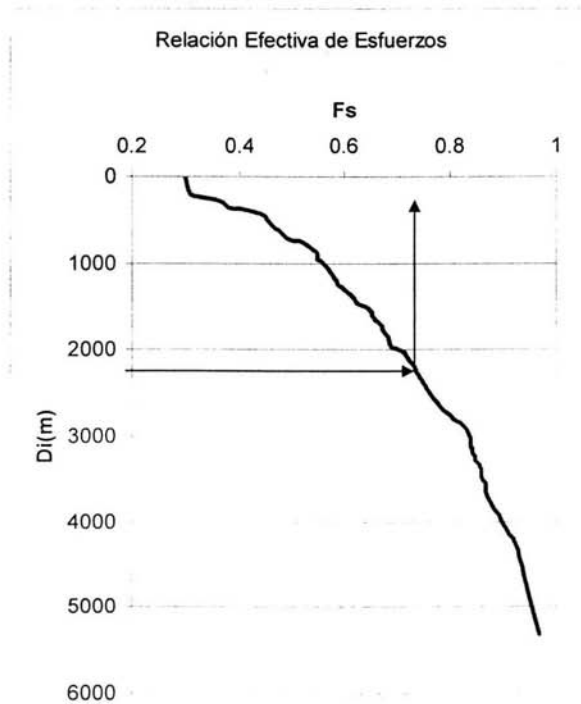


Figura 26. Correlación de Pennebaker para la relación de esfuerzo efectivo

Por lo que no asumió un valor constante del esfuerzo de sobrecarga (σ_{sh}) y desarrollo la correlación mostrada en la figura 26, para determinar este parámetro. El efecto de la edad geológica sobre el esfuerzo de sobrecarga es tomado de una familia de curvas para varias profundidades en las cuales el tiempo de tránsito es de $100 \mu s / ft$ derivado de sísmica o registros sísmicos.

El procedimiento para utilizar este método es el siguiente:

4.6.12 Obtener el valor de la Presión de Formación.

4.6.13 A la profundidad de interés Di se obtiene el valor de la relación de esfuerzo efectivo, con la correlación mostrada en la figura 26.

4.6.14 Con la misma profundidad de interés Di y utilizando la correlación del promedio de sobrecarga que indican los perfiles sísmicos, se obtiene el gradiente de sobrecarga a esa profundidad de interés.

4.6.15 Se calcula el valor del esfuerzo mínimo matricial con la siguiente ecuación:

$$\sigma_{min} = F_{\sigma} \sigma_v = F_{\sigma} (\sigma_{ob} - P_f) \dots\dots\dots 4.34$$

4.6.16 El gradiente de presión de fractura se obtiene con la ecuación 4.22.

$$P_{ff} = \frac{\sigma_{min}}{D} + \frac{P_f}{D} \dots\dots\dots 4.35$$

METODO DE EATON

Esta Técnica se basa en los trabajos desarrollados por Hubbert y Willis. Tomando en cuenta las propiedades elásticas de las rocas, se ha encontrado que, por medio de la relación de Poisson, los esfuerzos vertical y horizontal soportados por la roca se pueden relacionar por medio de la siguiente expresión:

$$\sigma_H = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) * \sigma_v \dots\dots\dots 4.36$$

la presión de fractura puede definirse aproximadamente por medio de la ecuación 4.21, y con el apoyo de la ecuación anterior, la presión de fractura se puede expresar como:

$$P_{ff} = P_f + \left[\left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) * \sigma_v \right] \dots\dots\dots 4.37$$

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

$$FPG = \left(\frac{P_f}{D} \right) + \left[\left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) * \frac{\sigma_v}{D} \right] \dots\dots\dots 4.38$$

La cual se conoce como la ecuación del gradiente de fractura de Eaton, y en el cual se observa que el gradiente de presión de fractura es función de la relación de Poisson, de la presión de formación y de la presión de sobrecarga, que son considerados a diferencia de los métodos anteriores, como variables con respecto a la profundidad. Se observa además, que la ecuación presentada por Eaton es similar a la de Matthews y Kelly.

$$\frac{\nu}{1-\nu} = \frac{\left[\frac{FPG - P_f}{D} \right]}{\left[\frac{S - P_f}{D} \right]} \dots\dots\dots 5.39$$

CORRELACIÓN DE CRISTMAN

Describió dos técnicas que había desarrollado para predecir relaciones de esfuerzos con datos de pozos de correlación. Una propuesta era una relación de esfuerzos contra profundidad del tipo de la de Pennebaker. Sin embargo, él también señaló los buenos resultados al tomar la dependencia entre la relación de esfuerzos con la densidad.

En la correlación de Christman en la figura se observa que la densidad de los sedimentos tiende a incrementarse conforme se incrementa la profundidad, el esfuerzo de sobrecarga y la edad geológica. Todas las variables que aparecen en el sistema afectan al gradiente de presión de Fractura.

Descripción del método:

4.6.17 Obtener el valor de la presión de formación.

4.6.18 Calcular el valor de la porosidad promedio a la profundidad de interés D_i , con la siguiente ecuación:

$$\phi = \phi_o e^{-KD_i} \dots\dots\dots 4.40$$

4.6.19 Con el valor de la porosidad media del inciso anterior, se obtiene el valor de la densidad promedio de la formación a la profundidad de interés, con la ecuación:

$$\rho_b = (\rho_f x \phi) + [\rho_g x (1 - \phi)] \dots\dots\dots 4.41$$

4.6.20 A la profundidad de interés D_i , que se cuneta con la densidad promedio de la formación se obtiene el valor de la relación de esfuerzo efectivo ($F\sigma$), con la correlación mostrada en la Figura .

4.6.21 Se calcula el valor del esfuerzo mínimo matricial con la siguiente ecuación:

$$\sigma_{min} = F_{\sigma} \sigma_v = F_{\sigma} (\sigma_{oh} - P_f) \dots\dots\dots 4.42$$

4.6.22 El gradiente de presión de fractura se obtiene con la ecuación 4-18

$$P_f = \frac{\sigma_{min}}{D} + \frac{P_f}{D} \dots\dots\dots 4.43$$

5. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

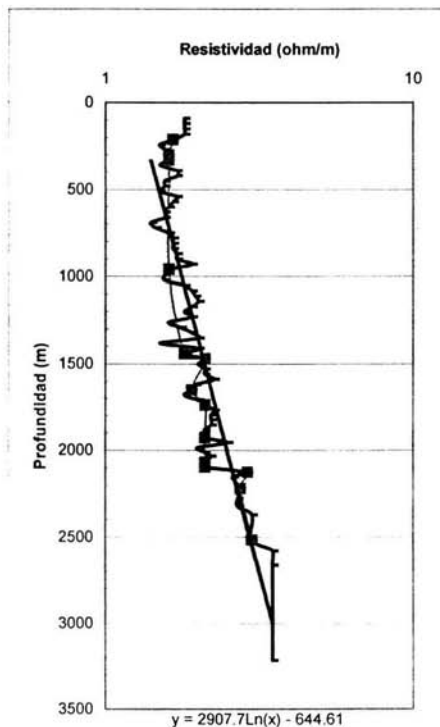
POZO LANKAHUASA # 1

Al desarrollar los métodos, la información junto con los datos obtenidos de registros geofísicos fueron los pilares para el desarrollo de esta parte de la tesis.

Para los métodos a emplear, los datos importantes a manejar de los registros geofísicos fueron los de Resistividad .

Respecto a las Resistividades recabadas nos mostraron las diferentes variaciones de los valores con respecto a la profundidad de los sedimentos.

Después se procedió a la graficación de los valores de Resistividad contra la profundidad para así poder ajustar una curva para determinar el comportamiento de la compactación y detectar los intervalos de la formación en donde existen presiones anormales .



Ya identificados nuestros puntos donde existían presiones anormales se procedió a el cálculo de los métodos mencionados a continuación.

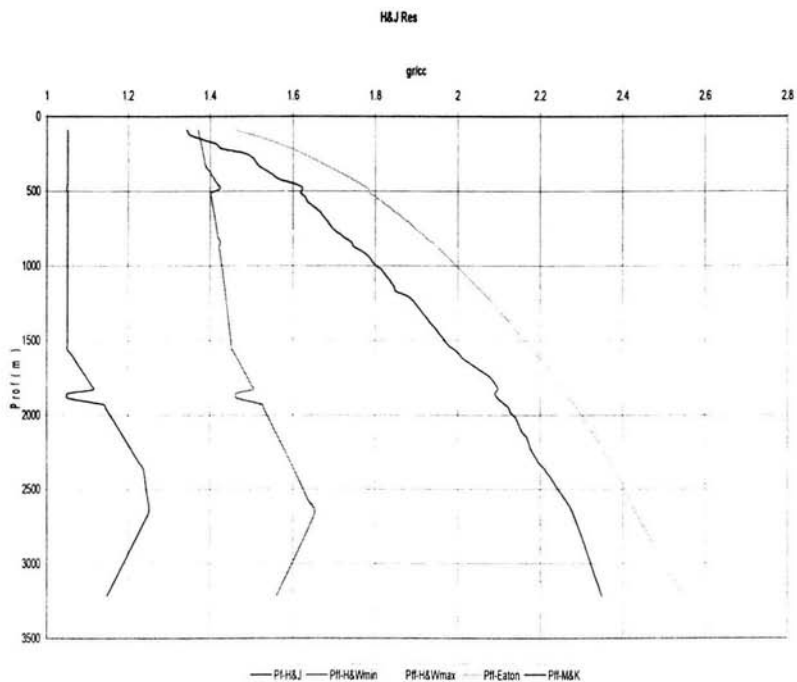
Se emplearon tres métodos para el cálculo de la Presión de Formación que fueron:

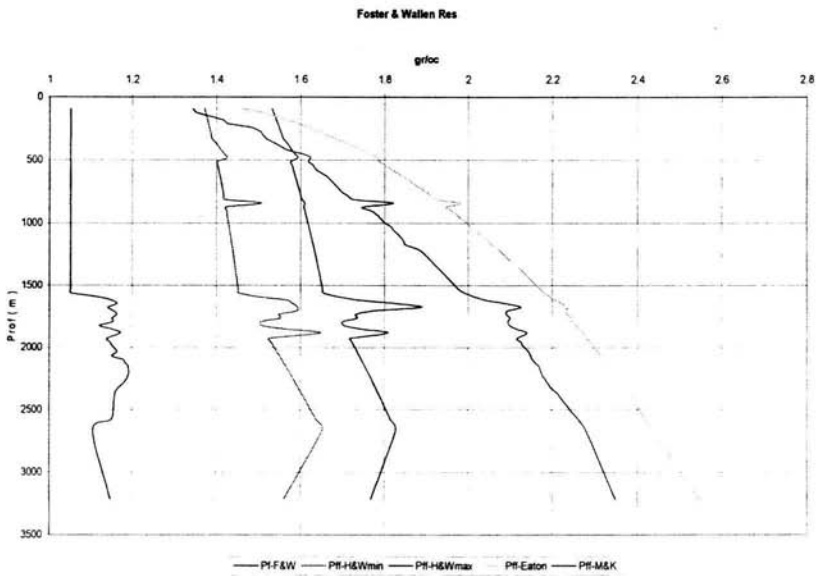
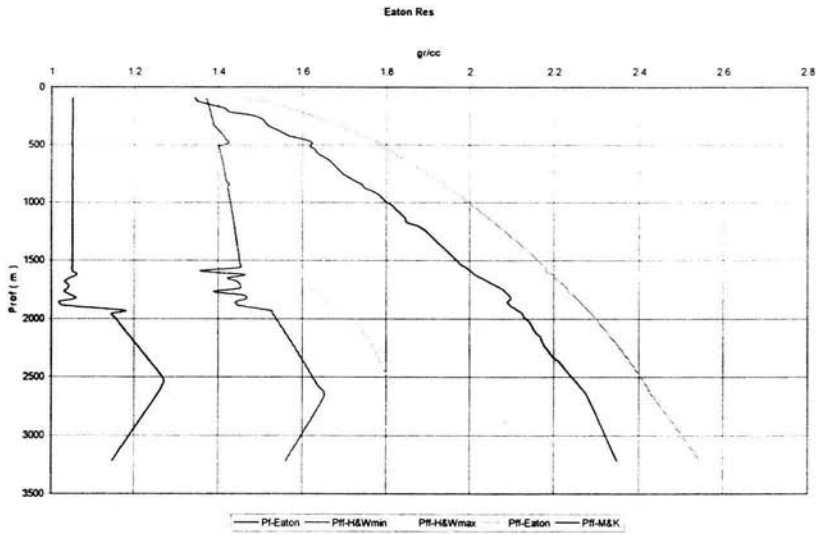
Hottman & Johnson, Foster & Whalen y por ultimo Eaton.

Para el cálculo de la Presión de Fractura de Formación se utilizaron estos tres métodos: Mathews & Kelly, Hubert & Willis y al final Eaton.

A continuación se muestran las gráficas del desarrollo de los métodos, cada uno se calculó con su presión de formación y sus tres correspondientes métodos de presión de fractura de la formación.

Se presentan las gráficas de Resistividad.

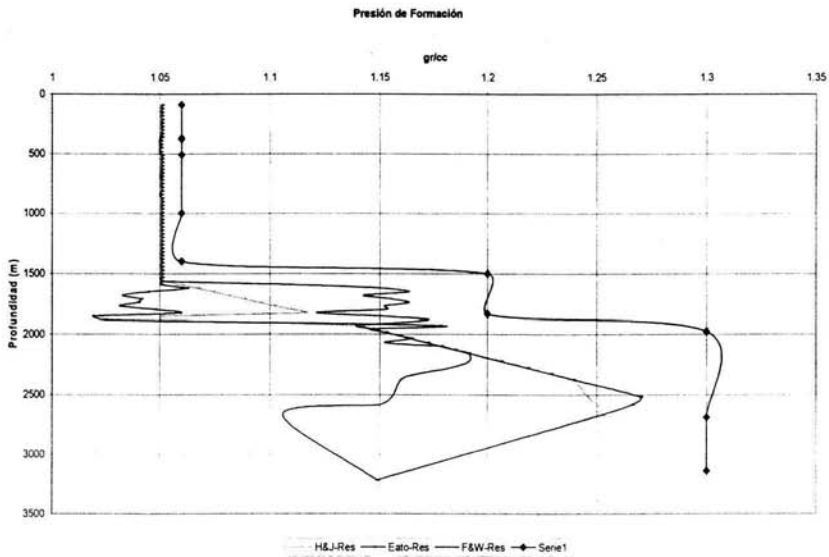




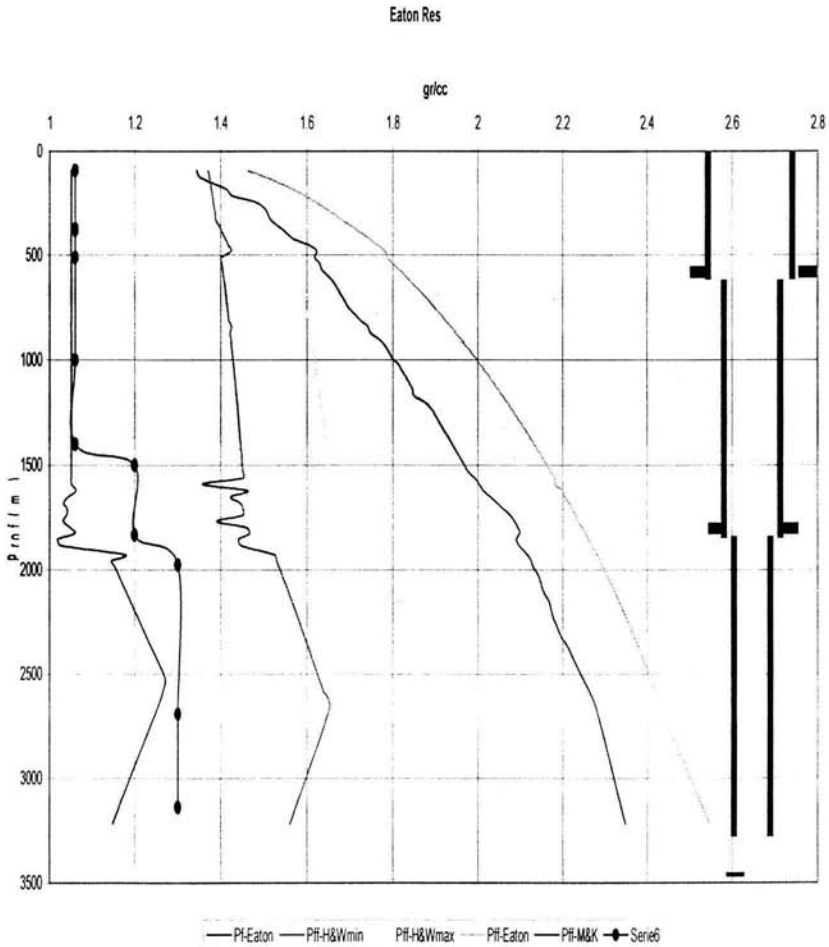
Como paso siguiente se compararon los resultados de las gráficas en lo que respecta a la presión de formación contra la historia de la perforación del pozo Lankahuasa # 1.

Al comparar los Gradientes de Presión de Formación con las densidades de los lodos manejados realmente, nos arrojaron resultados acorde a nuestra historia del pozo.

Se puede observar en la siguiente gráfica los métodos de presión de Formación y los valores de lodos utilizados realmente para así analizar y poder obtener nuestros resultados.



De esta forma podemos determinar que el método más aproximado a la historia del pozo Lankahuasa #1 teniendo en cuenta los datos de lutitas limpias de los registros geofísicos es el de Eaton en su aplicación para Resistividad. Se muestra también el asentamiento de las tuberías de revestimiento que concuerdan de la misma manera con los especificados en la historia de perforación de dicho pozo.



Podemos concluir:

- Que a la presión de formación esta vinculada con las propiedades que dependen de la compactación de las Lutitas, por tal motivo los métodos empleados para estos cálculos van de la mano con las Resistividades, los cuáles fueron extraídos de datos de registros geofísicos tomados directamente de el pozo lankahuasa # 1.

- El resultado fue un método que aplicó datos de resistividad que al compararla con los resultados reales de la historia de la perforación del pozo se aproximan de una manera creíble y satisfactoria.

- En la historia de la perforación del pozo no se encontraron grandes pérdidas del fluido de perforación, solo se hace la mención de pérdidas de menor magnitud, por lo cual no nos indicaron alguna fractura en la formación.

- Algo importante que se tuvo en consideración fue que al leer la historia de la perforación del pozo se tuviera en cuenta si se había realizado alguna prueba de Lick-off a la zapata para así poder determinar la presión de fractura de la formación y tenerla como referencia de ajuste y comparación a la hora de haber obtenido los resultados de dichas presiones calculadas por los métodos, así concluimos que se pueden emplear estos métodos dando una posibilidad de gran alcance a la hora de aplicarlos para la perforación y planeación de un nuevo pozo que este dentro de el campo petrolero Lankahuasa.

- Se ajustaron en minoría los datos de las gráficas de los valores de los gradientes, para así poder aproximar y detallar los resultados.

- Al utilizar estos métodos con un criterio de análisis se pueden consecuentemente apoyar en la mejora del diseño y la planeación de los pozos a perforar.

-El asentamiento de las tuberías de revestimiento reales concordaron con las gráficas de los métodos, las profundidades de la gráfica señaladas de cuidado por las presiones anormales, fueron aisladas correctamente.

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

LANKAHUASA 2

Se realizo el calculo por parte de los métodos por tres métodos de Presión de Formación y de igual forma el gradiente de fractura, los cuales se escogieron por ser los mas eficaces y por que se obtenía la información necesaria para su aplicación, de la misma manera para valores de tiempo de transito como para resistividad, los cuales son:

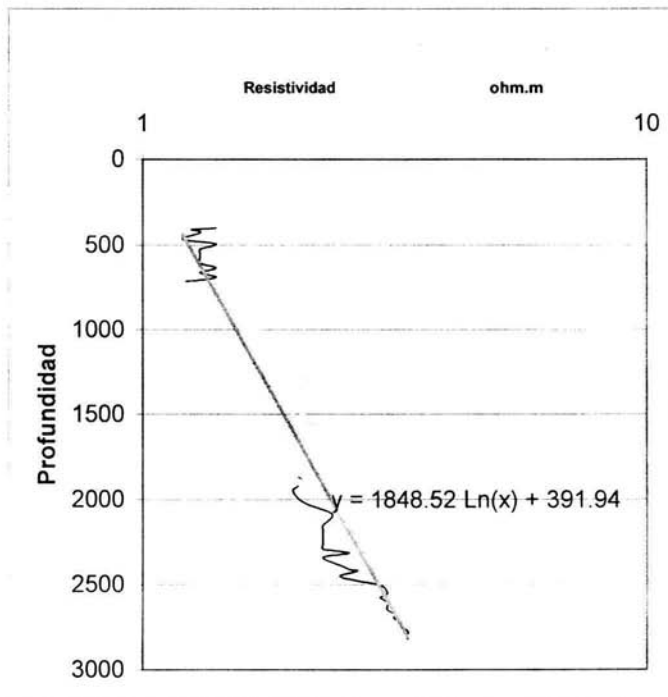
Presión de Formación

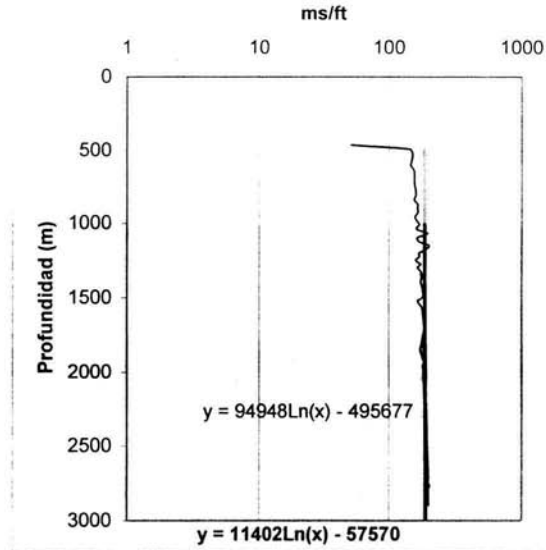
- Método de Hottman & Johnson
- Método de Foster & Whalen
- Método de Eaton

Presión de Fractura

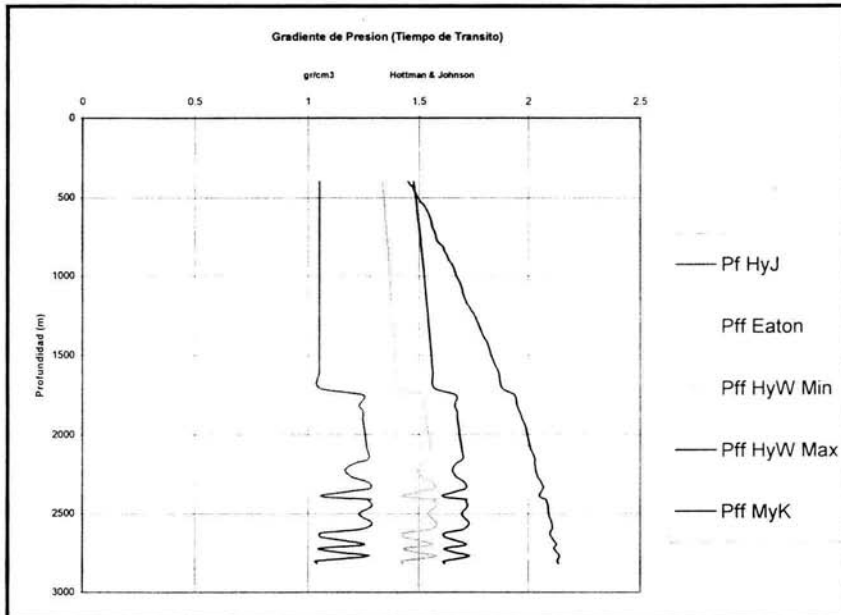
- Método de Hubert & Willis (Min. Max.)
- Método de Matthews & Kelly
- Método de Eaton

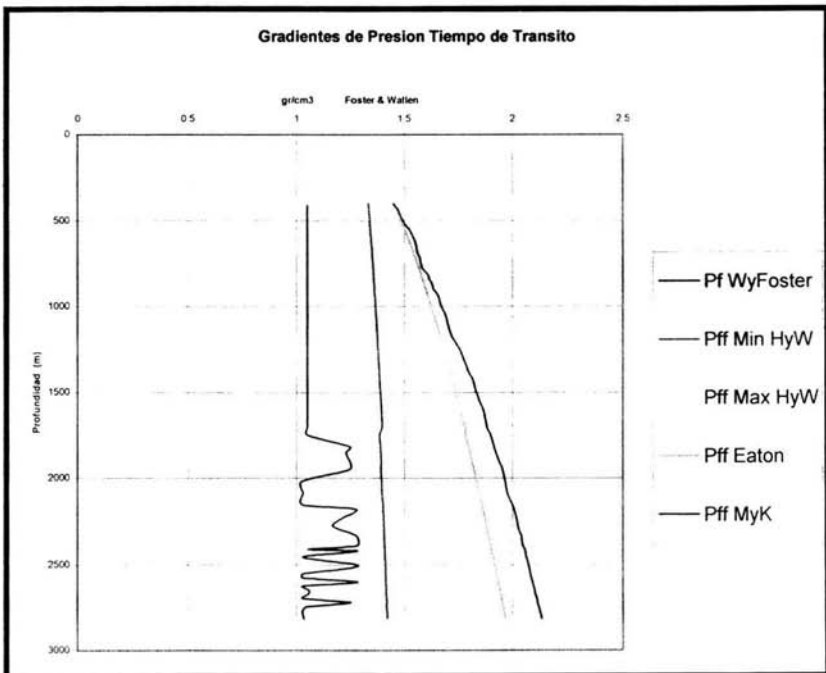
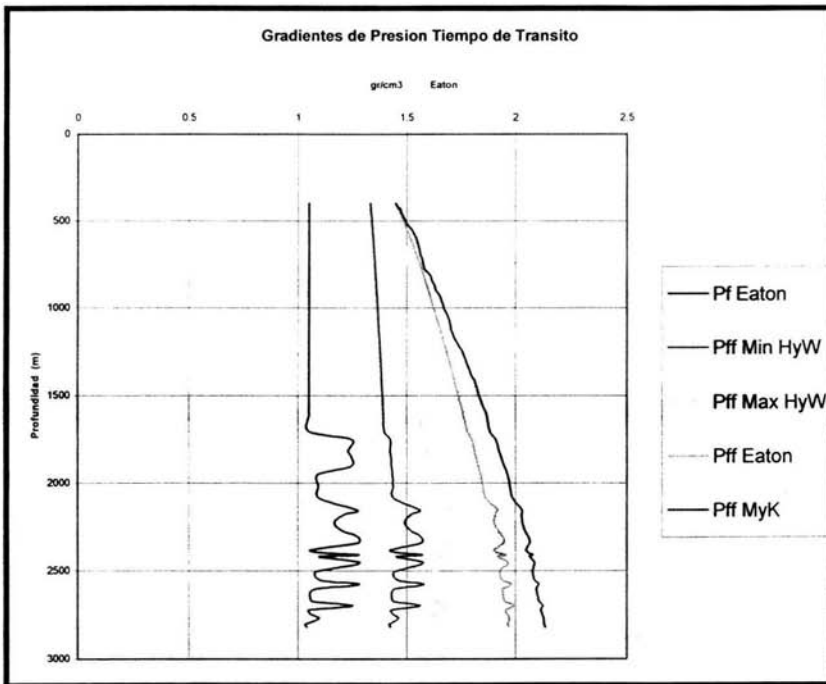
Antes de realizar cualquier cálculo de obtuvieron las graficas de compactación para cada uno de los datos de registros en tiempo de transito y resistividades, se realizaron varias pruebas de compactación para encontrar la que se ajustara mas a la historia del pozo resultante:

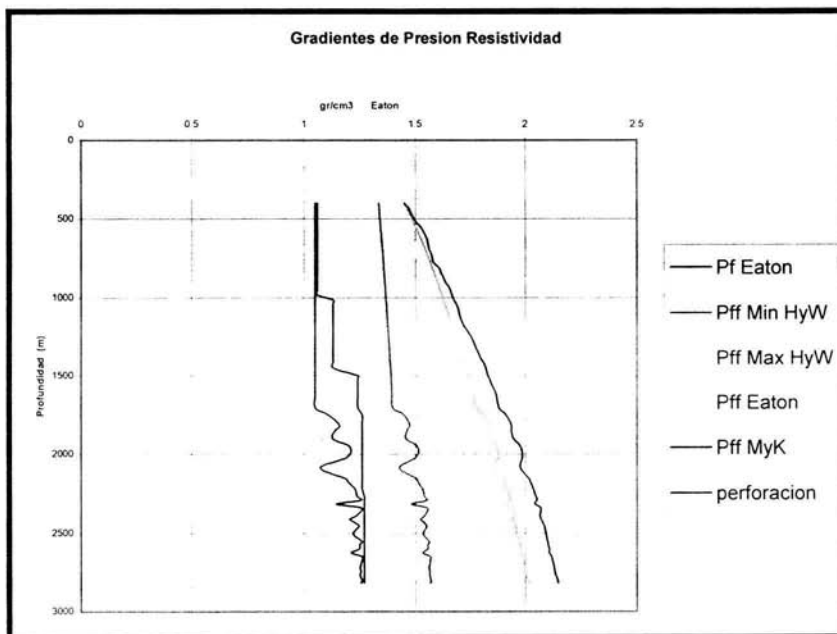
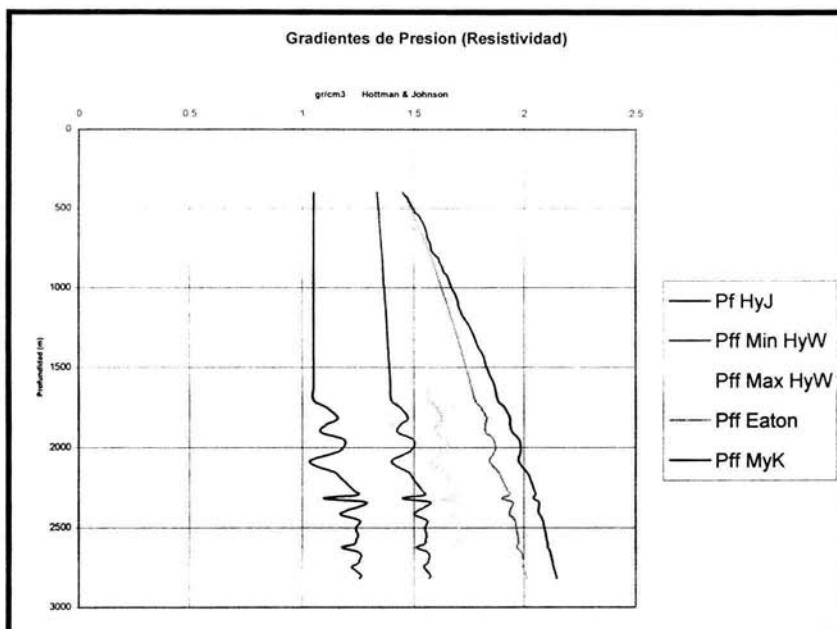


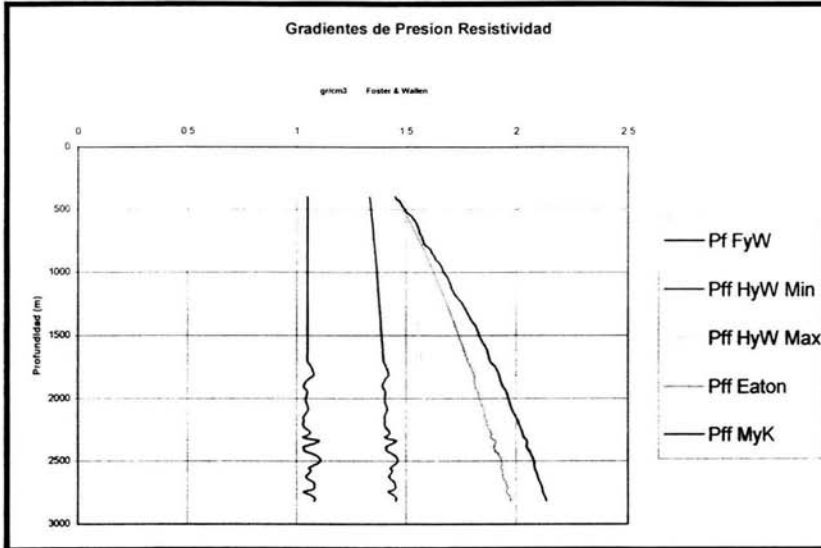


El siguiente caso fue realizar el cálculo de los gradientes de formación para sus tres respectivos métodos de fractura en tiempo de tránsito y resistividad, como se muestra a continuación:

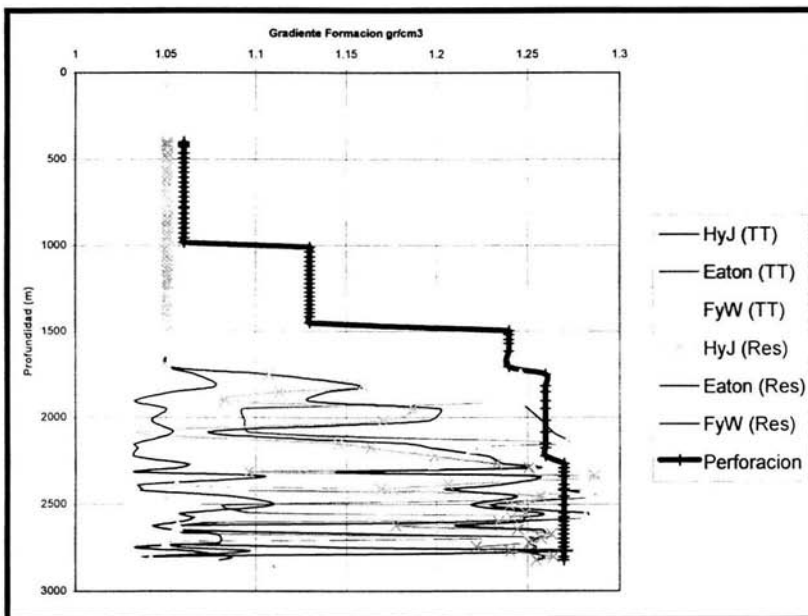




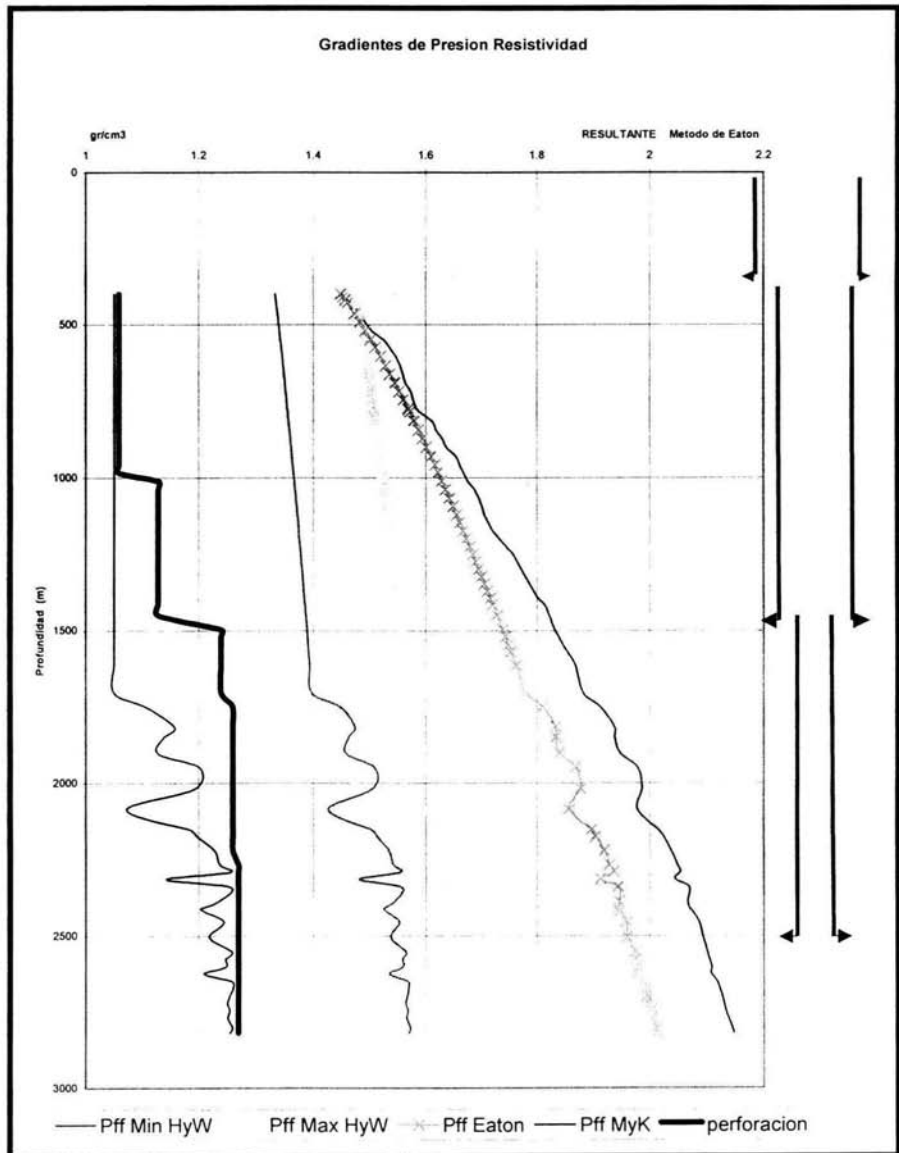




El siguiente paso fue la comparación de cada uno de los resultados obtenidos en Presión de formación con la información que se tenía de la historia de perforación del Pozo Lankahuasa 2 y hacer el ajuste de las graficas para que todas estuvieran dentro del rango y se pudiera obtener una correlación completa del campo:



Después de realizar el ajuste de cada una de las graficas antes realizadas se obtuvo que la grafica que resulto ser la mas indicada tomando en cuenta la historia de perforación del pozo es la obtenida por el método de Eaton y tomando en cuenta los datos de registros de resistividad de las lutitas limpias y es la que se muestra a continuación:



En resumen:

- Se realizaron las estimaciones de presión de formación con sus respectivas presiones de fractura para cada uno de los métodos que elegimos por ser los mas cercanos a los resultados esperados.
- Se comprobó que los datos tomados de registros geofísicos en tiempo real como son el de tiempo de transito y de resistividad en lutitas limpias, la mayoría tenía un comportamiento similar, esto hablando de los tres métodos que se realizaron.
- Se realizo el análisis con los datos de perforación del pozo en tiempo real de Lankahuasa 2 y se realizo el ajuste para los métodos que quedaban fuera del rango esperado a partir del programa de perforación del pozo.
- Se eligió como correlación resultante la que se obtuvo del método de presión de formación Eaton tomando en cuenta los datos de resistividad de lutitas limpias ya que era el que tenía un comportamiento mas cercano al realizado en pozo real.
- Por su parte la presión de fractura no se pudo comprobar ya que no se tenía una prueba de lick-off en la zapata para poder ajustar cualquiera de los tres métodos resueltos para dichas presiones, por lo que se tiene un rango permisible real de lo que podríamos considerar para la perforación de campos futuros.
- Cabe mencionar que durante la perforación del pozo no se observaron perdidas significativas, solo hubo pequeñas gasificaciones o alguna perdida parcial de lodo que nos dijera que habíamos tenido una fractura a nuestro yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. Eaton, B.A., 1997, "Fracture Gradient Prediction for the new generation", World Oil, Octubre 1997, pp. 93-100.
2. Falcao, J.L. "Uncertainties in the pore pressure evaluation in deepwater: a statical approach", Society of Petroleum Engineers 78247, Octubre 2002.
3. Eaton, B.A., "Fracture gradient prediction and its Application in oilfield operations" JPT, Octubre 1969.
4. Eaton, B.A., "The Equation for geopressure prediction from Well Logs" SPE 5544, SPE – AIME 1975.
5. Matthews, W.R., Kelly, J. "How to prediction formation Pressure and fracture Gradient" Oil & Gas Journal, Febrero, 1967.
6. Hubbert, M.K. and Willis, D.G. "Mechanics of Hydraulic Fracturing", AIME Petroleum Transactions, Vol. 210, 1957.
7. Foster and Whalen, "Estimation of formation pressures from electrical surveys – Offshore Louisiana", Journal of Petroleum Technology, Febrero, 1966.
8. Traugott, M., "Pore / Fracture pressure determinations in deep water" Deepwater Technology, Agosto 1997 World Oil.
9. Terzaghi, K. "Theoretical Soil Mechanics", John Wiley & Sons, Inc., New York 1943.
10. Knowledge Systems, INC. "Best Practice Procedures for Predicting Pre-Drill Geopressure in Deep Water Gulf of Mexico", DEA Project 119- June 2001.
11. Yochida, C., Ikeda, S., and Eaton, B.A. "An Investigative Study of Recent Technologies Used for Prediction detection, and evaluation of abnormal formation pressure and fracture pressure in North and South America", IADC-SPE 36381, 1996.
12. Hottman & Johnson, R.K., "Estimation of formation pressures from log-Derived Shale Properties", JPT, August 1965.
13. Eaton B.A., "Graphical Method Predicts Geopressure Worwide ", World Oil
14. Jorden , J.R. and O.J., Shirley, "Application of Drilling Performance Data to Overpressure detection", SPE 1407
15. Fertl, W., H. "Abnormal Formation Pressure", Elsevier Scientific Publishing Co., New York 1976
16. Borel, W.J., Lewis, R.L., "Ways to Detect Abnormal Formation Pressure Pet. Eng. Part 3 Surface Shale Resistivity", October 1969.
17. Shaughnessy and Armagost, "Problems of Ultra Deepwater Drilling" SPE/ IADC 5278
18. Bourgoyne, A. Jr., Chevevert, M.E., Applied Drilling Engineering", SPE segunda impresion, Richardson, Texas 1991.
19. Neal J. Adams, Tommie Charrier Research associate, "Drilling Engineering. A. Complete Well Planning Approach", Tulsa, Oklahoma, 1985
20. Mouchet, J. Paul, Mitchell, Alan, "Abnormal Pressures While Drilling", Elf Aquitaine, Manuals Techniques 2. 1989.

NOMENCLATURA

C_O = Conductividad medida en lutitas limpias (1/ Ohms-m)
 C_{on} = Conductividad en lutitas limpias (tendencia normal) (1/Ohms-m)
 d_{exp} = Método del Exponente
 d_{mod} = Método del Exponente Modificado
 d_b = Diámetro de la barrena (in)
 D = Profundidad
 D_i = Profundidad para la presión de formación normal con un esfuerzo vertical
 D_n = Profundidad leída sobre la tendencia normal (m)
FPG = Gradiente de Presión de Fractura de la Formación de Eaton
 GP_{FF} = Gradiente de Presión de Fractura de la Formación
 GP_{FFmin} = Gradiente de Presión de Fractura de la Formación mínimo
 GP_{FFmax} = Gradiente de Presión de Fractura de la Formación máximo
 K = Constante de declinación de la porosidad
 K_b = Módulo Elástico
 N = Velocidad de la Rotaria
 P_F = Presión de Formación
 $P_{P(D)}$ = Presión de Poro a la profundidad de interés Δ
 P_{FF} = Presión de fractura de la formación (kg / cm²)
 S = Presión de sobrecarga (kg / cm²)
 R = Ritmo de penetración
 R_o = Resistividad medida en lutitas limpias (tendencia normal) (Ohms-m)
 R_{on} = Resistividad en lutitas limpias
 t_{lu} = Tiempo de tránsito medido en lutitas limpias (ms / pie)
 t_{lun} = Tiempo de tránsito en lutitas limpias (tendencia normal) (ms / pie)
 t_C = Tiempo de tránsito compresional
 V = Velocidad (m / seg)
 W = Peso sobre barrena

Letras Griegas

ν = Relación de Poisson (adimensional)
 ρ = Densidad (gr/cm³)
 ρ_b = El valor de la densidad promedio de la formación a la profundidad de interés
 ρ_e = Densidad equivalente de circulación de lodo en la barrena
 ρ_{fi} = Densidad promedio de la formación
 ρ_g = Densidad el grano
 ρ_n = Peso del lodo a una densidad equivalente a la presión normal de formación
 σ = Esfuerzo Principal (kg /cm²)
 σ_{ob} = Esfuerzo de Sobrecarga
 σ_{min} = Esfuerzo mínimo
 $\sigma_{v(Dn)}$ = Esfuerzo vertical efectivo a la profundidad de interés
 σ_H = Esfuerzo Horizontal
 ϕ = Porosidad promedio
 Δt = Diferencia entre los valores de las lecturas de tiempo de transito

