



41
204

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**ESTIMACION DE GRADIENTES
DE FRACTURA EN POZOS
DIRECCIONALES**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
GONZALO RAMIREZ ESPINO

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Méx., D. F.

Junio 89



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

RESUMEN	1	
CAPITULO I	INTRODUCCION	2
CAPITULO II	CONCEPTOS BASICOS	
II.1	Definiciones	5
II.2	Estado de esfuerzos en el subsuelo	12
II.3	Descripción de registros	22
II.4	Evaluación de la presión de formación	29
CAPITULO III	GRADIENTES DE FRACTURA EN POZOS VERTICALES	
III.1	Medición directa	45
III.2	Medición indirecta	51
III.3	Método de Hubbert y Willis	51
III.4	Método de Matthews y Kelly	54
III.5	Método de Eaton	58
III.6	Otros métodos	64
III.7	Comparación de las técnicas de análisis	70
CAPITULO IV	GRADIENTES DE FRACTURA EN POZOS DIRECCIONALES	
IV.1	Planteamiento	76
IV.2	Desarrollo del método	78
CAPITULO V	APLICACIONES	90
CAPITULO VI	CONCLUSIONES	100
	NOMENCLATURA	102
	REFERENCIAS	109

R E S U M E N

El conocimiento de las presiones anormales es fundamental para la perforación de pozos petroleros ya que de ellas depende en gran medida la óptima programación de los - lodos de perforación y del asentamiento de las tuberías de revesti miento.

En este trabajo se describen las técnicas clásicas para la evaluación de gradientes de presión de formaci ón y algunas otras, no muy conocidas, para la evaluación de - gradientes de presión de fractura, que no toman en cuenta el án gulo de desviación en pozos direccionales.

La técnica que se presenta para el cálculo de gradientes de presión de fractura considera, además de los - datos de sobrecarga y presión de formación, la litología de las formaciones atravesadas. Esta novedad permite utilizar el gradi ente de fractura adecuado a la formación y también, usando el perfil del pozo, predecir gradientes en la planeación de los - mismos.

El método se ilustra con un ejemplo del - campo Statfjord que es el más grande del mundo con 3.3 billones de barriles de aceite en reservas recuperables.

presentadas en este trabajo. Este comportamiento en las gráficas puede ser resultado de otros efectos ajenos a la presión de formación; por tanto, se debe de tomar en cuenta toda la información disponible del área en estudio para emitir cualquier conclusión.

En el estudio de las presiones anormales y predicción de gradientes de fractura, no se ha tomado en cuenta el ángulo de desviación del agujero cuando se perforan pozos direccionales. El objetivo de este trabajo, es precisamente, encontrar la relación que guarda el ángulo de desviación con el gradiente de fractura.

La necesidad de disponer de una técnica para pozos direccionales en México es de una importancia trascendental ya que la principal producción petrolera de nuestro país proviene de la zona marina, donde la mayoría de las perforaciones son direccionales.

En el trabajo se presenta una descripción de diferentes conceptos básicos para la mejor comprensión del estudio de gradientes de presiones de formación y de fractura.

C A P I T U L O I

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

La evaluación tanto de los gradientes de presión de formación como de los gradientes de presión de fractura es fundamental para la industria, principalmente para la óptima programación de los lodos de perforación y de las profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

La literatura^(1,2,3) muestra que las presiones anormales se pueden detectar y evaluar graficando valores de diversos parámetros leídos de registros geofísicos de pozos. Estos parámetros muestran, cuando se tienen condiciones normales de compactación, tendencias típicas que representan presiones de formación normales; mientras que en zonas con presión anormal los valores de estos parámetros divergen de la tendencia típica o normal. El grado de divergencia es directamente proporcional a la magnitud de la sobrepresión y esta es la base de las técnicas

Se presentan las distintas técnicas desarrolladas y publicadas en la literatura⁽⁴⁻⁶⁾ y se desarrolla un procedimiento para obtener - estos gradientes cuando se tienen pozos direccionales.

En este trabajo se usó una nomenclatura común para todas las ecuaciones presentadas por los diferentes autores.

CAPITULO II

CONCEPTOS BASICOS

II.1 DEFINICIONES.

Para un mejor conocimiento de la relación de esfuerzos que están presentes en el subsuelo y en el pozo, se definen a continuación los conceptos de presión que están involucrados.

PRESION HIDROSTATICA.

La presión hidrostática es causada por el peso de los fluidos intersticiales y es equivalente a una columna de fluido que actúa sobre una unidad de área. La anchura de la columna de fluido no tiene efecto sobre la magnitud de esta presión.

El gradiente de presión hidrostática es afectado por la concentración de sales (sólidos disueltos) y los gases presentes en la columna de fluido, Fig.II.1 ; así como por la magnitud de variación del gradiente de temperatura presente. Un incremento en los sólidos disueltos (alta concentración de sales) - tiende a incrementar el gradiente de presión; por otra parte, un incremento en la cantidad de gases en solución y altas temperaturas tenderán a disminuir el gradiente de presión hidrostática. En la Fig.II.1 no se consideraron las compresibilidades del agua y - del gas en solución.

Por ejemplo, en un gradiente de presión normal de 0.465 psi/ft ($0.107 \text{ Kg cm}^{-2} \text{ m}^{-1}$) se supone un agua con una salinidad de 80,000 ppm de NaCl a una temperatura de 25°C (77°F).

Los gradientes hidrostáticos promedios que - pueden ser encontrados durante la perforación varían en un rango - de 0.433 psi/ft ($0.10 \text{ Kg cm}^{-2} \text{ m}^{-1}$), en rocas con un contenido de - agua dulce y salobre, hasta 0.465 psi/ft ($0.1074 \text{ Kg cm}^{-2} \text{ m}^{-1}$) en - formaciones conteniendo agua salada.

Esta presión puede ser encontrada mediante - el producto de la densidad promedio de la columna de fluido y la profundidad.

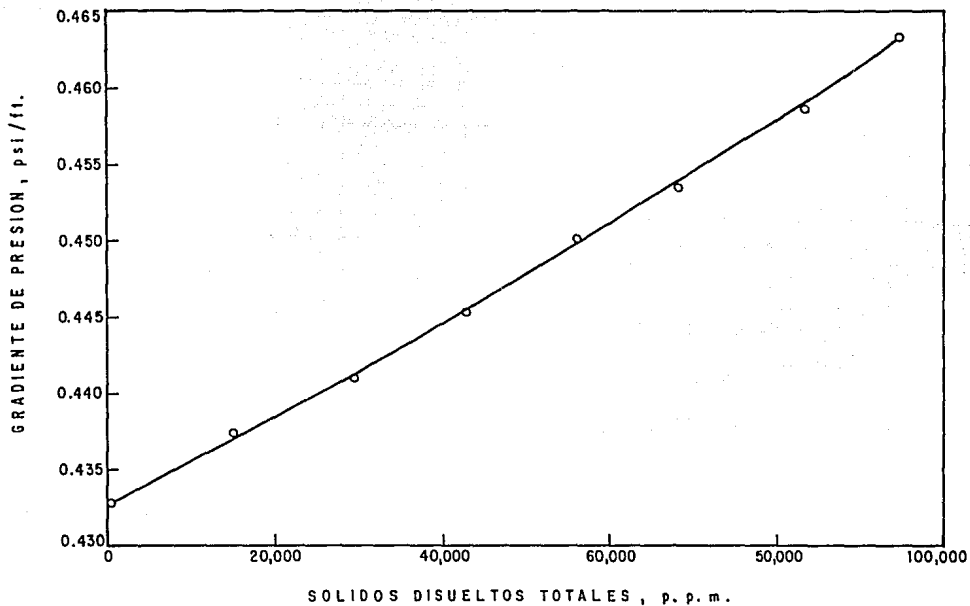


FIG. II. 1. RELACION ENTRE EL CONTENIDO DE SOLIDOS TOTALES Y EL GRADIENTE DE PRESION HIDROSTATICA.

$$P = \bar{\rho}_f gh \quad (1)$$

En términos generales ;

$$P = C \bar{\rho}_f gh \quad (2)$$

Donde la constante C depende de la unidades que se utilicen. En la tabla II.1 se presentan algunos de estos valores.

TABLA II.1. Valores de la constante C para diferentes unidades.

C	P	h	g
0.052	psi	ft	lb/gal
0.00695	psi	ft	lb/ft ³
1.421	psi	m	g/cm ³
204.630	lb/ft ²	m	g/cm ³
0.100	Kg/cm ²	m	g/cm ³

PRESION DE FORMACION.

En la literatura también se le conoce como presión de poro de la formación. Es la presión a la que se encuentran confinados los fluidos (agua de formación, aceite y gas) en los espacios porosos de la formación. Las presiones de formación normales serán iguales a la presión hidrostática ejercida - por una columna de agua (con 80,000 ppm) desde la superficie hasta la formación de interés.

PRESION ANORMAL.

Las presiones de formación anormales por definición son aquellas caracterizadas por apartarse de la línea de tendencia normal, Fig.II.2. De esta manera, las presiones de formación que exceden la presión hidrostática se definen como presiones de formación anormalmente altas; por otra parte, las presiones de formación menores que la hidrostática son llamadas presiones subnormales o subpresiones. En general se ha visto que son más comunes de encontrar las primeras.

PRESION DE SOBRECARGA.

La presión de sobrecarga se origina de la combinación del peso de la matriz de la formación (roca) y el peso de los fluidos (agua, aceite, gas) en el espacio poroso que sobreyacen la formación en estudio.

Generalmente, la presión de sobrecarga se incrementa uniformemente con la profundidad. Por ejemplo, las formaciones promedio del Terciario sobre la Costa del Golfo de E.U. y el Golfo de México ejercen un gradiente de presión de sobrecarga (supuesto) de 1.0 psi/ft ($0.231 \text{ Kg cm}^{-2} \text{ m}^{-1}$). Este corresponde a una fuerza ejercida por una formación con una densidad promedio total (roca-fluido) de 2.31 g/cm^3 .

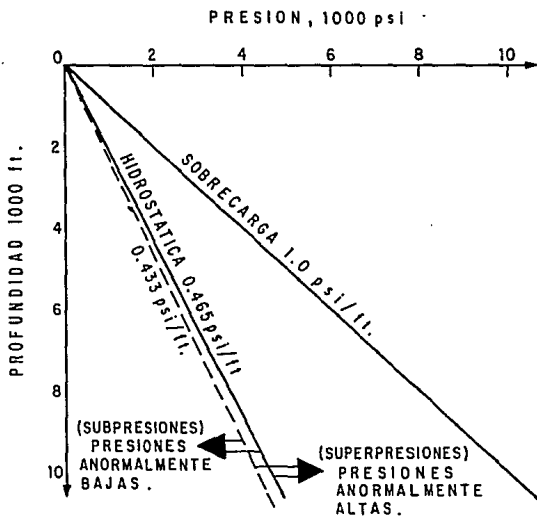


FIG. II. 2. DIAGRAMA ESQUEMATICO REPRESENTANDO LOS DIFERENTES CONCEPTOS DE PRESIONES.

Las experiencias alrededor del mundo también indican que el gradiente de sobrecarga máximo probable en rocas clásticas, puede llegar a ser tan alto como 1.35 psi/ft (0.312 Kg cm⁻² m⁻¹). Por lo tanto, se ha encontrado a través de los años que el gradiente de sobrecarga es variable y no constante.

La presión de sobrecarga se expresa como :

S = peso de la matriz + peso del fluido intersticial

$$S = \bar{\rho}_b gh = \bar{\gamma} h \quad (3)$$

donde :

$$\bar{\rho}_b = (1-\phi)\bar{\rho}_s + \phi\bar{\rho}_f \quad (4)$$

sustituyendo (4) en (3) :

$$S = (1-\phi)\bar{\rho}_s gh + \phi\bar{\rho}_f gh \quad (5)$$

El procedimiento para calcular la presión de sobrecarga es el siguiente :

- a).- Leer datos del registro de densidad a varias profundidades y suponer que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades de lectura.
- b).- Encontrar aritméticamente una densidad promedio entre las dos lecturas.

c).-- A partir de estos cálculos se encuentra el gradiente de sobrecarga realizando el cociente entre la presión y su correspondiente profundidad.

En zonas con presión de poro normal la matriz de la roca soporta la presión de sobrecarga debido a los contactos entre grano y grano. Cualquier reducción en el esfuerzo grano-grano causará que los fluidos en el espacio poroso soporten parte de la sobrecarga, generando presiones de formación anormalmente altas.

PRESION DE FRACTURA.

Se define como la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia de una roca depende de la solidez y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida.

II.2 ESTADO DE ESPUERZOS EN EL SUBSUELO .

Durante el depósito de los sedimentos de las capas terrestres se genera un estado natural de esfuerzos, provocado por el peso de la sobrecarga (esfuerzo principal total vertical). Este esfuerzo genera otros dos esfuerzos horizontales que son perpendiculares entre sí. De manera que ba-

jo estas condiciones los esfuerzos horizontales serán iguales entre sí e iguales al peso de la sobrecarga (s).

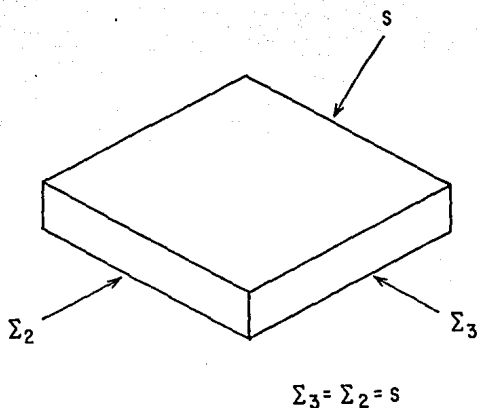


FIG. II. 3. ELEMENTO DE VOLUMEN REPRESENTANDO EL ESTADO DE ESFUERZOS NATURALES.

Debido a que los sedimentos han estado sujetos por grandes períodos geológicos a esfuerzos deformantes (plegamientos, fallas, etc.) la condición general de esfuerzos principales son perpendiculares y diferentes entre sí:

$$\Sigma_3 \neq \Sigma_2 \neq S$$

Las rocas sedimentarias son tanto porosas como permeables y sus espacios porosos están invariablemente ocupados por fluidos a una cierta presión de poro ; es necesario conocer el efecto que esto produce sobre las propiedades mecánicas de la roca.

Esta cuestión fué específicamente investigada por Douglas McHenry⁽⁷⁾ en una serie de pruebas. El encontró que cuando el esfuerzo compresivo S es corregido por la presión de poro, el valor del esfuerzo residual efectivo estaba dado por :

$$\bar{V} = S - Pf \quad (6)$$

Bajo cualquier condición de esfuerzos, el esfuerzo total vertical es aproximadamente igual a la presión de sobrecarga. Entonces, el esfuerzo vertical efectivo está dado por :

$$\bar{V}_v = S - Pf \quad (7)$$

De esta manera en regiones con una topografía suave y estructuras geológicas simples (áreas tectónicamente relajadas) los esfuerzos principales serán horizontales y verticales, con el esfuerzo vertical igual a la presión del material que sobreyace al punto de interés. Por otra parte, en regiones donde se caracterizan por una gran actividad geológica, el mayor esfuerzo es aproximadamente vertical e igual a la presión efectiva de la sobrecarga, donde el mínimo esfuerzo es horizontal y más probablemente entre 1/3 y 1/2 de la presión efectiva de la sobrecarga. Lo cual se puede expresar matemáticamente como :

$$\sigma_H \doteq (1/3 \text{ a } 1/2)\sigma_V \quad (8)$$

Cuando una formación es fracturada, las fracturas serán aproximadamente perpendiculares al eje del mínimo esfuerzo. Entonces la presión de fractura será igual a la suma de la presión de formación y el esfuerzo horizontal.

$$P_F = P_f + \sigma_H \quad (9)$$

La presencia del agujero distorsiona los esfuerzos existentes en la roca. Un cálculo aproximado de esta distorsión se puede estimar suponiendo que la roca es elástica.

tica, homogénea e isotrópica. Entonces haciendo uso de la solución en teoría elástica para los esfuerzos en una placa infinita conteniendo un agujero circular con su eje perpendicular a la placa, esta solución fue encontrada por Kirsch⁽⁸⁾ y posteriormente por otros autores^(9,10).

Expresada en coordenadas cilíndricas, con el centro del agujero como origen, los componentes de los esfuerzos en un punto dado son :

$$\begin{aligned} \sigma_r = & \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \left(1 - \frac{r_0^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \left(1 + \frac{3r_0^4}{r^4} - \frac{4r_0^2}{r^2}\right) \cos 2\theta \\ & + \tau_{xy} \left(1 - \frac{3r_0^4}{r^4} + \frac{4r_0^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + \frac{r_0^2}{r^2} P_w \quad (10) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sigma_\theta = & \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \left(1 + \frac{r_0^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \left(1 + \frac{3r_0^4}{r^4}\right) \cos 2\theta \\ & - \tau_{xy} \left(1 + \frac{3r_0^4}{r^4}\right) \sin 2\theta - \frac{r_0^2}{r^2} P_w \quad (11) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \tau_z = & \tau_{xy} - 2\gamma(\sigma_x - \sigma_y) \frac{r_0^2}{r^2} \cos 2\theta - 4\gamma \tau_{xy} \frac{r_0^2}{r^2} \sin 2\theta \quad (12) \end{aligned}$$

$$\tau_{r\theta} = \left[\frac{1}{2}(\tau_x - \tau_y) \sin 2\theta + \tau_{xy} \cos 2\theta \right] \left\{ 1 - \frac{3r_w^4}{r^4} + 2 \frac{r_w^2}{r^2} \right\} \quad (13)$$

$$\tau_{rz} = (\tau_{xz} \cos \theta + \tau_{yz} \sin \theta) \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right) \quad (14)$$

$$\tau_{\theta z} = (-\tau_{xz} \sin \theta + \tau_{yz} \cos \theta) \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right) \quad (15)$$

Para $r=r_w$ estas ecuaciones se reducen a :

$$\sigma_r = P_w \quad (16)$$

$$\sigma_\theta = (\sigma_x + \sigma_y - P_w) - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta \quad (17)$$

$$\sigma_z = \sigma_z - 2\gamma(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\gamma\tau_{xy} \sin 2\theta \quad (18)$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0 \quad (19)$$

$$\tau_{\theta z} = 2(-\tau_{xz} \sin \theta + \tau_{yz} \cos \theta) \quad (20)$$

Para condiciones normales en un pozo vertical con esfuerzos horizontales iguales ($\sigma_x = \sigma_y$) a 0.9 psi/ft, un gradiente de presión de sobrecarga de 1 psi/ft y el gradiente de presión de formación igual a 0.465 psi/ft. Aplicado el concepto de esfuerzos efectivos, las ecuaciones (16) a la (20) proporcionan:

-Esfuerzo efectivo radial :

$$\sigma_r - P_f = P_w - P_f = P_w - 0.465 \quad (21)$$

-Esfuerzo efectivo tangencial :

$$\sigma_\theta - P_f = 2\sigma_H - P_w - P_f = 1.335 - P_w \quad (22)$$

-Esfuerzo efectivo vertical :

$$\sigma_z - P_f = \sigma_{zz} - P_f = 0.535 \quad (23)$$

Todos estos esfuerzos se graficaron en la Fig.II.4 como una función de la presión en el pozo. Sobre esas líneas de esfuerzos se graficaron tres puntos que reflejan el estado de esfuerzos después de perforado un pozo. En esta gráfica se puede notar que cuando la presión en el pozo es 0.465 psi/ft (la presión normal de formación) el esfuerzo radial efectivo es cero; por lo tanto, se puede predecir que cuando la presión en el pozo es igual o menor que la presión de formación, existe la posibilidad de una ruptura a la tensión radial (colapso del agujero).

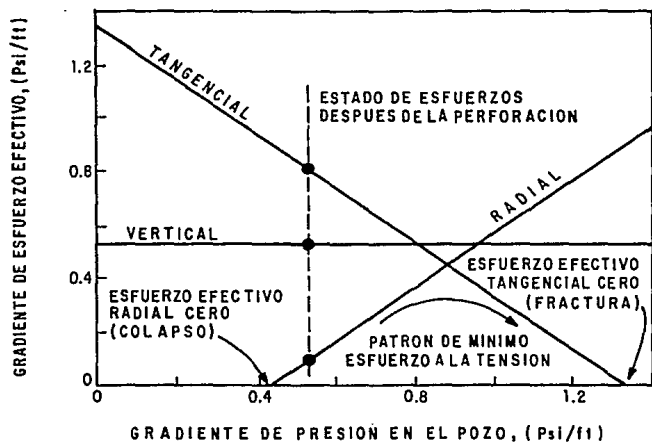


FIG.II.4. ESFUERZO DE TENSION PARA UN POZO VERTICAL PROFUNDO.

Para $P_w = 0.9$ el agujero tiene máxima estabilidad, la presión en el agujero es mucho mayor que la presión de formación; incrementando la presión en el pozo, la estabilidad del agujero disminuye gradualmente; sin embargo, note que el esfuerzo tangencial es ahora el mínimo esfuerzo. Finalmente, cuando alcance la curva de falla ocurrirá la fractura vertical.

La componente del esfuerzo vertical es también distorsionada en la vecindad del pozo. El esfuerzo vertical inicial es igual a la presión efectiva de la sobrecarga. La distorsión en el esfuerzo vertical es función de los valores de los esfuerzos horizontales regionales. Sin embargo, la magnitud de la distorsión es pequeña en comparación con la concentración de los esfuerzos horizontales y desaparece rápidamente con la distancia a partir del pozo.

Regresando al postulado de que las fracturas ocurren a lo largo de planos normales al mínimo esfuerzo, la presión de fractura mínima será igual al mínimo esfuerzo. Considerando las presiones de fractura y la orientación de las fracturas para varias condiciones tectónicas en regiones caracterizadas por fallas normales se formarán fracturas verticales con presiones de fractura menores que la presión de sobrecarga tectónica; por otra parte, en regiones caracterizadas por fallas inversas, las fracturas horizontales pueden prevalecer con presiones iguales o mayores que la presión de sobrecarga.

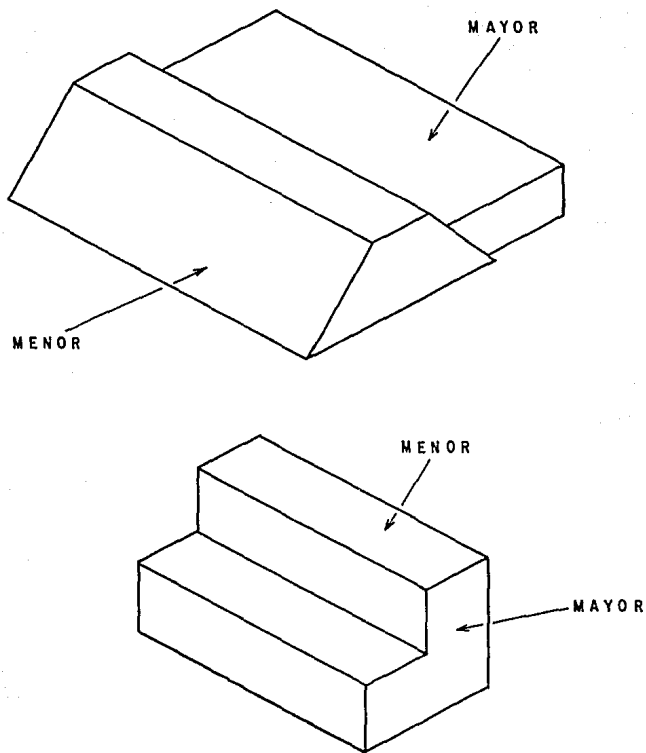


FIG. II. 5. REPRESENTACION DE ZONAS TECTONICAS Y EL TIPO DE FRACTURA PRODUCIDA .

II.3 DESCRIPCIÓN DE REGISTROS

Se analizan brevemente algunas de las propiedades de los registros de pozos, así como algunas anomalías observadas en ellos. Los registros que se usan para este fin son básicamente : rayos gamma, resistividad, densidad y acústico o tiempo de tránsito.

RAYOS GAMMA.

El registro de rayos gamma, que mide la radioactividad natural de las formaciones penetradas por la perforación, ha sido usado por la industria del petróleo por más de 30 años. Este registro es un indicador litológico que puede ser corrido tanto en agujero descubierto o en agujero revestido; es usado tanto para estimar la cantidad de arcillosidad de las rocas del yacimiento, que es un indicativo de la permeabilidad de las formaciones.

Se ha observado un alto nivel radiactivo que este registro detecta y que se presenta, algunas veces, sobre el intervalo disparado en pozos viejos. Este incremento en la radioactividad es debido a sales radiactivas que son acarriadas junto con la producción de hidrocarburos y se precipita en las perforaciones y alrededor de ellas.

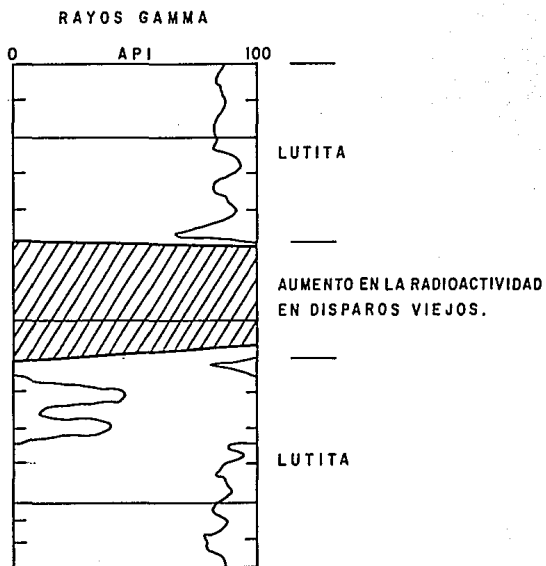


FIG. II. 6. DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL REGISTRO DE RAYOS GAMMA EN DISPAROS VIEJOS .

Otras aplicaciones del registro de rayos gamma es la detección del movimiento de fluidos atrás de la tubería de revestimiento.

El detector de rayos gamma es generalmente un cintilómetro de 8 a 12 pulgadas de longitud activa. El detector proporciona pequeños pulsos eléctricos por cada rayo gamma detectado. El parámetro registrado está en pulsos por unidad de tiempo (unidades API).

Las calizas y anhidritas tienen los valcres más bajos de 15 a 20 U API, las arenas limpias y dolomías de 20-30 U API, las lutitas tienen un promedio de 100 U API y su rango es de 75-150 U API.

Las condiciones óptimas de operación de la sonda son : diámetro de agujero = 8", densidad de lodo = 10 lb/gal, - diámetro de la herramienta = 3 5/8" y está excéntrica en el pozo.

Para diámetros de agujero mayores, lodos más pesados y la herramienta centrada, existe mayor absorción de rayos gamma entre la formación y la herramienta, por lo cual, la respuesta de la misma decrece. Contrariamente, en agujeros menores o vacíos la respuesta se incrementa.

RESISTIVIDAD.

Los registros de resistividad proveen una medida, así como los parámetros más importantes usados en la determinación de la saturación de fluidos en formaciones permeables. El registro de resistividad puede ser : Inducción-eléctrico o Late rolog que es uno de los más comunes usado para obtener la resistividad verdadera (R_t) de la formación, Fig. II.7.

Existen otros tipos de registros de resistividad diseñados para medir algunos otros parámetros de la formación tal como el microlaterolog, diseñado para medir la zona lavada (R_{xo}).

Todas las herramientas de resistividad están influenciadas en algún grado por el tamaño del agujero y el tipo de fluido en el mismo, el tipo de formación, profundidad de invasión del filtrado de lodo, espesores, etc.

Estos registros sólo se pueden correr en pozos descubiertos y con un lodo relativamente conductor, muchos errores se cometen porque este registro se corre en fluidos de terminación base aceite y por tanto, la respuesta del registro está distorsionada debido a la presencia del fluido dieléctrico.

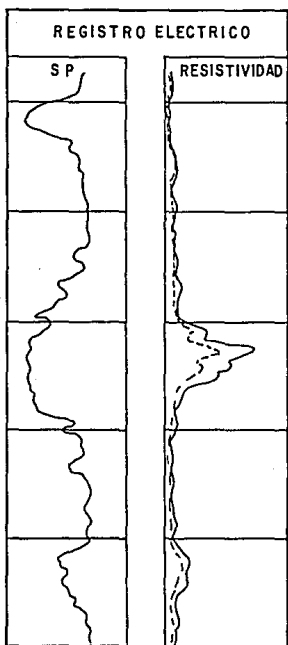


FIG. II. 7. DIAGRAMA ESQUEMATICO MOSTRANDO EL REGISTRO DE RESISTIVIDAD .

ACUSTICO.

Los registros acústico, densidad o neutrón pueden ser usados independientemente para determinar la porosidad de una formación permeable. Sin embargo, se obtiene mayor exactitud si dos o más de esos registros son usados en combinación. Adicionalmente, el componente mineral primario de la formación en estudio puede ser estimado de la combinación de estos registros.

Estos tipos de registros son, probablemente, más susceptibles a las condiciones adversas del agujero que muchos otros registros. La dependencia sobre la porosidad, cuando la litología es conocida, proporciona la curva de tiempo de tránsito (Δt) muy usada como un registro de porosidad.

El registro sísmico mide la velocidad del sonido de la formación. Se introduce una sonda que consta de dos receptores separados una distancia de 2 pies y un transmisor separado del primer receptor una distancia de 3 pies, se aplica un voltaje al transmisor el cual genera un pulso de una frecuencia de 25 KHz, este pulso genera seis ondas diferentes: dos ondas refractadas hacia la formación (compresional y corte), dos directas a lo largo de la sonda y el pozo y dos a la superficie a lo largo de la pared del pozo (Pseudo-Rayleigh y Stoneley), las ondas viajan a velocidades entre 2,500 y 4,000 pies/seg .

Al generarse el pulso, un circuito mide el tiempo en que llega al primer receptor, el transmisor genera otro pulso y se mide el tiempo al segundo receptor. La diferencia entre tiempos se divide entre el espaciamiento de los receptores y el resultado es lo que el registro da como tiempo de tránsito o en seg/pie.

Cuando existen zonas de compactación anormal el registro tiende a dar valores de proximidad mayores que los reales, en estos casos debemos aplicar una corrección por compactación. Esto se ilustra en la Fig. II.8.

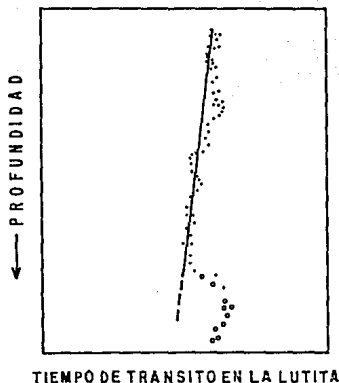


FIG. II.8. DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL REGISTRO ACUSTICO DETECTANDO UNA ZONA CON PRESION ANORMAL .

II.4. EVALUACION DE LA PRESION DE FORMACION

La evaluación de las presiones de formación es fundamental para la perforación ya que de ella dependerá la programación adecuada de los fluidos de perforación para los pozos de desarrollo.

El ritmo de penetración depende fundamentalmente de la diferencia entre la presión ejercida por la columna de lodo y la presión de las formaciones atravesadas. El ritmo de penetración se hace óptimo a medida que el peso de lodo se aproxima a la densidad equivalente de la presión de formación.

Tomando en cuenta estas consideraciones se hace necesario cuantificar la magnitud de dicha presión para la zona en la cual se esté trabajando. Por lo tanto, si se aumentara excesivamente la densidad del lodo, el costo del pozo aumentaría notablemente (al aumentar el costo del fluido), amén de posibles pérdidas de circulación, con el correspondiente daño a la formación, que después será necesario remover.

A continuación se describen algunas de las técnicas más usadas para la evaluación de las presiones de formación.

METODO DE HOTTMAN Y JOHNSON (2)

El método de Hottman y Johnson argumenta que el grado de compactación de una lutita en respuesta a la sobrecarga depende de muchos factores, entonces la presión del fluido puede ser relacionada con el grado de compactación y la profundidad. De esta manera la presión de formación puede ser estimada a partir del uso de datos de registros de resistividad y sísmico.

La resistividad de las lutitas disminuye en zonas con presión anormalmente alta y aumenta la porosidad. Las medidas de resistividad y porosidad reflejan indirectamente la presión en los poros de la lutita.

Este método propone encontrar una tendencia de resistividad de lutitas contra la profundidad para un área específica. Estas tendencias reflejan la tendencia normal de compactación como función de la profundidad, Fig.II.9.

El grado de divergencia, existente a una profundidad dada, entre un punto observado y el correspondiente sobre la tendencia normal es la clave para encontrar el gradiente de presión de formación. Este método en primera instancia requiere que exista una correlación ya establecida con mediciones de presión de formación y de la relación de resistividades normal y observada para varias profundidades, Fig.II.10.

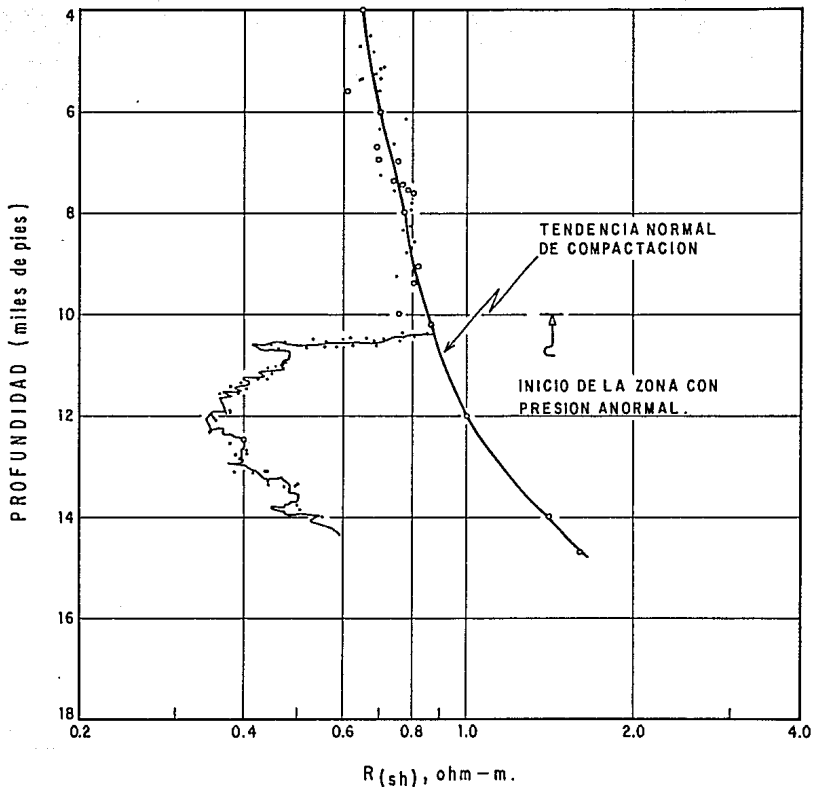


FIG. II.9. TENDENCIA DE RESISTIVIDAD DE LUTITAS CONTRA LA PROFUNDIDAD.

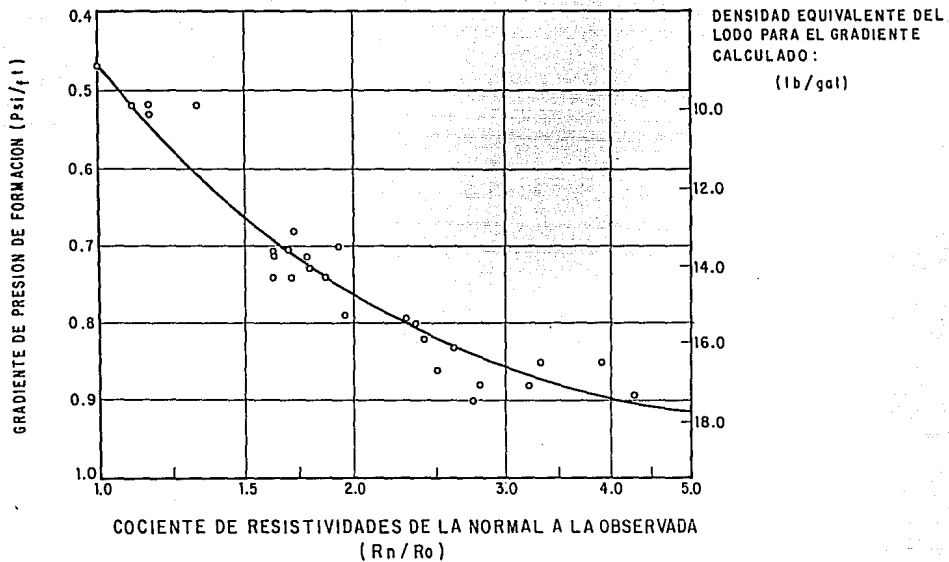


FIG. II.10. RELACION ENTRE EL COCIENTE DE RESISTIVIDADES Y EL GRADIENTE DE PRESION DE FORMACION.

Si es posible, esta correlación debe establecerse para cada área en particular, con la mayor cantidad de información disponible.

El procedimiento para estimar la presión de formación consiste primeramente en establecer una gráfica semilogarítmica de resistividad contra profundidad para el pozo en particular, según se muestra en la Fig. II.9. A partir del comportamiento de la resistividad, en esta gráfica se determina la cima de la zona con presión anormal y a partir de allí se encuentra el cociente entre la resistividad normal y la resistividad observada (R_n/R_o). Con esta información se entra a la Fig. II.10 encontrando el gradiente de presión de poro, que al multiplicarlo por la profundidad de interés proporciona la presión de formación. Además, la gráfica proporciona la densidad equivalente del lodo para el gradiente determinado.

Cuando se cuenta con el registro sísmico de porosidad se pueden leer datos de tiempo de tránsito y aplicar el mismo procedimiento utilizado para valores de resistividades, Fig. II.11. La correlación empírica se establece en forma similar pero con la diferencia de tiempos de tránsito ($\Delta t_{ob} - \Delta t_n$), Fig. II.12. El procedimiento para estimar la presión de formación también es similar al caso anterior utilizado para resistividades.

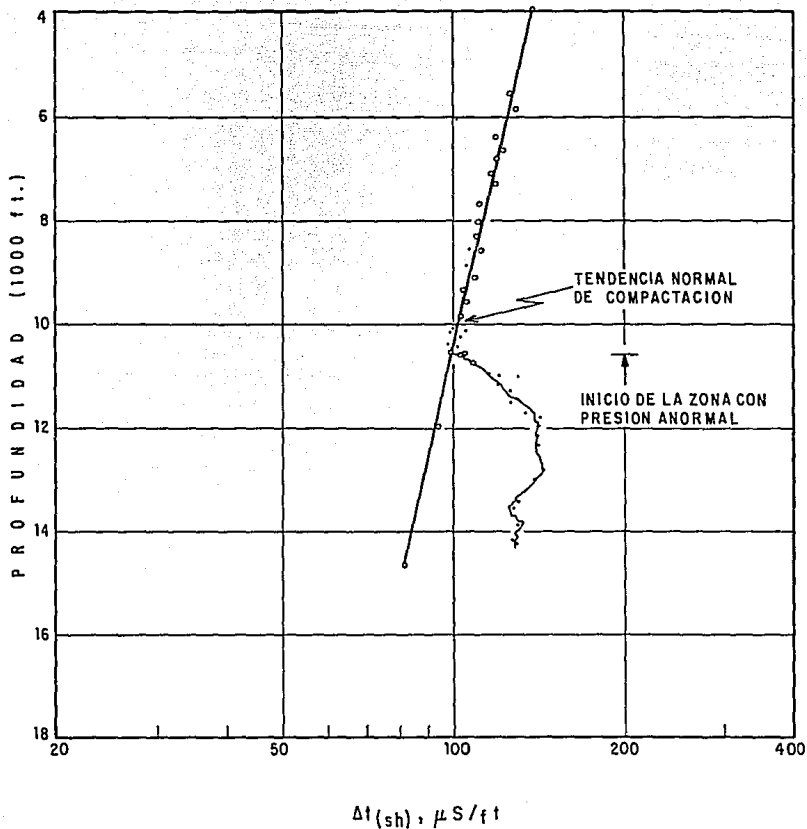


FIG. II.11. TENDENCIA DE TIEMPO DE TRANSITO CONTRA PROFUNDIDAD.

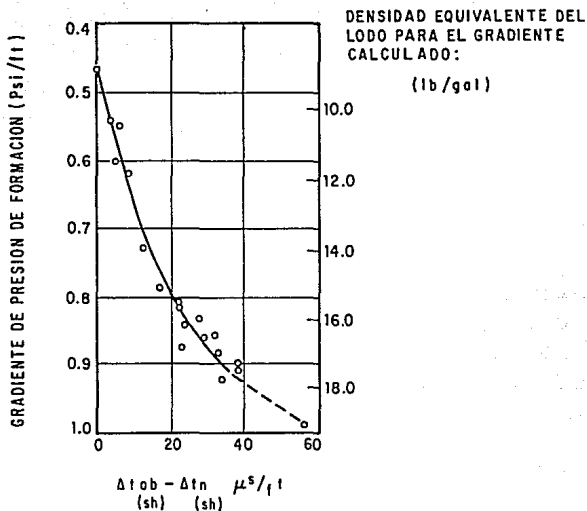


FIG. II.12. RELACION ENTRE LA DIFERENCIA DE TIEMPOS DE TRANSITO OBSERVADO Y NORMAL EN LUTITAS Y EL GRADIENTE DE PRESION DE FORMACION.

METODO DE EATON⁽¹¹⁾

El siguiente método es el propuesto por Eaton. El desarrolló una correlación empírica por ensayo y error (ajustada con datos de campo) para la zona de Louisiana, U.S.A., la cual relaciona la presión de formación y la resistividad de las lutitas de la siguiente manera :

$$R_f/h = S/h - [S/h - (R_f/h)n] (R_o/R_n)^{1.5} \quad (24)$$

La información que él usó fue sacada de registros de inducción, medidas de la presión de formación en los pozos y datos de registros de densidad.

Haciendo variable el exponente de la ecuación de Eaton (exponente de la relación de resistividades) y si se tienen datos disponibles de conductividad, entonces :

$$R_f/h = S/h - [S/h - (R_f/h)n] (C_n/C_o)^\alpha \quad (25)$$

Si se tienen datos disponibles del registro sísmico, entonces la ecuación es la siguiente :

$$R_f/h = S/h - [S/h - (R_f/h)n] (\Delta t_h/\Delta t_{ob})^\alpha \quad (26)$$

La evaluación de la presión de formación se realiza a través del siguiente procedimiento :

- a).- Determinar el gradiente de sobrecarga a partir de lecturas del registro de densidad, como se indicó en la sección II.1 .
- b).- Estimar el gradiente normal de presión de formación a partir de datos disponibles del área en estudio.
- c).- Similarmente al método de Hottman y Johnson, ajustar una tendencia normal de compactación a los datos del pozo en estudio.
- d).- Obtener los cocientes de resistividades, conductividades o tiempos de tránsito a partir de las gráficas correspondientes.
- e).- Evaluar el exponente correspondiente a los datos analizados.

Por ejemplo, al usar resistividades :

$$\alpha = \frac{\ln \frac{S/h - P_f/h}{S/h - (P_f/h)_n}}{\ln (R_o/R_n)} \quad (27)$$

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

Se encuentra el gradiente de presión de formación con la ecuación correspondiente a los datos que se estén manejando.

METODO DE FOSTER Y WHALEN (3)

Esta técnica parte del estudio de Hubbert y Rubey⁽¹²⁾ y de la conclusión a la cual ellos llegaron : "se infiere que existe para cada valor de porosidad ϕ en una arena, algún valor de \sqrt{v} que la arena puede soportar sin una compactación posterior".

Los pasos para evaluar la presión de formación son los siguientes :

- 1).- Determinar la porosidad de las formaciones lutíticas atravesadas por medio del registro sónico de porosidad.

$$\phi_{sh} = \frac{\Delta t_m - \Delta t_{sh}}{\Delta t_m - \Delta t_f} C_p \quad (28)$$

Donde : $C_p = 100/c' \Delta t_{sh}$ (29)

C_p es un factor de corrección por falta de compactación para arenas limpias, no compactadas e invadidas de agua salada.

- Δt_{sh} es el tiempo de tránsito de las lutitas adyacentes a las arenas a las cuales se desea determinar su porosidad.

- c' depende de la provincia geológica y varía entre 0.6 y 1.2

- 100 es el valor máximo que se ha encontrado de Δt_{sh}

Para encontrar un perfil de porosidad con tra la profundidad se usa la ecuación (30), cuando los valores de Δt_{sh} son menores de 100, y la ecuación (28) para valores mayores (zonas soneras o sobrepresionadas). Este perfil también puede obtenerse del registro de rayos gamma-neutrón.

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (30)$$

2).- Calcular σ_v/h a cada profundidad en la cual se conozca el valor de la porosidad con la siguiente ecuación.

$$\sigma_v/h)_n = S/h - (P_f/h)_n \quad (31)$$

Para condiciones normales ($S/h = 1$ psi/ft y $P_f/h = 0.465$ psi/ft) esta ecuación se reduce a :

$$\sqrt{V}/h)n = 0.535 \text{ psi/ft} \quad (32)$$

Siempre que sea posible S/h deberá encontrarse a partir del registro de densidad.

- 3).- Graficar en el papel semilogarítmico S/h contra \sqrt{V} similar a como se muestra en la Fig. II.13

Al presentarse presiones anormales entonces - existe un punto en el cual los datos se apartan de la tendencia - normal (debido a que cuando se construye la gráfica se suponen pre siones normales (ec. 31) en esos puntos) debido a que \sqrt{V} a esas - profundidades es menor que el esfuerzo normal, ya que el fluido ayuda a soportar parte de la sobrecarga.

- 4).- Para evaluar la presión en zonas con presión anormal se localiza un punto sobre la tendencia normal que tenga - la misma porosidad que aquel de la zona anormal y se lee el correspondiente valor de $\sqrt{V}a_g$ entonces \sqrt{V} es igual en ambos casos y la presión anormal puede calcularse en la siguiente ecuación.

$$P_{fa} = S - \sqrt{V}a_g \quad (33)$$

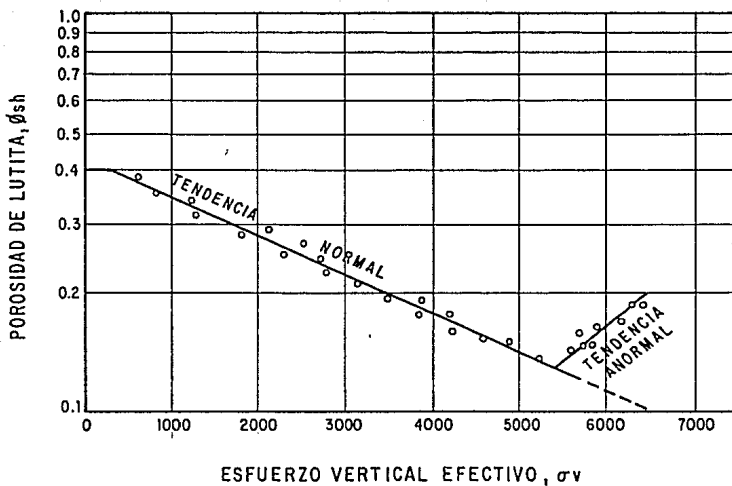


FIG. II.13. EJEMPLO GRAFICO DE POROSIDAD DE LUTITA CONTRA LA PRESION DE SOBRECARGA NETA EN LA ZONA CON PRESION ANORMAL .

METODO DE PROFUNDIDADES EQUIVALENTES

Este método se basa en una relación matemática que es válida para cualquier parámetro registrado (resistividad de lutitas, conductividades, densidad, etc.) y consiste en:

- a).- Graficar el logaritmo del parámetro a usar y se establece una tendencia normal de compactación.
- b).- Evaluar la presión de formación con la siguiente ecuación:

$$P_f = S/h * D_A - D_E \left[S/h - (P_f/h)_n \right] \quad (34)$$

La cual se reduce para condiciones normales ($S/h = 1$ psi/ft y $(P_f/h)_n = 0.465$ psi/ft) a:

$$P_f = D_A - 0.535 * D_E \quad (35)$$

Donde D_A y D_E son las profundidades que pueden ser leídas directamente de la gráfica, Fig. II.14.

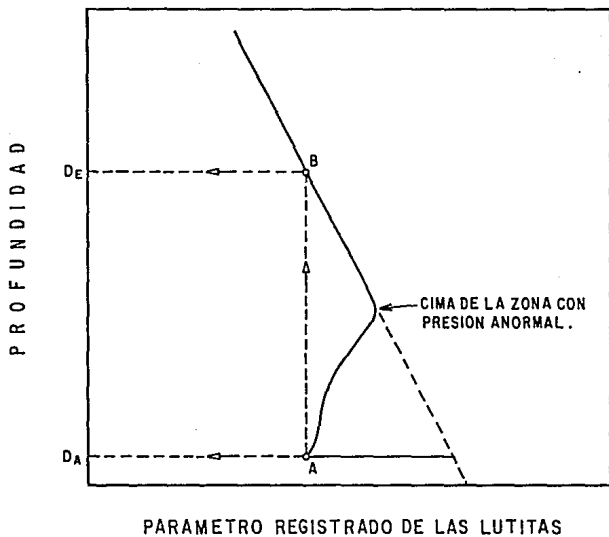


FIG. II. 14. REPRESENTACION GRAFICA DEL METODO DE PROFUNDIDADES EQUIVALENTES.

Note que si no existe presión anormal, entonces $h = D_A = D_E$ y la ecuación se simplifica a:

$$P_f = 0.465 * h = P_f / h * h \quad (36)$$

Para encontrar la presión de formación expresada en peso de lodo equivalente, se usa la siguiente expresión :

$$P_{fe} \text{ (ppE)} = \frac{D_A - (D_E * 0.535)}{0.052 * D_A} \quad (37)$$

La importancia de determinar la presión de formación es fundamental, ya que la diferencia entre la presión de formación y la presión de fractura es el rango disponible en que se podrá trabajar al estar perforando un pozo.

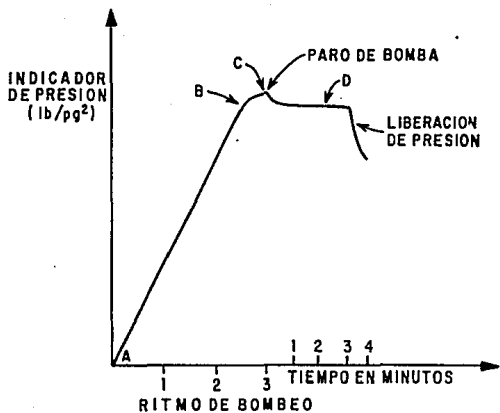
C A P I T U L O III

GRADIENTES DE FRACTURA EN POZOS VERTICALES

III.1 MEDICION DIRECTA

En la Fig. III.1 se muestra una gráfica que corresponde a una curva típica de una prueba de fractura, donde la porción lineal A-B indica las propiedades elásticas de la roca, el incremento en la presión (esfuerzo) es directamente proporcional al volumen bombeado (tensión). En el punto B, la presión en el pozo es igual a la presión de formación más el esfuerzo efectivo mínimo horizontal.

Del punto B al C, la proporcionalidad esfuerzo/tensión no persiste por más tiempo, la diferencia de presión (C-B) es la presión necesaria para desplazar fluido dentro de las fracturas, para aplicar presión a las paredes y aplicar presión para mantener abiertas las fracturas. Cuando la presión dentro del pozo es aproximadamente 5% mayor que el esfuerzo efectivo mínimo horizontal, un esfuerzo de tensión ocurre en los extremos de las fracturas. En este punto, las fracturas se extienden rápidamente a lo largo del terreno de mínima resistencia.



PRESION TOTAL EN B, (INDICADOR DE PRESION+PRESION EJERCIDA POR EL LODO).

$$B = r_f + r_h + P_f$$

PRESION TOTAL EN C:

$C = B +$ PERDIDAS DE PRESION EN LAS FRACTURAS.

$C =$ PRESION DE EXTENSION DE LAS FRACTURAS.

PRESION TOTAL EN D.

$D = B.$

FIG. III. 1. CURVA TIPICA DE UNA PRUEBA DE FRACTURA.

Si se para el bombeo en este momento, cesa la propagación de la fractura y la presión caerá al punto D. Cuando la presión en el pozo ha caído (debido a un incremento en volumen causado por las fracturas) a una presión igual a la de formación - más el esfuerzo mínimo horizontal ésta se estabilizará a una presión igual a la del punto B. Cuando la presión en exceso es liberada, la cantidad de lodo de regreso será casi igual a la cantidad bombeada. Si la presión in-situ (punto D) es menor que el punto B entonces se tiene una razonable suposición que las fracturas están aún abiertas. El gran volumen producido por la abertura de fracturas causa un gran decremento en presión, así que $B-D \gg 0$. En este caso, la cantidad de lodo regresado o liberado es menor que la cantidad bombeada. Si esto ocurre en formaciones permeables, entonces posiblemente pueden ocurrir pérdidas de lodo significativas debido al alto incremento en la superficie areal en la zona fracturada.

Normalmente las pruebas de fractura son realizadas después de cementar una tubería de revestimiento. El resultado de esta prueba, cuando se convierte a un peso de lodo equivalente, es tomado como el peso de lodo máximo que la siguiente sección del agujero puede soportar sin tener pérdidas de circulación.

La forma operativa de cómo se desarrolla esta prueba es la siguiente:

- Después de cementar una tubería de revestimiento se introduce la barrena perforando de 5 a 10 metros y levantándola posteriormente hasta la zapata guía, se circula el fluido de perforación con el fin de tener la columna de fluido con una densidad igual, se cierran los preventores anulares y se comienza a bombear lodo lentamente por la tubería de perforación hasta que se alcanza la máxima presión y empiezan a notarse las fugas de fluido (punto B)

- Generalmente el ritmo de bombeo es de 0.5 a 1.5 barriles por minuto dependiendo de la formación que se esté probando.

- La presión de fractura se calcula sumando a la presión de fuga (punto B) la presión ejercida por la columna de lodo y restando la presión correspondiente a la resistencia gel del lodo.

$$PF = Pfg + 0.052 (\bar{\rho} \times h) - P_{gel} \quad (38)$$

Para encontrar la resistencia gel del lodo con la cual se obtiene P_{gel} , comúnmente se utiliza un viscosímetro rotacional Fann después que el lodo tiene 10 minutos quieto. Aunque otra manera que toma en cuenta las condiciones de temperatura, presión y posibles contaminantes del lodo en el pozo es que después de efectuar la prueba de fractura se esperen aproximadamente de 5 a 10 minutos y posteriormente (con el mismo ritmo de bombeo usado en la prueba) se abre el preventor, haciendo funcionar la bomba, midiéndose la presión necesaria para iniciar la circulación (P_c).

Este valor se sustituye en la siguiente ecuación :

$$Y_e = \frac{300 P_c (D_{i.T.R.} - d_{e.x.t.T.P.}) d_{i.n.t.T.P.}}{L (d_{i.n.t.T.P.} + D_{i.T.R.} - d_{e.x.t.T.P.})} \quad (39)$$

Si se bombeó por T.P. se usa la siguiente ecuación para encontrar la P_{gel} :

$$P_{gel} = \frac{L Y_e}{300 (d_{i.n.t.T.P.})} \quad (40)$$

Si se bombeó por el espacio anular se aplica la siguiente ecuación :

$$P_{gel} = \frac{L Y_e}{300 (D_{i.n.t.T.R.} - d_{e.x.t.T.P.})} \quad (41)$$

Muchos factores afectan las pruebas de presión de fractura además de las características de la formación :

- a.- Altas densidades de lodo parecen causar altas presiones de fractura, aunque esto puede estar relacionado con un incremento en la viscosidad.
- b.- Diámetros pequeños de agujero pueden causar altas presiones de fractura.

- c.- El ritmo de presurización (aumento rápido de la presión) afecta las presiones de fractura; altos ritmos de bombeo producen presiones de fractura infladas. Este efecto es menor que el del factor del inciso (b).
- d.- Altas tensiones de la gel del lodo requieren altas presiones para iniciar la circulación.
- e.- La desviación del agujero afecta significativamente las presiones de fractura.
- f.- El aparejo y los instrumentos sensores tienen probablemente una exactitud entre un 95%. Por tanto, la exactitud en la predicción de presiones de fractura está limitada a este rango.
- g.- La penetrabilidad del lodo no altera la presión de ruptura real, pero esto afecta la forma de la gráfica de presión de fractura de tal modo, que el punto en el cual el esfuerzo mínimo horizontal está balanceado, puede ser oscurecido.

Probablemente una combinación de estos mecanismos es el responsable de una considerable dispersión de los puntos medidos.

III.2. MEDICION INDIRECTA

En esta sección se desarrollan las técnicas más comunes para la estimación del gradiente de fractura a partir del registro de densidad. También se mencionan algunos otros métodos que son variaciones sobre los primeros o ajustes a sus ecuaciones, en su defecto; toman en cuenta otras consideraciones e hipótesis para su desarrollo y aplicación. Cabe mencionar que de antemano deberá conocerse el gradiente de presión de formación.

III.3. METODO DE HUBBERT Y WILLIS^(1)

El resultado de Douglas McHenry^(7), discutido en la sección II.2, es directamente aplicable al comportamiento de las rocas en el subsuelo ya que constituyen un sistema de esfuerzo mixto (sólido-fluido).

Retomando estos conceptos y sustituyendo la ecuación 7 en la 8 proporciona :

$$\sigma_H \approx (1/3 \text{ a } 1/2) (S - Pf) \quad (42)$$

Introduciendo esta ecuación en la ecuación 9 y dividiendo entre la profundidad, se obtiene el gradiente de presión de

fractura buscado :

$$PF/h = Pf/h + (1/3 \text{ a } 1/2) (S/h - Pf/h) \quad (43)$$

El procedimiento de cálculo es el siguiente :

- a).- Encontrar el gradiente de presión de formación por cualquiera de las técnicas analizadas en la sección II.4 a la profundidad de interés.
- b).- A la misma profundidad se determina el gradiente de sobrecarga, tal como se indicó en la sección II.1.
- c).- Tomando como límites (1/3 a 1/2) se puede trazar una gráfica conteniendo el mínimo y máximo de los gradientes de presiones de fractura, Fig.III.2.
- d).- Se puede obtener un perfil del gradiente de fractura contra la profundidad repitiendo los pasos anteriores para diferentes profundidades.

Para condiciones normales de presión de formación y sobrecarga, estos límites del gradiente de fractura son de 0.64 psi/ft y 0.73 psi/ft mínimo y máximo, respectivamente.

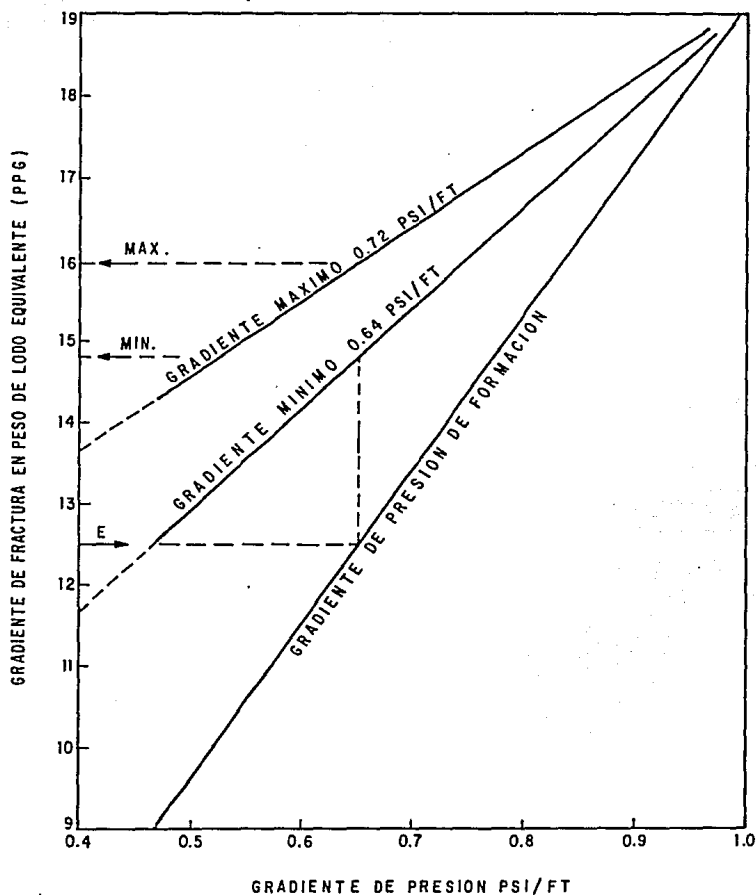


FIG.III. 2. REPRESENTACION GRAFICA DE LOS GRADIENTES DE FRACTURA MINIMO Y MAXIMO. LA SOBRECARGA SE TOMO COMO CONSTANTE IGUAL A 1.0 PSI/FT.

Para el uso de la Fig.III.2 es necesario determinar primero la densidad del lodo necesaria para mantener el balance con la presión de formación, a partir de las técnicas desarrolladas en la sección II.4. Con esta densidad como ordenada se entra a la gráfica hasta intersectar la presión de formación y se encuentran los gradientes de presión de fractura como se muestra esquemáticamente en la figura.

De esta gráfica se deduce que si existe un aumento del gradiente de presión de formación, la diferencia entre los gradientes máximo y mínimo se reduce; por tanto, en las operaciones comunes de introducción y extracción de la tubería de perforación, o al empezar a bombear, tienen una gran importancia cuando se tienen altas presiones de formación.

Se ha encontrado a través de la experiencia - que las estimaciones con este método no son reales, ya que para la costa del Golfo, resultan bajas comparadas con los datos de campo.

III.4 METODO DE MATTHEWS Y KELLY⁽⁴⁾

Este método de evaluación difiere del modelo de Hubbert y Willis en la introducción de un coeficiente variable de esfuerzo de la matriz llamado K_1 .

La ecuación que presentan es la siguiente :

$$PP/h = Pf/h + K_1(\bar{q}/h) \quad (44)$$

Los valores para K_i deben ser obtenidos empíricamente sustituyendo datos de campo en la ecuación siguiente :

$$K_i = h/\sqrt{q} (PF/h - Pf/h) \quad (45)$$

Note que K_i sustituye al rango (1/3 a 1/2) de la ecuación de Hubbert y Willis.

En formaciones con presión de formación normal, la expresión para el gradiente de presión de fractura se simplifica a :

$$PF/h = 0.465 + 0.535 K_i \quad (46)$$

Para encontrar el gradiente de presión de fractura (dato necesario en la evaluación de K_i), a falta de mediciones directas se puede evaluar de pérdidas de circulación de lodo, cementaciones forzadas, etc.

La Fig.III.3 muestra la relación del coeficiente de esfuerzos de la matriz con la profundidad, para dos áreas de E.U.A.

Para encontrar el gradiente de presión de fractura con esta técnica se tiene el siguiente procedimiento :

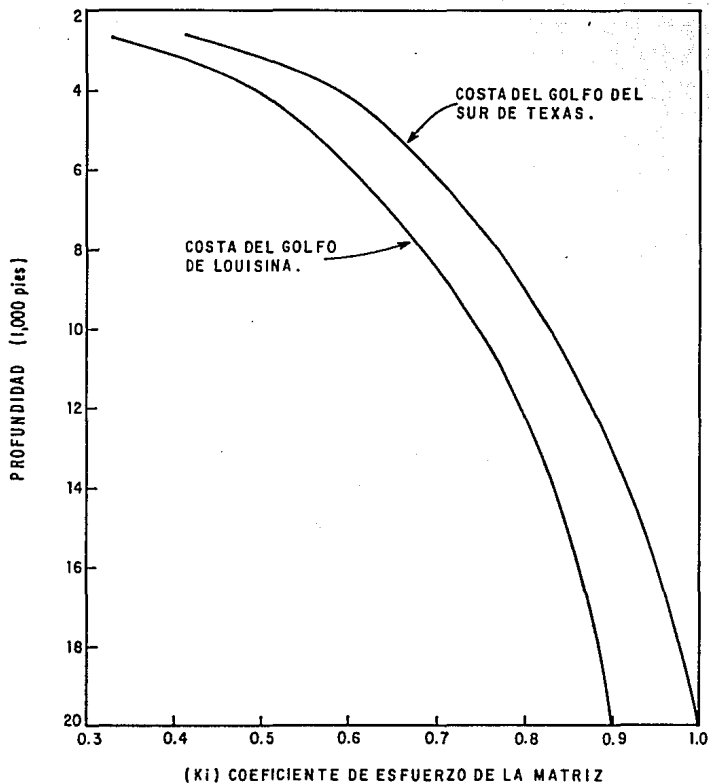


FIG. III. 3. RELACION DEL COEFICIENTE DE ESFUERZOS CON LA PROFUNDIDAD.

- a).- Construir una gráfica similar a la de la Fig.III.3 utilizando datos correspondientes al área en estudio para encontrar los coeficientes K_i a la profundidad de interés.
- b).- Evaluar la presión de formación por cualquiera de las técnicas vistas en la sección II.4, dependiendo de la información disponible.
- c).- Encontrar \sqrt{v} a partir de la ecuación 7 de la sección II.2.

Para el cálculo en zonas con presión anormal es necesario conocer la profundidad h_i para la cual se tendría el valor normal. La ecuación a usar es :

$$h_i = \sqrt{v} / (S/h - P_f/h) \quad (47)$$

P_f/h es el gradiente de presión de formación del área en estudio y \sqrt{v} corresponde a la zona anormal.

- d).- Con la profundidad encontrada h_i se entra a la gráfica construida en el inciso a) , encontrando el valor correspondiente de K_i .

e).- Utilizando la ecuación 44 se calcula el gradiente de presión de fractura.

Es posible obtener una gráfica que represente la variación del gradiente de presión de fractura con respecto a la profundidad repitiendo el procedimiento para diferentes profundidades, esto lo muestra la Fig.III.4, donde se calculó para diferentes valores, el gradiente de presión de formación en peso de lodo equivalente.

Para usar esta gráfica se entra con la profundidad de interés hasta intersectar la presión de formación (en peso de lodo equivalente), verticalmente se encuentra el gradiente de presión de fractura, dado también en peso de lodo equivalente.

Note que es necesario el conocimiento del coeficiente K_i para la elaboración de este tipo de gráficas.

III.5. METODO DE EATON (5)

Eaton generaliza el concepto de Matthews y Kelly introduciendo la relación de Poisson, ν , dentro de la expresión matemática del gradiente de presión de fractura.

$$PF/h = Pf/h + (\nu/1-\nu)((S - Pf)/h) \quad (48)$$

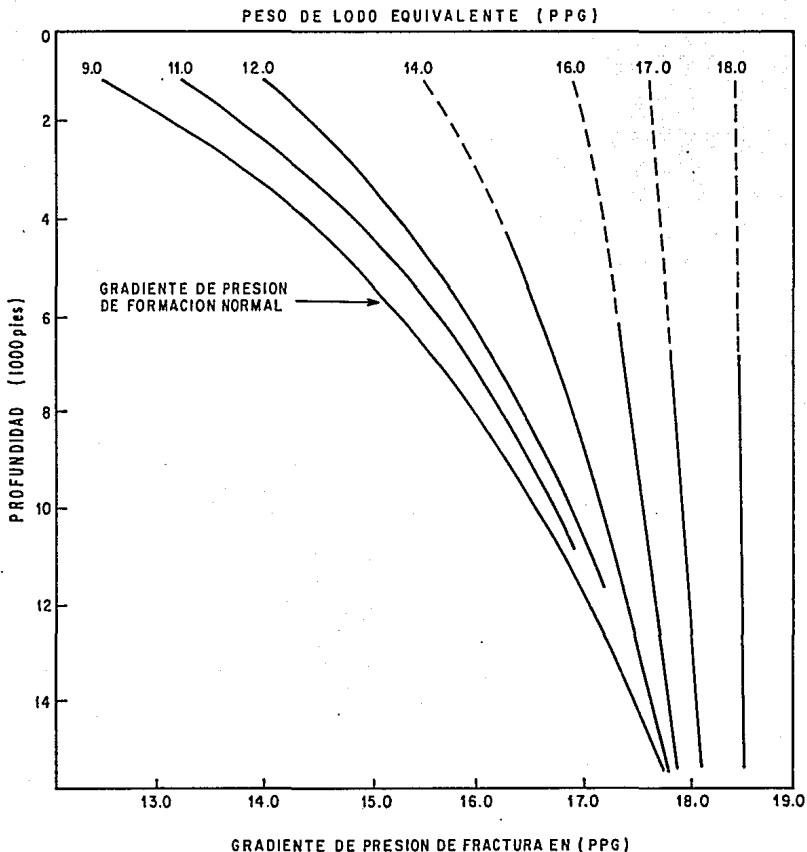


FIG. III. 4. PREDICCIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA PARA EL AREA COSTA DEL GOLFO DE E.U.A., USANDO EL CONCEPTO DE MATTHEWS Y KELLY.

Básicamente, las variables independientes se suponen funciones de la profundidad, así como la sobrecarga y la relación de Poisson de las rocas. Los gradientes de presión pueden variar con la profundidad.

Debe observarse que la ecuación de Hubbert y Willis es un caso particular de la ecuación de Eaton ya que si se sustituye en la ecuación de Eaton los valores de $\nu = 0.25$ y $\nu = .33$ dan el rango de Hubbert y Willis. Esta ecuación a su vez, es similar a la de Matthews y Kelly.

De la ecuación 48 :

$$\nu/1-\nu = (Ff/h - Pf/h) / (S/h - Pf/h) \quad (49)$$

Este cociente debe establecerse para cada área en estudio con la ayuda de datos de campo.

El procedimiento para encontrar el gradiente de presión de fractura es el siguiente:

- a).- Es necesario elaborar una gráfica que represente la variación de la relación de Poisson con respecto a la profundidad, Fig.III.5, o bien, una gráfica del cociente de la relación de Poisson con la profundidad.

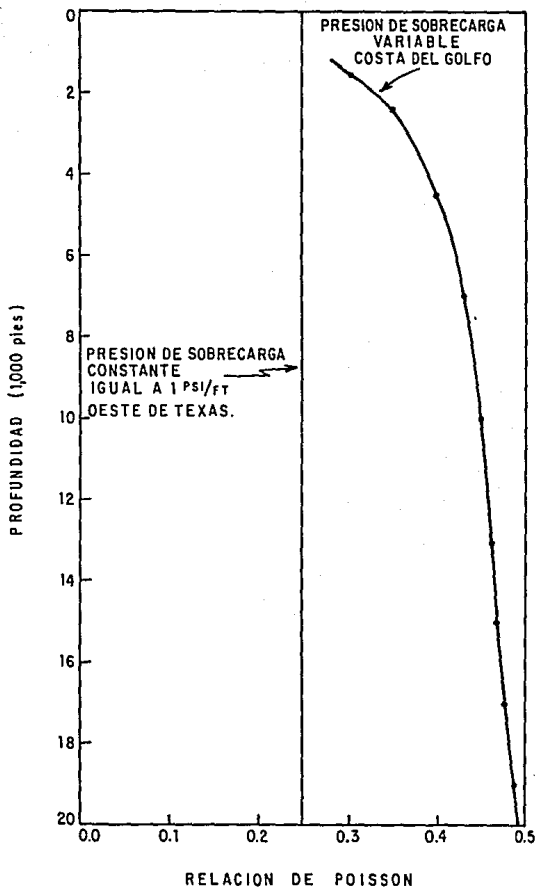


FIG. III.5. VARIACION DE LA RELACION DE POISSON CON LA PROFUNDIDAD .

- b).- Encontrar el gradiente de presión de formación, aplicando (de acuerdo a los datos disponibles) cualquiera de las técnicas discutidas en la sección II.4.
- c).- Calcular el valor de \sqrt{v} soportado por la roca, a partir de datos del registro de densidad y aplicando la ecuación 7 de la sección II.2.
- d).- Aplicando la ecuación 48 se encuentra el gradiente de presión de fractura a la profundidad de interés.
- e).- Repitiendo el procedimiento es posible construir un perfil de la variación del gradiente de presión de fractura contra la profundidad.

En la Fig.III.6 se presenta una gráfica para la estimación del gradiente de presión de fractura. Esta gráfica representa la variación del gradiente de presión de fractura contra la profundidad para diferentes valores de la presión de formación.

Este tipo de gráficas se puede elaborar para cada área en particular. La gráfica presentada anteriormente pertenece al área de la Costa del Golfo de E.U.A., en ella se consideró una variación promedio de la densidad con la profundidad para la estimación del gradiente de sobrecarga.

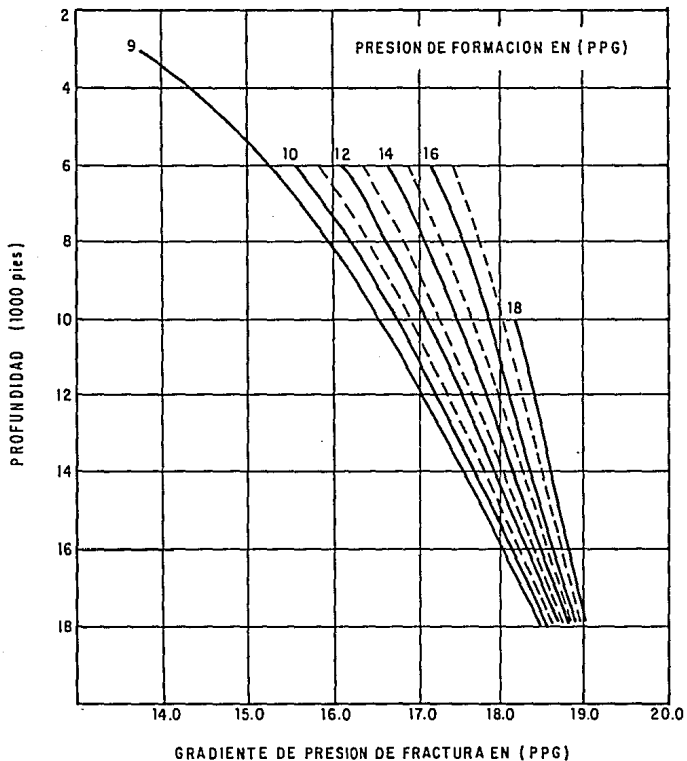


FIG. III. 6. ESTIMACION GRAFICA DEL GRADIENTE DE PRESION DE FRACTURA EN EL AREA DE LA COSTA DEL GOLFO E. U. A., BASADA EN LA APROXIMACION DE EATON.

III.6. OTROS METODOS

La técnica de Christman⁽¹³⁾ es particularmente importante en la perforación de pozos Costa afuera. Este método es una modificación al método de Eaton para considerar el tirante de agua existente en la perforación de pozos marinos.

El gradiente de sobrecarga a cualquier profundidad corresponde (de acuerdo a la definición de presión de sobrecarga, Capítulo II) al peso acumulado de todas las formaciones que sobreyacen al punto de interés.

En perforaciones Costa afuera la parte superior es agua, que es considerablemente menos densa que la roca, - este efecto es tomado en cuenta dentro de la relación como sigue :

$$S/h = (0.44 h_w + \gamma_b^* h_l) / h \quad (50)$$

Se ha observado una disminución significativa en el gradiente de presión de fractura conforme se incrementa la profundidad del agua, particularmente en formaciones someras, Fig. III.7.

La ecuación final que presenta el autor para el gradiente de presión de fractura es la siguiente :

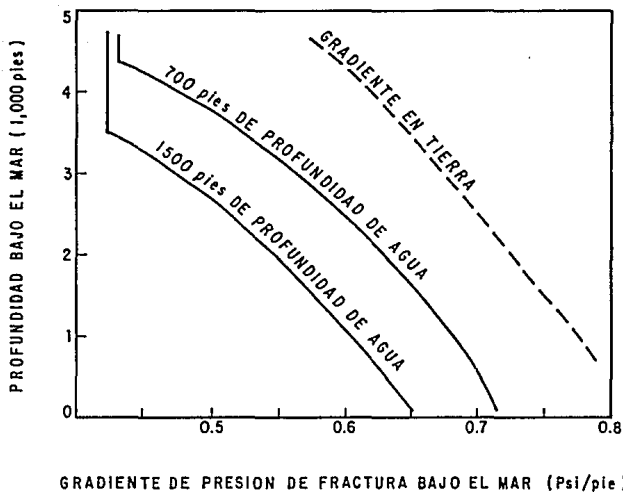


FIG. III.7. GRADIENTES DE PRESION DE FRACTURA COSTA AFUERA COMO FUNCION DE LA PROFUNDIDAD DEL AGUA. CANAL DE SANTA BARBARA, CAL. E. U. A. BAJO EL MAR, SIGNIFICA LA PROFUNDIDAD BAJO EL PISO DEL OCEANO.

$$PF/h = Ff/h + F_{\sigma}(S/h - Pf/h) \quad (51)$$

El procedimiento para encontrar el gradiente de presión de fractura es similar al método de Eaton, sólo se debe tomar en cuenta la ecuación 50 para el cálculo de la sobrecarga, y debe desarrollarse una gráfica de F_{σ} contra la profundidad, similar al método de Matthews y Kelly.

METODO DE PENNEBAKER (14)

Básicamente presenta la misma ecuación que Matthews y Kelly :

$$PF/h = Ff/h + K (S/h - Pf/h) \quad (52)$$

Los datos usados por Pennebaker fueron primeramente del sur de Texas en tierra y después Costa afuera. El también aplicó la técnica para otras áreas.

El procedimiento para encontrar el gradiente de presión de fractura es similar al de Matthews y Kelly.

METODO DE ANDERSON, INGRAM Y ZANIER (6)

La variación del gradiente de presión de fractura a una misma profundidad, para una misma área geológica, es una experiencia muy frecuente (15).

El efecto del contenido de arcilla en el yacimiento se ha reconocido y como resultado de ello se han aplicado diferentes coeficientes de esfuerzo de la matriz.

Anderson y otros (6) estudiaron la predicción del gradiente de presión de fractura usando dos conceptos :

- 1).- El modelo de Terzaghi (16) de esfuerzo efectivo.
- 2).- La relación esfuerzo-tensión de Biot (17,18)

Ambos conceptos matemáticos muestran que la relación de Poisson es un parámetro muy importante de la formación y gobierna las presiones de fractura.

Basándose en estos conceptos se puede realizar un desarrollo matemático bastante complejo, en el cual se toma en cuenta la elasticidad del medio poroso y se consideran esfuerzos horizontales uniformes. Este estudio se restringe sólo a la dirección horizontal.

La ecuación que se presenta es la siguiente :

$$PF/h = 2 \nu / (1 - \nu) S/h + (1 - 3\nu / (1 - \nu)) \beta Pf/h \quad (53)$$

Como puede apreciarse, la dificultad para evaluar el gradiente de presión de fractura con este método consiste en realizar una gráfica de la relación de Poisson, similar al método de Eaton y en la evaluación de β .

El parámetro β se puede aproximar, β ($= 1 - Cr/Cb$), en términos de valores derivables de registros (por ejemplo la porosidad). Terzaghi⁽¹⁶⁾ sugiere sobre bases teóricas que $\beta = \phi$; sin embargo, él mismo encontró experimentalmente que:

$$\beta \approx 1 \quad (54)$$

Sustituyendo este valor en la ecuación anterior queda :

$$PF/h = 2 \nu / (1 - \nu) S/h + (1 - 3\nu / (1 - \nu)) PF/h \quad (55)$$

La diferencia entre las ecuaciones 53 y 55 se presenta en la tabla III.1, donde se pueden observar las diferencias al usar una ecuación u otra.

TABLA III.1 COMPARACION DE GRADIENTES DE PRESION DE FRACTURA AL USAR LAS ECUACIONES (53) y (55) CONTRA VALORES MEDIDOS DE CAMPO .

h (ft)	PF (medido)	PF (EC.53)	PF (EC.55)
8,360	0.830	0.834	0.837
8,430	0.830	0.846	0.861
8,450	0.830	0.780	0.762
8,690	0.720	0.800	0.860
8,710	0.720	0.800	0.888
9,280	0.860	0.814	0.802
9,560	0.830	0.800	0.768
9,800	0.855	0.840	0.938
9,850	0.945	0.900	0.942
10,240	0.843	0.836	0.838
11,670	0.880	0.878	0.860
12,260	0.856	0.856	0.879

El procedimiento para encontrar el gradiente de presión de fractura es similar al de Eaton, discutido anteriormente.

Existen a la fecha modificaciones al método propuesto por Eaton, consistentes en correlaciones empíricas basa-

das en datos de campo a los cuales se les ajusta una ecuación^(19,20) pero que no aportan mayores detalles sobre su obtención y además, adolecen de una sustentación teórica, razón por la cual, su implantación como técnica nueva es muy limitada.

III.7. COMPARACION DE LAS TECNICAS DE ANALISIS

En las ecuaciones presentadas por Hubbert y Willis⁽¹⁾, Matthews y Kelly⁽⁴⁾, Eaton⁽⁵⁾, Pennebaker⁽¹⁴⁾ y Christman⁽¹³⁾ para calcular los gradientes de presión de fractura:

$$PF/h = Pf/h + 1/3 (S/h - Pf/h) \quad (\text{Hubbert y Willis})$$

$$PF/h = Pf/h + K_1 (S/h - Pf/h) \quad (\text{Matthews y Kelly})$$

$$PF/h = Pf/h + K (S/h - Pf/h) \quad (\text{Pennebaker})$$

$$PF/h = Pf/h + (\gamma / (1 - \gamma)) (S/h - Pf/h) \quad (\text{Eaton})$$

$$PF/h = Pf/h + F_{\sigma} (S/h - Pf/h) \quad (\text{Christman})$$

se pueden apreciar claramente algunas similitudes : tanto Hubbert y Willis⁽¹⁾ como Matthews y Kelly⁽⁴⁾ consideran un gradiente de

presión de sobrecarga igual a 1 psi/ft. Eaton⁽⁵⁾ y Christman⁽¹³⁾ consideran una sobrecarga variable.

Es claramente observable que la sobrecarga es el factor controlable para la relación de esfuerzos. Si esto es cierto, entonces las curvas de relación de esfuerzos serán muy similares en acumulaciones del Terciario que se encuentran tectónicamente relajadas. Se graficaron cuatro curvas de relación de esfuerzos, Fig. III.8, y se observa una amplitud máxima de 0.05 en esas curvas que fueron desarrolladas en el Sur de Texas y diferentes áreas Costa afuera de Louisiana y California. Todas estas áreas son secuencias de arenas/lutitas. Las curvas de la dos a la cuatro en la Fig. III.8 están basadas en gradientes de sobrecarga reales. La buena concordancia entre estas curvas tiende a suponer que el gradiente de presión de fractura es primeramente una función de la sobrecarga.

En la Fig. III.9 se presenta una curva promedio de relación de esfuerzos basada en las curvas de la dos a la cuatro en la fig. III.8. Esta curva de relación de esfuerzos puede ser usada en las áreas cubiertas por los autores antes mencionados. Esas áreas son todas depósitos relajados tectónicamente conteniendo lutitas plásticas con intercalaciones de arenas.

La relación de esfuerzos promedio, K_a , mostrada en la Fig. III.9 puede ser aproximada por las siguientes ecuaciones:

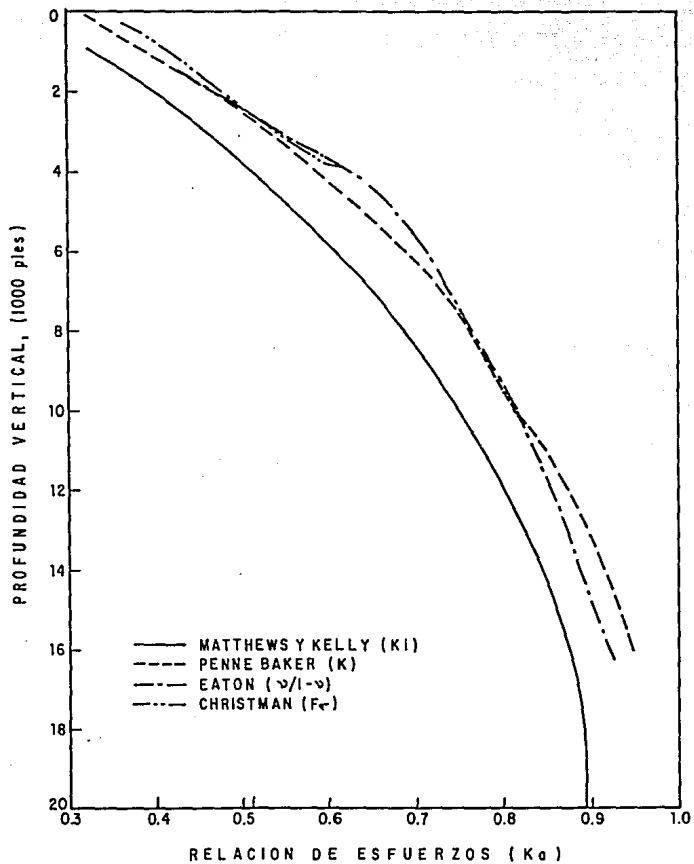


FIG. III. 8. CURVAS DE RELACION DE ESFUERZOS DE LOS DIFERENTES AUTORES.

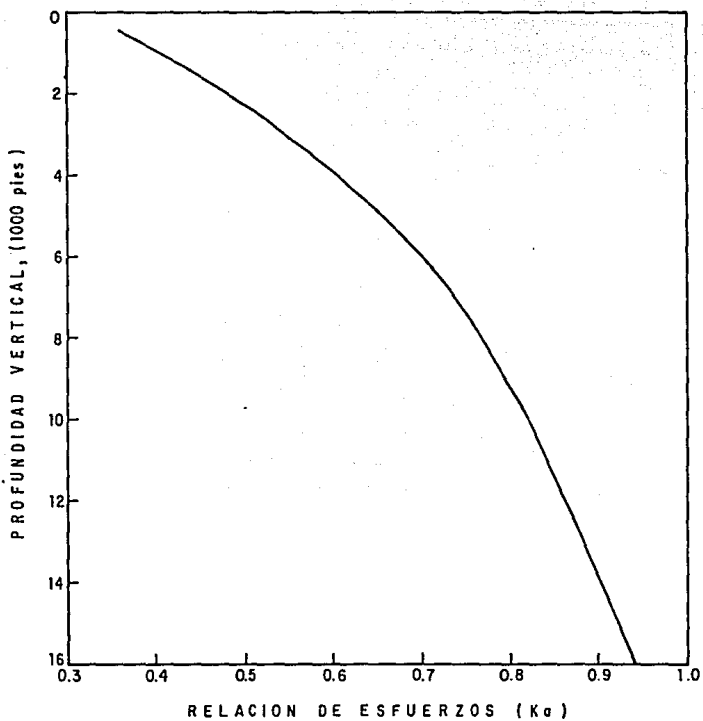


FIG. III. 9. CURVA DE RELACION DE ESFUERZOS PROMEDIO BASADA SOBRE LA FIG. III. 8.

$$K_a = 3.9 (S/h) - 2.880 \quad (\text{para } S/h = < 0.94)$$

$$K_a = 3.2 (S/h) - 2.224 \quad (\text{para } S/h > 0.94)$$

.En la Fig.III.10 se muestra un gradiente de sobrecarga variable y la relación de esfuerzos promedio, la cual se usa como se muestra esquemáticamente en la figura. Para encontrar el gradiente de presión de fractura es necesario estimar la presión de formación de acuerdo a las técnicas vistas en la Sección II.4 y el gradiente de sobrecarga se encuentra de acuerdo al procedimiento visto en la Sección II.1.

Todas las técnicas vistas anteriormente están basadas en primer término sobre datos de las edades Flicceno-Mioceno y usar estas gráficas en áreas donde el espesor del intervalo del Pleistoceno se presenta puede causar errores.

Estas figuras hacen posible, por tanto, estimar gradientes de presión de fractura para su empleo en pozos exploratorios que tengan planeado depósitos del Terciario conteniendo sedimentos clásticos.

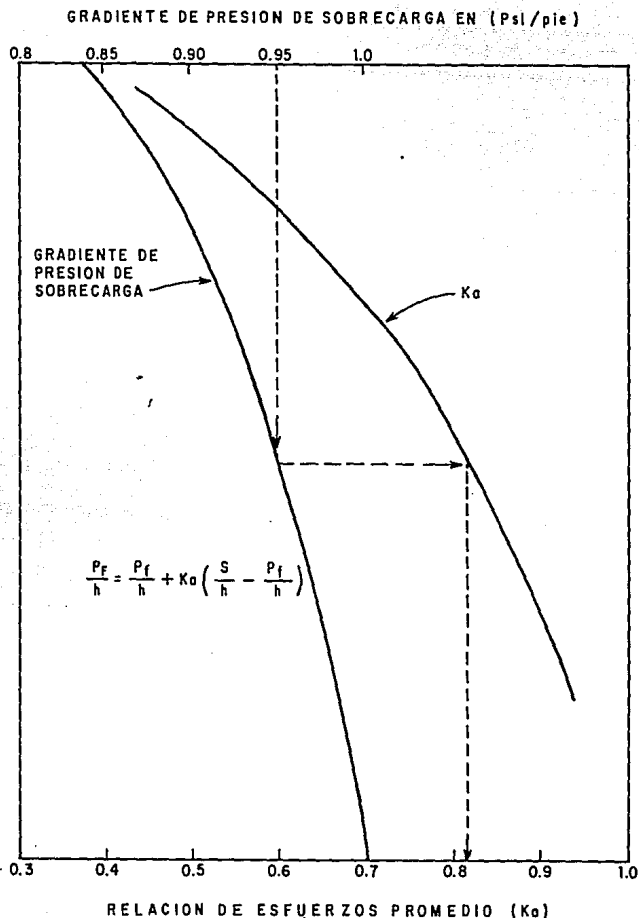


FIG.III.10.GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA CONTRA LA RELACION DE ESFUERZOS PROMEDIO PARA LA ESTIMACION DE GRADIENTES DE FRACTURA EN DEPOSITOS DEL TERCARIO.

C A P I T U L O I V

ESTIMACION DE GRADIENTES DE FRACTURA EN POZOS DIRECCIONALES

IV.1 P L A N T E A M I E N T O .

Las rocas reales pueden ser descritas como heterogéneas y anisotrópicas con variaciones direccionales en todas estas propiedades físicas. Debido a esta complejidad, no existe todavía un modelo matemático que describa perfectamente a una roca real.

En estudios pasados (21) se hizo evidente que el modelo matemático ideal no proporcionaría un buen trabajo para cálculos de campo, ya que este modelo ideal daría también resultados extremos. En vista de la complejidad de modelación de rocas reales es fácilmente comprensible que este modelo es demasiado simple.

Un detallado conocimiento de la presión de formación y resistencia a la fractura se consideran como los elementos más simples esenciales para que un programa de perforación sea llevado a un buen término. Esto es igual o más crítico cuando se perforan pozos con grandes ángulos de desviación.

Los pozos perforados Costa afuera típicamente cubren un amplio rango de inclinaciones, dependiendo del perfil - del pozo. El método que se propone es muy ventajoso cuando se planea un pozo desviado; usando el perfil real del pozo y la línea de presión de formación se encuentra el gradiente de presión de fractura para este perfil particular.

El método toma en cuenta la inclinación del pozo. Por tanto, los datos de fractura de los pozos de desarrollo - exploratorio y direccionales pueden usarse como datos de entrada.

La ventaja de este método es que puede actualizarse continuamente conforme nuevos datos de fractura estén disponibles.

Los datos de campo muestran frecuentemente una variación a la misma profundidad. Un pozo puede tener un gradiente de presión de fractura substancialmente diferente con respecto a pozos cercanos. Para complicar más esta situación, una experiencia frecuente es la pérdida de circulación de lodos de perforación. La pérdida de circulación es justamente otro caso de fracturamiento y por lo mismo requeriría el mismo análisis.

Por estas causas se hace necesario una correlación entre la litología y la presión de fractura. En el campo las altas presiones de fractura son obtenidas en lutitas y yesos.

Las arenas comúnmente tienen presiones de fractura bajas y la resistencia a la tensión real de la roca es de menor valor, por esto un pozo puede contener fisuras en cualquier dirección. Las lutitas se consideran impermeables y esta es la clave para sus altas presiones de fractura.

IV.2 DESARROLLO DEL METODO .

El método está basado en los principios de la mecánica, pero usa un método de correlación en la aplicación de datos de campo.

La idea es usar los principios de la mecánica, pero para ajustar ciertos parámetros, se hace necesario introducir factores de corrección para lograr un buen ajuste con las mediciones de datos de fractura. El criterio escogido para estos ajustes está basado en el comportamiento observado, y no siempre es racional, desde el punto de vista riguroso de la mecánica. Sin embargo, los resultados proporcionados y la facilidad de aplicación de este método sostienen su validez.

Los esfuerzos horizontales se suponen iguales, suposición muy común para depósitos tectónicamente relajados.

Para un agujero vertical, la presión de fractura es una función del esfuerzo tangencial; la ecuación 22, Sección II.2. se puede resolver para el esfuerzo horizontal como sigue:

$$\sqrt{H} = 1/2 (Pw + Pf) \quad (56)$$

Pw se convierte en PF en esta ecuación y se introduce un coeficiente de correlación "que representa un mecanismo físico, como anisotropía o compensa un error sistemático en los datos de entrada" (22)

$$\sqrt{H} = 1/2 (PF + PF + A) \quad (57)$$

En esta ecuación la cohesión de la roca se hace cercana a cero y se supone que existe ya una fisura y sólo es reabierta cuando el pozo está siendo fracturado.

Esta ecuación es válida solamente para un pozo vertical. El criterio no es válido cuando el esfuerzo tangencial efectivo excede la resistencia de la roca, ocurriendo el - fracturamiento.

Con datos de campo y haciendo uso de la ecuación anterior se genera una curva para el esfuerzo horizontal. Se observa que esta curva de esfuerzo es casi paralela a la curva de sobrecarga. Fig. IV.1 bajo esta premisa, teniendo una curva de sobrecarga y un punto sobre la curva de esfuerzo horizontal, se puede redefinir la curva de esfuerzo in-situ debido a que se espera siempre que la curva de esfuerzo horizontal se acerque a la curva

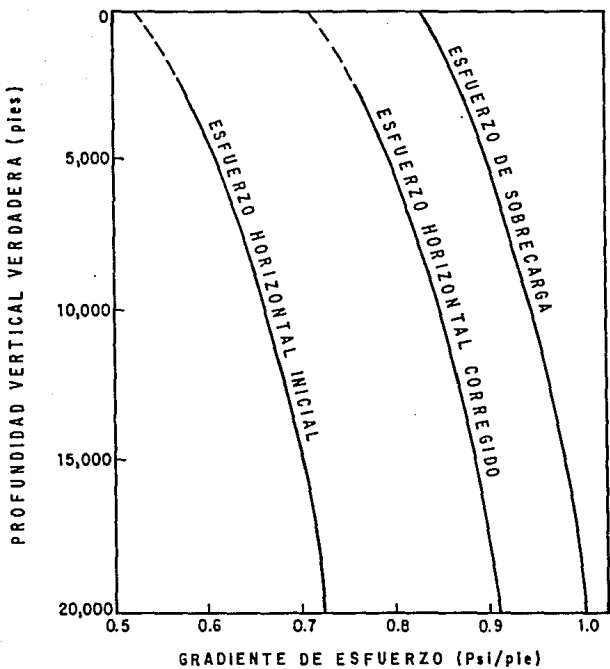


FIG. IV. 1 . GRADIENTES DE ESFUERZOS CONTRA LA PROFUNDIDAD.

de sobrecarga (Pilkinton⁽²³⁾) con la profundidad. La línea corregida en la Fig. IV.1 muestra el ajuste de la curva que ahora es el orden del 90% del peso de la sobrecarga, un valor más real.

$$\sqrt{H}' = S - K1 \quad (58)$$

Igualando las ecuaciones 57 y 58 puede encontrarse el valor del coeficiente de correlación A.

$$1/2 (PF + Pf + A) = S - K1 \quad (59)$$

$$A = 2S - 2K1 - PF - Pf \quad (59)$$

Graficando A contra P_f se puede encontrar una ecuación lineal de la forma ;

$$A = a - bP_f \quad (60)$$

Usando las ecuaciones de la Sección II.2 y combinándolas con otras ecuaciones dadas por Aadnoy y otros (22) se encuentra una expresión para la presión de fractura en función de los esfuerzos y de la presión de formación :

$$PF = 3 \sqrt{V_y} - \sqrt{V_x} - P_f \quad (61)$$

Los gradientes de fractura para todos los ángulos del agujero de la vertical a la posición horizontal fueron calculados con la ecuación 61 y los resultados se muestran en la Fig. IV.2.

La Fig. IV.2 , revela una amplitud en los gradientes de fractura para una profundidad dada. La reducción del gradiente de fractura cuando el agujero es rotado de la vertical a la posición horizontal es mayor a 5 ppg. a 20,000 pies. Claramente, este valor es extremo, ya que la experiencia de campo no muestra tanta variación de las curvas.

A través del coeficiente de correlación A se puede corregir la amplitud de las curvas de la Fig. IV.2 , como lo muestra la Fig. IV.3. Ahora la diferencia en los gradientes de fractura para un pozo vertical y uno horizontal es reducida de un valor mayor a 5 ppg., a un valor menor a 2 ppg. Este procedimiento fue conformado para todas las presiones de formación arriba de 16 ppg.

Se observa claramente el paralelismo en las curvas de la Fig. IV.3 , para altas presiones de formación; por tanto, se puede realizar un ajuste y derivar una simple ecuación para el gradiente de presión de fractura, que funcione para cualquier ángulo de inclinación de pozos direccionales:

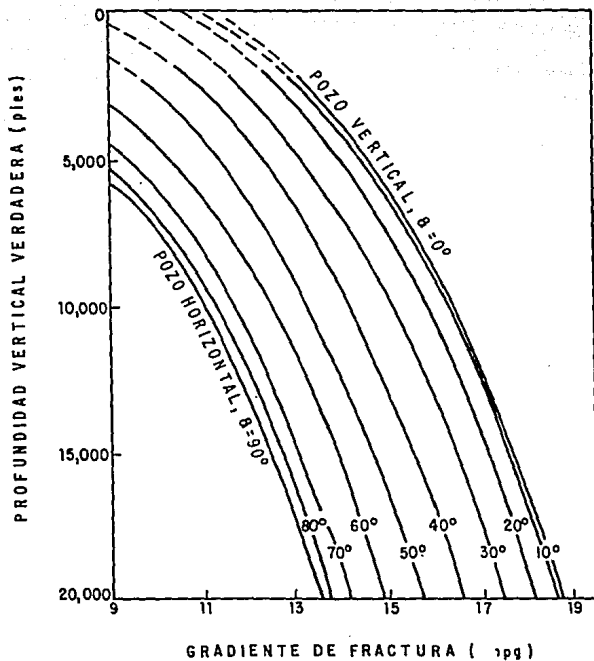


FIG. IV. 2. GRADIENTES DE FRACTURA PARA POZOS DESVIADOS. PRESION DE FORMACION NORMAL (9 ppg) CURVAS AJUSTADAS A PARTIR DE LOS DATOS DE EATON .

$$P_{DE}^F(\omega) = P_F + 1/3 (P_f - P_f^*) \sin^2 \omega \quad (62)$$

De esta ecuación se puede observar que cuando se perfora un pozo vertical ($\omega = 0^\circ$) el segundo miembro del lado derecho de la ecuación se hace cero; por tanto, el gradiente de presión de fractura se podrá calcular con los procedimientos vistos anteriormente, o bien, mediante el procedimiento siguiente :

Si en la ecuación 62 se hace $\omega = 90^\circ$ para un pozo horizontal y se seleccionan los datos de fractura en el punto que fue medido a una alta presión de formación. "Se define que este punto tiene un gradiente de presión de fractura igual a la presión de formación para un pozo horizontal". Aplicando esta definición en la ecuación anterior :

$$P_{DE}^F(\omega) = P_f$$

$$P_{DE}^F(\omega) = P_F + 1/3 (P_f - P_f^*)$$

$$P_f^* = 3P_F - 2P_f$$

(63)

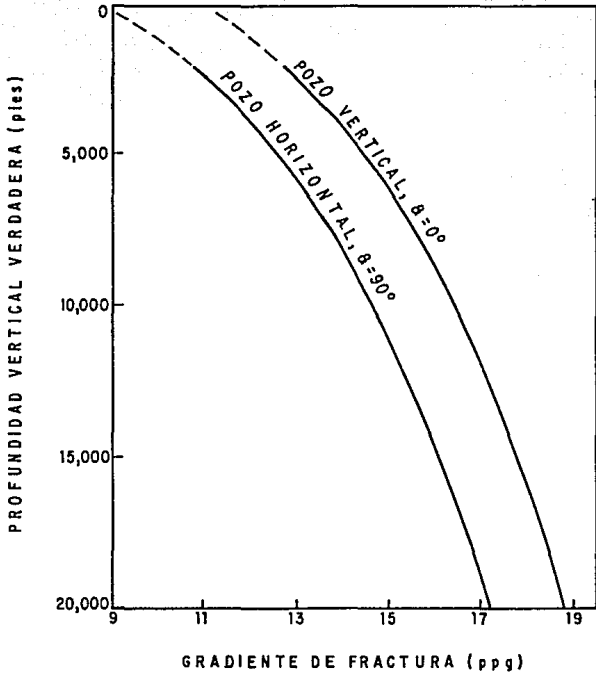


FIG. IV. 3 . GRADIENTES DE FRACTURA CORREGIDOS PARA POZOS DESVIADOS .
 PRESION DE FORMACION NORMAL (9 ppg)

Sustituyendo la ecuación 60 en la 59 resulta :

$$1/2 (PF + P_f + a - bP_f) = S - K1 \quad (64)$$

Despejando PF (presión de fractura para pozos verticales) nos queda :

$$PF = 2S - 2K1 - a - (1 - b) P_f \quad (65)$$

Sustituyendo 65 en 62 queda la ecuación del gradiente de presión de fractura para cualquier inclinación del pozo :

$$PF_{DE}(\omega) = 2S - 2K1 - a - (1-b)P_f + 1/3 (P_f - P_f^*) \text{sen}^2(\omega) \quad (66)$$

Para encontrar la presión de fractura se recomienda seguir el procedimiento descrito a continuación :

- 1) Se deben coleccionar y organizar los datos del pozo para cada punto de fractura o pérdida de circulación, datos de la presión de formación, la profundidad, la inclinación y la litología deberán ser conocidos.
- 2) Si los datos están tomados de pozos localizados a diferentes profundidades de agua, se deberán referir a un nivel común; por ejemplo, RKB (meza rotaria).
- 3) Dividir los datos en dos grupos, uno para las presiones de fuga en lutitas y otro grupo para datos de pérdida de circulación y datos de fractura en arenas.
- 4) Dividir los datos uno para pozos verticales o cerca de la vertical y otro para pozos desviados.
- 5) Determinar la curva de presión de sobrecarga de acuerdo al procedimiento descrito anteriormente en la Sección - II.1 sobre esta curva graficar los datos de la presión de formación, o la curva, y también los datos de fractura.

- 6) Encontrar \bar{v}_H con la ecuación 57 haciendo $A=0$ para el punto de fractura medido a una alta presión de formación.
- 7) Trazar una línea paralela a S a través de \bar{v}_H del paso anterior. Esta línea se denomina como \bar{v}_H' . Midiendo el cambio K_1 , ecuación 58.
- 8) Se grafican los demás puntos de fractura (previamente calculados con la ecuación 57) ($A = 0$).
- 9) Se hace una tabla de $A/2 = \bar{v}_H' - \bar{v}_H$ y P_f , y se determina la ecuación para la línea recta, esto es: constantes a y b en la ecuación 60 graficando A contra P_f .
- 10) Se determina la ecuación para el gradiente de presión de fractura vertical, ecuación 65.
- 11) Calcular el coeficiente de la presión de formación P_f^* con la ecuación 62, si se disponen de datos de fractura de pozos desviados. En caso contrario, se estima con la ecuación 63.

- 12) Insertando la ecuación 65 en la ecuación 62 se obtiene el gradiente de presión fractura máximo. Esta se llama la línea de lutitas.
- 13) Regresando al inciso 8) se repite el procesamiento con los datos de pérdida de circulación, y se deriva la ecuación del gradiente de fractura mínimo o la línea de arenas.
- 14) Para aplicar el método se define la presión de formación y el perfil del pozo. Calcular y graficar las líneas de lutitas y arenas.
- 15) Finalmente, se usa la información litológica para definir qué línea es la adecuada para usarse a una profundidad determinada.

C A P I T U L O V

A P L I C A C I O N E S

La aplicación de la técnica desarrollada en este trabajo se ilustra a través de la información existente del campo Statfjord, el cual se describe a continuación: El campo Statfjord es el más grande en el mundo con 3.3 billones de barriles en reservas recuperables, es un campo Costa afuera localizado a través de una línea media entre Noruega y el Reino Unido. Se alinea aproximadamente de Norte a Sur y está en un tirante de 145 metros de agua, se encuentra explotando arenas del Jurásico y del Triásico a aproximadamente a 2500-3000 m. de profundidad vertical verdadera, los pozos tienen un ángulo de 60° y el límite es de 70° de inclinación.

La estratigrafía de las formaciones muestra un alto contenido de lutita y arcilla. Las lutitas se encuentran sobrepresionadas y existen estratos de arenas que se encuentran parcial o completamente aisladas. Esto se refleja en una curva de presión de formación ondulada.

Aplicando la nueva técnica, primero se ajustó una ecuación a la curva de sobrecarga, Fig.V.1, en función de la profundidad. El ajuste para este caso en particular resultó en un

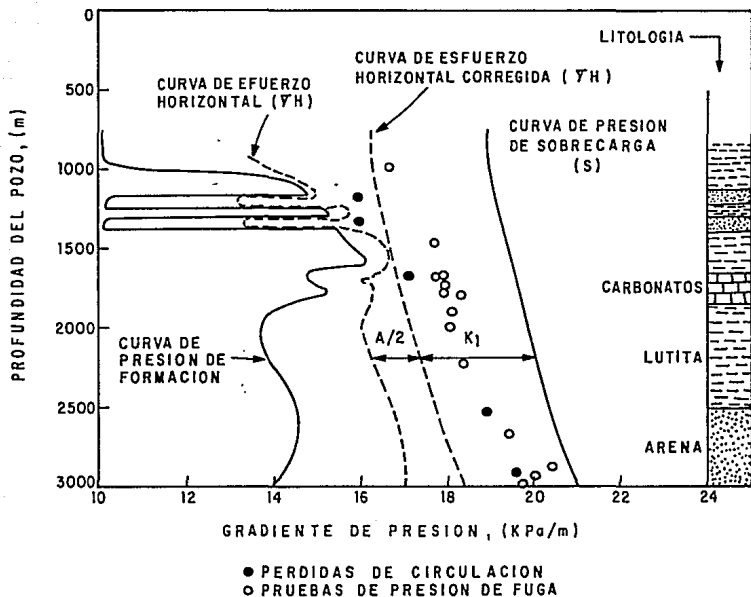


FIG.V.1. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION DE FRACTURA DEL POZO STATFORD.

polinomio cúbico :

$$S = 19.5 - 1.21 \times 10^{-3} h + 8.78 \times 10^{-7} h^2 - 10.43 \times 10^{-11} h^3 \quad (67)$$

Donde las unidades de la presión de sobrecarga son (KPa/m) y la profundidad en metros (m).

Siguiendo el procedimiento delineado en el Capítulo anterior, se obtiene un ajuste para la curva de presión de sobrecarga de $K1 = 2.725$ (KPa/m). Los coeficientes de correlación resultantes son mostrados en la Fig. V.2. En esta figura se observa un razonable ajuste. La ecuación para la línea de lutitas es:

$$A = 16.79 - 1.06 P_f \quad (68)$$

Para la línea de arenas resulta:

$$A = 17.42 - 1.06 P_f \quad (69)$$

Introduciendo todos los parámetros determinados en la ecuación 65 se obtienen dos ecuaciones para el gradiente de fractura en pozos verticales, uno para lutitas y otro para arenas.

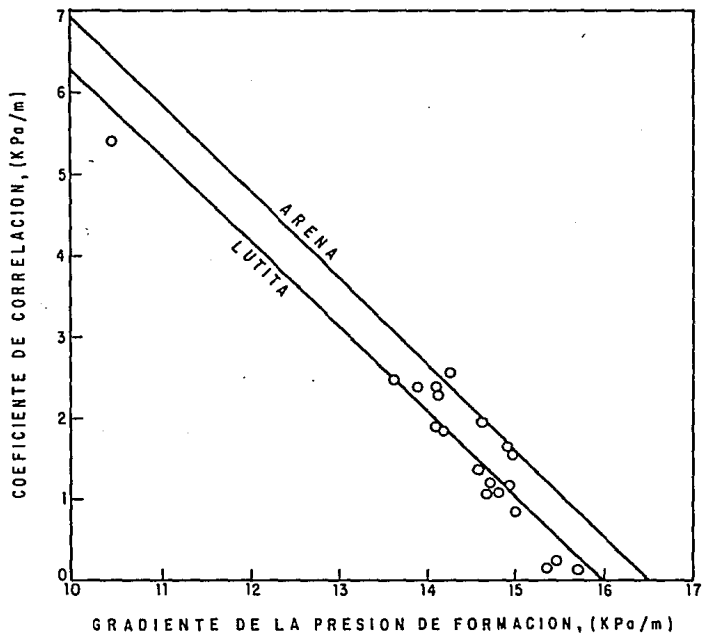


FIG. V. 2. COEFICIENTE DE CORRELACION OBTENIDO PARA EL CAMPO STATFJORD.

Estos gradientes se graficaron en la Fig. V.3, donde se puede notar que las líneas son paralelas.

Para determinar el comportamiento para pozos inclinados, la constante de la presión de formación se encontró por medio de la ecuación 63 y fue de 20.78, y para un punto de fractura con una inclinación de 59° fue de 20.5 (KPa/in).

Las ecuaciones para los gradientes de fractura en pozos desviados pueden escribirse como sigue:

$$\begin{aligned}
 P_F^{Lutita}(\omega) = & 16.76 - 2.42 \left(\frac{h}{1000} \right) + 1.756 \left(\frac{h}{1000} \right)^2 \\
 & - 0.2086 \left(\frac{h}{1000} \right)^3 + 0.06 P_f + 1/3 (P_f \\
 & - 20.5) \sin^2 \omega \qquad (70)
 \end{aligned}$$

$$P_F^{Arenn}(\omega) = P_F^{Lutita}(\omega) - 0.63 \qquad (71)$$

En la Fig. V.4 se muestra el rango de los gradientes de presión de fractura para un pozo inclinado y para un pozo vertical.

Usando el perfil del pozo y la línea de presión de formación se puede encontrar el gradiente de fractura para este

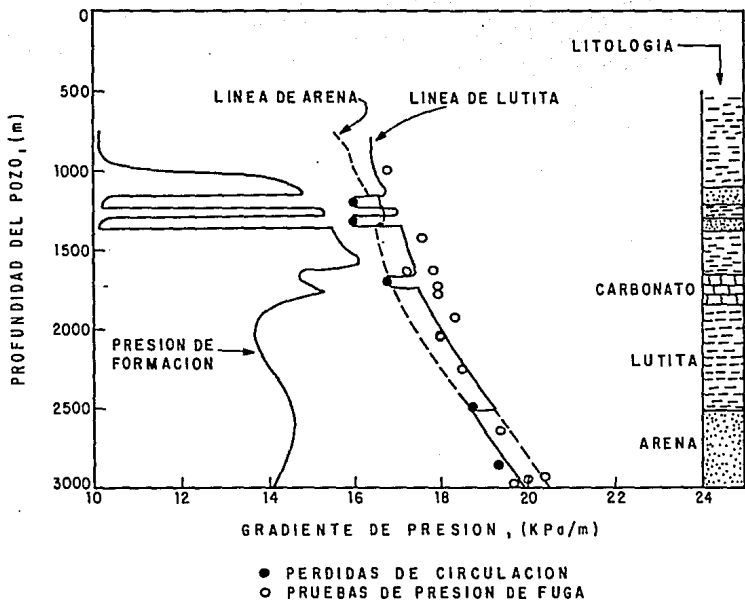


FIG. V. 3. GRADIENTES DE FRACTURA PARA UN POZO VERTICAL PERFORADO EN EL CAMPO STATFORD.

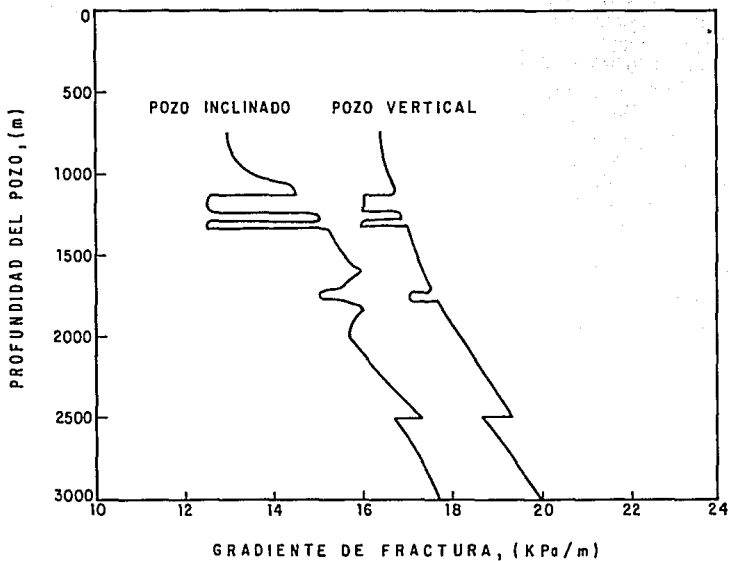


FIG. V.4. COMPARACION ENTRE LOS GRADIENTES DE FRACTURA TANTO PARA UN POZO VERTICAL Y UNO INCLINADO PERFORADOS EN EL CAMPO STATFJORD.

perfil particular. Un resultado de este cálculo se muestra en la Fig. V.5 con línea continua.

Finalmente los resultados del método se compararon con valores medidos.

TABLA V.1 COMPARACION DE GRADIENTES DE PRESION DE FUGA

Profundidad (m)	Nuevo Método (KPa/m)	Medido (KPa/m)
972	16.51	16.82
1422	17.20	17.53
1652	17.53	17.88
1676	17.55	17.76
1682	17.56	17.41
1687	17.57	16.94
1762	17.69	17.88
1812	17.81	18.35
1872	17.86	18.11
1992	18.08	18.00
2212	18.58	18.35
2214	18.59	18.35

El método se probó con un estudio de campo y los resultados, comparados con datos medidos, indican que la técnica - trabaja bastante bien, con un error de alrededor del 1.7% que para

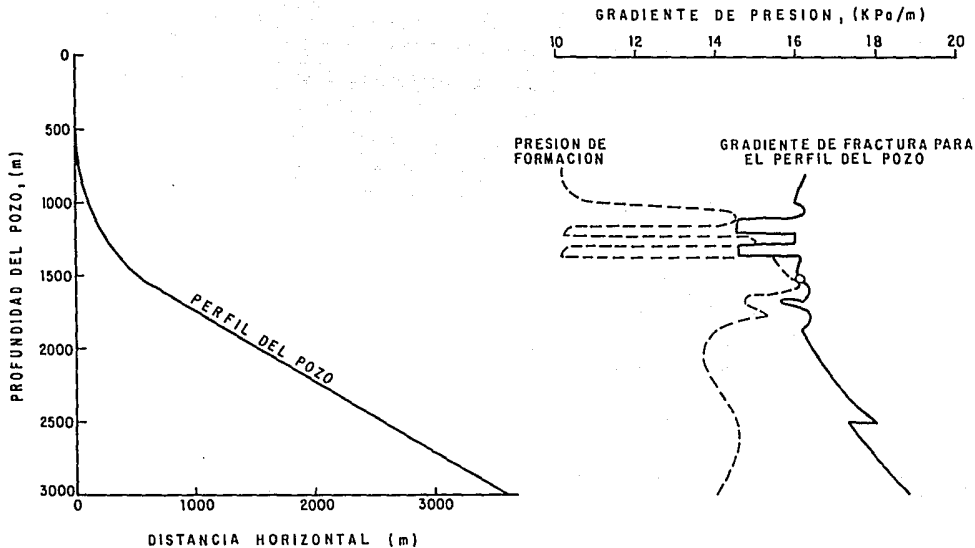


FIG.V. 5 GRADIENTE DE FRACTURA PARA UN POZO DESVIADO A PARTIR DEL PERFIL DEL POZO DEL CAMPO STATFJORD.

condiciones de campo se puede considerar aceptable.

Existe un problema potencial en la zona de 1700 - 1740 metros aproximadamente donde, debido a la alta inclinación, la línea de presión de fractura se acerca mucho a la línea de presión de formación. Para minimizar posibles problemas se deberán planear las futuras perforaciones con una menor desviación a través de esta zona, siempre y cuando el plan de desarrollo del campo lo permita.

C A P I T U L O VI

C O N C L U S I O N E S

La técnica presentada para la predicción de presiones de fractura en pozos desviados, es muy ventajosa en aplicaciones de campo. El nuevo método toma en cuenta, dentro de la relación matemática, la inclinación del agujero; por tanto, es posible predecir gradientes de presión de fractura desde un ángulo de desviación de cero grados hasta una perforación horizontal (90°).

Tanto las pérdidas de circulación como las pruebas de fractura son analizadas por el mismo camino. Las altas presiones de fractura se encontraron en lutitas y las pérdidas de circulación ocurren en arenas. Por tanto, se encontró que la litología es un parámetro muy importante.

El gradiente de fractura para pozos inclinados es significativamente bajo en comparación con un pozo perforado verticalmente o cerca de la vertical.

El resultado de los cálculos se expresa como una simple ecuación, lo cual facilita las aplicaciones en el campo.

Se sugiere probar el método bajo las condiciones de perforación que se desarrollan en México, principalmente en

la zona marina, donde los problemas de pérdida de circulación son muy frecuentes debido a el alto grado de fracturamiento que presentan los carbonatos y donde la planeación de la densidad del fluido de perforación es un factor fundamental.

N O M E N C L A T U R A

- A = Coeficiente de correlación que representa un mecanismo físico o compensa un error sistemático en los datos de entrada.
- a, b = Constantes de la línea recta ajustada, en el método para encontrar la presión de fractura en pozos desviados.
- C = Constante
- c' = Depende de la provincia geológica, varía entre 0.8 y 1.2 en el método de Foster y Whalen.
- C_b = Compresibilidad del esqueleto del medio poroso.
- C_n = Conductividad de la lutita leída sobre la tendencia normal de compactación.
- C_o = Conductividad de la lutita leída sobre la desviación de los datos de registro.
- C_p = Factor de corrección por falta de compactación para arenas limpias, no compactadas e invadidas de agua salada.

C_r = Compresibilidad intrínseca del material sólido de la roca.

D_A = Profundidad del medio sobrepresionado.

D_E = Profundidad equivalente correspondiente a la profundidad del medio sobrepresionado.

$D_{i.T.R.}$ = Diámetro interior de tubería de revestimiento.(pg)

$d_{i.T.F.}$ = Diámetro interior de tubería de perforación.(pg)

$d_{e.T.P.}$ = Diámetro exterior de tubería de perforación.(pg)

F_r = Coeficiente de esfuerzo de la matriz en la ecuación de Christman, adimensional.

g = Aceleración de la gravedad.

h = Profundidad; en el caso de la ecuación de Christman h significa profundidad bajo el piso del Océano, ft.

h_l = Profundidad bajo la línea de leóc(pozos marinos),ft

h_i = Profundidad a la cual se tiene el valor normal de \bar{V}

h_w = Profundidad del tirante de agua.ft

K = Coeficiente de esfuerzo de la matriz, adimensional.

K_a = Coeficiente de esfuerzo de la matriz (promedio)

K_i = Coeficiente de esfuerzo de la matriz en la ecuación de Matthews y Kelly.

K_1 = Constante de ajuste entre la curva del peso de la sobrecarga y el esfuerzo horizontal corregido.

L = Longitud de la tubería de perforación, ft

\ln = Logaritmo neperiano o natural.

ppg = Libras por galón.

P = Presión

P_c = Presión correspondiente para iniciar la circulación del lodo en el pozo.

P_F = Presión de fractura de la formación para pozos verticales.

$P_{FD}(w)$ = Presión de fractura de la formación para cualquier ángulo de desviación del pozo.

P_f = Presión de formación o presión de poro de la formación.

P_f^* = Constante de la presión de formación en el método de pozos desviados.

P_{fa} = Presión de formación en la zona anormal.

P_{fe} = Presión de formación expresada en peso de lodo equivalente. (ppg)

P_{fE} = Presión correspondiente al punto de fuga.

P_{gel} = Presión correspondiente a la resistencia gel del lodo.

P_w = Presión en el pozo.

FF/h = Gradiente de presión de fractura de la formación.

Ff/h = Gradiente de presión de formación.

$Ff/h)n$ = Gradiente de presión de formación normal para la zona en estudio.

R_n = Resistividad de la lutita leída sobre la tendencia normal de compactación.

R_o = Resistividad de la lutita leída sobre la desviación de los datos de registro.

- R_t = Resistividad verdadera de la formación.
- R_{xo} = Resistividad de la zona lavada.
- S = Presión de sobrecarga.
- S/h = Gradiente de presión de sobrecarga.
- Y_e = Resistencia gel del lodo en el pozo.
- α = Exponente de la ecuación de Eaton.
- β = Coeficiente de la ecuación de Anderson.
- $\bar{\gamma}$ = Peso específico promedio total para el cálculo de la sobrecarga.
- γ_b = Densidad promedio total de la presión de sobrecarga.
- Δt = Tiempo de tránsito.
- Δt_f = Tiempo de tránsito del fluido saturante
- Δt_m = Tiempo de tránsito de la matriz rocosa.
- Δt_n = Tiempo de tránsito de la lutita leído sobre la tendencia normal de compactación.
- Δt_{ob} = Tiempo de tránsito de la lutita leído sobre la tendencia desviada de los datos de registro.

Δt_{sh} = Tiempo de tránsito de la lutita.

$\bar{\rho}_b$ = Densidad promedio total (roca-fluido)

$\bar{\rho}_f$ = Densidad promedio de una columna de fluido.

$\bar{\rho}_s$ = Densidad promedio de la matriz rocosa.

Σ_3, Σ_2 = Esfuerzos horizontales totales.

\bar{V} = Esfuerzo residual efectivo.

\bar{V}_H = Esfuerzo horizontal efectivo.

\bar{V}_H' = Esfuerzo horizontal efectivo corregido.

$\bar{V}_r, \bar{V}_\theta, \bar{V}_z$ = Gradientes de esfuerzo normal en coordenadas cilíndricas.

$\bar{V}_x, \bar{V}_y, \bar{V}_{zz}$ = Gradientes de esfuerzo normal en coordenadas rectangulares.

\bar{V}_v = Esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca.

\bar{V}_v/h = Gradiente de esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca.

$\nabla_y/h)_n$ = Gradiente de esfuerzo vertical efectivo normal para la zona en estudio.

∇_{vaq} = Esfuerzo vertical efectivo equivalente.

$\tau_{xz}, \tau_{xz}, \tau_{yz}$ = Gradientes de esfuerzo cortante en coordenadas rectangulares.

$\tau_{r\theta}, \tau_{\theta z}$ = Gradientes de esfuerzo cortante en coordenadas cilíndricas.

Θ = Posición angular alrededor del pozo.

ν = Relación de Poisson ≈ 0.2 , para muchas rocas.

ϕ = Porosidad

ϕ_{sh} = Porosidad de lutita.

w = Desviación del agujero de la vertical.

R E F E R E N C I A S

- 1 HUBBERT, M.K. and WILLIS, D.G. :
"Mechanics of Hydraulic Fracturing"
Pet. Transactions, AIME, Vol. 210, 1957
(pages. 153-166)

- 2 HOTTMAN, C.E. and JOHNSON, R.K. :
"Estimation of Formation Pressures
from Log-Derived shale Properties"
J.P.T. Jun. 1965
(pages. 717-722)

- 3 FOSPER, J.B. and WHALEN, H.B. :
"Estimation of Formation Pressures
From Electrical Surveys-Offshore
Louisiana"
J.P.T. Feb. 1966
(pages. 165-171)

- 4 MATTHEWS, W.R. and KELLY, J. :
"How to Predict Formation Pressure
and Fracture Gradient"
Oil and Gas J. Feb. 20 1967
(pages. 92-106)

5 EATON, B.A. :

"Fracture Gradient Prediction and
Its Application in Oilfield Operations"
J.P.T. Oct. 1969
(pages. 1353-1360)

6 ANDERSON, R.A., INGRAM, D.S. and ZANIER, A.M. :

"Determining Fracture Pressure
Gradients From Well Logs"
J.P.T. Nov. 1973
(pages. 1259-1268)

7 McHENRY, D. :

"The Effect of Uplift Pressure on
the Shearing Strength of Concrete"
Troisieme Congres des Grands Barrages,
Stockholm, 1948

8 KIRSH, G. :

"Die theorie der Elastizität und die
Bedürfnisse der Festigkeitslehre"
Zeitschrift des Vereines Deutscher
Ingenieure 1898,

- 9 TIKOSHENKO, S. :
"Theory of Elasticity"
McGraw-Hill, New York and
London, 1934
- 10 MILES, A.J. and TOPPING, A.D. :
"Stresses Around a Deep Well"
Trans., AIME 1949
(page. 179-186)
- 11 EATON, B.A. :
"The Equation for Geopressure
Prediction from Well Logs"
SPE 5544 50th AIME Meeting.
Dallas Tex., Sep. 28-Oct. 1, 1975
- 12 HUBBERT, M.K. and RUBEY, W.W. :
"Role of Fluid Pressure in Mechanics
of Overthrust Faulting"
Geol. Soc. of Amer. Bull, 70, Feb. 1959
(page. 115-206)

13 CHRISTMAN, S.A. :

"Offshore Fracture Gradients"

J.P.T. Aug. 1973

(pages. 910-914)

14 PENNEBAKER, E.S., Jr. :

"An Engineering Interpretation of
Seismic Data"

SPE 2165, 1968

15 DAINES, S.R. :

"Prediction of Fracture Pressure for
Wildcat Wells"

J.P.T. Apr. 1982

(pages. 863-872)

16 TERZAGHI, K. VAN.:

"Die Berechnung der Durchlässigkeit -
Keitsziffer des Tonnes aus dem
Verlauf der Hydrodynamischen
Spannungserscheinungen"

Sitzungsber. Akad. Wiss. Wien

Mitth Naturwiss. Kl. Abts. 2A 1923

(pag. 105-132)

17 BICT, M.A. and WILLIS, D.G. :

"The Elastic Coefficients of the
Theory of Consolidation"

J. of Applied Mechanics, Dec. 1957

18 BICT, M.A. :

"Theory of Elasticity and
Consolidation for a Percus
Anisotropic Solid"

J. of Applied Physics., Vol. 26, No.2
Feb. 1955

19 BRENNAN, R.H. and ANNIS, M.R. :

"A New Fracture Gradient Prediction
Technique that Shows Good Results in
Gulf of Mexico Abnormal Pressure"

SPE 13210, 59th Annual Conference AIME
Houston, Tx. Sept. 16-19 1984

20 SIMONS, E.L. and RAU, W.E. :

"Predicting Deepwater Fracture Pressures:
A Proposal"

SPE 18025 63rd Annual Technical Conference
Houston, Tx. Oct. 2-5, 1988

- 21 AADHOCY, B.S., ROGALAN U., and LARSEN, K. :
"Method for Fracture Gradient Prediction:
for Vertical and Inclined Boreholes"
SPE 16695 62nd Annual Technical Conference,
Dallas, Tx. Sept. 27-30, 1987
(pags. 411-420)
- 22 AADHOCY, B.S., ROGALAN, U. and CHENEVERT, M.E. :
"Stability of Highly Inclined Boreholes"
SPE/IADC 16052 Conference New Orleans
March 15-18, 1987
(pags. 25-41)
- 23 PILKINGTON, P.E. :
"Fracture Gradient Estimates in
Tertiary Basins"
Pet. Eng. Inter. Mayo 1978
(pags. 138-148)
- 24 MARTINEZ, R.N. y LEON, V.R. :
"Procedimiento semi-automático para el
calculo de geopresiones y gradientes de
fractura"
Proyecto D-5101. División de Evaluación
de Formaciones, Subdirección de Tecnolo
gía de la Explotación, I.M.P. 1986

25 FERTL, W.H. :

"Predicting Fracture Pressure
Gradients for More Efficient
Drilling"
Pet. Eng. December 1976
(pages. 56-71)

26 FERTL, W.H. and CHILINGARIAN, G.V. :

"Importance of Abnormal Formation
Pressures"
J.P.T. Abril 1977
(pages. 347-354)

27 CHENEVERT, M.E. and McCLURE, L.J. :

"How to run casing and Open Hole
Pressure Tests"
Oil and Gas J. Mar. 6 1978
(pages. 66-76)

28 EATON, B.A. :

"The Effect of Overburden Stress on
Geopressure Prediction from Well Logs"
J.P.T. Aug. 1972
(pages. 929-934)

29 SMITH, T.K. :

"Discussion on Fracture Gradient.
Prediction and Its Application in
Oilfield Operations of Eaton"
J.P.T. Oct. 1969
(pages. 1597-1598)

30 HARBACK, G.W. and FERTL, W.H. :

"Anomalies Observed on Well Logs"
SPWLA 15 annual Logging Symposium
June 2-5, 1974

31 LIRA, S. C. :

"Registros Geofisicos de Pozos
Petroleros"
Notas de clase, 1986, Fac. Ing. U.N.A.M.

32 REYNOLDS J.J. and COFFER, H.P. :

"Discussion on Mechanics of Hydraulic
Fracturing of Hubbert and Willis"
Pet. Transactions, AIME, Vol. 210, 1957
(pages. 167-168)