

01174
12

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE
POSGRADO

**“ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA DETERMINAR LÍMITES
DE ESTABILIDAD DEL POZO”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA

P R E S E N T A

MARCELA TORRES GRACIA

DIRECTOR: DR. DANIEL GARCÍA GAVITO

Cd. Universitaria, México, D.F.
Agosto de 2003





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

RESUMEN

El presente trabajo muestra algunos aspectos de análisis estadístico, cuyos métodos o técnicas de estimación, son un apoyo para seleccionar la decisión más adecuada bajo condiciones de incertidumbre. Se pretende mostrar la importancia de considerar el riesgo y la incertidumbre en la determinación de los límites de estabilidad en los pozos.

La mayoría de las decisiones en la industria petrolera, tienen un número infinito de posibles resultados, debido a que cada una de las variables involucradas en los modelos matemáticos que representan los fenómenos físicos toman valores que no se conoce con certeza al momento de tomar la decisión.

La metodología desarrollada en este trabajo permite determinar los límites de estabilidad del pozo, correspondientes a las mediciones estadísticas más probable, menos probable y la media. Tiene el propósito de determinar las regiones de seguridad de densidad de lodo de control, para los límites de estabilidad del pozo, adaptando técnicas estadísticas para verificar la respuesta del modelo mecánico de la estabilidad del pozo, con respecto a los cambios en los datos de entrada de las variables involucradas en el modelo mecánico, para poder identificar los que causan la variación más significativa en la predicción de los gradientes de falla, con el fin de tomar decisiones de viabilidad técnica.

En el capítulo I se presenta la introducción del trabajo, en donde se plantea de manera general el problema y la solución propuesta.

El capítulo II cubre lo relacionado con algunos conceptos básicos y generalidades, necesarias para relacionarse más a fondo con los principios estadísticos, empleados en este trabajo.

En el capítulo III, se plantean los problemas en la perforación relacionados con la estabilidad del agujero, así como la descripción del Método de Monte Carlo, empleado como un procedimiento para la generación aleatoria de valores de las variables involucradas. También se habla de la representación de las incertidumbres de los datos de entrada, mediante funciones de densidad de probabilidad trapezoidal.

En el capítulo IV, se discuten brevemente los factores que pueden afectar la estabilidad del agujero. También se muestra el modelo mecánico que representa dicho problema.

El capítulo V presenta los resultados de dos casos de estudio, caso base y el que considera los efectos de agregar esfuerzos térmicos al caso base. Así como también, resultados obtenidos a partir de datos de campo del pozo Cocuite 403.

Dentro del capítulo VI se presentan las conclusiones generadas y algunas recomendaciones.

Contribución Académica

Modelar y cuantificar las variaciones de los parámetros relacionados con la estabilidad del pozo. A partir de la cuantificación de esta desviación o incertidumbre, es posible evaluar la factibilidad técnica, del modelo mecánico, empleado para determinar la densidad de control requerida, dentro del intervalo que se desea perforar:

Contribución en la Industria

Disminuir los costos de las actividades involucradas en la perforación de pozos, con base en la reducción de tiempo necesario, para la selección de los parámetros más adecuados, para llevar a cabo la operación de perforación en el intervalo en estudio.

ÍNDICE

Capítulo	Página
RESUMEN	
ÍNDICE	i
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS	ii
I. INTRODUCCIÓN	1
II. GENERALIDADES Y DEFINICIONES BÁSICAS	2
III. RIESGOS E INCERTIDUMBRES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS	24
IV. MODELO MECÁNICO PARA LA ESTABILIDAD DEL AGUJERO	38
V. OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	60
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	108
NOMENCLATURA	110
REFERENCIAS	113
APÉNDICE A	
Determinación de la función de distribución trapezoidal y números aleatorios	116
APÉNDICE B	
Ecuaciones de esfuerzos bajo efecto térmico	123

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 2.1 Niveles de incremento de la incertidumbre	5
Figura 2.2 Dos distribuciones de probabilidad para diferentes desviaciones estándar	11
Figura 2.3 Relación determinística de variables aleatorias	19
Figura 2.4 Diagrama de dispersión	19
Figura 2.5 Gráficas de Tornado	21
Figura 3.1 Proceso Integrado de la Perforación	26
Figura 3.2 Secuencia de tareas integradas de la técnica para optimizar el rendimiento de la perforación	29
Figura 3.3 Distribución Trapezoidal	36
Figura 3.4 Representación gráfica de resultados	36
Figura 3.5 Metodología de Análisis de Riesgo	37
Figura 4.1 Esfuerzos en la formación antes (a) y después de la perforación (b)	40
Figura 4.2 Problemas de estabilidad durante la perforación	41
Figura 4.3 Distribución elástica de esfuerzos para dos presiones de pozo diferentes	44
Figura 4.4 Ilustración de la dirección de la falla por compresión alrededor de un pozo vertical con esfuerzos horizontales diferentes ($\sigma_h \neq \sigma_H$)	45
Figura 4.5 Sistema coordenado del agujero (Coordenadas Cartesianas)	54
Figura 4.6 Sistema coordenado del agujero (Coordenadas Cilíndricas)	54
Figura 5.1 Gradientes de falla vs Profundidad	61
Figura 5.2 Gradientes de falla vs Resistencia a la Tensión de la formación	62
Figura 5.3 Gradientes de falla vs Resistencia uniaxial a la compresión	63
Figura 5.4 Gradientes de falla vs Angulo de fricción interna	63
Figura 5.5 Gradientes de falla vs Relación de Poisson	64
Figura 5.6 Gradientes de falla vs Constante de Biot	65
Figura 5.7 Gradientes de falla vs Presión de poro	65
Figura 5.8 Gradientes de falla vs Sobrecarga	66
Figura 5.9 Gradientes de falla vs Modulo de Young	67

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 5.10 Gradientes de falla vs Coeficiente de expansión térmica	67
Figura 5.11 Gradientes de falla vs Temperatura del fluido de perforación	68
Figura 5.12 Gradientes de falla vs Profundidad (Condiciones BASE, Gradiente de Presión de poro 0.465 psi/ft)	69
Figura 5.13 Gradientes de falla vs Profundidad (Aumento de la Relación de Poisson 20%)	70
Figura 5.14 Gradientes de falla vs Profundidad (Aumento de la Relación de Poisson 40%)	70
Figura 5.15 Gradientes de falla vs Profundidad (Aumento de Sobrecarga 30%)	71
Figura 5.16 Gradientes de falla vs Profundidad (Aumento de Sobrecarga 60%)	71
Figura 5.17 Gradientes de falla vs Profundidad (Gradiente de Presión de poro 0.6 psi/ft)	72
Figura 5.18 Gradientes de falla vs Profundidad (Gradiente de Presión de poro 0.7 psi/ft)	72
Figura 5.19 Gradientes de falla vs Profundidad (Aumento del Esfuerzo Horizontal Total 30%)	73
Figura 5.20 Gradientes de falla vs Profundidad (Aumento del Esfuerzo Horizontal Total 50%)	73
Figura 5.21 Gradientes de falla vs Profundidad (55 % del Esfuerzo Uniaxial a la Compresión)	74
Figura 5.22 Gradientes de falla vs Profundidad (25 % del Esfuerzo Uniaxial a la Compresión)	74
Figura 5.23 Función de Distribución Acumulada para los Gradientes de falla de un pozo vertical	75
Figura 5.24 Sistema coordenado para un pozo desviado	76
Figura 5.25 Sistema transformado	76
Figura 5.26 Gradientes de falla vs Profundidad de un pozo desviado (azimut 45°)	79
Figura 5.27 Gradientes de falla vs ángulo inclinación (Para pozo desviado)	80
Figura 5.28 Gradientes de falla vs Azimut del pozo (Para pozo desviado)	81

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 5.29 Gradientes de falla vs Profundidad (Aumento del ángulo de inclinación 20°, azimut del pozo 45°)	82
Figura 5.30 Fig. 5.30 Gradientes de falla vs Profundidad (Aumento del ángulo de inclinación 80°, azimut del pozo 45°)	82
Figura 5.31 Gradientes de falla vs Profundidad (Aumento del azimut del pozo 30°, ángulo de inclinación 70°)	83
Figura 5.32 Gradientes de falla vs Profundidad (Aumento del azimut del pozo 170°, ángulo de inclinación 70°)	83
Figura 5.33 Porosidad del Pozo Cocuite 403	84
Figura 5.34 Gradientes de falla vs Profundidad (Para el Pozo Cocuite 403)	85
Figura 5.35 Gradientes de falla vs Constante de Biot (Para el Pozo Cocuite 403)	86
Figura 5.36 Gradientes de falla vs Módulo de Young (Para el Pozo Cocuite 403)	86
Figura 5.37 Porcentajes de la distribución de frecuencias de la porosidad del pozo Cocuite 403	87
Figura 5.38 Sobrecargas estadísticas y presión de poro del pozo Cocuite 403	88
Figura 5.39 Ventana operacional del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad menos probable (32.45%)	89
Figura 5.40 Ventana operacional del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad más probable (12.50%)	89
Figura 5.41 Ventana operacional del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad media (16.48%)	90
Figura 5.42 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad menos probable del pozo Cocuite 403	91
Figura 5.43 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad más probable del pozo Cocuite 403	92
Figura 5.44 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad media del pozo Cocuite 403	93

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 5.45 Porosidad del intervalo problema 7500-9000 ft	94
Figura 5.46 Ventana operacional de la zona problema del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad menos probable (8.48%)	95
Figura 5.47 Ventana operacional de la zona problema del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad más probable (12.37 %)	96
Figura 5.48 Ventana operacional de la zona problema del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad media (11.47 %)	96
Figura 5.49 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad menos probable de la zona problema del pozo Cocuite 403	98
Figura 5.50 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad más probable de la zona problema del pozo Cocuite 403	99
Figura 5.51 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad media de la zona problema del pozo Cocuite 403	100
Figura 5.52 Ventana operacional de la zona representativa del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad menos probable (22.18%)	101
Figura 5.53 Ventana operacional de la zona representativa del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad más probable (12.35 %)	102
Figura 5.54 Ventana operacional de la zona representativa del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad media (16.00 %)	102
Figura 5.55 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad menos probable de la zona representativa del pozo Cocuite 403	104
Figura 5.56 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad más probable de la zona representativa del pozo Cocuite 403	105
Figura 5.57 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad media de la zona representativa del pozo Cocuite 403	106

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura A.1 Función de densidad de probabilidad Trapezoidal	116
Figura A.2 Funciones de densidad obtenidas a partir de representaciones Trapezoidales	117
Figura A.3 Función de densidad de probabilidad (pdf) para $A \leq x_i \leq B$	118
Figura A.4 Función de densidad de probabilidad (pdf) para $B \leq x_i \leq C$	119
Figura A.5 Función de densidad de probabilidad (pdf) para $C \leq x_i \leq D$	120

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 4.1 Condiciones de falla para pozos con pared permeable de agujero	56
Tabla 5.1 Datos de entrada para el análisis de sensibilidad de estabilidad del agujero	60
Tabla 5.2 Datos de ángulos para el análisis de sensibilidad del agujero desviado	79
Tabla 5.3 Datos de entrada para el análisis de sensibilidad de estabilidad del pozo Cocuite 403	84
Tabla 5.4 Valores de densidades de control menos probable, más probable y media, para los tres casos de estudio del pozo Cocuite 403	107

INTRODUCCIÓN

La mayoría de las decisiones que se toman en la Industria Petrolera (y en la mayoría de las empresa) se realizan bajo condiciones de incertidumbre, lo que implica que existen al menos dos posibles resultados a partir de una situación o problema en particular.

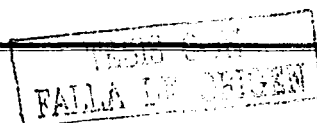
Se tiene la necesidad de estimar o cuantificar el riesgo, teniendo como patrón, los principios básicos de probabilidad y estadística aplicados al análisis de riesgo.

La evaluación del riesgo es importante en el análisis de decisión de la inversión dentro de la industria petrolera, debido a que el resultado de una decisión de inversión, depende de varias suposiciones diferentes, las cuales involucran valores que son inciertos.

Tradicionalmente, los métodos de análisis técnico-económico establecen medidas de rentabilidad de riesgo, los cuales representan indicadores para poder evaluar las ganancias de una inversión dada. La teoría del Análisis de Riesgo, establece algunas metodologías que permiten evaluar de una manera más fundamentada, el grado de riesgo e incertidumbre involucrados en los proyectos de perforación de pozos petroleros. En general el proceso de Análisis de Riesgo, conduce a visualizar de forma más explícita, los posibles resultados que pueden ocurrir a partir de un proyecto determinado. del que toma las decisiones.

El objetivo del análisis de sensibilidad consiste en verificar la respuesta del modelo para los cambios en los datos de entrada, e identificar los datos que causan las variaciones más significativas. La metodología del análisis de sensibilidad para los valores de entrada, se lleva a cabo cambiando cada una de las variables o relación entre ellas mientras se mantienen fijas las otras. El análisis de sensibilidad para cada variable, determina cual de ellas necesita más estudio para reducir el riesgo y cuales otras son menos importantes, y en algunos casos éstas últimas pueden ser consideradas como constantes. Después de realizar el análisis de sensibilidad y enfocándose en el objetivo del problema, será más fácil decidir entre los elementos de mayor y menor importancia.

Es muy importante resaltar, que este tipo de teorías no es más que un suplemento o apoyo en la forma de tomar decisiones, y no pretende reemplazar el bueno juicio profesional



PAGINACIÓN DISCONTINUA

CAPITULO II

GENERALIDADES Y DEFINICIONES BÁSICAS

La evaluación del riesgo es importante en el análisis de la inversión dentro de la industria petrolera, debido a que el resultado de una decisión de inversión, depende de varias suposiciones diferentes, las cuales involucran valores que son inciertos.

"Riesgo, Significa que existen múltiples salidas para cada decisión o acción que se lleve a cabo."¹

Por ejemplo, para detectar la presencia de hidrocarburos y llevar a cabo su producción, se involucran incertidumbres con respecto a la predicción de los precios de la venta del producto, costos de producción, inversiones futuras y políticas gubernamentales. Además los riesgos técnico-mecánicos asociados con el equipo, errores humanos y el empleo de nuevas tecnologías, junto con las incertidumbres geológicas y económicas.

1. MÉTODOS DE ANÁLISIS DE DECISIÓN

Existen diferentes métodos cuantitativos, para decidir que alternativas de inversión son las más apropiadas, dependiendo de las metas que se desean alcanzar.

1.1 Método de la Máxima Recuperación.

Es un método que maximiza el resultado o recuperación mínima que puede obtenerse, con el fin de reducir lo más posible el riesgo. Este método siempre es reconocido como el "Método de la Máxima Recuperación". Se seleccionan las alternativas que resulten con un riesgo mínimo más alto. El objetivo de este método es el prevenir resultados desastrosos. Este método se emplea en aquellos casos de riesgo muy renuentes (o en aquellos en donde se cree ciegamente en la Ley de Morphy). El mayor inconveniente de este tipo de análisis, es que, no brinda ningún peso al potencial de grandes ganancias para las otras alternativas, además de que no considera la variación de los volúmenes de ventas.

1.2 Método de la oportunidad de pérdida mínima-máxima.

Existe otro método llamado "Método de la Oportunidad de Pérdida Mínima-Máxima", que es empleado por aquellos que temen realizar una mala decisión, y pretenden minimizar las consecuencias que esta podría producir. Para usar éste método, se considera cada posible resultado de forma individual y se calcula la "oportunidad de pérdida" para cada alternativa.

FALLA DE CALIDAD

Esta oportunidad de pérdida, es la diferencia entre la predicción de la ganancia de cada alternativa y la ganancia que se pudo haber obtenido al seleccionar la mejor alternativa. Se determina la oportunidad de pérdida máxima para cada alternativa, y se selecciona aquella o aquellas con la oportunidad de pérdida mínima dentro de las máximas.

Al igual que el método de máxima recuperación, este método no toma en cuenta que tan probable es la ocurrencia de las variaciones de los volúmenes de ventas.

2. ANÁLISIS DE RIESGO

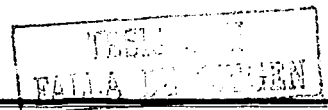
El análisis de riesgo se utiliza para cuantificar las incertidumbres de una decisión, empleando probabilidades de ocurrencia. Estas probabilidades se aplican a valores que pueden ocurrir bajo varios resultados de incertidumbre. Estos valores pueden ser costos, ganancias, réditos, número de pozos exitosos o cualquier otra medida de importancia. Cuando se realizan decisiones de inversión, las proyecciones de flujo monetario anual es un valor clave, el cual es una incertidumbre².

Las probabilidades se emplean para obtener pronósticos del flujo monetario, estas cifras de "peso de riesgo" pueden usarse para comparar los proyectos que tengan diferentes niveles de riesgo. El realizar un análisis de riesgo, *no necesariamente implica que se tengan que hacer buenas decisiones*, de hecho la mayoría de las compañías no lo utilizan mucho.

La mayoría de las decisiones se hacen con base en el instinto o a "sentimiento", se realizan de manera impulsiva, y la mayoría de estas decisiones han resultado muy exitosas. El análisis de riesgo es simplemente otra herramienta de toma de decisiones, que al emplearse de manera apropiada, nos permite visualizar las suposiciones y estimaciones, para utilizarlos en el análisis cuantitativo y pretender contabilizar la incertidumbre. Aunque esto, no puede garantizar el éxito de ningún proyecto, si se contabiliza constantemente y con un buen grado de aproximación estas incertidumbres, cuando se pretende hacer una decisión, se mejorarán enormemente los resultados.

3. REGLAS DE PROBABILIDAD

Se han publicado un sin fin de volúmenes acerca de probabilidad y estadística, y su aplicación en varias ramas de la ciencia, la ingeniería y los negocios.



A pesar, de que en algunas situaciones es importante llevar a cabo un análisis sofisticado, para la mayoría de las decisiones que se toman dentro del negocio petrolero, es suficiente con entender algunos conceptos básicos.

- Primero se debe reconocer que riesgo o incertidumbre, significa que es posible obtener más de un resultado bajo diferentes condiciones del problema.
- Segundo, se debe aceptar el hecho de que la probabilidad de cada posible resultado, puede cuantificarse, por lo que puede aplicarse la teoría de la probabilidad.

Solo se necesitan de unas cuantas "reglas" (o conceptos) de probabilidad para comenzar a cuantificar el riesgo, estos conceptos son:

- * Eventos mutuamente exclusivos.
- * Eventos independientes.

El manejo de la probabilidad se puede resumir en los siguientes puntos:

1. La suma de las probabilidades de todos los posibles resultados, siempre debe ser igual a uno.
2. La probabilidad de ganar, es igual a uno menos la probabilidad de perder.
3. Listar o tabular todas los posibles resultados de un evento en particular, es el método de prueba más confiable para evitar errores.

4. VALOR ESPERADO DEL RIESGO

El objetivo primordial de cuantificar el riesgo empleando la probabilidad, es aplicar esas probabilidades para llevar a cabo mediciones de viabilidad económica.

Siempre es de esperarse que entre más información se obtenga, se reducirán al máximo, si no es que se eliminan las incertidumbres, lo cuál parece lógico, y en cierto modo lo es. Aprendimos a trabajar a través de números todos los parámetros de importancia como son las reservas, la producción y el precio del petróleo. Cuando la estadística y la probabilidad ganaron terreno dentro de la industria del gas y el petróleo, estas fueron vistas como herramientas y medios para reducir y de manera ideal eliminar las incertidumbres. Algunas veces la precisión numérica únicamente ofrece un falso sentido de certeza. Aún si verdadera certeza fuera posible, (lo que en la industria petrolera no es posible), el costo de su obtención es inaceptablemente alto. Se tiene la creencia que la incertidumbre debe reducirse, tan pronto como se detecta dentro de cualquier situación, entonces es posible manejarla. Pero manejar la incertidumbre, no significa aceptar proyecciones vagas, hacer recomendaciones sin bases o abandonar el plan.

La mejor herramienta para alcanzar esta tarea dependerá enormemente de que tipo de incertidumbre se esté manejando. Debemos seleccionar la herramienta más simple posible, sin subestimar la complejidad de la decisión que se está enfrentando. En la figura 2.1, se muestra el espectro de posibilidades. En el nivel 1, en la parte izquierda inferior, el futuro es relativamente claro, mientras algunas incertidumbres existen, se pueden resolver mediante alguna investigación y puede ser aceptable dentro de los rangos de lo que puede predecirse mediante un simple pronóstico. Este es un caso de *tomar decisiones bajo incertidumbre*.

En el nivel 2, existe una incertidumbre considerable y no hay forma de determinar cuál será el resultado de los eventos bajo observación. Sin embargo, en este caso se tiene un razonable buen entendimiento de la distribución de probabilidad que gobierna los resultados y sus interacciones. Muchos de los parámetros relevantes del yacimiento como son la porosidad, permeabilidad, saturaciones y reservas son de esta naturaleza. Cuando se enfrenta este tipo de situación, se deben emplear herramientas que brinden una "percepción retrospectiva probable", con base en acontecimientos pasados y proyectados en el futuro, siempre y cuando las alternativas sean discretas y relativamente fáciles de definir. A medida que las incertidumbres incrementan dentro de un rango de variables dependientes, se requieren herramientas más sofisticadas como planeación del escenario y opciones de decisión.

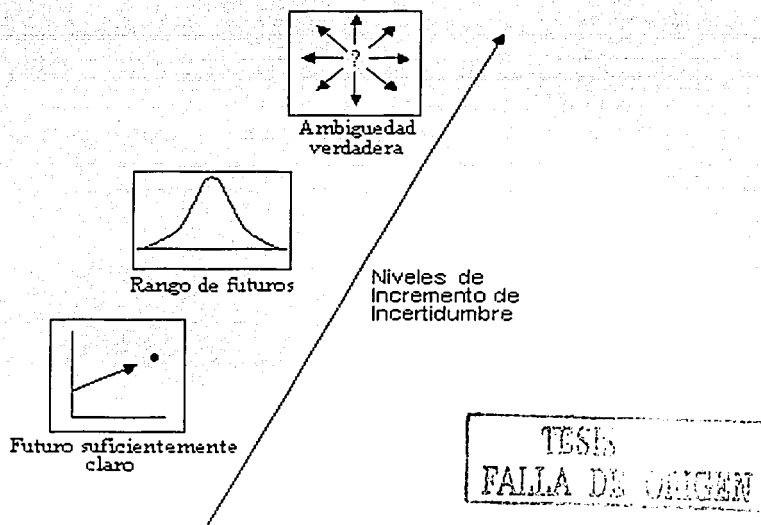


Fig.2.1 Niveles de incremento de la incertidumbre³

Finalmente, en el nivel 3 existe un ambiente verdaderamente ambiguo, en este caso no se puede asignar ninguna probabilidad a los posibles resultados. Un ejemplo de esto, es cuando se requiere tomar una decisión con base en la ocurrencia de eventos dentro del futuro social, económico o político. Muchos pensadores creen que dentro de esta situación, cuando el futuro no solo depende del universo físico, si no además enormemente de las acciones humanas, no existen leyes que determinen los resultados de ninguna forma, y la decisión siempre se encuentra *bajo incertidumbre*.

5. ÁRBOL DE DECISIONES

Un árbol de decisiones es una representación diagramática que ayuda a organizar y evaluar el problema del valor esperado. La mayoría de las decisiones en la industria no son suficientemente simples para poder representarse en forma tabular.

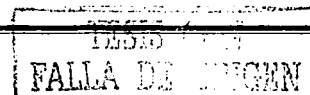
El árbol de decisiones es una herramienta útil para modelar y evaluar todas las posibles consecuencias y decisiones futuras. Es un modelo de valor esperado, y como tal, no desarrolla ninguna teoría nueva más allá de lo que ya se ha discutido en la literatura. El árbol de decisiones es de construcción simple si se visualiza y especifica un posible resultado en un tiempo determinado.

Pasos para la construcción de un árbol de decisiones.

- Comenzar con las alternativas de decisión, y construir el árbol de izquierda a derecha.
- Tomar una alternativa, estructurar las posibles consecuencias empleando ramas descritas con palabras.
- Regresar al punto de partida, seguir las ramas a cada punto terminal del árbol y calcular las consecuencias monetarias en cada avance.
- Colocar las estimaciones de probabilidad sobre todas las ramas, y en cada nodo de posibilidades.
- Finalmente calcular los valores esperados, comenzando por los valores terminales a la derecha de cada nodo de posibilidades.

La probabilidad es una ciencia interesante e inusual, matemáticamente rigurosa, pero con interesantes elementos de creatividad e imaginación. Se pueden clasificar a las estimaciones de probabilidades numéricas, en términos de la calidad en tres categorías:

- **Probabilidades teóricas**, se determinan matemáticamente. Estas representan números exactos, medidos. Estas se aplican en los tiros de un dado, en las cartas de un mazo, en los giros de una ruleta y otros juegos.



Las industrias de juegos son capaces de emplear estas altas calidades de probabilidad, para cuantificar el riesgo y predecir las ganancias. En la vida real, la probabilidad es muy aproximada, pero no exacta. Sin embargo, en teoría, dentro de un ambiente perfecto, estas probabilidades son correctas, pero rara vez, se pueden emplear en la industria petrolera.

- **Probabilidades empíricas**, se determinan de forma estadística con base en un gran número de observaciones. Pueden ser generales para un estado en natural, o específicas para un problema local. Las probabilidades empíricas, sirven para cuantificar el riesgo de datos científicos, como en la porosidad de las rocas, la eficiencia de recuperación, etc. También se emplean para establecer los riesgos en campos científicos, o como en el negocio de los seguros. En la industria petrolera, se cuenta con estadísticas útiles en el desempeño del equipo, del cuando y como de sus efectos sobre la construcción y el éxito geológico. Sin embargo, existen varias ocasiones en las cuales tal evidencia estadística no se encuentra disponible.

- **Probabilidades subjetivas**, es la más disponible y la menos científica. Cuando no se cuenta con suficientes datos estadísticos confiables, o cuando dichos datos no se seleccionaron o analizaron, se emplea esta probabilidad de baja calidad. La nueva tecnología es una de las áreas en donde la estadística subjetiva debe ser empleada, el desarrollo de la perforación horizontal, los proyectos de inyección de metano, etc.

Algunas ocasiones, proyectos similares no se desarrollan en la misma manera, las veces suficientes para poder manejarse de forma estadística, lo que por lo general es el caso de la perforación exploratoria. Este también puede ser el caso de la evaluación del riesgo mecánico asociado con una terminación forzada en un pozo específico con sus propios problemas peculiares.

Es una ventaja el empleo de las probabilidades empíricas, ya que se basan en resultados reales y no en "sentimientos" o "corazonadas". Sin embargo, se debe desarrollar el estudio con mucha precaución, ya que el desarrollo de las probabilidades empíricas requiere de un gran número de observaciones. Por ejemplo, si se desarrollan 12 prospectos de manera idéntica y dos de los primeros tres son exitosos, no se puede asumir que la probabilidad de éxito para todos los prospectos es de $\frac{2}{3}$ (0.66 o 66%), debido a que el tamaño de la muestra es muy pequeño. Existen fórmulas para determinar cuántas observaciones son necesarias para alcanzar ciertos niveles de confianza.

También se debe asegurar que la estadística que se utilice describa lo más correctamente posible las variables que se están manejando, es decir, asegurar que los datos empíricos se puede aplicar a la variable para la cual se están estimando las probabilidades.

Asimismo, cuando se emplean estimados de las probabilidades subjetivas, se debe evitar "enamorarse" del proyecto y emplear probabilidades demasiado optimistas, se debe ser lo más objetivo posible. Además, nunca se está absolutamente seguro de la cuantificación de la probabilidad de un problema en particular, la comprensión de esta estimación de probabilidad sigue teniendo un valor dentro del proceso de toma de decisiones. Una parte importante del análisis de riesgo es el reconocer que las probabilidades también son una suposición.

6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL RIESGO

Algunas veces encontramos que un proyecto es aceptable dentro de un amplio rango de cambio en los parámetros, incluyendo cambio en los riesgos. Esto brinda un amplio rango de confianza, de que la decisión es buena. Otras veces, las oportunidades se incrementan a medida que se presentan pequeños cambios en las probabilidades asignadas, cambiando la decisión de una alternativa a otra. En estos casos, si no se cuenta con un alto grado de confiabilidad en la cuantificación del análisis del riesgo, la decisión debe realizarse con base en otros factores. Tanto el análisis económico, como el análisis de riesgo, pueden cambiar el estado natural o incrementar la probabilidad de que un pozo sea productor. Sin embargo, la elaboración de un excelente árbol de decisiones no previene la inversión en un pozo seco o el diseño incorrecto de la capacidad o tamaño del equipo⁵.

Todos estos indicadores y métodos, son solo herramientas que auxilian la parte numérica del proceso de decisión. Sin embargo, si se aplican consistentemente, la predicción de las ganancias de la compañía pueden materializarse a lo largo del tiempo. Un modelo de árbol de decisión es un excelente medio para realizar un análisis de sensibilidad al riesgo, ninguno de los valores terminales cambiará con el cambio de las probabilidades, ya que se ingresaron dentro del árbol sin riesgo. Las porciones más difíciles del análisis del árbol de decisiones, es la construcción original y el cálculo de la rentabilidad de cada punto terminal. La parte fácil es el cálculo de los valores esperados, empleando las probabilidades. Aún el programa de análisis más económico, permite la multiplicación de casos individuales por un factor, y después sumarlos todos. Esto facilita el cálculo del valor esperado y proporciona un medio eficiente para desarrollar un análisis de sensibilidad al riesgo.

Los diagramas de araña, se emplean frecuentemente para mostrar los efectos de los cambios en los parámetros de entrada de un análisis económico, y también pueden emplearse para mostrar la sensibilidad del riesgo.

Una vez que se tiene listo el modelo mecánico, la magnitud e importancia de las incertidumbres (riesgos) se evalúan a través de un análisis de sensibilidad. Este permite observar los efectos de una incertidumbre de un parámetro específico, sobre los resultados finales.⁷

Empleando el análisis con gráficas de tornado, permite realizar la evaluación de la exactitud necesaria para cualquier variable dada del problema. Los analistas realizan grandes esfuerzos para identificar grupos de entradas que causan valores de salida inciertos o extraños (como por ejemplo valores de VPN negativos) y cuales son las consecuencias de grandes variaciones, hacia arriba o hacia abajo, de una variable dada.

El análisis de sensibilidad para cada variable, determina cuáles de ellas necesitan más estudio para reducir el riesgo, y cuales otras son menos importantes y en algunos casos éstas últimas pueden ser consideradas como constantes. Después de realizar el análisis de sensibilidad y enfocándose en el objetivo del problema, los encargados de tomar la decisión tendrán la facilidad de decidir entre los elementos de mayor y menor importancia.

7. DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDADES

La mayoría de las decisiones en la industria petrolera, tienen un número infinito de posibles resultados. Cada una de las variables involucradas en los modelos matemáticos que representan los fenómenos físicos son "*variables aleatorias*", es decir, cada una toma un valor que no se conoce con certeza al momento de tomar la decisión. La mayoría de los parámetros que se manejan dentro del análisis de decisión de la industria son valores aleatorios.

7.1 Mediciones estadísticas

Existen varias mediciones de sumatoria que ayudan a describir una colección de datos estadísticos, los cuales también describen distribuciones de probabilidad. Las primeras son llamadas "*medidas de tendencia central*", definidas de la siguiente forma:

La media, es el promedio aritmético de los datos. Se suman todos los valores de los datos recolectados, después la suma se divide entre el número total de datos para obtener la media.

La media, es también el "valor esperado" del conjunto de datos y es una de las medidas más empleadas. Generalmente, la media se denota por la letra griega μ .

La mediana, es el valor central de un conjunto de datos ordenados. Existe el mismo número de valores mayores y menores, arriba y debajo de la mediana respectivamente. Si existen dos datos centrales, la mediana será el promedio aritmético de los dos valores. Algunas veces la mediana se nombra como el resultado "P50", ya que el 50% de los puntos son mayores y el 50% de los puntos son menores.

La moda, es el valor de ocurrencia más frecuente, es el valor que se presenta más que ningún otro. Algunas veces, dos o más valores se presentan el mismo número de veces más que los demás, es este caso, se dice que la distribución de los datos es bimodal o puede ser multi-modal. La moda es referida algunas veces como el valor "más probable". La moda se representa por la letra "m" o algunas veces por Mo. La descripción matemática de distribución de probabilidades, no necesariamente termina con medidas de tendencia central, la cantidad o el valor de la variación también es de suma importancia.

Una forma de describir esta dispersión de los datos es el rango, la diferencia entre los valores menores y los más altos. Las descripciones más significativas son los "rangos interfractiles". Un fractil es un valor por debajo de una fracción específica de los valores encontrados, con frecuencia es reportado como "percentil", en donde se emplean porcentajes en lugar de fracciones. Por lo tanto el 80% de los valores están por debajo 80^o percentil (o el fractil 0.80). El 0.20-0.80 rango interfractil es la diferencia entre el fractil 0.20 y el fractil 0.80. Generalmente el percentil es representado por una "P" seguida por el número percentil. Por lo tanto P10 es el 10^o percentil, P50 es el 50^o percentil, etc. Se debe notar que P50 representa la mediana y no la media. Un caso especial de los fractiles es el "cuartil", el primer cuartil es igual al fractil 0.25, el segundo al fractil 0.50, etc. El rango intercuartil es la diferencia entre el primero y el tercer cuartil, este es el rango de la "media mitad" de los datos.

Las medidas de dispersión de datos más comunes son la varianza y la desviación estándar. En la figura 2.2, se muestran dos distribuciones, una con una desviación estándar grande y otra con una desviación estándar pequeña. Ambas distribuciones tienen la misma medida de tendencia central, la curva punteada tienen una mayor dispersión o rango de posibles resultados, en comparación con la línea continua.

El interés es mostrar dos distribuciones simétricas, que varían el mismo valor arriba y debajo de la media, y que la media, la moda y la mediana tienen el mismo valor.

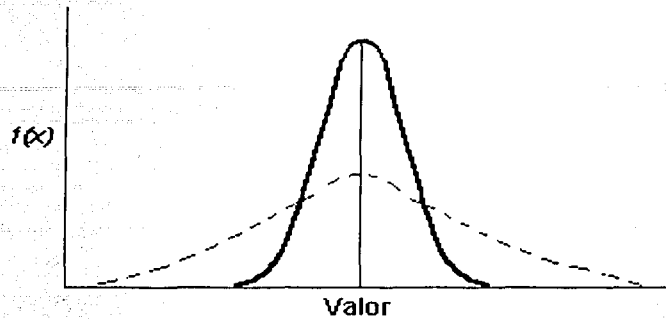


Fig.2.2 Dos distribuciones de probabilidad para diferentes desviaciones estándar

La varianza σ^2 se calcula empleando la siguiente fórmula:

$$\sigma^2 = \frac{\sum n_i(x_i - \mu)^2}{N} \quad (1)$$

en donde

x_i = Valor del i-ésimo dato

μ = Valor de la media

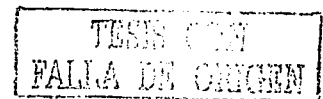
n_i = número de datos que tiene el valor x_i

N = número total de datos

La desviación estándar σ es la raíz cuadrada de la varianza. Para ser absolutamente correctos, la fórmula anterior da como resultado la varianza de la población, la varianza de una muestra, representada por " s^2 ", se calcula sustituyendo (N-1) por N en el denominador. Para muestras muy grandes la diferencia no es muy significativa.

El coeficiente de variación "V", es la división de la desviación estándar entre la media. El coeficiente de variación se emplea para dar una medida relativa de la dispersión de los datos. Entre mayor se el valor de "V", mayor será la dispersión y por lo tanto será mayor la incertidumbre y el riesgo.

$$V = \frac{\sigma}{\mu} \quad (2)$$



Algunas veces una representación de probabilidad más útil es la distribución de probabilidades acumuladas, que es una gráfica de frecuencia o probabilidad, con un valor que es "mayor o igual" a la variable aleatoria "X". La distribución de probabilidad acumulada, se puede graficar como el valor "menor o igual" a la variable aleatoria "X".

7.2 Aplicación de las distribuciones de probabilidad

Existen distribuciones de probabilidad que describen naturalmente la ocurrencia de eventos y otras distribuciones simplificadas empleadas comúnmente en el negocio de la industria petrolera. Estas pueden dividirse en dos grupos, aquellas que describen las variables discretas y aquellas que describen las variables continuas, para ambos tipos de curvas la función probabilidad se representa por el término $f(x)$. Sin embargo, las distribuciones discretas son más comúnmente escritas como $P(x)$.

Para la mayoría de las distribuciones de probabilidad $f(x)$, puede expresarse como una ecuación, la cual puede estar en términos de la media μ , la desviación estándar σ , la moda m , el valor mínimo x_1 , el valor máximo x_2 o cualquier otro parámetro único de esa distribución de probabilidades. Algunas veces existe una ecuación para $F(x)$, que es la probabilidad acumulada menor o igual a cualquier valor x . Cuando no existan ecuaciones para estos términos, o cuando las ecuaciones sean muy difíciles de calcular, deben existir tablas o cualquier otros medios para la aproximación de las variables.

Las distribuciones discretas son aquellas en donde las variables aleatorias pueden tomar solo ciertos valores, por ejemplo, al jugar un dado, x solo puede tener un valor de 1 a 6. Para funciones de probabilidades discretas $P(x)$, representa la probabilidad de que la variable aleatoria obtenga exactamente el valor x . Por lo tanto $P(2)$ es la probabilidad de obtener un 2. también $P(2\frac{1}{2})$ es cero, ya que no es posible obtener $2\frac{1}{2}$ al jugar un dado. $F(2)$ representa la probabilidad de que la variable aleatoria tenga un valor de 2 o menor (en otras palabras de 1 a 2). El valor esperado o media μ , está dada por la ecuación:

$$\mu = \sum x_i P(x_i) \quad (3)$$

Para toda distribución discreta se deben de cumplir dos condiciones:

$$P(x_i) \geq 0$$

$$\sum P(x_i) = 1$$

en otras palabras, no se pueden obtener probabilidades negativas y la suma del valor de todas la probabilidades debe ser igual a 1.00.

Las distribuciones de probabilidad continua, son aquellas en donde la variable aleatoria puede tomar cualquier valor, dentro de un intervalo o intervalos dados. Existe un número infinito de posibles valores de "x" y la probabilidad de que "x" obtenga un valor exacto es muy pequeña. Cuando se trata de distribuciones continuas, el término $f(x)$, no representa la probabilidad de que el valor de "x" ocurra, esta se encuentra representada por la densidad de la probabilidad o la altura de la curva de probabilidad. Mientras que para la distribución discreta se estableció que $\sum f(x_i) = 1$, en la distribución de probabilidad continua el área bajo la curva tiene el valor de 1. En lugar de una probabilidad de un valor específico "x", la curva de distribución de probabilidad continua se emplea para mostrar la probabilidad de que exista "x" dentro de un cierto rango de valores. Esta probabilidad está determinada por el área bajo la curva dentro de un intervalo.

Esta área usualmente se calcula a partir de ecuaciones o tablas de $F(x)$, por ejemplo si las probabilidades acumulativas $F(x_a)$ y $F(x_b)$ son conocidas, la probabilidad de ocurrencia de la variable aleatoria "x" entre x_a y x_b es igual a $F(x_b)$ menos $F(x_a)$.

Mientras que los estadistas han definido varias funciones de distribución de probabilidad, existen relativamente muy pocas que puedan emplearse en la industria petrolera. Algunas de estas son las siguientes:

CONTINUAS

Beta	Empleada para aproximar tiempo de actividades. También se emplea como una aproximación cuando sólo se disponen de los valores mínimo, máximo y más probable.
Exponencial	Tiempo entre eventos. <i>Tiempo de vida de una máquina sujeta a daño aleatorio.</i>
Log-normal	Producto de una gran número de variables aleatorias <i>Reservas en un yacimiento (Aunque no siempre)</i> Propiedades de un grupo. Suma de un gran número de variables aleatorias.
Normal	<i>Tiempo para terminar un proyecto que incluye una gran variedad de tareas. Longitud de una tubería con varios segmentos. Total de reservas de una sola compañía.</i>
Triangular	Aproximación empleada siempre que la distribución real es desconocida, pero es posible estimar los valores mínimo, máximo y más probable.
Uniforme	Aproximación empleada cuando solo se conoce el rango de posibles valores y no se puede determinar la probabilidad de ocurrencia de ningún simple valor.

DISCRETAS

Binominal	El número de ocurrencias en "n" intentos con una probabilidad de ocurrencia constante. <i>Número de pozos exitosos cuando se perforan "n" pozos, cada uno con la misma probabilidad de éxito.</i>
Geométrica	Número de fallas antes de alcanzar éxito, si la probabilidad de éxito es constante. <i>Número de pozos perforados antes de encontrara aceite.</i>
Binominal Negativa	Número de fallas antes de alcanzar un cierto número de éxitos. <i>Número de pozos requerido para perforar n pozos exitosos.</i>
Poisson	Número de ocurrencias en un cierto intervalo de tiempo o espacio. <i>Número de fugas en una línea de descarga.</i>

8. SIMULACIÓN MONTE CARLO

La simulación Monte Carlo es una técnica de análisis para problemas que involucran incertidumbre, el cuál está ganando una gran popularidad dentro de la Ingeniería Petrolera⁹. Últimamente, se ha empleado para estimar las reservas recuperables de hidrocarburos, evaluar la producción, predicciones de entrada de agua, para predecir el comportamiento de procedimientos de recuperación mejorada y para evaluar el éxito de una operación de limpieza en el pozo.

La técnica consiste en especificar una distribución de valores para parámetros de entrada individuales, para una ecuación determinada dentro del proceso en particular que se está modelando. Se llevan a cabo múltiples intentos empleando diversos parámetros de entrada para sus respectivas distribuciones, los valores de salida (o resultados) se agrupan en un histograma o en una función de distribución acumulada. Se puede decir que cualquier modelo puede emplearse para aplicar la simulación Monte Carlo, sin embargo, existen ciertas limitaciones impuestas por la selección del modelo, entre las más notables se encuentran: (1) La velocidad de la computadora, y (2) La facilidad con la cual el modelo puede ser representado por medio de la simulación Monte Carlo.

Se han discutido algunas de las muchas distribuciones de probabilidad que describen a las variables aleatorias, hemos visto como pueden emplearse para entender de mejor manera los posibles valores que pueden obtener las variables aleatorias. Se presenta un serio problema cuando no se cuentan con los métodos estadísticos necesarios, con los cuales se pueda definir la distribución de probabilidades, para una variable aleatoria específica.

Por ejemplo, se puede tener interés en saber cuándo fallará una plataforma por problemas de huracán, pero no se cuenta con suficientes estadísticas de falla de plataformas por la presencia de huracán, que estén directamente relacionadas con una distribución de probabilidad. Aunque se cuentan con datos de la frecuencia y la fuerza de los huracanes, y sobre la capacidad de las plataformas para resistir los vientos y las olas de cierta intensidad. Seríamos capaces de simular la distribución de probabilidades de la falla de la plataforma a través de sumas, multiplicaciones o de alguna otra forma empleando estas variables dentro de una ecuación matemática.

Algunas veces, para realizar el cálculo de un valor esperado, se puede emplear el valor esperado de cada variable aleatoria dentro de la ecuación. Por ejemplo, si se desea calcular el peso de un cubo y se conocen los valores esperados de la altura, la anchura y la profundidad, se pueden multiplicar estos valores esperados, lo cual nos dará como resultado el valor esperado del peso del cubo. Sin embargo, si la altura es proporcional a la anchura, el resultado será erróneo, debido a que ambas variables serían *dependientes*. En este caso lo que se requiere es la distribución de probabilidades del resultado, y a partir de esta distribución se puede obtener el valor esperado, el valor más probable y otras características necesarias dentro del análisis.

Para obtener la distribución de probabilidades del resultado de una suma, una multiplicación o cualquier otra manipulación matemática de variables aleatorias, generalmente se requiere de algún tipo de simulación, la simulación más comúnmente empleada se nombra **Simulación Monte Carlo**. Dentro de esta técnica, cada variable dentro de la ecuación es una muestra aleatoria de acuerdo con su distribución de probabilidades, después se calcula el resultado. Este procedimiento se repite muchas veces y los resultados se acumulan como estadísticas. Después, la distribución de estos puntos de muestras simuladas, representa la distribución de probabilidades de los resultados. El análisis se realiza mediante varios pasos:

1. Debe definirse la distribución de probabilidades para cada parámetro, ya sea en términos de estadísticas reales o como modelos matemáticos.
2. Se deben definir la relación entre las variables, esto es, establecer si las variables son independientes o si los valores de una afectan el valor de otras.

3. Se debe escribir una ecuación en términos de las variables, el resultado será el valor de interés, como pueden ser reservas, ganancias, etc. Esta ecuación debe incluir tanto variables como constantes, y a su vez las variables deben contar con distribución de probabilidades continuas o discretas.

4. Se deben llevar a cabo los pasos de la simulación, en este paso se generan números aleatorios y se emplean como entradas de la curva de distribución de probabilidades para cada variable. Se emplea la ecuación con cada uno de estos valores, para calcular el resultado de interés. Se deben llevar a cabo cientos o miles de estos pasos de simulación.

5. Los resultados se deben organizar y graficar, en el orden y forma en la cual fueron recolectados a partir de la repetición de pruebas o de los experimentos. Normalmente, la distribución acumulada es la de mayor interés, además se debe calcular el valor esperado y algunos otros puntos de interés.

Recientemente la simulación Monte Carlo se ha reservado para el análisis de proyectos grandes y costosos, esto se debe, en parte, a la gran cantidad de números que se requieren para el desarrollo de la simulación. Los aspectos de mayor dificultad son el establecer el problema y decidir cuál distribución de probabilidades es la que describe de manera más apropiada las variables. A continuación se presenta una guía para la selección de las distribuciones:

a) **Disponibilidad de historia de datos.** Los datos históricos pueden compilarse y graficarse, y la distribución que se obtenga puede emplearse de forma directa o compararse con otras distribuciones estándar. Puede hacerse de manera visual o empleándose programas de computadora.

b) **Sólo se conoce un rango de posibles valores.** Cuando sólo se conoce un rango de valores y no se puede determinar ninguna tendencia en los valores, se aplica la distribución uniforme. Sin embargo se debe emplear con mucha precaución, debido a que los valores finales (aquellos cercanos al máximo y al mínimo) pueden ser bajo estimados si se encuentra que otra distribución es más representativa.

c) **Sólo se conoce al valor más probable.** La distribución triangular es la mejor opción cuando se pide estimar un rango, aunque también es posible emplear la distribución normal.

La desviación estándar se puede estimar, recordando que existe un 68% de probabilidad de que la variable se encuentre dentro de una desviación estándar de la media, y que hay un 95% de probabilidad de que se encuentre dentro de dos desviaciones estándar de la media. Entre más cercana se encuentre la distribución del grupo de la media, tendrá que ser menor la desviación estándar.

d) **La variable es una suma de variables.** Generalmente, las variables que son el resultado de la suma de variables se distribuye de forma normal. Se debe tener mucho cuidado si una de las variables independientes es muy grande en comparación con el total, pues en este caso, la distribución de la suma puede representarse de mejor forma a través de la distribución del componente dominante. Una mejor manera, podría ser ingresar una distribución para cada componente en forma individual, y dejar a la computadora simular la distribución del total.

e) **La variable es una multiplicación de variables.** Normalmente, las variables que son producto de muchas otras variables independientes, se distribuyen de forma logarítmica. Así como en la suma de variables aleatorias, es mejor ingresar una distribución para cada variable, en lugar de tratar de adivinar la distribución del total.

f) **Las variables no se ajustan a ninguna de las distribuciones comunes.** No es extraño encontrar que ninguna de las distribuciones comunes son apropiadas para estimar la distribución real. La mayoría de los programas de simulación Monte Carlo permiten definir distribuciones adicionales. Si la distribución es discreta, puede ingresarse la probabilidad de cada salida. Si la distribución es continua, se puede ingresar la densidad de probabilidad de varios puntos. No se debe tener temor en definir una distribución, si ninguna de las existentes son adecuadas para describir a la variable.

Aún con el empleo de computadoras y programas amigables, la simulación Monte Carlo es más complicada de emplear que otro tipo de análisis de riesgo, antes de decidir llevar a cabo una simulación Monte Carlo, se deben considerar dos cosas:

- I. Cuanta información esta disponible ha cerca de las variables aleatorias de entrada.
- II. En que casos se necesita la probabilidad de distribución de los resultados.

Sin embargo, no importa lo poderosa que sea la computadora o que tan amistoso sea el programa de análisis, el antiguo adagio aún se aplica "*si entra basura, basura se obtiene*".

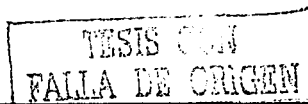
Entre menos información esté disponible en la distribución de probabilidades de las variables de entrada, menor confianza se tendrá en los resultados, y no tendrá ningún sentido gastar horas planeando y corriendo simulación Monte Carlo, si los resultados no van a ser confiables y manejables. Además se debe considerar el tiempo y el costo efectivo que involucran llevar a cabo una simulación Monte Carlo. Si sólo se necesita conocer el valor esperado, no es necesario correr la simulación, si con un análisis de sensibilidad es suficiente para tomar una decisión, esto normalmente puede hacerse de manera más sencilla y rápida que con una simulación. En algunos casos, la simulación será el único medio para obtener el valor esperado. Si la ecuación que define el resultado tiene una o más variables aleatorias en el denominador, entonces no se puede calcular el valor esperado del resultado empleando el valor esperado de cada variable. Además, si las variables aleatorias no son independientes, el valor esperado del resultado no puede calcularse de forma directa.

Algunas veces existe confusión dentro de la industria al interpretar los resultados de la simulación Monte Carlo. Algunas personas emplean el valor esperado P50 (mediana), y otras el valor más probable de intercambio, cuando de hecho son muy diferentes. Por ejemplo, las reservas de un yacimiento se encuentran definidas por la distribución log-normal con una media de 5 MMbbls y una desviación estándar de 3 MMbbls, el valor esperado de las reservas es la media 5 MMbbls el valor P50 es de 4.16 MMbbls. El valor más probable o moda es solo de 3.15 MMbbls. Se puede observar que los tres valores son de gran significado, pero se debe asegurar que en un análisis de riesgo se refiera uno al correcto.

8.1 Variables Dependientes

Algunas de las variables que se manejan no son independientes, esto es, dos variables aleatorias son independientes, cuando la probabilidad de una variable con un valor determinado se ve afectada por el valor de otra variable. La permeabilidad y la porosidad, porosidad y saturación de agua, costos de perforación y costos de terminación, son algunos ejemplos de este tipo de variables.

Primero consideremos la relación entre dos variables, suponiendo a x y y como las variables, de tal forma que $y = a + b x$, en donde una gráfica de las variables quedaría de la siguiente forma (Fig. 2.3):



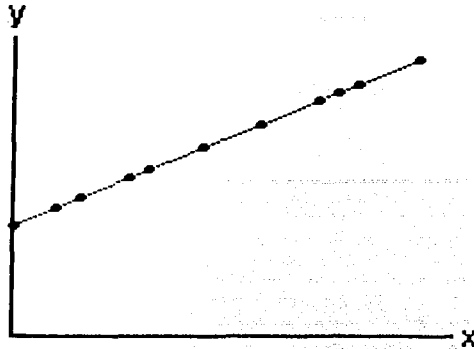


Fig.2.3 Relación determinística de variables aleatorias

En donde se observa que las variables están perfectamente correlacionadas, esta relación se conoce como relación determinística. Si el valor de una variable es conocido, el valor de la otra variable puede calcularse de manera exacta. Lo más común en la industria petrolera son las relaciones estocásticas. Una gráfica de x contra y , conocida como diagrama de dispersión, que se ve de la siguiente manera (Fig. 2.4):

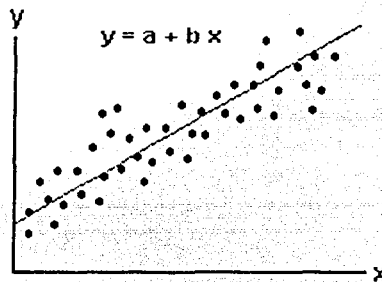


Fig.2.4 Diagrama de dispersión

En las relaciones estocásticas, no es posible determinar el valor exacto de una variable aún cuando se conoce el valor de la otra. Sin embargo, el conocer el valor de una variable, afecta la probabilidad de ocurrencia de un valor específico. También se debe establecer que tan fuerte se encuentran correlacionadas las dos variables. Una medida de la fuerza de correlación, es el factor de correlación " r ", el cuadrado del coeficiente de correlación " r^2 ", se conoce como el coeficiente de determinación y es la proporción de la variación total de la variable " y ", la cual se explica mediante su relación con la variable.

Otro método para determinar la correlación entre las variables es la correlación de orden de posición. en este método, se ordena cada variable de menor a mayor y después se determina la correlación de su posición y no de su valor real. La correlación de orden de posición, indica que, cuando "x" es relativamente alto, entonces "y" es relativamente alto. La correlación de orden de posición, generalmente trabaja mejor con la simulación Monte Carlo, en donde cada variable se define con su propia distribución. Si las variables son independientes, entonces el número aleatorio seleccionado para determinar el valor de una variable, no afecta cual número aleatorio se selecciona para determinar el valor de la segunda variable.

Si las variables son dependientes, entonces el número aleatorio seleccionado para determinar el valor de la variable dependiente, dependerá del número aleatorio seleccionado para la variable independiente. Entre más alto sea el coeficiente de orden de posición, más cercana será la relación entre los dos números aleatorios. Si el coeficiente de orden de posición es 1.0, se usará el mismo número aleatorio para ambas variables, la dependiente y la independiente.

9. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Por lo general no existen suficientes datos para determinar correctamente la distribución y los parámetros para describir todas las variables aleatorias, muchas veces las distribuciones empleadas son subjetivas, basadas en nuestra experiencia particular. Entre más subjetivos sean nuestros parámetros, es más importante realizar un análisis de sensibilidad a los cambios en estos parámetros. Por ejemplo, supongamos que se está empleando una distribución triangular para describir una cierta variable, quizás se quiera observar si los resultados cambiarían significativamente si en lugar de la triangular se empleara una distribución log-normal. O quizás, interese saber que tanto afecte a los resultados la desviación estándar de una variable.

Muchos de los programas de Monte Carlo, permiten al usuario ingresar un "número semilla" para el número aleatorio generador, con esto la computadora genera series idénticas de números aleatorios cada vez que el número semilla se usa. Esto es recomendable cuando se llevan a cabo análisis de sensibilidad, ya que esto asegura que los cambios en los resultados son debidos al cambio de la variable objetivo, y no solo una rareza en la generación de números aleatorios.

Otro análisis de sensibilidad muy útil es el empleo de parámetros de usuario controlados.

Si se está modelando una inversión total para un campo, se debe tener la capacidad de controlar el número de pozos perforados o el tipo de plataformas instaladas, por tanto, puede realizarse una serie de simulaciones con varios números de pozos.

Muchos programas de Monte Carlo calculan la correlación que existe entre la variable de entrada y el resultado. Por ejemplo, supóngase que se está simulando el flujo monetario basándose en el gasto y precio del aceite y gas, gastos de operación y el capital, para cada iteración, el programa genera una hoja de dispersión con columnas para cada variable de entrada y el resultado del flujo monetario. Pueden calcularse, el coeficiente de correlación y el coeficiente de orden de posición, indicando la fuerza de correlación entre cada variable y el flujo monetario, esto puede representarse en una gráfica de tornado (Fig. 2.5) como las siguientes:

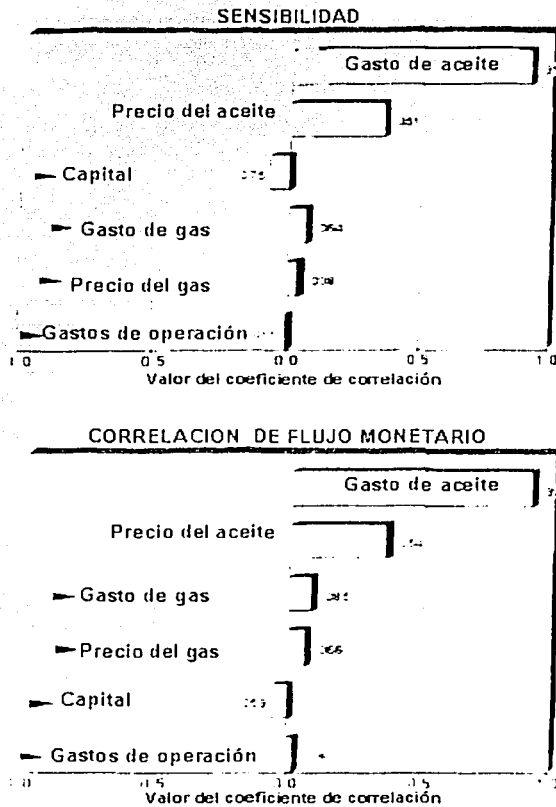


Fig.2.5 Gráficas de Tornado¹

TESIS CON
FALLA DE OPINION

Se listan cada una de las variables de entrada, empezando desde arriba con aquella cuyo valor coincida mejor con el resultado. La correlación indica, que tanto depende el resultado del valor para el cual fue calculada la variable. La mayoría de los programas muestran el coeficiente de correlación empleando un análisis de regresión multivariado, un análisis de dispersión de orden de posición o ambos. Las entradas con los coeficientes más altos, son aquellas que más afectan el resultado.

Se intenta describir la adaptación de las técnicas probabilísticas para evaluar cuantitativamente el riesgo. Esta técnica envuelve el uso de un modelo, implementando dentro del marco de trabajo una hoja de cálculo, basada en la herramienta de simulación Monte Carlo.

- (A) Se pueden establecer un conjunto de reglas que sirvan de guía, ya sea de forma empírica, o se pueden derivar a través de una análisis de estadística de errores.
- (B) Generalmente se consideran 5 componentes en la solución: (1) Conjunto de modelos de validación formal. (2) Una estimación matemática de la probabilidad de presentarse el evento, para un nivel dado de estadística de incertidumbre. (3) Un método para establecer la máxima probabilidad tolerable de presentarse el evento. (4) Un procedimiento para definir tolerancias subsuperficiales, basadas en criterios técnicos que respalden el evento (problema de estudio). (5) Una estructura administrativa para la ejecución del plan en la localización del pozo.

Análisis de riesgo

El proceso de análisis de riesgo involucra 3 pasos:

- A. Elaborar un árbol de decisiones.
- B. Cuantificar las consecuencias de diferentes ramas.
- C. Establecer dentro de que rangos, los riesgos resultantes son tolerables.

Análisis de consecuencias

Se debe analizar un árbol de decisiones para cualquier profundidad a través de una secuencia de eventos, para obtener un rango de posibles resultados.

Aunque solo se obtendrá una salida como resultado, es imposible anticiparse a decir cual es exactamente este resultado, debido a la presencia de los eventos probabilísticos. A este valor se le conoce como, la probabilidad escalonada para la salida en particular.

Por lo tanto, para representar el análisis de riesgo, se emplea una gráfica de probabilidades para la salida escalonada "i" a una profundidad "D", $P_e (i,D)$, debe construirse para cada uno de los posibles resultados y para cada uno de los pozos perforados. Estas gráficas se combinan con las probabilidades de ocurrencia del problema, como una función de la probabilidad "total" de cada salida en particular que se presente durante la perforación del pozo en cuestión.

Estimación de las probabilidades de las salidas

Una vez que se han evaluado las funciones de probabilidad escalonada contra profundidad para cada salida y para cada pozo, se debe calcular la probabilidad de ocurrencia de cada salida, durante la perforación.

El resultado del análisis de riesgo, se compara con los límites predefinidos, sobre las probabilidades de varias salidas, las cuales a su vez, dependen de un riesgo tolerable previamente establecido. Si cualquiera de estos límites se exceden, es necesario restringir los resultados y se convierte en un método iterativo.

CAPITULO III

RIESGOS E INCERTIDUMBRES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS

Las empresas petroleras invierten alrededor de 20 mil millones de dólares por año en tareas de perforación. Lamentablemente, no todo ese dinero se utiliza en forma adecuada: alrededor de un 15% se asigna a pérdidas. Estas pérdidas comprenden las pérdidas de material, como equipo de perforación y fluidos, y pérdidas de continuidad de los procesos de perforación, lo que se denomina tiempo improductivo (NTP, por sus siglas en inglés). Estas pérdidas se producen durante la búsqueda e implementación de soluciones para resolver los problemas de perforación. Si se pudieran evitar estos problemas, se reducirían los costos de exploración y desarrollo, y los miles de millones de dólares que se pierden hoy en día, se podrían destinar a la mejora de las reservas.

Poder manejar los riesgos de perforación significa no dejar que los problemas menores se transformen en problemas mayores. Si se identifican los riesgos y se anticipan los eventos indeseables, se pueden reducir las pérdidas, la mayor parte de la inversión y del tiempo dedicado a la perforación, no se presenta mientras se atraviesa el yacimiento, sino mientras se está por llegar al mismo.

Los problemas en la perforación y sus soluciones suelen ser costosas, y en ciertos casos, hasta imposibles. Pueden producirse atrapamientos de la sarta de perforación contra las paredes del pozo por presión diferencial, o atascamientos en las irregularidades del pozo, lo que requiere cierta habilidad y fuerza para liberarla. Si esto no da resultado, en ciertos casos la única solución consiste en abandonar la porción aprisionada y desviar la trayectoria del pozo, modificando así todo el programa de perforación, con el consiguiente aumento de los costos del pozo, los gastos adicionales pueden alcanzar millones de dólares. Cuando se utiliza un alto ritmo de penetración (ROP, por sus siglas en inglés), se reducen los costos y el tiempo de operación, pero, si además el ritmo de rotación de la sarta de perforación es muy baja con respecto al gasto de flujo del lodo, no se logrará levantar los recortes de roca a la superficie, lo que produce un aprisionamiento. Las vibraciones de la sarta de perforación pueden debilitar y destruir las tuberías y los equipos, además de dañar seriamente los pozos.

Algunos de estos problemas, si bien, no obligan a suspender completamente el proceso de perforación, ponen en peligro las operaciones subsiguientes de desviación, terminación y producción.

La toma de decisiones para corregir estos problemas, constituye un proceso complejo, ya que se deben tener en cuenta diversos factores. Por ejemplo, el aumento de la densidad del lodo para controlar la estabilidad del pozo en un intervalo, puede provocar fracturas en otras zonas. En muchos casos, las soluciones son específicas para cada pozo o campo.

El éxito de la perforación depende del desarrollo de un plan coherente, actualizado en forma permanente con base en los nuevos datos obtenidos, y manteniendo bien informado al personal involucrado. Dicho plan debe incluir los procedimientos a seguir bajo circunstancias normales y los métodos adecuados para tratar los problemas más serios que se puedan presentar con mayor frecuencia. Si se contara con el entrenamiento necesario, con un proceso de perforación bien definido y los datos y herramientas suficientes para su interpretación, la perforación exitosa de un pozo debería ser un proceso de rutina.

1. ANTECEDENTES DEL ANÁLISIS DE RIESGO EN LA PERFORACIÓN

A lo largo de los últimos veinte años, la industria petrolera ha perfeccionado las operaciones de perforación gracias a la introducción de las mediciones durante la perforación (MWD, por sus siglas en inglés), los motores direccionales, además de los despliegues computarizados en la locación del pozo y las herramientas de alta resolución.

Aunque las fuerzas físicas que actúan sobre el pozo no se han modificado, han cambiado dos factores: *En primer lugar*, las compañías de exploración y producción (E&P) modificaron sus estructuras internas, y redujeron sus grupos de trabajo. Muchos expertos se han visto obligados a abandonar la industria petrolera. Las compañías han reducido su personal al mínimo, y la gente con experiencia que permanece en ellas, quizás esté demasiado especializada para cumplir con la función integradora que hace falta en este momento. *En segundo lugar*, los pozos se están tornando cada vez más complejos, los pozos de largo alcance y los pozos horizontales reaccionan en forma diferente a las tensiones del subsuelo, en comparación con los pozos verticales o ligeramente desviados.

La perforación de pozos multilaterales requiere extraordinarios niveles de precisión y control. Los pozos en aguas profundas, sometidos a alta presión y elevadas temperaturas presentan desafíos adicionales. Hoy en día, se perforan pozos en áreas remotas tectónicamente activas, donde es probable que no se disponga de una infraestructura bien desarrollada y que existan problemas de comunicación.



2. PROCESO INTEGRADO DE ANÁLISIS DE RIESGO EN LA PERFORACIÓN

En los últimos años, en medio de todos estos cambios y desafíos, surge la necesidad de abordar el proceso de perforación de un modo diferente, las compañías petroleras y las empresas de servicios comprendieron la necesidad de cooperar mutuamente de manera más estrecha para lograr sus respectivos objetivos. Surgió entonces una nueva modalidad de hacer negocios, las compañías petroleras y las empresas de servicios abandonaron su actitud opositora y adoptaron un enfoque de objetivos comunes para enfrentar las incertidumbres y los riesgos del subsuelo. Actualmente, se han podido reducir los costos de perforación hasta en un 50% en una amplia gama de ambientes de la perforación. El proceso completo integra el trabajo del personal de las compañías petroleras y las empresas de servicios tanto en las oficinas como en la locación del pozo, en todas las etapas de la planeación y de la perforación del pozo, y a lo largo de cada fase del proyecto de perforación (Figura 3.1).

En pocas palabras, el proceso comienza en la oficina con la construcción de un modelo del subsuelo, que luego se utiliza como parte del proceso de planificación del pozo para crear el plan de perforación más adecuado. Se trata de un proceso de optimización multidisciplinario en el cual el ingeniero de perforación y el geólogo equilibran los requerimientos de ubicación del objetivo, los costos y la factibilidad de la operación.

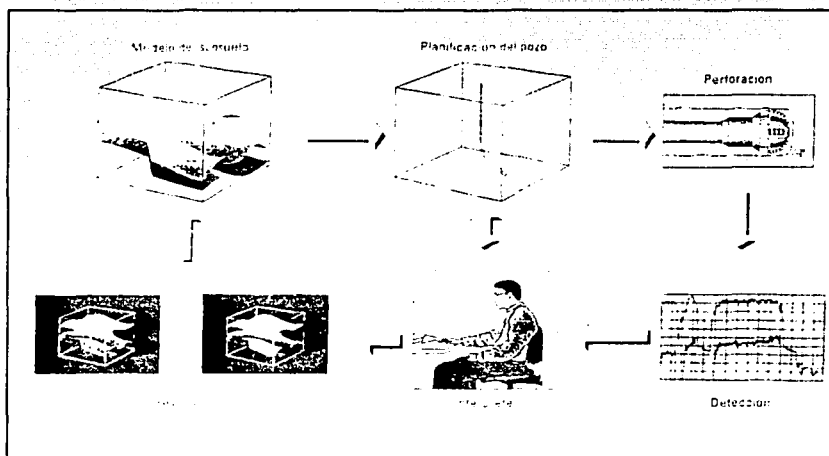


Fig.3.1 Proceso Integrado de la Perforación¹³

Además, se deben considerar muchos otros factores, como el diseño de la TR, los requerimientos de la terminación, las características del campo, el tamaño y la selección de la barrena, los problemas del personal, los costos, el diseño del cemento, las TR's cortas, la sarta de perforación y el aparejo de fondo (BHA por sus siglas en inglés), además de la disponibilidad de los equipos.

El plan de perforación más conveniente es aquel que optimiza la ubicación y la trayectoria del pozo, y al mismo tiempo minimiza el riesgo de inestabilidad del pozo y de atrapamientos, mejora la productividad y aumenta el ritmo de aprendizaje. El plan debe identificar aquellos intervalos en los cuales los riesgos geológicos, como la presión de poro, la presión de fractura y otros factores de inestabilidad, puedan comprometer la integridad del pozo. Cualquier actividad que se emprenda debe ser evaluada cuidadosamente para detectar todos los riesgos posibles, en la locación, el pozo se perfora según un plan de perforación. Durante la perforación, se adquieren datos que se interpretan y se involucran en el proceso, en el plan del pozo o en el mismo modelo del subsuelo. Gracias a estas modificaciones y actualizaciones, el plan del pozo deja de ser un documento estático para convertirse en un documento vivo, y los riesgos de la perforación se evalúan en forma permanente. Este proceso es válido para todos los pozos perforados a lo largo de toda la vida de un campo, y se fundamenta en las tres etapas principales que rigen la existencia misma de pozo: **(1)**el desarrollo de un plan adecuado, **(2)**la ejecución del mismo y **(3)**el aprendizaje continuo a partir del proceso en marcha.

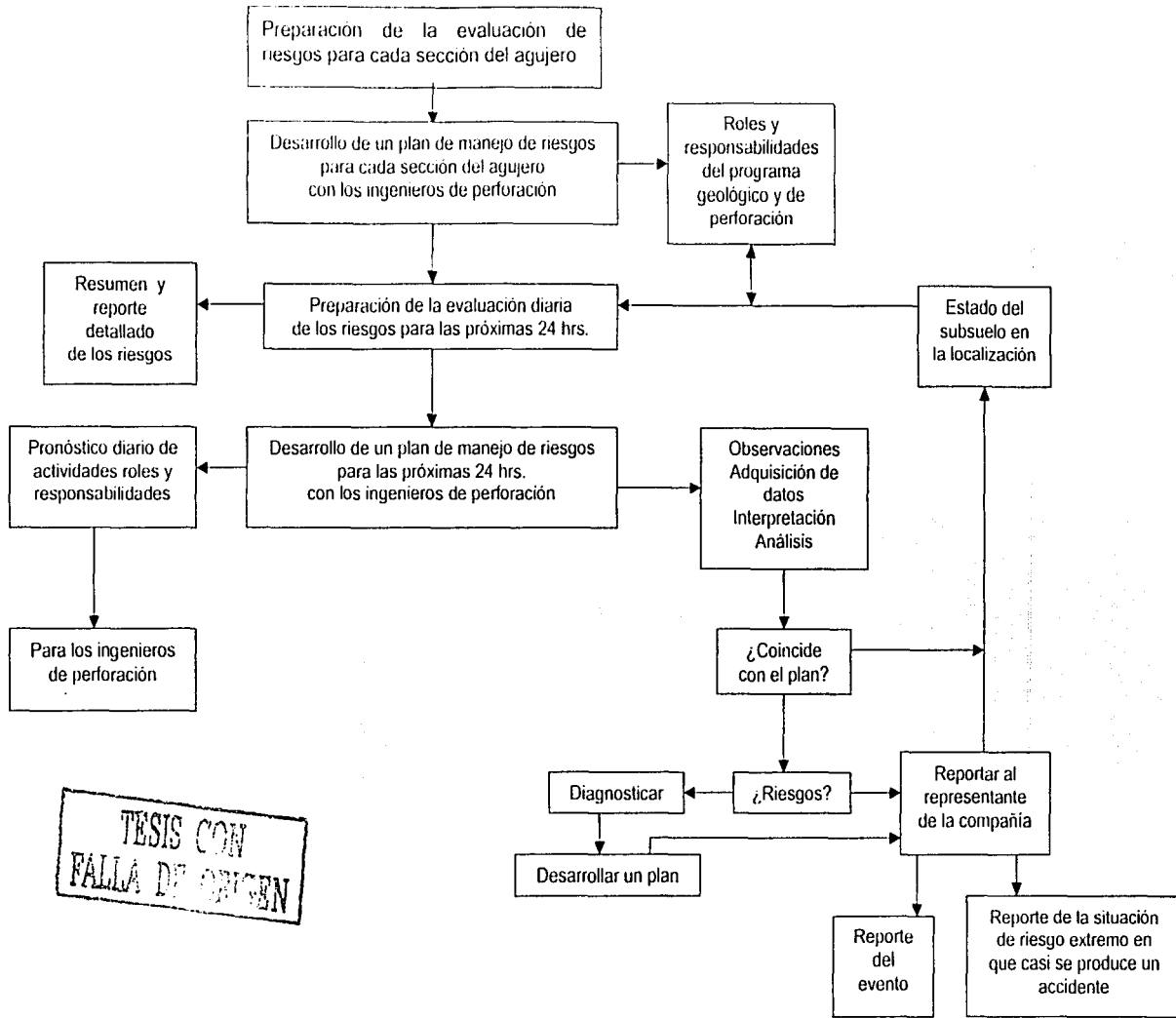
El modelo del subsuelo puede ser simple o complejo, dependiendo de la información disponible y de los requerimientos del pozo. La creación de un modelo del subsuelo complejo suele exigir una infinidad de pasos, de ingreso de datos y de integración de los mismos. Es decir, se hace uso de todas las fuentes de datos relacionadas, desde reportes de perforación, registros y pruebas en pozos desviados, hasta secciones sísmicas, cubos de velocidad e interpretaciones estructurales. Una vez seleccionado un objetivo, se puede abordar desde varias direcciones, para poder seleccionar la trayectoria de menor riesgo, se requiere el conocimiento del estado de las tensiones y los parámetros de la roca, y de la interacción del proceso de perforación con los mismos. Una vez formulado el plan más conveniente, llevarlo a cabo en la locación puede significar sorprendentes desafíos. Esta técnica permite reducir el tiempo improductivo en casi un 40%, lo cual significa un ahorro de cientos de miles de dólares por pozo. El concepto es sencillo y la mayor parte de los pasos a seguir son prácticamente intuitivos, si bien se necesita un enfoque estructurado para llevarlo a cabo con éxito.

Este enfoque incluye una secuencia de trabajo, además de las herramientas de software e ingeniería que permitan garantizar que las soluciones técnicas elaboradas durante la etapa de planeación resulten efectivas en la práctica para ayudar a tomar decisiones que permitan evitar los problemas de perforación (Figura 3.2). El ingeniero de perforación, debe tener como objetivo trabajar junto con los operadores, para reducir sensiblemente el costo y el tiempo no productivo mediante la integración del planteamiento y la entrega de soluciones de perforación en tiempo real. Dentro de este esquema de manejo del riesgo y control de las pérdidas, se combinan la experiencia técnica y las mediciones tomadas, con los conocimientos del operador y su experiencia en el desarrollo de soluciones operativas. La comunicación fluida y el trabajo en equipo constituyen aspectos esenciales en la implementación de estas soluciones. Este proceso se concentra en las siguientes áreas:

- ❖ Estabilidad del pozo y pérdida de fluidos.
- ❖ Análisis de la presión de poro.
- ❖ Atrapamientos y pérdida de tuberías en el agujero.
- ❖ Prevención de fallas en la tubería de perforación.
- ❖ Eficacia de perforación, ritmo de penetración y optimización del rendimiento de la barrena.

Dado que cada pozo puede presentar un conjunto diferente de estos problemas, se debe asignar un ingeniero especialmente capacitado para cada trabajo y la calidad del personal puede hacer que el proceso dé o no los resultados esperados. Básicamente, el ingeniero debe demostrar capacidad para resolver problemas, integrar datos y debe poseer habilidades comunicativas, además de una sólida experiencia en el área técnica en Ingeniería Petrolera o de perforación, y en organizaciones de compañías operadoras. Durante la etapa de planificación de proyectos de perforación, el ingeniero especialista debe trabajar junto con el personal de la compañía operadora para identificar problemas potenciales, desarrollar métodos para detectarlos y, por último, junto con los ingenieros de perforación, elaborar planes de contingencia para completar el plan de perforación. El ingeniero puede desarrollar un informe, en donde se relacione la geometría del pozo, la información geológica y los posibles problemas con los planes de contingencia para formar un mapa completo del proceso para dicho pozo.

Durante la perforación, el ingeniero puede evaluar las condiciones del pozo para detectar cualquier problema nuevo que pudiera surgir y en cada revisión elaborar una evaluación de riesgos actualizada y un pronóstico para las siguientes 24 horas.



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Fig.3.2 Secuencia de tareas integradas de la técnica para optimizar el rendimiento de la perforación¹³

El reporte puede enumerar las condiciones y los peligros potenciales que se podrían presentar más adelante y explica de que manera detectarlos y manejarlos. Asimismo, plantear los métodos de detección de cada riesgo, y los procedimientos para prevenir que un evento produzca pérdidas. Un planteamiento detallado antes de que se presente un problema y la correcta identificación del mismo, permiten reducir los riesgos de pérdidas y, al mismo tiempo, incrementar el rendimiento en forma significativa.

Uno de los ingenieros de perforación debe controlar permanentemente las condiciones del pozo para determinar si el mismo se está comportando según lo planeado. De lo contrario, se identifica la contingencia correspondiente y el perforador debe seguir el plan adecuado para dicha contingencia. Si no se produce ninguna de las contingencias previstas, se analiza el problema y se desarrolla un nuevo plan de acción junto con los ingenieros de perforación. Se han desarrollado diversos conjuntos de herramientas de evaluación de datos y diagnóstico de problemas como material de apoyo para este tipo de despliegues de perforación.

3. EVALUACIÓN DEL RIESGO

La evaluación de riesgo se fundamenta en las metodologías de manejo del riesgo y control de pérdidas. El control de las pérdidas requiere una comprensión de las causas de los eventos, o de los actos o procesos que generan los problemas o los accidentes que conducen a una pérdida. Un modelo de proceso causativo define las etapas incluidas en la evolución de un evento a partir de su estado original controlado. En la etapa que precede inmediatamente a un evento, se producen irregularidades en el sistema, en los estándares o en la conformidad de los mismos. En el caso de la perforación, el **sistema** es la base de diseño del pozo, el **estándar** es el programa de perforación, y **conformidad** significa comprobar que el pozo se comporta según lo previsto. En esta primera etapa se pueden originar problemas subyacentes, como el diseño inadecuado de la TR o de fluidos de perforación inapropiados, o bien el uso de una equipo de perforación inapropiado para dicho programa de perforación en particular. Ninguno de estos problemas es demasiado grave en sí mismo, pero en lugar de invertir tanto tiempo y esfuerzo para ajustar las actividades cotidianas de perforación a estas fallas fundamentales, sería más conveniente poder seguir la rutina de perforación adecuada. Durante esta etapa se cuenta con mayor cantidad de tiempo para tomar decisiones (varios meses en la mayoría de los casos) tendientes a prevenir posibles problemas y se dispone de un mayor número de personal altamente capacitado para brindar soluciones.

En la segunda etapa, las causas básicas de un evento se pueden atribuir a factores personales o bien a factores propios del sistema. En el caso de la perforación se podrían mencionar como ejemplos la falta de un entrenamiento adecuado retardar un cambio de barrena antes del final de un turno de trabajo, o no poner una cubierta sobre el agujero una vez extraída la sarta de perforación. Si tomamos estos factores en forma individual, o inclusive en conjunto, no representan un problema, pero pueden contribuir a la aparición de un problema. Las acciones que se ejecutan en esta etapa se basan en decisiones tomadas horas o días antes de que ocurra el evento, por una persona o un grupo de personas a cargo del equipo.

En la tercera etapa se describen las causas inmediatas de un evento, como condiciones, prácticas o acciones que no se ajustan a los estándares requeridos: por ejemplo, descuidar el mantenimiento de una herramienta, dejar caer accidentalmente una herramienta de mano en el agujero o interpretar una medición en forma incorrecta. Las decisiones (como por ejemplo, no reportar que una herramienta no funciona correctamente, o la pérdida de un desarmador, o no mencionar el material acumulado en las temblorinas) las toma alguna persona que se encuentra trabajando en el equipo, pocos días o minutos antes de que se produzca el hecho.

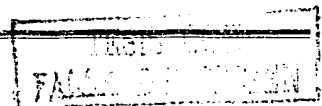
En la cuarta etapa, se produce el evento, o incidente. La sarta de perforación queda aprisionada o bien el pozo tiene un conato de brote o surgencia imprevista. Es probable que se cuente con sólo unos pocos minutos para tomar la decisión correcta. Además, la persona que toma la decisión y que podría liberar la tubería o impedir un desastre, está actuando bajo una presión tremenda, por lo cual su capacidad de análisis se ve reducida. Los expertos en el manejo de crisis, como guerras o desastres naturales, consideran que bajo tales niveles de presión, los responsables de tomar las decisiones sólo hacen uso de una cuarta parte de la información disponible.

La etapa final, la pérdida propiamente dicha, ocasiona una pérdida o un daño no intencional que afecta a la propiedad y al proceso de perforación, los aparejos de fondo y una sección de la sarta de perforación se perdieron en el agujero, o bien un brote se convierte en una situación tal que sólo se puede controlar con el cierre del pozo. Estos conceptos sobre el manejo del riesgo y el análisis de las causas se originan a partir de las iniciativas de preservación de la salud, la seguridad y el medio ambiente (**SSMA**). La mayor parte de las compañías de E&P cuentan con programas integrales y efectivos de capacitación e información al respecto.

Un programa de entrenamiento activo se considera vital dentro del funcionamiento de las empresas. Los programas de capacitación en SSMA se basan en el reconocimiento de que la mayor parte de los incidentes que resultan en alguna pérdida, son producto de un error humano, que se podría haber evitado con la toma de medidas adecuadas. En la industria de E&P, los operadores han analizado la frecuencia con que se producen problemas de perforación e indican que la mayor parte de los eventos no programados se pueden atribuir a errores humanos. Se ha publicado un informe en el cual el 65% de los atrapamientos se podían atribuir directamente a un programa inadecuado, mientras que el 68% de los incidentes ocurrían durante las dos horas posteriores a un cambio de turno del personal. La mayoría de las técnicas utilizadas en los cursos de entrenamiento de SSMA están destinadas a luchar contra los errores humanos (desacelerar al que conduce muy rápido, mejorar los hábitos de eliminación de residuos o evitar tracciones mientras se operan las máquinas). Los encargados comprenden la necesidad de mantener una vigilancia constante y realizar programas de capacitación anual, mientras que a los empleados se les exige mantener actualizados sus documentos de entrenamiento. Asimismo, se realizan informes de casos de riesgo extremo en que casi se producen accidentes, lo cual ayuda a los empleados a comprender mejor las situaciones y las condiciones que pueden provocar accidentes.

Estos mismos elementos se pueden utilizar para abordar en forma efectiva los incidentes relacionados con la perforación, y varios de ellos han sido incorporados dentro de la nueva estrategia de perforación. El factor más importante en la aplicación de estos métodos de manejo de riesgos y análisis de causas de eventos en las operaciones de perforación consiste en lograr una mejor comunicación, por medio de informes sobre casos en que casi se producen accidentes, de documentación sobre las exigencias del proyecto, de un mayor conocimiento de los objetivos del equipo de trabajo y de la comprensión de las razones técnicas que determinan las medidas de contingencia.

La ejecución de informes sobre situaciones de riesgo extremo en las que casi se produce un accidente se considera un método corriente de SSMA, que permite reducir con éxito la frecuencia de errores e incidentes en el lugar de trabajo. Hasta hace unos años, cuando se estaba terminando un pozo en el tiempo programado y sin grandes problemas, todas las personas involucradas en el proyecto se felicitaban por el éxito del trabajo, sin ponerse a analizar cuál era el proceso que les había permitido llegar a un buen resultado. Es posible perforar un pozo sin encontrar grandes problemas, pero es prácticamente imposible que no se haya producido ningún tipo de inconvenientes.

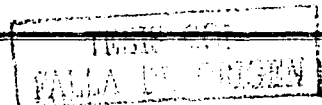


Detrás de cada una de esas pequeñas o grandes dificultades se esconde una historia, que junto con las soluciones encontradas constituye el secreto del éxito de un pozo. Si se identifican los problemas de la perforación y se brinda información sobre los mismos inmediatamente, aumenta la probabilidad de que un pequeño problema sea reconocido y resuelto cuando aún se encuentra en su etapa inicial y antes de que se convierta en una situación difícil de manejar. Si se documentan las medidas que se tomaron para resolver el problema en cuestión, se obtienen dos beneficios adicionales: el primero es un registro de la historia de la perforación, junto con un registro de la respuesta del personal a los problemas, en el que se muestra en qué medida los operadores se ajustan a los procedimientos establecidos. El segundo es un archivo de problemas y soluciones que se puede aprovechar en el futuro, ya sea en secciones más profundas del mismo agujero, o bien en otros pozos o en otros campos.

Es de suma importancia mantener un buen nivel de comunicación con todo el personal del equipo y dar a conocer las razones técnicas que justifican las acciones de contingencia. Como ocurre en la mayoría de las situaciones en las que se actúa por hábito, lo más probable es que el perforador repita el procedimiento que ha estado ejecutando anteriormente. Pero si, llegado el caso, es necesario introducir alguna modificación, es mucho más probable que el operador reaccione correctamente si entiende el por qué. Existen casos reales en el que se demuestra que gracias a la comunicación fluida entre las partes involucradas, el análisis del riesgo, la toma de medidas adecuadas y el trabajo en equipo, se pudieron perforar pozos en lugares en los que no se había tenido éxito previamente.

4. OPTIMIZACIÓN DE LAS PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN¹⁴

Las técnicas de la metodología de integración para optimizar el rendimiento de la perforación se pueden aplicar en otras situaciones difíciles, además de contribuir al manejo de la inestabilidad del pozo y promover la práctica de una buena limpieza del agujero. Esta metodología se ha utilizado para perfeccionar la eficacia de la perforación, gracias a una cuidadosa selección de la barrena y del uso de técnicas de perforación adecuadas para reducir el daño de los componentes de la sarta de perforación. El método convencional para aumentar el ritmo de penetración consiste en incrementar el peso sobre la barrena (WOB, por sus siglas en inglés), lo cual puede provocar otros problemas, incluyendo el aumento de colgamientos y vibración torsional, lo que a su vez produce daños en la sarta de perforación y, en definitiva, conduce a mayores costos por metro perforado.

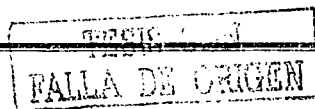


Un colgamiento se produce cuando la fricción excesiva entre la barrena y la formación hace que la barrena deje de rotar (la fase inmóvil) a pesar de que la sarta de perforación se sigue moviendo a una velocidad constante en la superficie. Después de un corto retraso, se produce un deslizamiento cuando el torque acumulado en la sarta vence a la fricción y la barrena comienza a rotar, pero mucho más rápido que la velocidad transferida desde la mesa rotaria o el sistema "topdrive". Uno de los tres modos de vibración de la columna de perforación es la vibración torsional, u oscilación de la sarta sobre su eje de rotación. Los otros dos son axiales (coincidente con el eje longitudinal de la tubería y lateral) de un lado al otro de la sarta. En algunos casos, el éxito esporádico de una barrena en particular o de una determinada combinación de BHA es inexplicable, ya que, una determinada combinación de instrumentos alcanza excelentes niveles de ritmo de penetración y avanza un largo trecho, mientras que en otros casos falla a los pocos pies de comenzar.

Se pueden combinar los datos obtenidos en las mediciones de superficie y de fondo del pozo y el análisis de la resistencia de la roca, y relacionarlos con datos del rendimiento previo de la barrena y del BHA. De esta forma se pueden estimar rangos óptimos para las mediciones durante la perforación y perfeccionar la selección posterior de las barrenas y del BHA. Con esto, se pueden controlar a tiempo real las mediciones específicas del rendimiento de perforación en el equipo de perforación y mantenerse dentro del rango optimizado para alcanzar un costo óptimo por pie perforado. Posteriormente, aplicar la experiencia acumulada durante la perforación de este pozo en otros pozos. Con esto se puede mejorar la curva de aprendizaje para seleccionar la barrena y el BHA correctos, lo que da como resultado un mejor rendimiento de la perforación.

5. LAS HERRAMIENTAS DEL ÉXITO

Los resultados obtenidos, se derivan de la combinación de los avances técnicos de las mediciones en el campo y la interpretación de las mismas con la experiencia en perforación que aporta el operador. Los datos de alta calidad obtenidos durante la perforación y el análisis de los mismos resultan de vital importancia para el éxito de la operación, sin embargo, son aún más valiosos cuando se los utiliza en forma coherente para apoyar decisiones tomadas durante el proceso de perforación. Este proceso comprende una serie de decisiones y acciones asociadas, que se toman durante la planeación y la ejecución de un proyecto, que culmina en un pozo terminado. El éxito o fracaso del proceso y la eficacia de un pozo están determinados por la calidad de esas decisiones.



La toma de decisiones en forma efectiva depende de contar con una visión clara de las condiciones actuales del pozo, además de comprender las consecuencias de cada decisión que se toma, y de estar preparados para el futuro con planes de contingencia. La importancia, reside en proporcionar una visión precisa de las condiciones actuales y un panorama futuro de los peligros potenciales. *De esta forma se pueden tomar mejores decisiones ya no bajo una situación de estrés que rodea a un incidente, sino antes de que éste se produzca, cuando la capacidad para tomar decisiones no se encuentre disminuida por la ansiedad y la presión.*

Los investigadores buscan formas de perfeccionar el proceso de toma de decisiones mediante una mayor y más rápida disponibilidad de datos y el uso de conocimientos obtenidos en otras áreas. Por ejemplo, se están desarrollando nuevas técnicas para estimar el riesgo de un incidente de perforación, tal como un aprisionamiento, en donde el riesgo de atrapamientos puede comenzar por predecir problemas de limpieza del agujero. Con posteriores ensayos y mayor experiencia, estos adelantos harán posible que las alarmas ya no señalen un evento sorprendente en el momento en que se produce, sino que tendrán la capacidad de advertir a los ingenieros de perforación mucho antes de que el problema se torne peligroso. La industria petrolera, como todas las demás, lucha por lograr mayor productividad y mejores rendimientos económicos. La eliminación de desechos y pérdidas, ya se trate de procesos o materiales, constituye un objetivo fundamental de toda compañía exitosa, sin importar las condiciones económicas prevalecientes. El incremento de la eficacia de la perforación mediante el manejo adecuado del riesgo, constituye por cierto un camino seguro para que las compañías de E&P puedan alcanzar sus objetivos.

6. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE RIESGO

- A. *Definir los datos de entrada del modelo considerado, es decir, las variables que intervienen en el problema (estabilidad del agujero).*

Litología de la formación

Esfuerzos *in situ* y presión de poro

Propiedades de la roca

Propiedades del lodo de perforación

Efectos dependientes del tiempo (consolidación, arrastre)

Efectos de temperatura

Aspectos operacionales (surgencia/suabeo, limpieza del agujero, etc.)

Agujero descubierto

Terminación

- B. *Determinar el modelo del comportamiento mecánico.*
Descripción del estado de esfuerzos del agujero.
- C. *Emplear un valor de entrada, el cual no se encuentre sujeto a incertidumbre.*
- D. *Definir los límites de los datos de entrada que estén sujetos a incertidumbre, mínimo, más probable (modal o frecuente) y máximo.*

	Tmin	Tmodal	Tmáx
Perforar de 180 m a 550 m con lodo bentonítico	14	31	36.5
Circular limpiando agujero	1.5	2	2.5
Efectuando viaje sacando barrena	6	6.5	7.5
Preparativos para meter TR	1.5	2	3
Metiendo TR	6.5	9	10

- E. *Definir la distribución de probabilidades que más se ajuste al grupo de datos, para este trabajo se empleará la distribución trapezoidal (Apéndice A).*

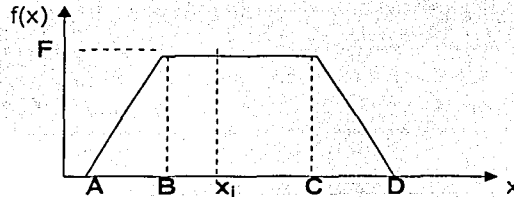


Fig.3.3 Distribución Trapezoidal

- F. *Generar combinaciones de datos de entrada, empleando las funciones de distribución de probabilidad correspondiente y generar números aleatorios.*
- G. *Evaluar el modelo para cada grupo de resultados generado.*
- H. *Construir un histograma y/o una función de distribución acumulada empleando todos los resultados obtenidos.*

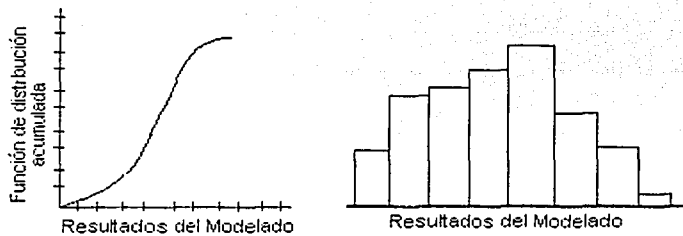


Fig.3.4 Representación gráfica de resultados

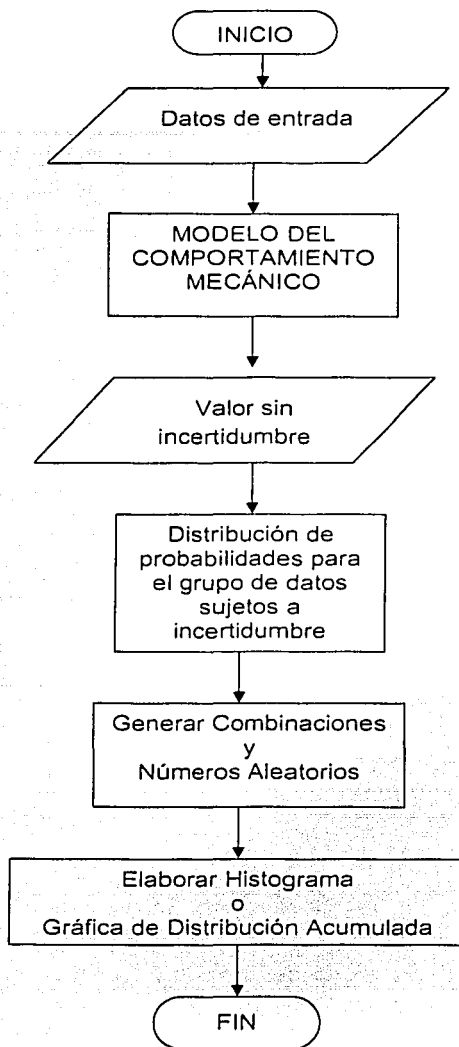


Fig.3.5 Metodología de Análisis de Riesgo

CAPITULO IV

MODELO MECÁNICO PARA LA ESTABILIDAD DEL AGUJERO

Los expertos calculan que los problemas de inestabilidad del pozo le cuestan a la industria más de 1000 millones de dólares por año. El costo promedio del tiempo no productivo (en muchos casos producto de la inestabilidad del pozo) es de aproximadamente 1.5 millones de dólares por pozo, y en casos extremos puede llegar a 16 millones para un sólo pozo. La inestabilidad del pozo se produce cuando las fuerzas o interacciones del subsuelo actúan entre la formación y el fluido de perforación y provocan una compresión, un estiramiento, una contracción o una deformación del agujero. Como consecuencia de ello se producen: atrapamientos de la sarta de perforación y del aparejo de fondo, aumento excesivo de los tiempos de viajes y de rectificación, pérdidas de lodo, pescas, desviaciones, incapacidad para asentar las TR's y condiciones adversas para las tareas de desviación y cementación.

Los planes de perforación incluyen estudios de estabilidad efectuados sobre la base de información proveniente de pozos vecinos, de manera tal que se puedan establecer por adelantado las trayectorias de perforación, los programas de lodo y las prácticas de perforación que se consideren óptimas. Sin embargo, la tierra no siempre se comporta según lo previsto y muchas veces las fuerzas actúan en forma contraria a lo esperado. Por lo general, la inestabilidad del pozo se puede manejar si se detecta a tiempo. Los mecanismos de control comprenden: la modificación de la composición química del lodo, y la densidad y gasto de flujo del lodo para ejercer mayor o menor presión sobre la formación, o bien la variación del ritmo de penetración o las revoluciones por minuto (rpm) de la sarta de perforación para facilitar la limpieza del agujero.

1. ESTABILIDAD DEL AGUJERO DURANTE LA PERFORACIÓN

Los problemas de estabilidad durante la perforación, causan problemas sustanciales en todos los campos del mundo, aún en pozos verticales. Generalmente estos problemas de estabilidad se encuentran en las capas de rocas de arcilla que se localizan en la parte superior del yacimiento, ocasionando pérdidas de tiempo y en ocasiones pérdidas de equipo. Un estimado real de los costos que estos problemas de estabilidad causan en la exploración y la perforación dentro de la industria a nivel mundial, fácilmente alcanza los 100 MMUSD por año.²⁰

Actualmente se destina una parte importante de los costos del desarrollo de un campo a la perforación, si los pozos productores pueden perforarse como pozos desviados, las plataformas de producción pueden drenar una mayor área, como consecuencia, esto puede reducir el número de plataformas requeridas para producir el campo. La estabilidad durante la perforación, es demasiado crítica para pozos altamente desviados, existe aquí entonces un alto potencial para el ahorro de costos de operación, ya sea en reducción en los costos de los pozos que actualmente se perforan, o una reducción con respecto al número de pozos de producción requeridos. En capas sometidas a esfuerzos normales, empeoran las condiciones para pozos desviados, por lo tanto es necesario entender el comportamiento de las rocas, para minimizar los problemas durante la perforación.

La evaluación de la estabilidad de un pozo, es un problema clásico de mecánica de rocas, esto es, la predicción de la respuesta de la roca a una carga mecánica. Sin embargo, se pueden presentar algunas circunstancias especiales, que hacen de la evaluación de la estabilidad, una problemática muy severa:

⚡ La barrena se encuentra varios metros lejos de la superficie, y no existen métodos disponibles para obtener una observación directa de lo que esta sucediendo.

⚡ Existen grandes variaciones en los esfuerzos de la formación, y los esfuerzos *in situ* no se miden sistemáticamente.

⚡ Existen enormes variaciones en las propiedades de los materiales de la formación. La obtención de núcleos es muy costosa, y la cantidad de material disponible para pruebas de mecánica de rocas está muy limitado. No es muy común obtener núcleos de las capas que se encuentran encima del yacimiento.

⚡ Existen muchas fuerzas actuando en la formación, alrededor del pozo: la composición química del lodo, la redistribución de los esfuerzos, los cambios de temperatura, etc.

Esto ilustra que un modelo no puede describir la realidad de manera exacta, sin importar que tan complicado sea el modelo. Sin embargo, con base en algunas suposiciones ideales, un análisis de estabilidad puede ofrecer algunos límites como guías, los cuales deberán relacionarse con las condiciones prácticas.

2. RAZONES Y CONSECUENCIAS DE AGUJEROS INESTABLES

Todas las formaciones a una profundidad dada, se encuentran sometidas a esfuerzos compresivos, verticales y horizontales, así como a la presión de poro.

Cuando se perfora un pozo, la roca que se encuentra a su alrededor, debe soportar la carga que soportaba la roca removida, en una roca cuyo comportamiento es lineal elástico, esto conduce a una concentración de esfuerzos cerca del pozo (Fig. 4.1). Si el pozo se perfora a través de una roca débil, esta concentración de esfuerzos puede provocar una falla del agujero.

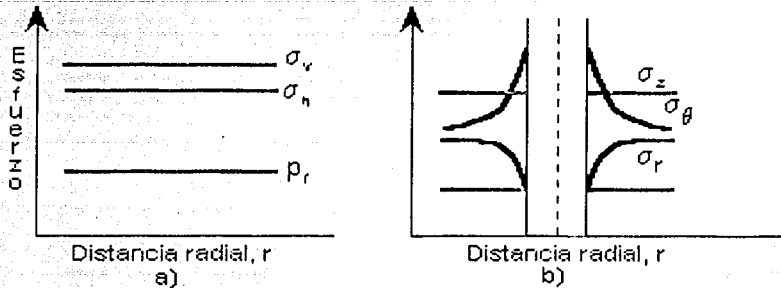


Fig.4.1 Esfuerzos en la formación antes (a) y después de la perforación (b)²⁶

El pozo se llena con lodo, para prevenir el flujo de fluido del poro dentro del pozo o de la roca fallada (entre otras cosas). En primer lugar la densidad del lodo se ajusta para prevenir el flujo del fluido del poro, mientras que tradicionalmente, el aspecto de la estabilidad de la roca ha tenido una prioridad casi nula, esto no representa problema en rocas competentes, pero en formaciones débiles debe ser la estabilidad la cual determine el límite inferior aceptable para la densidad del lodo, y no la presión de poro. El lodo debe soportar parte de la concentración de los esfuerzos, sin embargo, no puede aumentarse demasiado la densidad de lodo, ya que puede causar fractura hidráulica a la formación, aumentando el riesgo de pérdida de circulación y la posibilidad de un brote.

Básicamente existen dos tipos de falla del agujero²¹ (Fig.4.2). La **falla por compresión**, es causada por una densidad de lodo insuficiente, en comparación con la resistencia de la roca y los esfuerzos alrededor del agujero, mientras que la **falla por tensión** es ocasionada por una densidad de lodo excesiva en comparación con el esfuerzo mínimo *in situ*.

La falla por compresión puede dividirse en dos tipos principales:

Incremento en el diámetro del agujero, debido a la falla quebradiza y la expansión de las paredes del pozo. Esto puede ocasionar problemas con la cementación y dificultades con la toma, respuesta e interpretación de registros.

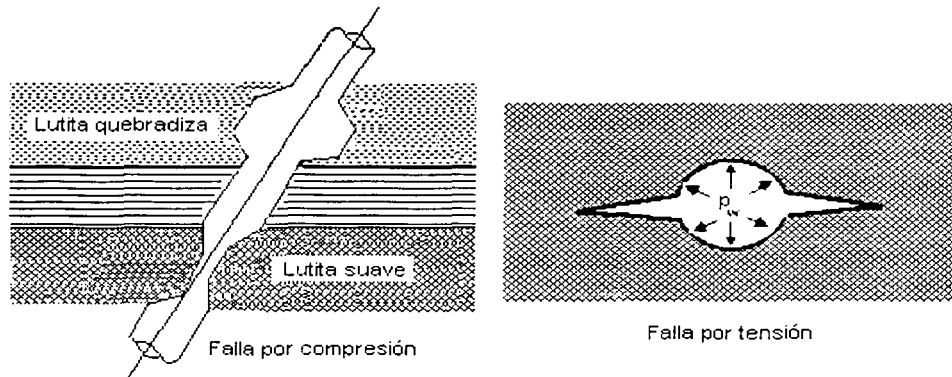


Fig.4.2 Problemas de estabilidad durante la perforación²⁰

Normalmente se presenta en rocas frágiles, aunque el incremento del agujero también puede deberse a la erosión (hidráulica o mecánica) en una roca mal cementada (débil).

Reducción en el diámetro del agujero, normalmente ocurre en lutitas, areniscas o sales débiles (plásticas), aunque algunas arcillas también puede presentar este comportamiento. Este fenómeno requiere que se repase el agujero continuamente, o se corre el riesgo de un posible atrapamiento de tubería.

La falla por tensión o fracturamiento hidráulico es reconocido por la pérdida de circulación, esto puede reducir la presión hidráulica en el pozo y causar entrada del fluido de poro, y en el peor de los caso un reventón. Usualmente, no se presentan estos problemas, cuando se perfora en una roca sometida a esfuerzos normales, sin embargo, comúnmente se presentan en zonas de esfuerzos anormales. El lodo también puede causar efectos de deterioro, ocasionando el debilitamiento de la roca. Un ejemplo típico son las lutitas que se hinchan, cuando el lodo no se encuentra en equilibrio químico con la roca, por lo que un problema inicialmente químico, se convierte en un problema mecánico.

El incremento económico ocasionado por estos problemas es obvio, además las inestabilidades también pueden ocasionar serios problemas en operaciones posteriores en el agujero. Ejemplos de esto son la toma y evaluación de registros, así como las cementaciones, una mala cementación puede ocasionar problemas para perforar, con el control de arena, la producción y simulación.

Los problemas de estabilidad puede presentarse tanto en pozos verticales como en pozos desviados. Generalmente, los problemas se acentúan en los agujeros desviados, debido a que la distribución de esfuerzos es menos favorable. Normalmente, el esfuerzo vertical es el más grande y tiene un incremento en la componente normal al agujero a medida que el ángulo de desviación incrementa y el rango estable de la densidad del lodo disminuye. Esto puede aumentar el requerimiento de T.R.'s, y en algunas zonas será imposible perforar bajo ciertos ángulos, por lo tanto, esta limitación deberá tomarse en cuenta en la fase de planeación del campo. Este efecto de desviación también aplica en zonas de gradientes de esfuerzo normales. Si se encuentran presentes los componentes tectónicos, se presenta la situación contraria, esto es, que el incremento de desviación es más favorable, al menos en una dirección de azimut específica.

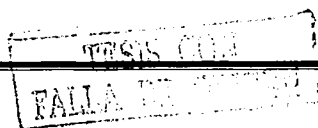
3. EL PRINCIPIO DEL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Idealmente un modelo teórico debería cubrir todos los aspectos que pudieran afectar la estabilidad del agujero, como pueden ser la presión del pozo, temperatura, tiempo, propiedades químicas del lodo, etc. Sin embargo, en la actualidad dicho modelo no está disponible y no es muy probable que aparezca en un futuro cercano, ya que no han sido registrados de manera suficiente, todos los mecanismos. El modelo requeriría de enormes recursos, y sería muy difícil adquirir los datos de entrada necesarios, ya que la disponibilidad de núcleos es un factor limitante. Por tal motivo es conveniente realizar un método de análisis de dos pasos:

- 1) Calcular la presión del pozo requerida para evitar la falla por compresión y tensión (fracturamiento hidráulico) empleando la teoría elástica lineal.
- 2) Considerar la posible adición de efectos como pueden ser el arrastre, las variaciones de temperatura, etc.

El principio es exactamente el mismo para pozos verticales y desviados, pero en este último caso, las ecuaciones son más complicadas y difíciles para manejar analíticamente.

En un caso real, este análisis representa una aproximación de primer orden del problema, en cual tiene que acoplarse con la experiencia práctica y con información relevante de otro campo análogo, para generar las mejores recomendaciones y soluciones. El *propósito* del cálculo, es encontrar la densidad de lodo mínima y máxima aceptable para evitar los problemas de estabilidad descritos anteriormente. Los cálculos de los esfuerzos se basan en un modelo elástico lineal. Se supone que la falla toma lugar, cuando se alcanza el límite elástico de la roca. En el caso elástico, la concentración de esfuerzos alcanzará su máximo en la pared del pozo (ver Fig.4.1).



De esta manera, la falla ocurrirá primero en la pared del pozo y por consiguiente será de primordial interés, la solución de esfuerzos en la pared del pozo. La solución en la cara del pozo, para un pozo vertical con esfuerzos horizontales iguales (isotropía horizontal $\sigma_h = \sigma_H$) es:

$$\begin{aligned} \sigma_r &= p_w \\ \sigma_\theta &= 2\sigma_h - p_w \\ \sigma_z &= \sigma_v \end{aligned} \quad (1)$$

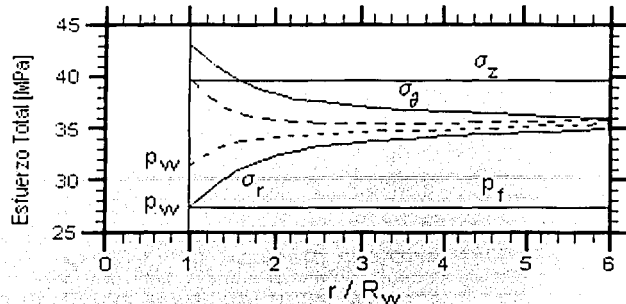
Las ecuaciones para un pozo desviado son más complicadas, debido a que se introducen los esfuerzos de corte, además los esfuerzos normales, no son iguales a los esfuerzos principales, lo cual complica aún más los cálculos. El cálculo por sí mismo, está limitado a falla por compresión y falla por tensión. En algunos casos, una falla por corte puede preceder a una falla por tensión, cuando se incrementa la presión del pozo, sin embargo, cuando se consideran aspectos prácticos de la estabilidad durante la perforación, no se espera que aparezcan problemas significativos, antes de las fracturas de la formación y de la pérdida de circulación de lodo de perforación. Los cálculos requieren principalmente los siguientes datos:

- esfuerzos *in situ*
- presión de poro
- criterio de falla de la roca

Generalmente estos datos no están disponibles con mucha exactitud, por lo que es necesaria una evaluación crítica de los datos.

3.1 Cálculo de la densidad mínima requerida para prevenir el colapso del agujero

Comparando los esfuerzos que actúan en el agujero con el criterio de falla de la roca, se puede calcular el *límite inferior* de la densidad del lodo (la presión del pozo), es decir, la densidad mínima requerida para evitar la falla por compresión. Para ilustrar este principio, se considera un pozo vertical con esfuerzos horizontales iguales, $\sigma_h = \sigma_H$ y como criterio de falla de la roca, se emplea el criterio de Mohr-Coulomb. En la ecuación (1) se observa que los esfuerzos dependen de la presión del pozo, por lo tanto no es obvio cual componente de los esfuerzos es el mayor y cual es el menor, por lo tanto se deben verificar todas las diferentes posibilidades. En la figura 4.3 se muestra una distribución de esfuerzos típica. En uno de los casos (la línea continua), el esfuerzo tangencial es el mayor y el esfuerzo radial es el menor en el pozo, cuando la presión del pozo aumenta, el esfuerzo radial aumenta y el esfuerzo tangencial disminuye. Con la línea discontinua, se ilustra otra situación con una presión de poro más alta, en donde el esfuerzo vertical será el mayor, ya que este no se encuentra afectado por la presión del pozo.



TESIS
FALLA DE TIPO

Fig.4.3 Distribución elástica de esfuerzos para dos presiones de pozo diferentes²⁰

Los dos casos presentados en la figura 4.3, son normalmente los casos que tienen que ser considerados cuando se pretende determinar el límite menor de la densidad del lodo, y corresponden a las siguientes ecuaciones:

Caso	$\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$	La falla del agujero ocurre sí:
a	$\sigma_\theta \geq \sigma_z \geq \sigma_r$	$p_w \leq \frac{1}{\tan^2 \beta + 1} [2\sigma_h + \alpha p_r (\tan^2 \beta - 1) - C_0]$
b	$\sigma_z \geq \sigma_\theta \geq \sigma_r$	$p_w \leq \frac{1}{\tan^2 \beta} [\sigma_v - \alpha p_r - C_0] + \alpha p_r$

La situación exige determinar la máxima presión de pozo para determinar la presión de trabajo del pozo. Como puede observarse, esta dependerá enormemente de los esfuerzos *in situ*. Aquí se ha supuesto que la presión de poro no se ve afectada por la presión del pozo, es decir, que no existe comunicación de fluidos entre el agujero y la formación. Se debe enfatizar que se está trabajando con condiciones ideales. Se debe mencionar que si la presión del pozo es considerablemente mayor que la presión de poro, la presión de poro inmediatamente comenzará a incrementarse (penetración), y si la presión de poro se incrementa, la presión del pozo necesaria para mantener la estabilidad aumenta. Para un pozo desviado, el esfuerzo principal debe calcularse a partir de esfuerzos normales y esfuerzos de corte. Otra alternativa es calcular los invariantes, dependiendo de que criterio de falla se esté empleando. Es más conveniente realizar un proceso iterativo en un programa de computación.

La falla se presentará a lo largo de ciertas direcciones en la pared del pozo, la falla comenzará en la dirección de la mayor concentración de esfuerzos.

Esto se puede ilustrar mediante un pozo vertical con diferentes esfuerzos horizontales, en donde la falla se presentará en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo.

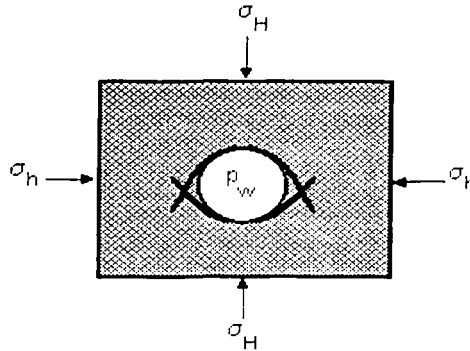


Fig.4.4 Ilustración de la dirección de la falla por compresión alrededor de un pozo vertical con esfuerzos horizontales diferentes ($\sigma_n \neq \sigma_H$)²⁶

Esto puede conducir a que se ovale el agujero, con el eje largo paralelo al esfuerzo horizontal mínimo. Este fenómeno, también conocido como rompimiento (break-out) puede emplearse para estimar la dirección de los esfuerzo horizontales, por ejemplo, empleando un registro caliper de cuatro secciones para detectar la forma del agujero.

3.2 Cálculo de la densidad máxima antes del fracturamiento

El límite superior de la densidad del lodo, es la densidad máxima antes de que se presente la falla por tensión (fracturamiento). La fractura toma lugar cuando el esfuerzo principal efectivo menor llega a la tensión e igual a la tensión de la roca, es decir:

$$\sigma_3 + T_0 \leq 0 \quad (2)$$

Normalmente, una buena aproximación es fijar el valor de la tensión T_0 igual a cero, ya que siempre se presentarán pequeñas roturas e imperfecciones en la pared del pozo. Tomando en cuenta, nuevamente un pozo vertical con esfuerzos horizontales iguales, se observa que en la ecuación (1) el fracturamiento depende de la presión del pozo. Se puede entonces diferenciar entre dos situaciones extremas:

- 1) Pared de agujero impermeable, caso no-penetrante
- 2) Pared de agujero permeable, caso penetrante

En el primer caso la presión de poro no está afectada por la presión del pozo, en el otro extremo la presión de poro cercana al agujero será aproximadamente igual a la presión del pozo. La situación no-penetrante ofrece una posibilidad, una fractura vertical cuando:

$$\sigma'_0 = 0 \quad (3)$$

Empleando la ecuación (1) se obtiene que:

$$p_w = 2\sigma_h - p_f \quad (4)$$

La situación penetrante brinda dos posibilidades, una fractura vertical u horizontal

$$\sigma'_0 = 0 \text{ o } \sigma'_z = 0 \quad (5)$$

y de la ecuación (1):

$$p_w = \sigma_h \text{ o } p_w = \sigma_v \quad (6)$$

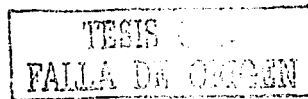
Que tan permeable es la pared del pozo, depende de la roca, del enjarre, de que tan rápido aumenta la presión del pozo, es decir, si hay tiempo para penetración de presión antes de que se inicie la fractura. Después de haber perforado algunos pozos dentro de una misma área, una prueba de admisión (leack-off), arrojará bases empíricas para la predicción de la fractura.

El principio de análisis para pozos desviados es el mismo, pero la ecuación (2) muestra que debe calcularse en primer lugar el del esfuerzo principal menor, a partir de los componentes de esfuerzos normal y de corte. En un pozo desviado, la presión de iniciación de la fractura, puede ser menor que la de un pozo vertical, a medida que el esfuerzo horizontal es menor que el esfuerzo vertical. La fractura se iniciará en una dirección dada, dependiendo cuando se cumple la ecuación (2) en la pared del pozo y esto dependerá tanto de los esfuerzos *in situ*, como de la dirección y de la desviación del agujero.

4. OTROS ASPECTOS DE IMPORTANCIA PRÁCTICA

La estabilidad del agujero puede verse afectada por un gran número de efectos y parámetros, como pueden ser:

- Litología de la formación
- Esfuerzos *in situ* y presión de poro
- Propiedades de la roca
- Propiedades del lodo de perforación
- Efectos dependientes del tiempo (consolidación, arrastre)



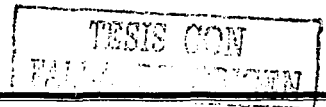
- Efectos de temperatura
- Aspectos operacionales (surgencia/suabeo, limpieza del agujero, etc.)

Estos diferentes parámetros no son totalmente independientes uno del otro, como por ejemplo, un lodo que no es compatible con la roca, puede causar un serio debilitamiento en la roca. Las propiedades del fluido de perforación y los procedimientos operacionales son los únicos parámetros que pueden ser controlados directamente por el operador o perforador. Sin embargo, las elecciones deben estar relacionadas con otros factores. Esto se vuelve más complicado por el hecho de que grandes partes del agujero deben abrirse simultáneamente, incluyendo secciones de diferente resistencia, esfuerzo, presión de poro, litología, etc.

4.1 Litología de la formación

La experiencia ha mostrado claramente que los problemas durante la perforación no se encuentran distribuidos de igual forma en las diferentes litologías. Las formaciones tipo lutita (arcillosas) son más propensas a causar problemas, esto es de esperarse, ya que la mayor parte de la sobrecarga se presenta en formaciones lutíticas, y la mayoría de las perforaciones se presenta en este tipo de litologías. Sin embargo, esta no es una explicación muy satisfactoria, del porqué de la situación. La mayoría de los yacimientos de areniscas consisten de arena débil, en donde se esperan problemas de estabilidad, sin embargo, este no es el caso y aún pozos de alto ángulo pueden perforarse sin ningún problema.

La resistencia de la roca, no es suficiente para caracterizar el potencial de los problemas de una cierta formación²², y existen varias posibles explicaciones para esta aparente anomalía. Una posible explicación es la eficiencia del enjarre que puede formarse en arenas de alta porosidad, con un enjarre más eficiente, la presión de poro está menos influenciada por la presión del pozo, y el sobre balance real (presión del pozo menos presión del poro), será mayor y contribuirá en mayor porcentaje a la estabilidad. Sin embargo, se ha observado en el registro caliper, que también aparecen derrumbes de agujero en las areniscas, pero sin crear los mismos problemas de perforación. Un posible factor de explicación, puede ser que los derrumbes de una arenisca frágil se desintegrarán fácilmente y se transportará mucho más fácil a la superficie, con el lodo de perforación. Por otro lado, los derrumbes en las lutitas son de mayor tamaño y en forma de bloques, formados por la creación de bandas de corte.



Las secciones terminadas en lutitas, pueden exhibir grandes variaciones en su comportamiento mecánico, desde una arcilla suave y dúctil normalmente consolidada, hasta una lutita dura y quebradiza sobre-consolidada. Los problemas son diferentes para las dos casos, con formaciones de derrumbes en rocas deleznable y grandes deformaciones en rocas dúctiles. Al menos en algunos casos, la falla para detectar la presión de poro en rocas de baja permeabilidad, puede deberse a las diferentes experiencias en diferentes litologías, resultando en el mayor de los casos de la perforación bajo balance en rocas de baja permeabilidad. Otro candidato a presentar problemas durante la perforación son las cadenas de carbón y las secciones de sal. Las secciones de sal son bien conocidas como zonas potenciales de problemas, debido a la naturaleza visco-plástica de la sal, la cual tiende a cerrar el agujero. Esta es también un tipo de falla dúctil, en donde la roca no se desintegra, pero fluye como un medio continuo.

4.2 Propiedades del lodo de perforación

Cuando se considera la estabilidad del agujero, es obvio que un parámetro de control es la densidad del lodo de perforación. Cuando se perfora un pozo, se rompe la roca de la formación con la barrena y se remueve mediante el flujo de lodo, ahora el soporte de la pared del pozo lo brinda el lodo. Generalmente, la densidad del lodo se selecciona con el propósito de equilibrar solo la presión de poro, actualmente, la gente de perforación acepta que es necesario incrementar la densidad del lodo por encima de este nivel, con el fin de mantener la estabilidad del agujero. Aún cuando no se esperen problemas severos durante la perforación, es favorable minimizar los derrumbes y evitar el consecuente incremento del diámetro del agujero, ya que no es favorable para las operaciones posteriores en el pozo. En la mayoría de los casos, el perforador no debe estar a favor del incremento de la densidad del lodo, sí no se han presentado los problemas, por distintas razones:

- El peligro de la pérdida de fluido
- La posibilidad de reducir el ritmo de penetración.
- La posibilidad de un atrapamiento por presión diferencial (la sarta de perforación se agarra contra el enjarre por la presión hidrostática dentro del pozo), en zonas de alta porosidad.

Los problemas de estabilidad del agujero y de perforación en lutitas, tradicionalmente se atribuyen a los "efectos químicos", identificados por estudios extensivos de reacciones de lodo/recortes y llevado a cabo con muchos aditivos exóticos en los lodos.

En muchas situaciones, con lutitas altamente reactivas, la química del lodo es de extrema importancia. Sin embargo, el lado mecánico de la inestabilidad en secciones de lutitas también es importante, y la interacción entre los efectos químicos y mecánicos tendrá un impacto considerable en la estabilidad del agujero.

Existen disponibles en el campo para su uso práctico, varias pruebas para analizar y describir los recortes de lutitas. Los resultados pueden variar, dependiendo del método que se aplique, además muchas pruebas son más cuantitativas que cualitativas, por lo que la comparación de resultados puede ser complicada. Además de los efectos químicos y la reología del lodo, relacionado con la limpieza del agujero, las propiedades de pérdida del lodo y la eficiencia del enjarre son muy importantes. Un agujero estable, requiere de una presión de pozo mayor a la presión de poro.

4.3 Efectos dependientes del tiempo

Cuando se perforan secciones de lutita, siempre aparecen problemas de estabilidad, retrasados por el tiempo. Muchos problemas comienzan después de la última etapa del proceso de perforación, posteriores al tiempo actual de penetración. También es muy común, que una vez que aparecen los problemas en el pozo, no son fáciles de superar, aún cuando se aumenta la densidad del lodo, regularmente resulta ser demasiado tarde una vez que se ha presentado la inestabilidad. Otro problema relacionado con el tiempo, es la localización real de la zona problema, debido a que la profundidad en donde se atrapa la herramienta, no necesariamente es la misma profundidad de la zona inestable.

Existen dos mecanismos intrínsecos que controlan el comportamiento del esfuerzo-deformación-tiempo de una roca saturada. El primero es *la consolidación* la cual se describe como la relación entre los cambios de esfuerzo efectivo y las deformaciones resultantes. Este proceso está relacionado con la migración del fluido del poro, haciendo a la permeabilidad un parámetro esencial, también la rigidez de la matriz es importante. La migración de fluido del poro, resulta de diferencias entre la presión del agujero y la presión de poro dentro de la formación. En una lutita de baja permeabilidad, la migración del fluido del poro cercano al pozo se presentará como un proceso lento. A medida que la presión de poro aumenta, los esfuerzos efectivos disminuyen, provocando que la roca sea menos estable y más propensa a la falla.

El segundo mecanismo es *el arrastre*, caracterizado como la deformación a niveles constantes de esfuerzos efectivos.

El arrastre puede ser un efecto importante en rocas suaves como la sal, y también en algunas lutitas normalmente consolidadas. El resultado es una reducción en el diámetro del agujero, con consecuencias posibles como el atrapamiento de la tubería o ruptura de la formación, si la deformación llega a ser muy grande. En muchos casos resulta imposible separar el arrastre y la consolidación en rocas de baja permeabilidad como las lutitas. La consolidación normalmente dominará un periodo corto después de la carga, mientras que el arrastre dominará después de la deformación. La predicción de dichos efectos son más complicados por el hecho de que las condiciones de frontera no son constantes alrededor del agujero. La presión del lodo cambia durante los viajes (surgencia/suabeo) y a medida que se comienza o se detiene la circulación. La reología y la química del lodo, también puede variar y además puede cambiar la respuesta mecánica de la roca. Todas estas operaciones, pueden cambiar las propiedades mecánicas de las rocas y los esfuerzos alrededor del agujero, lo suficiente para generar inestabilidad en el agujero. Esto hace más difícil distinguir la influencia directa de los efectos dependientes del tiempo y los efectos de operación, sobre un periodo de tiempo dado. Así que, un punto importante es la rapidez con la que la roca puede ser aislada con la TR., entre más tiempo permanezca el agujero abierto, mayor es el riesgo de la presencia de problemas de estabilidad.

4.4 Efectos de temperatura

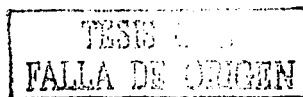
Se presentan cambios de temperatura en el agujero, cuando se circula el lodo (enfriamiento), debido a que la formación está en contacto con lodo a temperatura menor que la de la formación. Las fluctuaciones de temperatura, también se presentan cuando se detiene y se continua la circulación. Después de detener la circulación, la formación cercana al pozo se calentará gradualmente, esto puede explicar el retraso de la falla²³.

Poco después de la perforación el pozo es estable, sin embargo, a medida que la temperatura disminuye, los esfuerzos tangencial y vertical en el agujero aumentan en una cantidad igual (Apéndice B):

$$\Delta\sigma_{\theta} = \Delta\sigma_z = -\frac{\alpha E}{(1-\nu)}(T_F - T_{DF}) \quad (7)$$

donde:

- α = coeficiente de expansión térmica
- E = módulo de Young
- ν = relación de Poisson
- T_F = temperatura original de la formación
- T_{DF} = temperatura del fluido de perforación



Si el esfuerzo experimenta un incremento suficientemente grande, eventualmente se puede presentar la ruptura, ya que este efecto también es proporcional al módulo de Young, que es probablemente de mayor impacto en rocas rígidas. Un enfriamiento deliberado del lodo puede ser una aproximación práctica en el caso en el que los esfuerzos inducidos térmicamente causen falla. El coeficiente de expansión térmica, no ha sido muy reportado en la literatura, pero normalmente se encuentra en el valor de $10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Sin embargo, los cambios de temperatura no influyen únicamente la distribución de esfuerzos, las propiedades de la roca, por sí solas (rigidez, resistencia), pueden alterarse como resultado de los cambios de temperatura. Esto puede además disminuir o aumentar el peligro de la falla inducida térmicamente, dependiendo del efecto real sobre las propiedades de la roca.

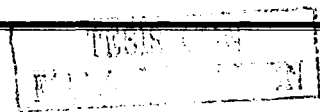
4.5 Aspectos operacionales

A) Surgencia y suabeo

Cuando se introduce o se extrae la sarta de perforación dentro del agujero, se genera una carga cíclica en la roca cercana al agujero, la sarta actúa más o menos como un pistón perfecto dentro del agujero, porque el lodo no puede fluir sin restricción, además de que la presión del pozo cambia. La influencia de este efecto, depende de la configuración de la sarta de perforación, de la velocidad a la que se efectúan los viajes y de la viscosidad del lodo de perforación. Esta carga puede tener dos efectos: puede cambiar las características de la roca y las fluctuaciones de presión pueden exceder el límite superior o inferior de estabilidad.

B) Limpieza del agujero

En muchas ocasiones la limpieza y estabilidad del agujero son dos aspectos que son difíciles de separar. El aumento en los problemas de estabilidad durante la perforación para agujeros con ángulos de inclinación, puede atribuirse en muchos de los casos a una capacidad de limpieza insuficiente del lodo de perforación. Los problemas de limpieza del agujero pueden incrementarse si la formación no es estable y se producen una gran cantidad de derrumbes. Los fragmentos de la formación (recortes y derrumbes) tienden a acumularse en las ampliaciones del agujero, estos fragmentos pueden caer o migrar de regreso al agujero, especialmente cuando se detienen las bombas. Esto puede ocasionar restricciones al flujo de lodo y también puede atrapar la sarta de perforación si los fragmentos son lo suficientemente grandes. Una solución obvia es incrementar la densidad del lodo, lo suficiente para evitar los derrumbes y mantener el agujero en un nivel, pero en la práctica esto no siempre es posible.



Los estudios y la experiencia en campo han mostrado que los problemas con la limpieza del agujero son más severos cerca de ángulos intermedios (40°-60°). Es importante disminuir los fragmentos provenientes de derrumbes debidos a la inestabilidad del agujero. Si no es posible superar este problema, puede obtenerse una limpieza del agujero satisfactoria, empleando los procedimientos operacionales apropiados. Lo esencial en este aspecto son: la reología del lodo de perforación, el programa de TR's, las prácticas de perforación, etc. Sin embargo, deben considerarse aspectos prácticos, cuando se involucran mediciones especiales, se debe considerar el empleo de píldoras de viscosidad baja/alta, con respecto al efecto sobre la densidad equivalente de circulación (ECD), los efectos que tienen la surgencia y el suabeo sobre la presión y eventualmente los efectos sobre la estabilidad del agujero.

5. SISTEMA COORDENADO DE REFERENCIA

Las formaciones siempre se encuentran sometidas a esfuerzos, principalmente ocasionados por la sobrecarga y los esfuerzos tectónicos. Cuando se perfora un pozo a través de una formación, se remueve el material sólido y se reemplaza con un fluido bajo presión, muchas de las ocasiones la presión del fluido no se ajusta exactamente con los esfuerzos que ejercía la roca sólida, por lo que se presenta una alteración en el estado de esfuerzos alrededor del pozo. Esta alteración de los esfuerzos es de suma importancia, ya que grandes variaciones de los esfuerzos pueden ocasionar la falla de la formación y consecuentemente, grandes problemas operacionales en el agujero.

A continuación se presentan los sistemas coordenados cartesiano y cilíndrico de referencia del agujero en la figura 4.5 y 4.6 respectivamente. Los esfuerzos *in situ* con referencia al sistema coordenado de la figura 4.5, están dados por:

$$\sigma_x = \sigma_h \cos^2 \psi + \sigma_H \sin^2 \psi \quad (8)$$

$$\sigma_y = \sigma_v \sin^2 \beta + \sigma_h \sin^2 \psi \cos^2 \beta + \sigma_H \cos^2 \psi \cos^2 \beta \quad (9)$$

$$\sigma_z = \sigma_v \cos^2 \beta + \sigma_h \sin^2 \psi \sin^2 \beta + \sigma_H \cos^2 \psi \sin^2 \beta \quad (10)$$

$$\tau_{xy} = -\sigma_h \cos \psi \sin \psi \cos \beta + \sigma_H \sin \psi \cos \psi \cos \beta \quad (11)$$

$$\tau_{xz} = \sigma_h \cos \psi \sin \psi \sin \beta - \sigma_H \sin \psi \cos \psi \sin \beta \quad (12)$$

$$\tau_{yz} = \sigma_v \sin \beta \cos \beta - \sigma_h \sin^2 \psi \cos \beta \sin \beta - \sigma_H \cos^2 \psi \cos \beta \sin \beta \quad (13)$$

$$\tau_{yx} = \tau_{xy} \quad (14)$$

$$\tau_{zx} = \tau_{xz} \quad (15)$$

$$\tau_{zy} = \tau_{yz} \quad (16)$$

en donde:

$$\psi = 90 + \alpha a - \alpha p$$

αa = azimut del esfuerzo horizontal menor

αp = azimut del pozo

β = inclinación del pozo

$\sigma_v, \sigma_H, \sigma_h$ = esfuerzos del yacimiento

σ_v = esfuerzo vertical principal total

σ_H = esfuerzo horizontal principal mayor total

σ_h = esfuerzo horizontal principal menor total

$\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ = esfuerzos normales *in situ* en el sistema coordenado cartesiano xyz

$\tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{yz}$ = esfuerzos de corte en el sistema coordenado cartesiano xyz

Con el fin de examinar los esfuerzos en la roca alrededor del agujero, es conveniente expresar los esfuerzos y las deformaciones en coordenadas cilíndricas r, θ, z , denotados por σ_r (esfuerzo radial), σ_θ (esfuerzo tangencial), σ_z (esfuerzo axial), $\tau_{r\theta}$, τ_{rz} , y $\tau_{\theta z}$ (esfuerzos de corte). Los esfuerzos relacionados con el sistema cartesiano son:

$$\sigma_r = \sigma_x \cos^2 \theta + \sigma_y \sin^2 \theta + 2 \tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (17)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_x \sin^2 \theta + \sigma_y \cos^2 \theta - 2 \tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (18)$$

$$\sigma_z = \sigma_z \quad (19)$$

$$\tau_{r\theta} = (\sigma_y - \sigma_x) \sin \theta \cos \theta + \tau_{xy} (\cos^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (20)$$

$$\tau_{rz} = \tau_{xz} \cos \theta + \tau_{yz} \sin \theta \quad (21)$$

$$\tau_{\theta z} = \tau_{yz} \cos \theta - \tau_{xz} \sin \theta \quad (22)$$

TESIS CON
FALLA DE ENTREN

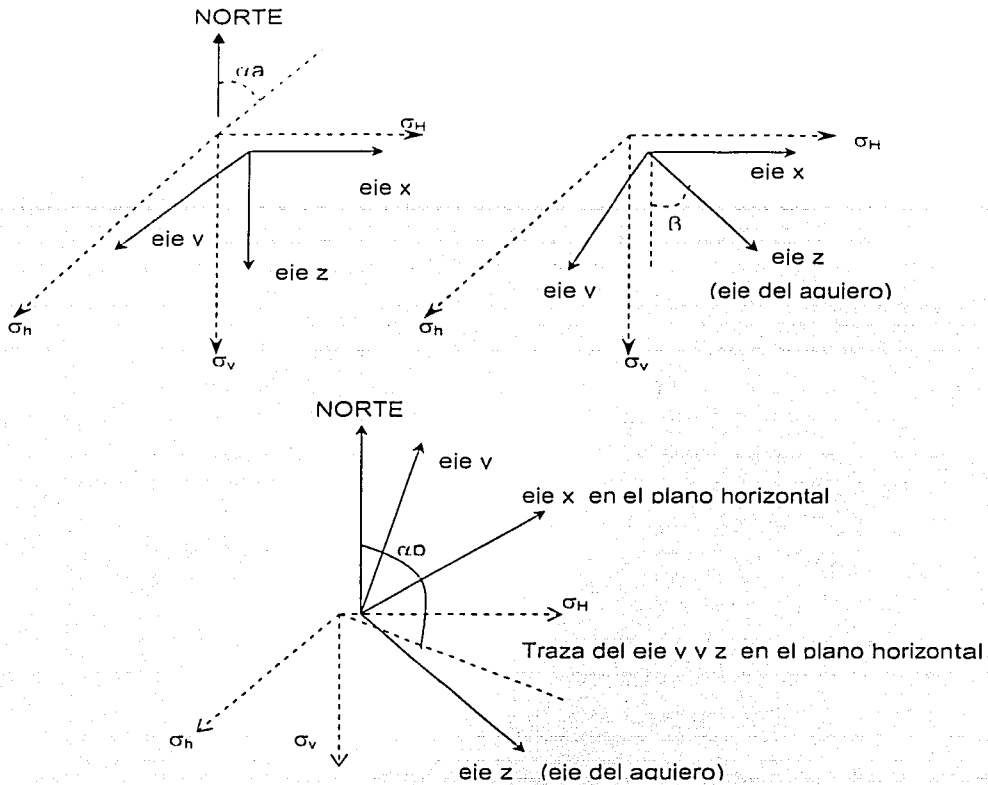
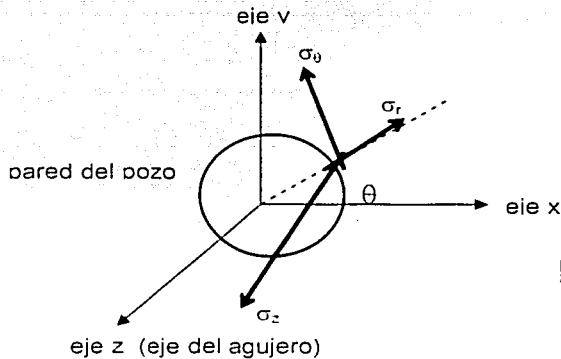


Fig.4.5 Sistema coordenado del agujero (Coordenadas Cartesianas)¹⁷



TESIS
FALLA DE

Fig.4.6 Sistema coordenado del agujero (Coordenadas Cilindricas)¹⁷

Una vez que se determinan los esfuerzos efectivos, es necesario emplear un criterio de falla para verificar si el pozo va a fallar o no. Algunos de los criterios de falla están expresados en términos de los esfuerzos efectivos principales, los cuales se determinan empleando las siguientes expresiones:

$$\sigma_1^* = \frac{\sigma_\theta^* + \sigma_a^*}{2} + \sqrt{\frac{(\sigma_\theta^* - \sigma_a^*)^2}{4} + \tau_{\theta z}^2} \quad (23)$$

$$\sigma_2^* = \frac{\sigma_\theta^* + \sigma_a^*}{2} - \sqrt{\frac{(\sigma_\theta^* - \sigma_a^*)^2}{4} + \tau_{\theta z}^2} \quad (24)$$

$$\sigma_3^* = \sigma_r^* \quad (25)$$

en donde:

$\sigma_r^*, \sigma_\theta^*, \sigma_a^*$ =esfuerzos efectivos normales radial, tangencial y axial en la pared del agujero

$\tau_{r\theta}, \tau_{\theta z}, \tau_{zr}$ =esfuerzos de corte en el sistema coordenado cilíndrico

Como se ha mencionado pueden presentarse grandes desviaciones en los esfuerzos de la formación cercana al agujero, cuando la presión del agujero difiere de la presión de la formación. Si la desviación de esfuerzos, en algún caso excede el criterio de falla de la roca, esta falla. El criterio de falla del agujero, son las condiciones de frontera para las cuales se presenta la falla en el agujero, normalmente deformaciones en el agujero.

En una situación de campo, normalmente la roca alrededor del agujero es porosa y permeable, además, se debe incluir la presión de poro en el criterio de falla del agujero. Esto puede realizarse empleando el criterio de falla para un **material poroelástico**, como el del Mohr-Coulomb:

$$\sigma_1 - \alpha p_f = C_o + (\sigma_3 - \alpha p_f) \tan^2 \beta \quad (26)$$

Regresando a la situación en donde el agujero es vertical, isotropía horizontal y pared del pozo impermeable, los esfuerzos alrededor del pozo están dados por la ecuación (1) sustituyendo σ_r, σ_θ y σ_z dentro del criterio de falla de la ecuación (26), pueden obtenerse seis diferentes formas de falla, dependiendo de la magnitud relativa de los esfuerzos. El conjunto completo de criterios de falla para el agujero que se obtienen mediante la sustitución se muestra en la tabla 4.1.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Caso	$\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$	La falla ocurre si:
a	$\sigma_{11} \geq \sigma_z \geq \sigma_r$	$p_w \leq \frac{1}{\tan^2 \beta + 1} [2\sigma_h + \alpha p_f (\tan^2 \beta - 1) - C_0]$
b	$\sigma_z \geq \sigma_{11} \geq \sigma_r$	$p_w \leq \frac{1}{\tan^2 \beta} [\sigma_v - \alpha p_f - C_0] + \alpha p_f$
c	$\sigma_z \geq \sigma_r \geq \sigma_0$	$p_w \leq 2\sigma_h - \frac{1}{\tan^2 \beta} [\sigma_v - \alpha p_f - C_0] - \alpha p_f$
d	$\sigma_r \geq \sigma_z \geq \sigma_0$	$p_w \leq \frac{1}{\tan^2 \beta + 1} [2\sigma_h \tan^2 \beta - \alpha p_f (\tan^2 \beta - 1) + C_0]$
e	$\sigma_r \geq \sigma_0 \geq \sigma_z$	$p_w \leq 2\sigma_v \tan^2 \beta - \alpha p_f (\tan^2 \beta - 1) + C_0$
f	$\sigma_{11} \geq \sigma_r \geq \sigma_z$	$p_w \leq 2\sigma_h - 2\sigma_v \tan^2 \beta + \alpha p_f (\tan^2 \beta - 1) - C_0$

TABLA 4.1 Condiciones de falla para pozos con pared permeable de agujero²⁰

Los dos casos presentados y que son considerados para determinar el colapso inferior y superior de la densidad del lodo en este estudio, corresponden a las ecuaciones a y d respectivamente de la tabla 4.1.

La fractura puede ocurrir si la presión del pozo es lo suficientemente grande para hacer que σ_{11} sea negativo. El criterio de falla por fractura para un material poroelástico es:

$$\sigma_3 - \alpha p_f = -T_0 \quad (27)$$

Sustituyendo σ_3 en la ecuación (27) con σ_0 de la ecuación (1), se determina el criterio de falla para la fractura del agujero:

$$p_w = 2\sigma_h - \alpha p_f + T_0 \quad (28)$$

6. CONSIDERACIONES Y SUPOSICIONES DEL MODELO MECÁNICO DE ESTABILIDAD DEL AGUJERO

A continuación se plantea el modelo de estabilidad empleado para llevar a cabo en análisis de sensibilidad. Este modelo considera los aspectos mecánicos de la inestabilidad del agujero. Se considera un modelo de estabilidad con la condición del plano de esfuerzos a los largo del eje del agujero. Este modelo supone que la roca está en un medio continuo, poroelástico, homogéneo, isotrópico y frágil.

Considera los esfuerzos alrededor del pozo ocasionados por los esfuerzos *in situ* y a la presión interna del agujero, esfuerzos inducidos por el flujo y los efectos térmicos.

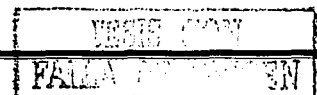
Los esfuerzos dentro del agujero se obtienen empleando el principio de superposición, este principio es válido para materiales linealmente elásticos, e involucra la suma de los esfuerzos generados por varias condiciones de carga para determinar el estado final de esfuerzos en un punto. El estado de esfuerzos para el agujero, está determinado por la suma de los siguientes efectos:

1. Esfuerzos *in situ* ocasionado por el campo y la presurización interna del agujero. Este término supone que los esfuerzos verticales y horizontales son perpendiculares entre sí. También, supone que uno de los esfuerzos principales actúa en dirección vertical y que el pozo tiene una sección circular.
2. Esfuerzos debidos al flujo dentro y fuera de la formación, causados por la diferencia entre las presiones de la formación y del agujero. Este término supone que el flujo es perpendicular al eje del agujero. Este término desaparece, bajo condiciones de fluido no penetrante.
3. Esfuerzos ocasionados por la diferencia de temperatura entre la formación y el fluido del interior del agujero. Este termino supone que la formación es lo suficientemente permeable para evitar la presión de poro inducida de forma térmica. Las ecuaciones se derivan en el apéndice B.
4. Esfuerzos ocasionados por la diferencia del potencial químico entre los fluidos de perforación y el agua que se encuentra dentro de los poros. Se supone que estas diferencias sólo causan cambios en los esfuerzos resultantes del cambio en la presión de poro. Esto no considera los efectos de adsorción o deshidratación sobre las propiedades que caracterizan la formación (parámetros de esfuerzos)

No se toman en cuenta los efectos de la rotación y la vibración de la sarta de perforación, propiedades direccionales de la formación, y planos de debilidad. Tampoco son considerados los efectos dependientes del tiempo y los efectos plásticos, ni los cambios en las propiedades de la formación debidas a la redistribución de esfuerzos. Por convención los esfuerzos compresivos se consideran positivos.

1.1 Esfuerzos alrededor del agujero.¹⁶

Los esfuerzos efectivos en la pared del agujero se encuentran definidos por las siguientes ecuaciones:



$$\sigma'_r = p_w - p \quad (29)$$

$$\sigma'_{\theta\theta} = \sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4 \tau_{xy} \sin 2\theta - p_w + A((p - p_o) + \Delta p) + \frac{\alpha E}{(1 - \nu)} (T_{DF} - T_F) - p \quad (30)$$

$$\sigma'_a = \sigma_z - \nu[2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + 4 \tau_{xy} \sin 2\theta] + A((p - p_o) + \Delta p) + \frac{\alpha E}{(1 - \nu)} (T_{DF} - T_F) - p \quad (31)$$

$$\tau_{r\theta} = 0 \quad (32)$$

$$\tau_{\theta z} = 2(\tau_{yz} \cos \theta - \tau_{xz} \sin \theta) \quad (33)$$

$$\tau_{zr} = 0 \quad (34)$$

en donde:

θ = posición angular alrededor del agujero, medida en sentido contrario a las manecillas del reloj a partir del eje x.

p = presión de poro cercana al agujero

p_w = presión del agujero

p_o = presión de poro de la formación a una distancia radial del agujero

$p - p_o$ = término de flujo hidráulico

Δp = término de presión debido al potencial químico entre el fluido y la formación

T_{DF} = temperatura del fluido de perforación

T_F = temperatura original de la formación

α = coeficiente de expansión térmica

E = módulo de Young

$\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ = esfuerzos normales referidos al sistema coordenado xyz

$\tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{yz}$ = esfuerzos de corte referidos al sistema coordenado xyz

$\sigma'_r, \sigma'_{\theta\theta}, \sigma'_a$ = esfuerzos efectivos radial, tangencial y axial en la pared del agujero

$\tau_{r\theta}, \tau_{\theta z}, \tau_{zr}$ = esfuerzos de corte referidos en el sistema coordenado cilíndrico

La constante poroelástica está dada por:

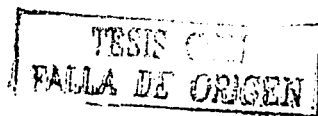
$$A = \left(1 - \left(\frac{C_r}{C_t} \right) \right) \frac{(1 - 2\nu)}{(1 - \nu)} \quad (35)$$

en donde:

C_r = compresibilidad de la roca (granos)

C_t = compresibilidad total

ν = relación de Poisson de la matriz o el marco



La presión cercana al agujero (p) puede tomar valores de p_w o p_o dependiendo de la condición de penetración o no penetración del fluido, respectivamente. Cuando se toma en cuenta la diferencia del potencial químico, ΔP se reemplaza por:

$$\Delta P \Leftrightarrow \sigma \left[\frac{RT}{V} \ln \frac{A_{wdf}}{A_{ws}} \right] \quad (36)$$

en donde:

σ = coeficiente de reflexión (mide la capacidad de la arcilla de actuar como una membrana semi-permeable ideal y se encuentra en el rango de 0 y 1)

A_{wdf} = actividad del agua del fluido de perforación

A_{ws} = actividad del agua de la arcilla

V = volumen molar parcial del agua (18 cm³ /g-mol)

R = constante de los gases ideales (82.057 cm³ atm/°K/g-mol)

T = temperatura en °K

Si la actividad del agua de la arcilla, A_{ws} , no está disponible se puede estimar mediante la siguiente expresión:

$$A_{ws} = \frac{A_{wdf}}{\exp \left[\frac{V}{RT} \frac{(\sigma_T - 3P_o)}{3} \right]} \quad (37)$$

en donde:

$$\sigma_T = (\sigma_v + \sigma_H + \sigma_h) \text{ (atm)} \quad (38)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO V

OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presenta la metodología empleada para llevar a cabo el análisis de sensibilidad de los gradientes de falla. Se consideraron dos casos de estudio, el primero considerado como caso base, contempla los efectos de los esfuerzos *in situ* y la presurización interna del agujero del pozo. El segundo caso considera los efectos de agregar esfuerzos térmicos al caso base.

1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El objetivo del análisis de sensibilidad consiste en verificar la respuesta del modelo para los cambios en los datos de entrada, e identificar los datos que causan las variaciones más significativas en la predicción de los gradientes de falla.

La metodología del análisis de sensibilidad para los valores de entrada, se lleva a cabo cambiando cada una de las variables o relación entre ellas mientras se mantienen fijas las otras. Los datos de entrada para el análisis de sensibilidad del modelo se seleccionaron de manera arbitraria, dentro de un rango de valores de campo, y se presentan en la tabla 5.1. La columna de valores de datos fijos, contiene los datos que permanecen constantes mientras se cambian los otros datos. Los datos de entrada se consideran independientes, es decir, la variable que cambia no tiene relación con las otras variables que permanecen constantes.

DATOS DE ENTRADA	RANGO DE VARIACIÓN	VALORES FIJOS
Profundidad del agujero (ft)	5000 - 10000	10000
Esfuerzo de tensión de la formación (psi)	0 - 700	200
Cohesión (psi)	200 - 1200	800
Angulo de fricción interna ($^{\circ}$)	20 - 40	30
Relación de Poisson	0.1 - 0.4	0.3
Constante de Biot	0.9 - 1.0	1.0
Gradiente de Presión de poro (lb/gal)	9 - 14	10
Sobrecarga (psi/ft)	0.8 - 1.1	1.0
Relación esfuerzo horizontal Menor/Mayor	1.0 - 1.3	1.2
Módulo de Young (psi)	1.0E+06 - 2.0E+06	1.0E+06
Coefficiente de expansión térmica ($^{\circ}F^{-1}$)	1.4E-05 - 2.8E-05	1.4E-05
Temperatura de la formación ($^{\circ}F$)	80 - 160	160
Temperatura del fluido de perforación ($^{\circ}F$)	60 - 140	140

Tabla 5.1 Datos de entrada para el análisis de sensibilidad de estabilidad del agujero

Los resultados del análisis de sensibilidad, para el caso de agregar esfuerzos térmicos al caso base, del conjunto de datos de entrada empleados, muestra que el fluido de perforación enfría la formación y produce una variación en los esfuerzos debido a la diferencia de temperatura. Esto afecta al valor final de los colapsos y de la fractura del pozo.

Se emplea la simulación Monte Carlo como un procedimiento para la generación aleatoria de valores de las variables. En este trabajo, se supone que las incertidumbres de los datos de entrada, pueden representarse mediante funciones de densidad de probabilidad trapezoidal. El valor de x_i de una variable x puede obtenerse a partir de la función de distribución acumulada con números aleatorios (R) generados uniformemente, dentro del rango [0,1], empleando las expresiones derivadas en el Apéndice A. En estas expresiones, se observa, que los valores de R, A, B, C y D son suficientes para determinar x_i a partir de la función de distribución acumulada de una función de densidad de probabilidad trapezoidal. Generalmente, en una simulación Monte Carlo se supone que las variables son "estadísticamente" independientes, es decir, el muestreo de una variable no se ve afectada por la variable muestreada previamente.

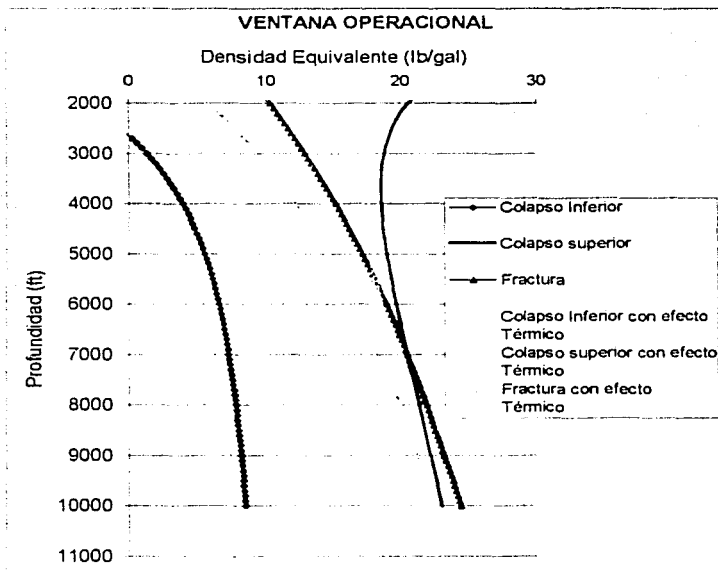


Fig. 5.1 Gradientes de falla vs Profundidad

Los resultados mostrados en esta sección corresponden a un pozo vertical de 10000 pies de profundidad, bajo condiciones teóricas ideales.

La figura 5.1 muestra los gradientes de falla al cambiar la profundidad del agujero, se observa, que al incrementar la profundidad se reduce la región de seguridad de la densidad de lodo para ambos casos de estudio. Al agregar los efectos térmicos, se observa una reducción en las tres densidades, pero se hace más notoria en la densidad de la fractura.

En la figura 5.2 se muestran los cambios de la ventana operacional al aumentar la resistencia a la tensión de la formación, se observa que se incrementa la región de seguridad para los dos casos. Se observa que tanto el colapso superior como el inferior se comportan bajo la misma tendencia en ambas condiciones, esto es de esperarse ya que éste parámetro no está directamente relacionado con el cálculo de estas densidades.

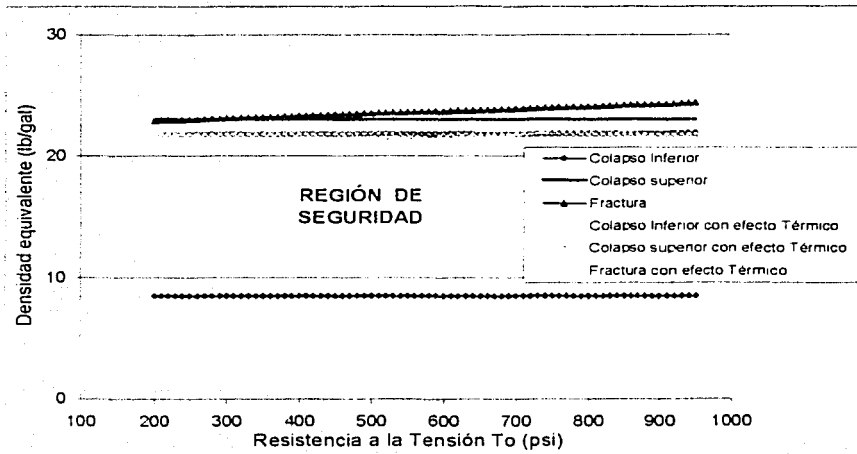


Fig. 5.2 Gradientes de falla vs Resistencia a la Tensión de la formación

La figura 5.3 muestra la ventana operacional para el cambio de la resistencia uniaxial a la compresión, observándose un claro incremento de la región de seguridad para los dos casos de estudio. En este caso la fractura, el colapso superior y el inferior se comportan bajo la misma tendencia en ambas condiciones.

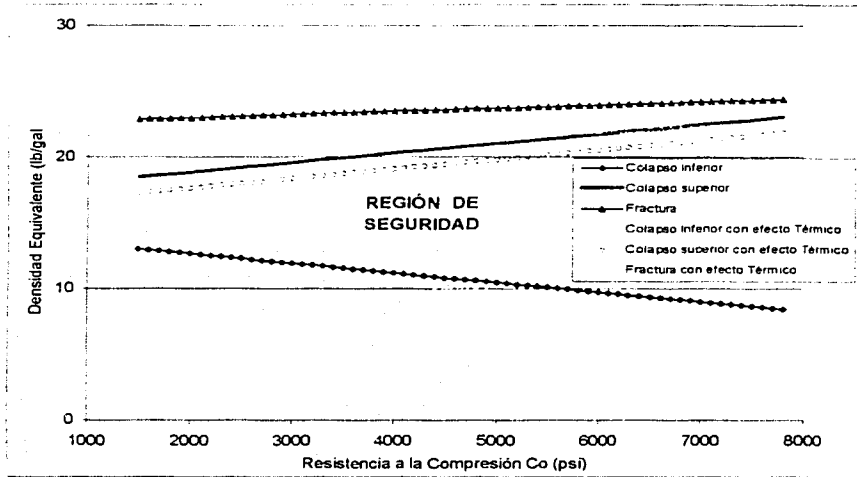


Fig. 5.3 Gradienates de falla vs Resistencia uniaxial a la compresión

En la figura 5.4 se observa la ventana operacional que resulta de modificar el ángulo de fricción interna, lo cual muestra una ventana muy estable, con una región de seguridad casi constante.

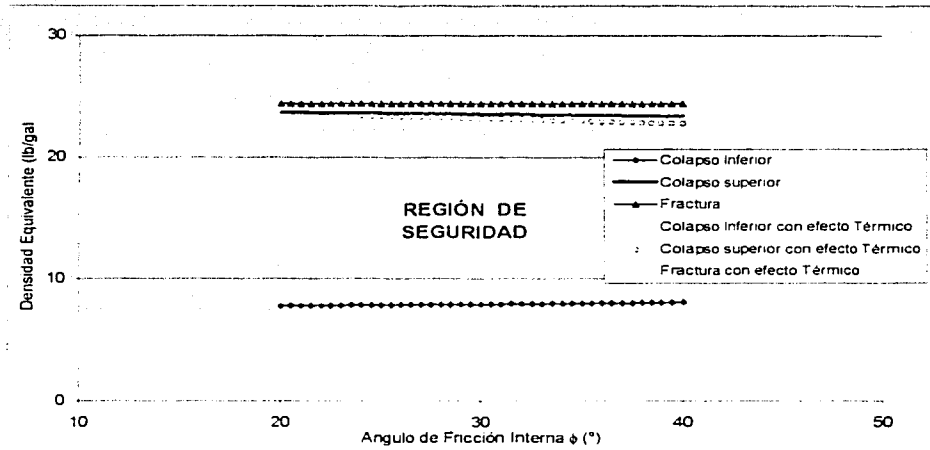


Fig. 5.4 Gradienates de falla vs Angulo de fricción interna

La figura 5.5 muestra los cambios de la ventana operacional al aumentar la relación de Poisson, observándose una clara tendencia de reducción en la región de seguridad para ambos casos. Se observa que la adición de efectos térmicos casi no afecta al colapso superior.

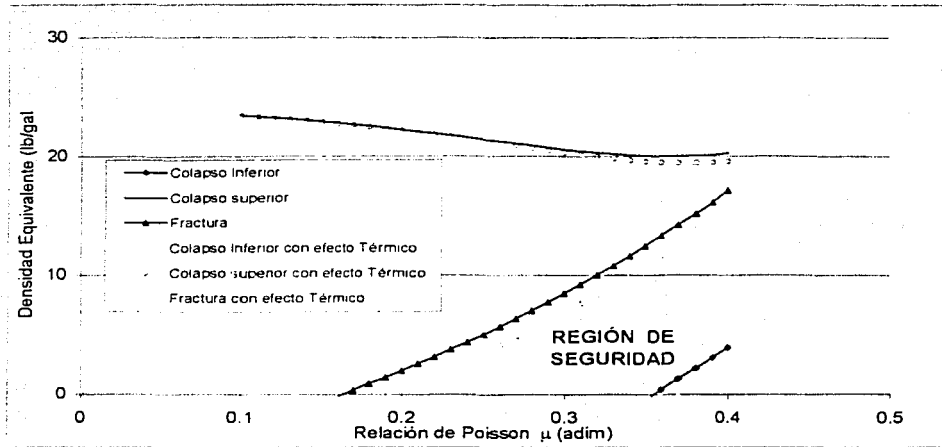


Fig. 5.5 Gradientes de falla vs Relación de Poisson

La figura 5.6 nos muestra una ventana operacional muy estable, con una región de seguridad casi constante, que resulta de aumentar la constante de Biot. Se observa que la adición de efectos térmicos casi no afecta al colapso inferior.

En la figura 5.7 se muestra la ventana operacional para el incremento de la presión de poro, observándose una disminución en la región de seguridad para ambos casos. En este caso el colapso inferior se ve ligeramente afectado por la adición de efectos térmicos, mientras que el colapso superior y la fractura se comportan bajo la misma tendencia en ambas condiciones.

En la figura 5.8 se observan los cambios de la ventana operacional al aumentar la sobrecarga, mostrándose un aumento de la región de seguridad para ambos casos.

TESIS DE GRADO
FALLA DE ORIGEN

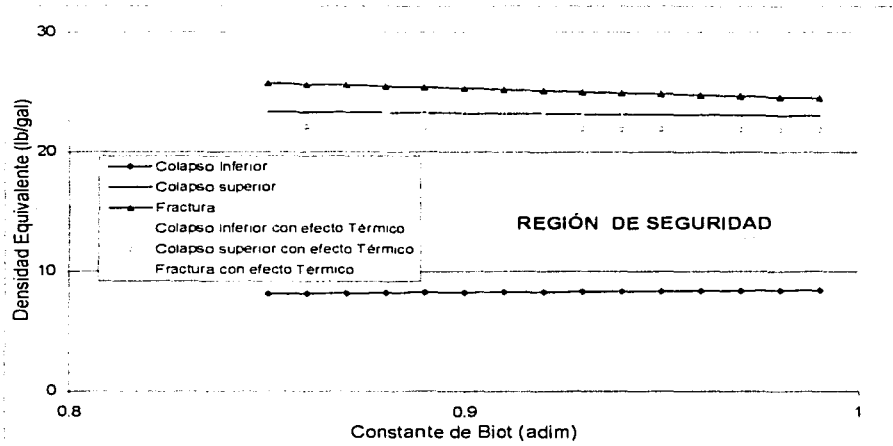


Fig. 5.6 Gradientes de falla vs Constante de Biot

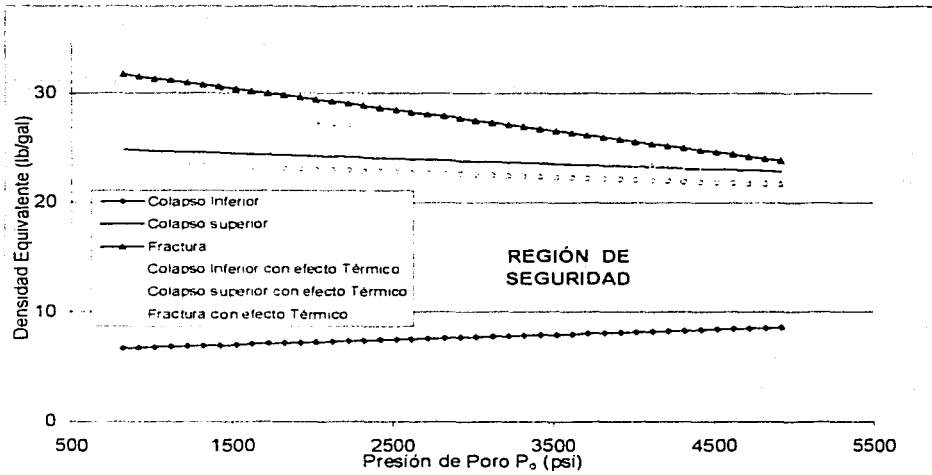


Fig. 5.7 Gradientes de falla vs Presión de poro

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

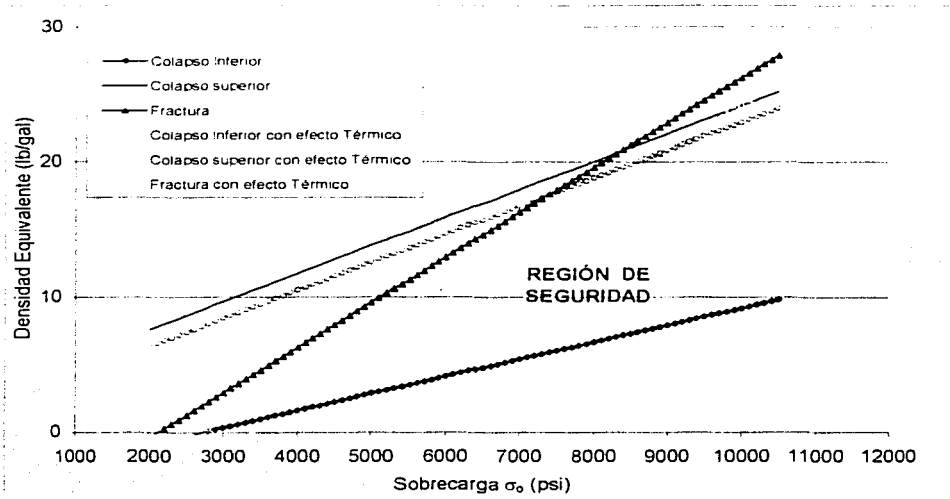


Fig. 5.8 Gradientes de falla vs Sobrecarga

Las siguientes tres figuras (5.9, 5.10 y 5.11) muestran los gradientes de falla graficados contra el cambio del módulo de Young, coeficiente de expansión térmica y temperatura del fluido respectivamente. Para estas gráficas no se muestra el caso base, solo el que cuenta con efectos térmicos, ya que los parámetros de variación solo intervienen cuando son considerados los efectos térmicos sobre los gradientes de falla.

La figura 5.9 muestra la variación de los gradientes de falla ocasionados por el incremento del módulo de Young, puede observarse que las tres densidades de falla disminuyen ligeramente con el incremento del módulo de Young. La región de seguridad permanece casi constante.

En la figura 5.10 se observan los cambios de la ventana operacional al aumentar el coeficiente de expansión térmica, mostrándose una ligera reducción en la fractura y el colapso superior, mientras que el colapso inferior casi permanece constante.

La figura 5.11 muestra la ventana operacional resultante del incremento de la temperatura del lodo, observándose una tendencia de aumento en las densidades de colapso superior e inferior, comportándose casi bajo la misma tendencia. Mientras que la fractura se incrementa ligeramente más rápido que las dos densidades anteriores.

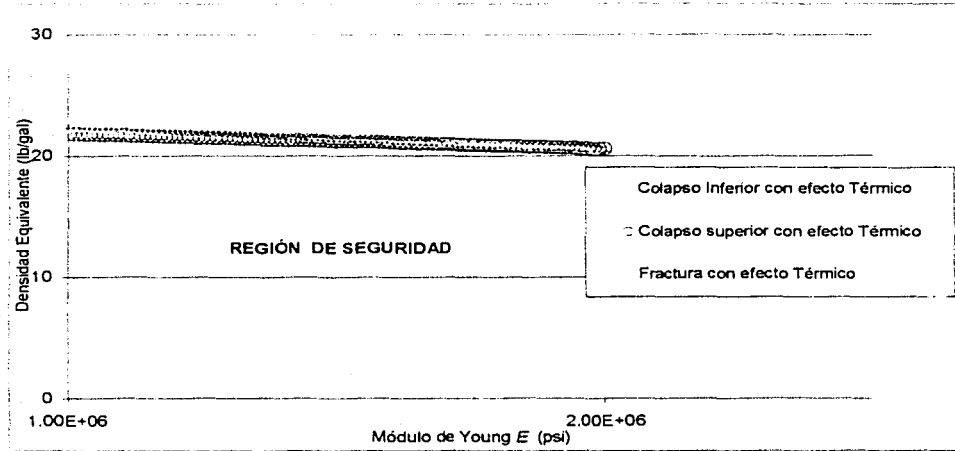


Fig. 5.9 Gradients de falla vs Modulo de Young

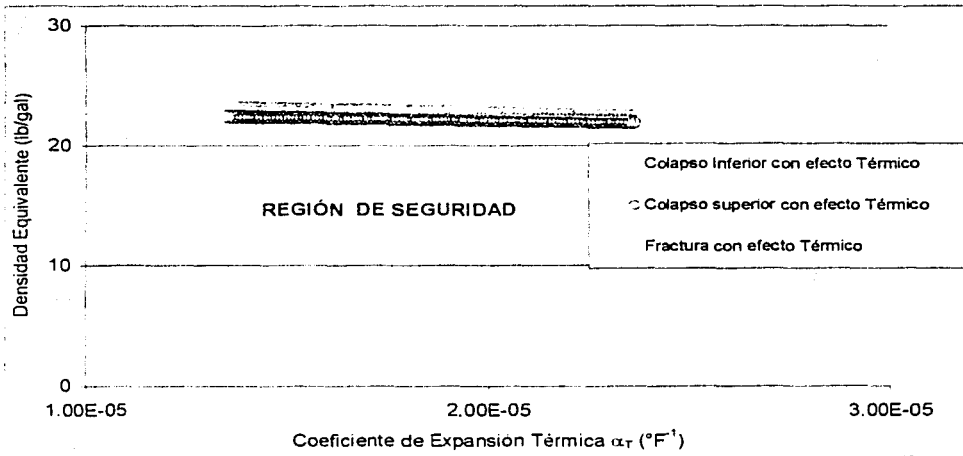


Fig. 5.10 Gradients de falla vs Coeficiente de expansión térmica

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

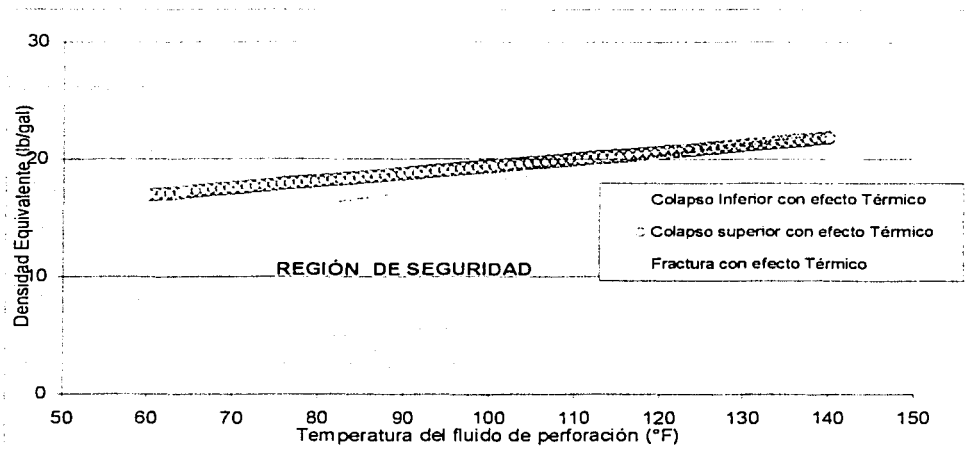


Fig. 5.11 Gradientes de falla vs Temperatura del fluido de perforación

En el siguiente grupo de gráficas, se muestra la variación de la ventana operacional con el cambio de algunos de los parámetros involucrados en el cálculo, que causaron mayor impacto sobre el comportamiento de la ventana en el análisis anterior. Para este análisis no se muestra el caso con efectos térmicos, debido a que se pretende mostrar el comportamiento de la ventana original, y ya que la ventana térmica es casi proporcional, con respecto a la ventana operacional bajo condiciones base, que se presenta en la figura 5.12. Las gráficas se muestran en orden del grado de cambio significativo que ocasionan sobre la ventana operacional, relación de Poisson (μ), sobrecarga (σ_o), presión de poro (p_{poro}), esfuerzo horizontal total (σ_H) y esfuerzo uniaxial a la compresión de la roca (C_o).

Las ventanas que se presentan en las figuras 5.13 y 5.14, muestran la variación con respecto al incremento de la relación de Poisson. Se observa que la ventana operacional se abre, con un notable aumento en el valor de la densidad de control de las tres presiones, además se provoca una gran variación de las tendencias del comportamiento de los colapsos y la fractura.

En las figuras 5.15 y 5.16, se observa que con el incremento de la sobrecarga, la ventana operacional se desplaza hacia la derecha, con el respectivo incremento en los valores de la densidad equivalente de control. El cambio más sensible se observa en las presiones de fractura y el colapso inferior, mientras que el colapso superior varía en menor cantidad.

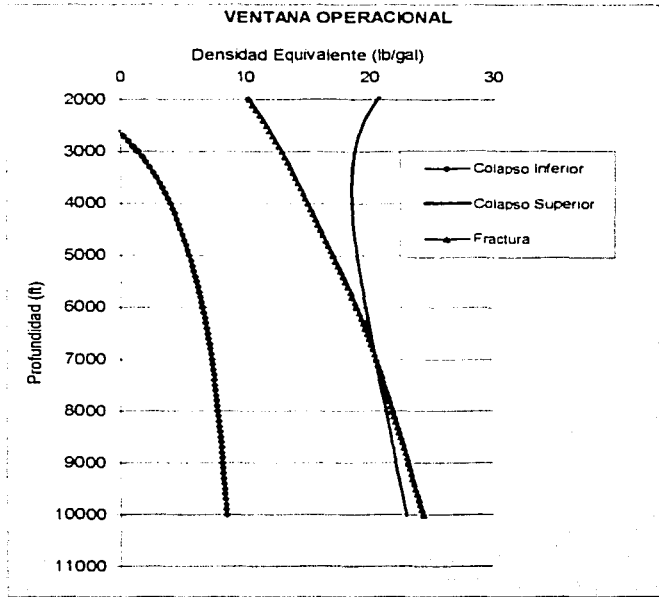


Fig. 5.12 Gradientes de falla vs Profundidad
(Condiciones BASE, Gradiente de Presión de poro 0.465 psi/ft)

Las figuras 5.17 y 5.18, muestran que para el aumento de la presión de poro, la ventana operacional se cierra, es decir, disminuye. La fractura es la densidad más sensible al cambio en la presión de poro, el colapso superior comienza a variar para gradientes de presión de poro de 0.7 y el colapso inferior no sufre cambios muy notables.

En las figuras 5.19 y 5.20, se observa el cambio de la ventana con respecto al aumento del esfuerzo horizontal total, la cual se desplaza hacia la derecha incrementándose los valores de la densidad equivalente de control. La presión de fractura es la que se ve más afectada por este parámetro, mientras que ambos colapsos aumentan casi uniformemente en 1.5 veces su valor anterior inmediato.

Para la disminución de esfuerzo uniaxial a la compresión, las figuras 5.21 y 5.22, muestran que el colapso inferior y el superior tienden a juntarse gradualmente en el centro, lo que ocasiona que la ventana operacional se cierre. La fractura sufre un cambio menos notorio, debido a que el parámetro dependiente de C_o es la tensión de la roca T_o , y constituye sólo $1/8$ del valor total de C_o .

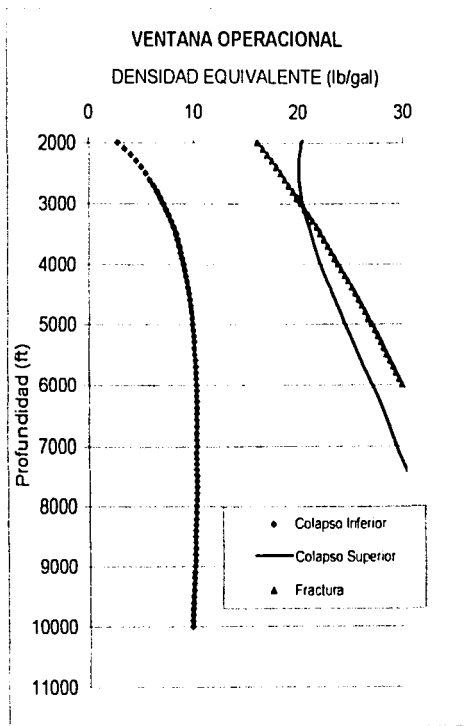


Fig. 5.13 Gradientes de falla vs Profundidad
(Aumento de la Relación de Poisson 20%)

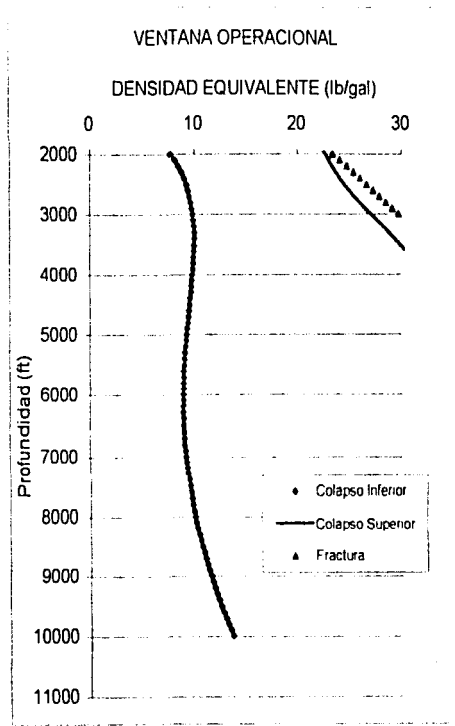


Fig. 5.14 Gradientes de falla vs Profundidad
(Aumento de la Relación de Poisson 40%)

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

TESIS
 FALLA DE ORIGEN

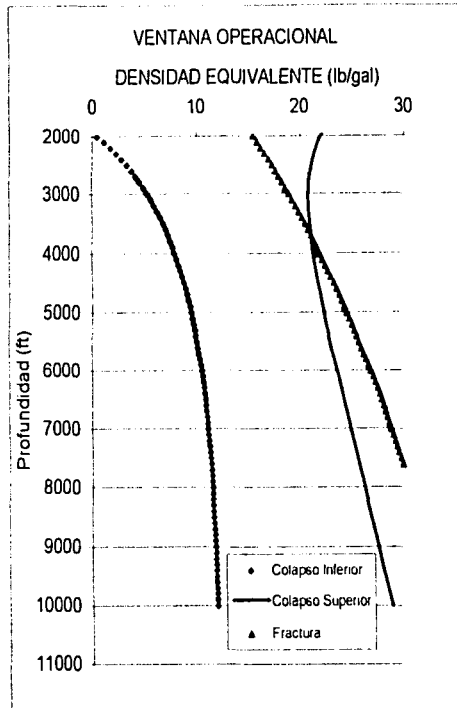


Fig. 5.15 Gradientes de falla vs Profundidad
(Aumento de Sobrecarga 30%)

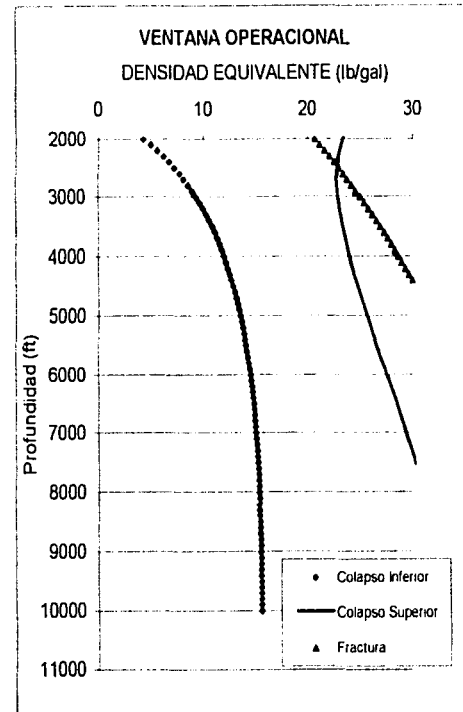


Fig. 5.16 Gradientes de falla vs Profundidad
(Aumento de Sobrecarga 60%)

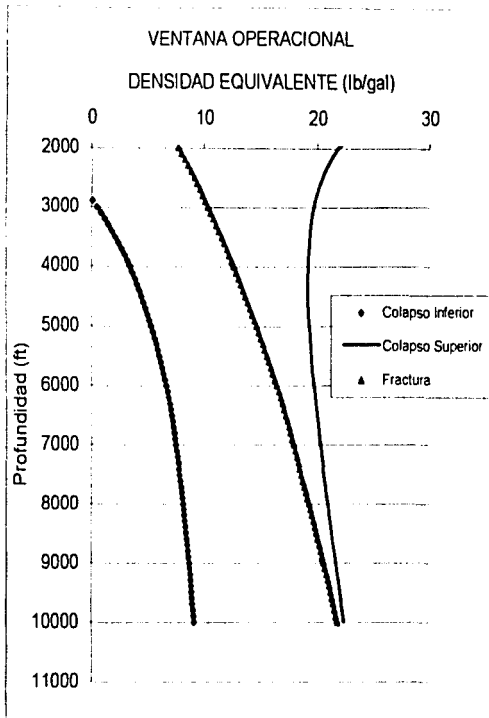


Fig. 5.17 Gradientes de falla vs Profundidad
(Gradiente de Presión de poro 0.6 psi/ft)

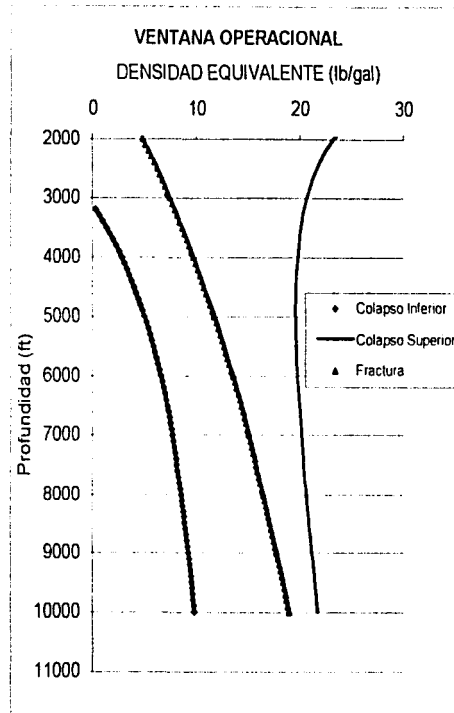


Fig. 5.18 Gradientes de falla vs Profundidad
(Gradiente de Presión de poro 0.7 psi/ft)

TESIS
 FALLA DE CAJÓN

FALTA DE CARGA
 1.2.1.1

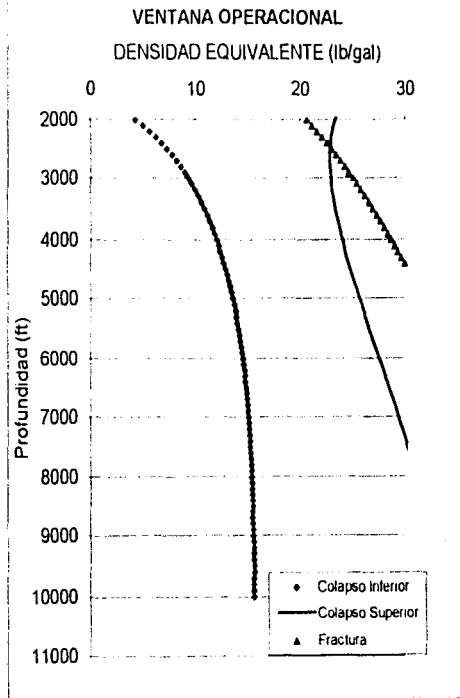


Fig. 5.19 Gradientes de falla vs Profundidad
(Aumento del Esfuerzo Horizontal Total 30%)

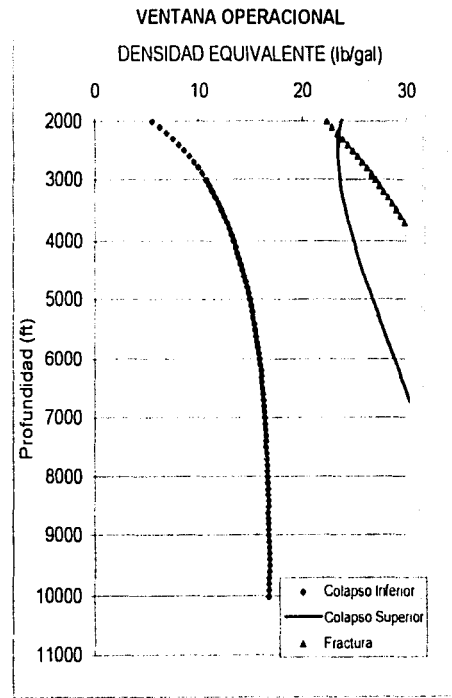


Fig. 5.20 Gradientes de falla vs Profundidad
(Aumento del Esfuerzo Horizontal Total 50%)

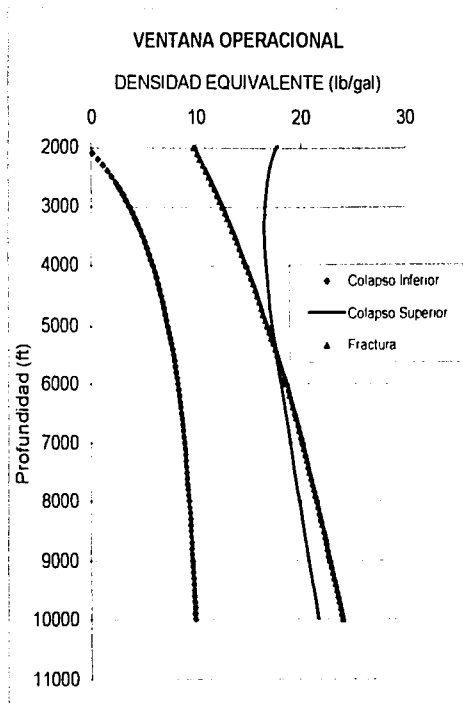


Fig. 5.21 Gradientes de falla vs Profundidad
(55 % del Esfuerzo Uniaxial a la Compresión)

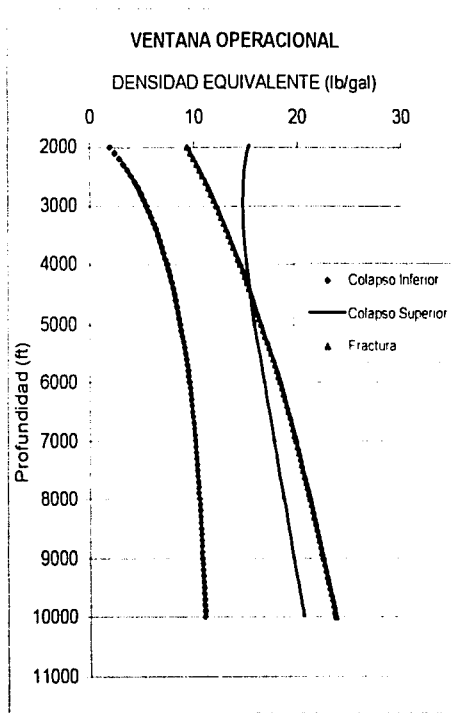
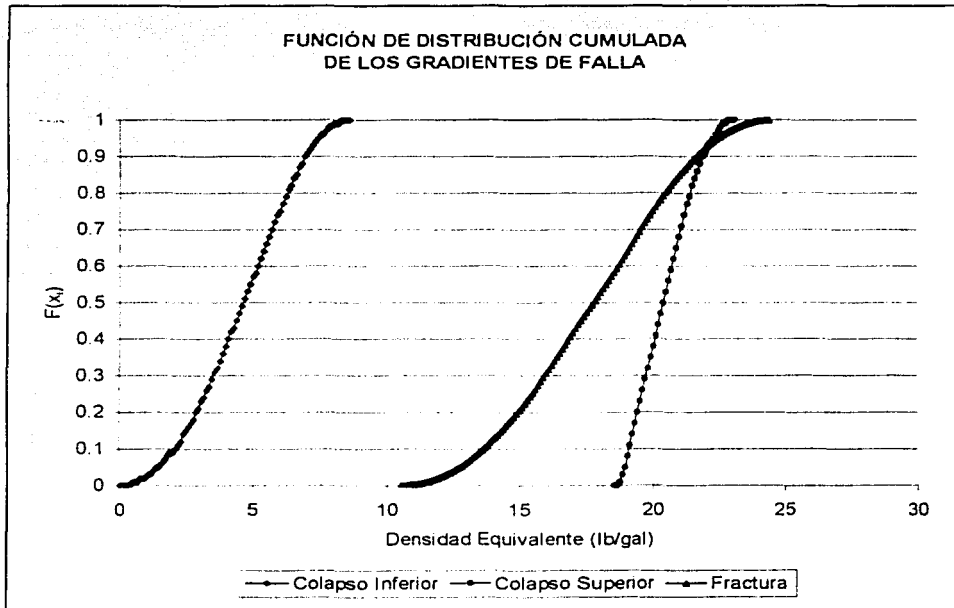


Fig. 5.22 Gradientes de falla vs Profundidad
(25 % del Esfuerzo Uniaxial a la Compresión)

TESIS CON
 CALLA DE OROBEN

Además de la de la determinación de los límites de los gradientes de falla y fractura, otra información importante es la función de distribución acumulada (cdf) o el histograma de los resultados del modelo. La función de distribución acumulada, brinda información acerca de la probabilidad de encontrar valores de densidad equivalente del lodo menores o superiores, al valor seleccionado para cada gradiente de falla. El punto de inflexión de la cdf indica el valor más frecuente.

La figura 5.23 muestra la función de distribución acumulada para cada gradiente de falla de un pozo vertical, se observa que el rango de posibles valores para el colapso inferior es menor, que el rango de posibles valores para el colapso superior y la fractura. Se observa, que puede existir una gran coincidencia de valores de densidad equivalente del lodo de control, cuando ocurren el colapso superior y la fractura. Cada curva debe analizarse de forma individual, y no necesariamente emplear el mismo valor para la función de distribución acumulada.



TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Fig. 5.23 Función de Distribución Acumulada para los Gradientes de falla de un pozo vertical

1.1 Análisis de Sensibilidad, para un pozo desviado

En la sección anterior se planteó el ejemplo de un pozo vertical hipotético bajo condiciones ideales. En esta parte se describe una situación más general, el pozo hipotético está desviado (no estrictamente vertical). Para esta generalización se supone que los esfuerzos principales en la formación virgen son: σ_v el esfuerzo vertical, σ_H el esfuerzo horizontal mayor y σ_h el esfuerzo horizontal menor. Se orienta un sistema coordenado x', y', z' de tal forma que el eje x' sea paralelo al esfuerzo σ_H e y el eje z' paralelo a σ_v . (Fig. 5.24). Convencionalmente, se describen los esfuerzos alrededor del pozo en un sistema coordenado x, y, z , en donde el eje z es paralelo al agujero.

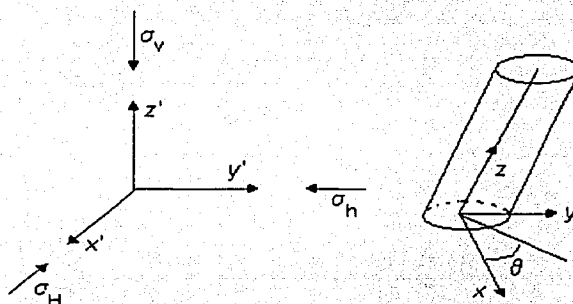


Fig 5.24 Sistema coordenado para un pozo desviado²¹

Se puede obtener una transformación de x', y', z' a x, y, z , en dos pasos (Fig.5.25):

- 1) Una rotación α alrededor del eje z' , y
- 2) Una rotación θ alrededor del eje y' .

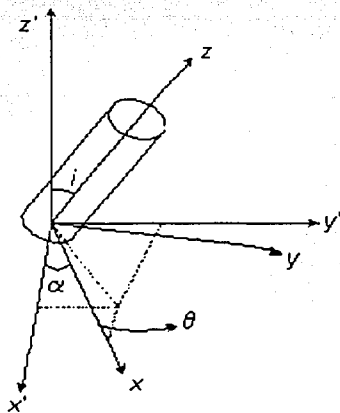


Fig 5.25 Sistema transformado²⁰

TESIS CITE
FALLA DE TIPO

La transformación puede describirse matemáticamente mediante los cosenos directores:

$l_{xx'}, l_{xy'}, l_{xz'}$ = los cosenos de los ángulos entre el eje x y los ejes x' , y' y z' respectivamente

$l_{yx'}, l_{yy'}, l_{yz'}$ = los cosenos de los ángulos entre el eje y y los ejes x' , y' y z' respectivamente

$l_{zx'}, l_{zy'}, l_{zz'}$ = los cosenos de los ángulos entre el eje z y los ejes x' , y' y z' respectivamente

La relación de los cosenos directores con respecto a los ángulos α e i , son:

$$\begin{array}{lll} l_{xx'} = \cos\alpha \cos i & l_{yx'} = -\text{sen}\alpha & l_{zx'} = \cos\alpha \text{sen} i \\ l_{xy'} = \text{sen}\alpha \cos i & l_{yy'} = \cos\alpha & l_{zy'} = \text{sen}\alpha \text{sen} i \\ l_{xz'} = -\text{sen} i & l_{yz'} = 0 & l_{zz'} = \cos i \end{array}$$

α = Azimut del pozo con respecto a σ_H , (esfuerzo horizontal mayor)

i = Angulo de inclinación del pozo

$$\begin{bmatrix} l_{xx'} & l_{xy'} & l_{xz'} \\ l_{yx'} & l_{yy'} & l_{yz'} \\ l_{zx'} & l_{zy'} & l_{zz'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\alpha \cos i & \text{sen}\alpha \cos i & -\text{sen} i \\ -\text{sen}\alpha & \cos\alpha & 0 \\ \cos\alpha \text{sen} i & \text{sen}\alpha \text{sen} i & \cos i \end{bmatrix}$$

Expresando los esfuerzos de la formación σ_H , σ_h y σ_v , en el sistema coordenado x , y , z .

$$\begin{array}{ll} \sigma_x^o = l_{xx'}^2 \sigma_H + l_{xy'}^2 \sigma_h + l_{xz'}^2 \sigma_o & \tau_{xy}^o = l_{xx'} l_{yx'} \sigma_H + l_{xy'} l_{yy'} \sigma_h + l_{xz'} l_{yz'} \sigma_o \\ \sigma_y^o = l_{yx'}^2 \sigma_H + l_{yy'}^2 \sigma_h + l_{yz'}^2 \sigma_o & \tau_{yz}^o = l_{yx'} l_{zy'} \sigma_H + l_{yy'} l_{zy'} \sigma_h + l_{yz'} l_{zz'} \sigma_o \\ \sigma_z^o = l_{zx'}^2 \sigma_H + l_{zy'}^2 \sigma_h + l_{zz'}^2 \sigma_o & \tau_{zx}^o = l_{zx'} l_{xx'} \sigma_H + l_{zy'} l_{xy'} \sigma_h + l_{zz'} l_{xz'} \sigma_o \end{array}$$

En donde el superíndice "o" indica los esfuerzos de la formación original (virgen). Se puede suponer que no existe desplazamiento a lo largo del eje z (condición del plano de deformación), la solución completa para los esfuerzos²¹, está dada por:

$$\sigma_r = \left(\frac{\sigma_x^o + \sigma_y^o}{2} \right) \left(1 - \frac{R^2}{r^2} \right) + \left(\frac{\sigma_x^o - \sigma_y^o}{2} \right) \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} - 4 \frac{R^2}{r^2} \right) \cos 2\theta - \tau_{xy}^o \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} - 4 \frac{R^2}{r^2} \right) \text{sen} 2\theta + p_w \frac{R^2}{r^2}$$

$$\sigma_\theta = \left(\frac{\sigma_x^o + \sigma_y^o}{2} \right) \left(1 + \frac{R^2}{r^2} \right) - \left(\frac{\sigma_x^o - \sigma_y^o}{2} \right) \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} \right) \cos 2\theta - \tau_{xy}^o \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} \right) \text{sen} 2\theta - p_w \frac{R^2}{r^2}$$

$$\begin{aligned}
 \sigma_z &= \sigma_z^o - \mu \left[2(\sigma_x^o - \sigma_y^o) \frac{R^2}{r^2} \cos 2\theta + 4 \tau_{xy}^o \frac{R^2}{r^2} \sin 2\theta \right] \\
 \tau_{\theta z} &= \left(\frac{\sigma_x^o - \sigma_y^o}{2} \right) \left(1 - 3 \frac{R^4}{r^4} + 2 \frac{R^2}{r^2} \right) \sin 2\theta + \tau_{xy}^o \left(1 - 3 \frac{R^4}{r^4} + 2 \frac{R^2}{r^2} \right) \cos 2\theta \\
 \tau_{\theta z} &= (-\tau_{xz}^o \sin \theta + \tau_{yz}^o \cos \theta) \left(1 + \frac{R^2}{r^2} \right) \\
 \tau_{rz} &= (\tau_{xz}^o \cos \theta + \tau_{yz}^o \sin \theta) \left(1 - \frac{R^2}{r^2} \right) \quad (1)
 \end{aligned}$$

Se debe hacer notar que la solución general presentada anteriormente (ec.1) también depende del ángulo θ , es decir, los esfuerzos varían con la posición alrededor del agujero. Los esfuerzos alrededor del pozo desviado, en una formación lineal elástica en donde existe anisotropía de esfuerzos horizontales, están dados por la ecuación (1), y a partir de estas se encuentran los esfuerzos en la pared del pozo (cuando $r=R$):

$$\begin{aligned}
 \sigma_r &= p_w \\
 \sigma_\theta &= \sigma_x^o + \sigma_y^o - 2(\sigma_x^o - \sigma_y^o) \cos 2\theta - 4\tau_{xy}^o \sin 2\theta - p_w \\
 \sigma_z &= \sigma_z^o - 2\mu \left[(\sigma_x^o - \sigma_y^o) \cos 2\theta + 2 \tau_{xy}^o \sin 2\theta \right] \\
 \tau_{r\theta} &= 0 \\
 \tau_{\theta z} &= 2(-\tau_{xz}^o \sin \theta + \tau_{yz}^o \cos \theta) \\
 \tau_{rz} &= 0 \quad (2)
 \end{aligned}$$

En las situaciones de campo, la roca que se encuentra alrededor del agujero es porosa y permeable, además se debe tomar en cuenta la presión de poro dentro del criterio de falla considerado. Todo esto se puede hacer, aplicando el criterio de falla para materiales poroelásticos, como puede ser el criterio de falla de Mohr-Coulomb, expresado de la siguiente manera:

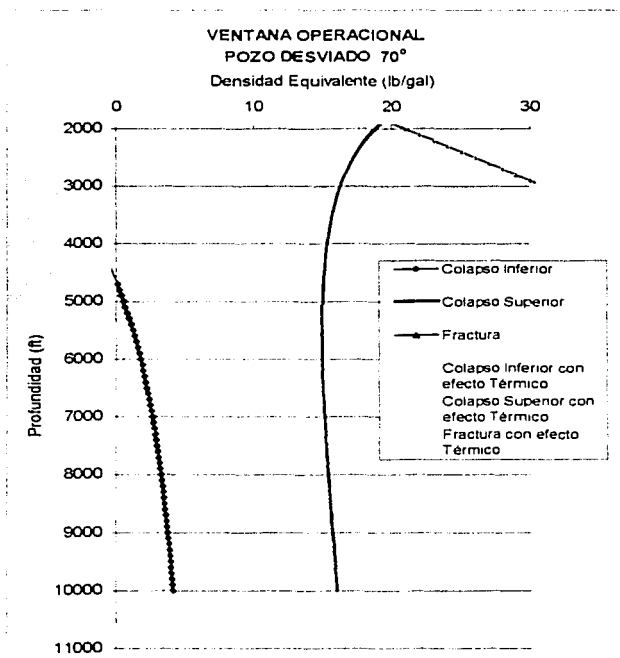
$$\sigma_1 - \alpha p_f = C_o + (\sigma_3 - \alpha p_f) \tan^2 \beta \quad (3)$$

En esta parte se muestra el cambio de la ventana operacional al variar los ángulos de inclinación y azimut para un pozo desviado, observándose la variación de las densidades al agregar los efectos térmicos.

Los datos de entrada para el análisis son los mismos de la tabla 5.1, y de igual manera que en el análisis anterior, la columna de valores de datos fijos, contiene los datos que permanecen constantes mientras se cambian los otros datos. Además de los valores de la tabla 5.1 se tomaran en cuenta los valores de los ángulos de inclinación y de azimut del pozo (tabla 5.2).

DATOS DE ENTRADA	RANGO DE VARIACION	VALORES FIJOS
Azimut del pozo (°)	0 – 180	45
Angulo de inclinación del pozo (°)	0 – 90	70

Tabla 5.2 Datos de ángulos para el análisis de sensibilidad del agujero desviado



TESIS CON FALLA DE CONTEN

Fig. 5.26 Gradientes de falla vs Profundidad de un pozo desviado (azimut 45°)

La figura 5.26 muestra los gradientes de falla para un pozo desviado con ángulo inclinación de 70° , al cambiar la profundidad del agujero, observándose, una ventana operacional muy amplia y estable, en donde se reduce ligeramente la densidad de lodo para ambos casos de estudio (con y sin efectos térmicos) al incrementarse la profundidad. Al agregar los efectos térmicos, se observa una reducción de las densidades de los colapsos, pero para el caso de la fractura no hay ningún cambio.

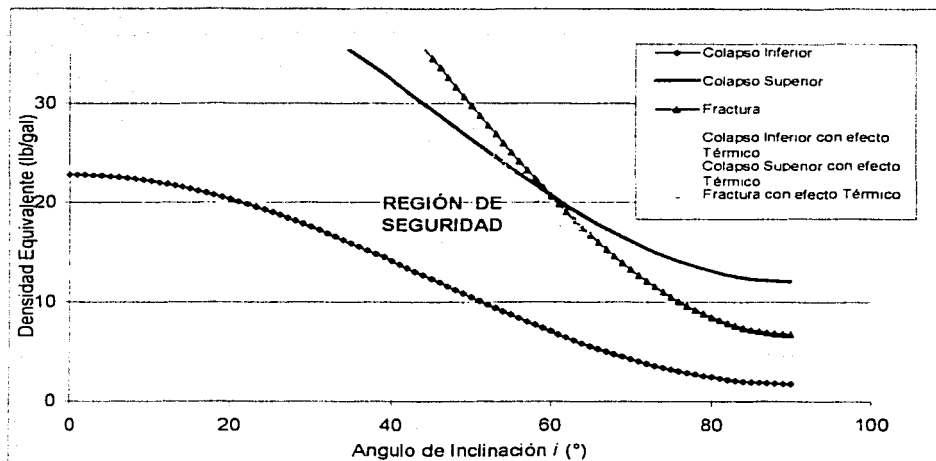


Fig. 5.27 Gradientes de falla vs ángulo inclinación (Para pozo desviado)

La figura 5.27 muestra la ventana operacional para el cambio del ángulo de inclinación, en donde se observa una marcada disminución de la región de seguridad para ambos casos. Se observa una intersección entre el colapso superior y la fractura, siendo esta última la más sensible al cambio. El colapso inferior tiene una tendencia de disminución casi lineal.

Los gradientes de falla presentados en la figura 5.28 corresponden al aumento del azimut del pozo, se observa una región de seguridad muy inconstante con tendencias asintóticas en los extremos de las densidades de los colapsos y la fractura, de ambos casos de estudio.

En las siguientes cuatro gráficas (figuras 5.29 a 5.32) se pretende mostrar el cambio de los gradientes con respecto a la ventana de la figura 5.24, que son las condiciones base para el pozo desviado.

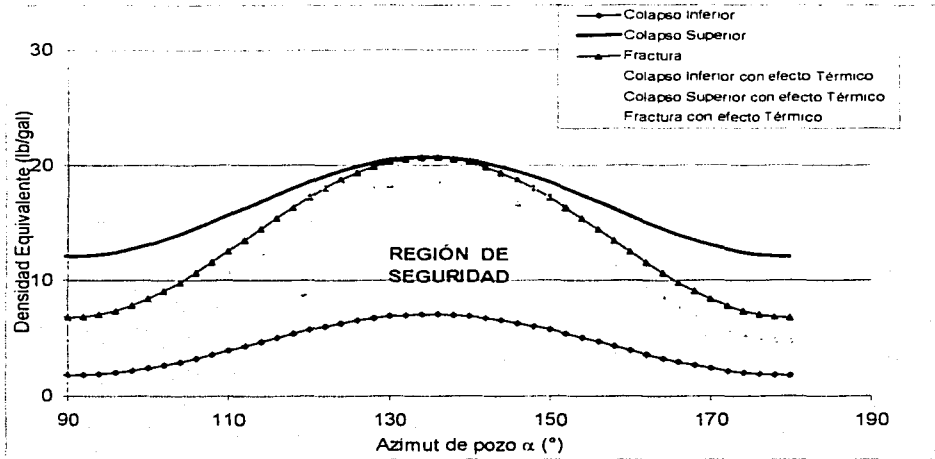


Fig. 5.28 Gradientes de falla vs Azimut del pozo (Para pozo desviado)

Las ventanas que se presentan en las figuras 5.29 y 5.30, muestran la variación con respecto al incremento del ángulo de inclinación. Se observa que la ventana operacional se desplaza hacia la izquierda, disminuyéndose los valores de la densidad de control. Es muy notoria la disminución de los colapsos inferior y superior, mientras que la fractura permanece constante.

En las figuras 5.31 y 5.32 se observa que para el incremento del azimut del pozo, la ventana operacional se desplaza hacia la izquierda, con la notoria disminución de la región de seguridad. Se observa claramente el cambio del colapso inferior y de la fractura, mientras que el colapso superior se mantiene constante para esta situación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

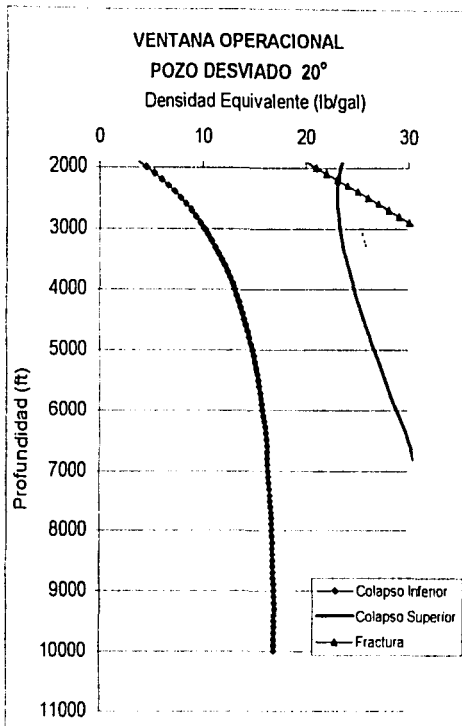


Fig. 5.29 Gradientes de falla vs Profundidad
(Aumento del ángulo de inclinación 20°,
azimut del pozo 45°)

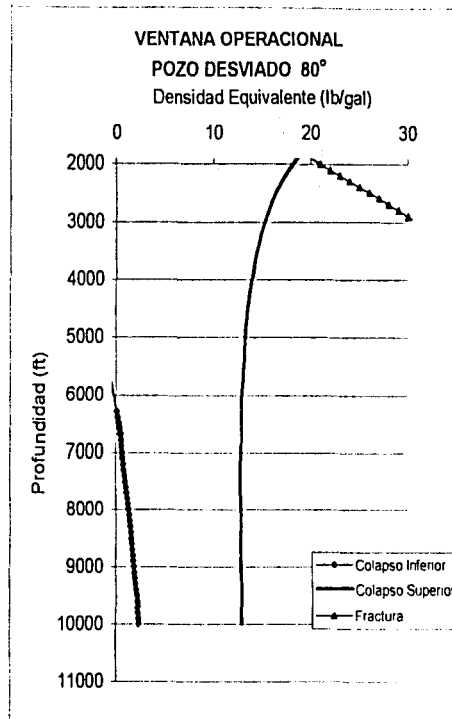


Fig. 5.30 Gradientes de falla vs Profundidad
(Aumento del ángulo de inclinación 80°,
azimut del pozo 45°)

TESIS CON
FALLA DE COTONW

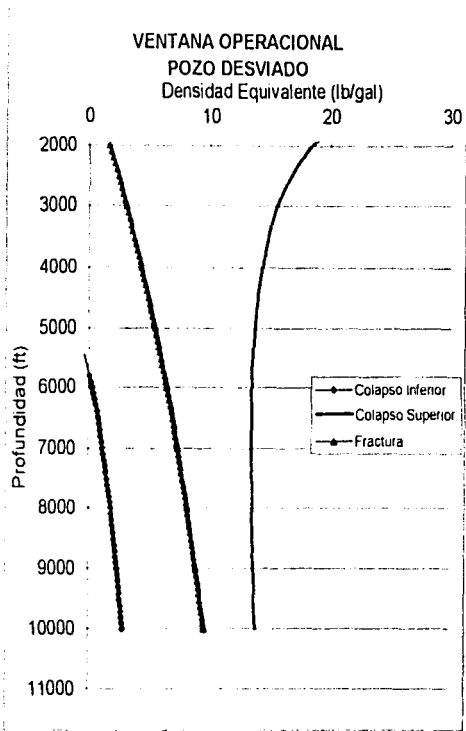


Fig. 5.31 Gradientes de falla vs Profundidad
(Aumento del azimut del pozo 30°, ángulo de inclinación 70°)

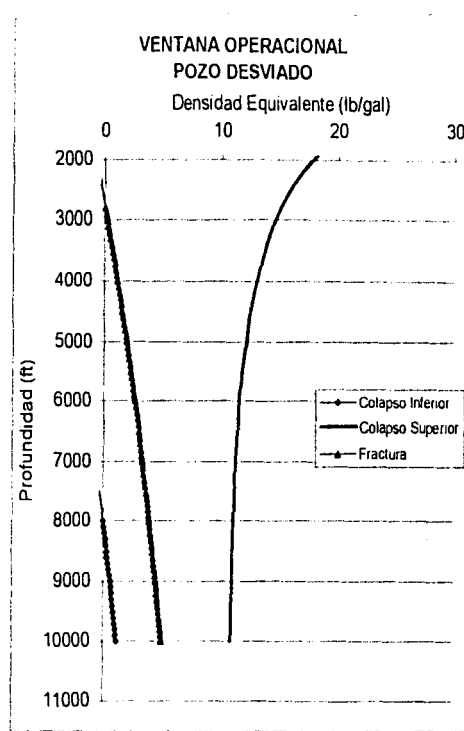


Fig. 5.32 Gradientes de falla vs Profundidad
(Aumento del azimut del pozo 170°, ángulo de inclinación 70°)

TESIS COM
 FALDA DE OREGEN

1.2 Análisis de Sensibilidad, de un caso de Campo

CASO REAL Pozo Cocuite 403

Las variación de las condiciones consideradas para el caso real son la siguientes:

DATO DE ENTRADA	RANGO DE VARIACIÓN	VALORES FIJOS
Profundidad del agujero (ft)	2000 – 8000	9000
Porosidad Original (%)	0.35 – 0.40	0.40
Constante de Declinación de la porosidad (ft ⁻¹)	1.75 E-04 – 1.80 E-04	1.80 E-04
Constante de Biot	0.5 – 1.0	1.0
Gradiente de Presión de poro (lb/gal)	4.42	4.42

Tabla 5.3 Datos de entrada para el análisis de sensibilidad de estabilidad del pozo Cocuite 403

POROSIDAD vs PROFUNDIDAD

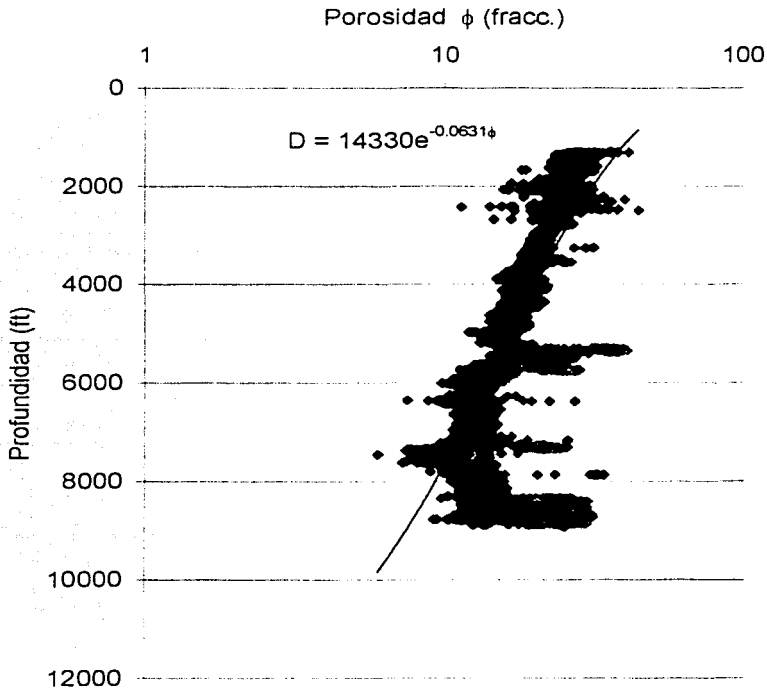


Fig. 5.33 Porosidad del Pozo Cocuite 403

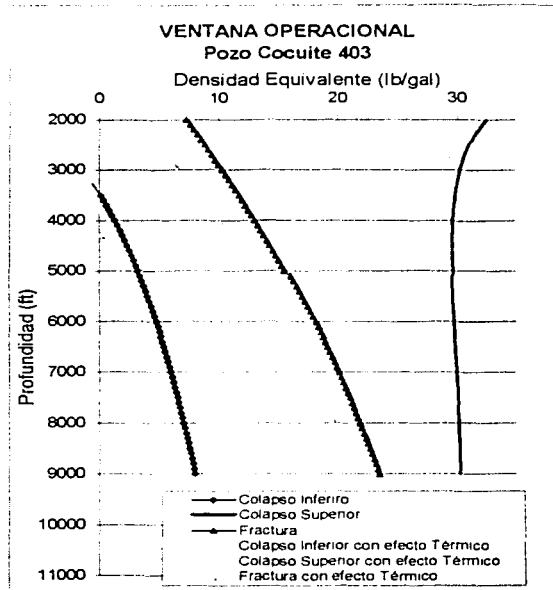


Fig. 5.34 Gradientes de falla vs Profundidad (Para el Pozo Cocuite 403)

La figura 5.34 muestra los gradientes de falla con respecto al incremento de la profundidad del pozo, observándose para este caso, una ventana operacional muy estable, con una región de seguridad de la densidad de lodo casi constante para ambos casos de estudio. Al agregar los efectos térmicos, se observa una reducción en las tres densidades.

La figura 5.35 muestra una ventana que resulta de aumentar el valor de la constante de Biot, con una región de seguridad que disminuye, la presión que más cambia con este parámetro es la fractura. Se observa una reducción de la ventana cuando se acerca al valor de 1, valor considerado como fijo para efectos de cálculo.

La figura 5.36 muestra los gradientes de falla ocasionados por el incremento del módulo de Young del pozo Cocuite 403, en este ocasión no se muestra el caso base, debido a que este parámetro solo interviene cuando son considerados los efectos térmicos sobre los gradientes de falla. Se observa que las densidades de los colapsos y la fractura disminuyen con respecto al incremento del módulo de Young, además se presenta un amplio margen de valor de densidad de control, entre la fractura y el colapso superior.

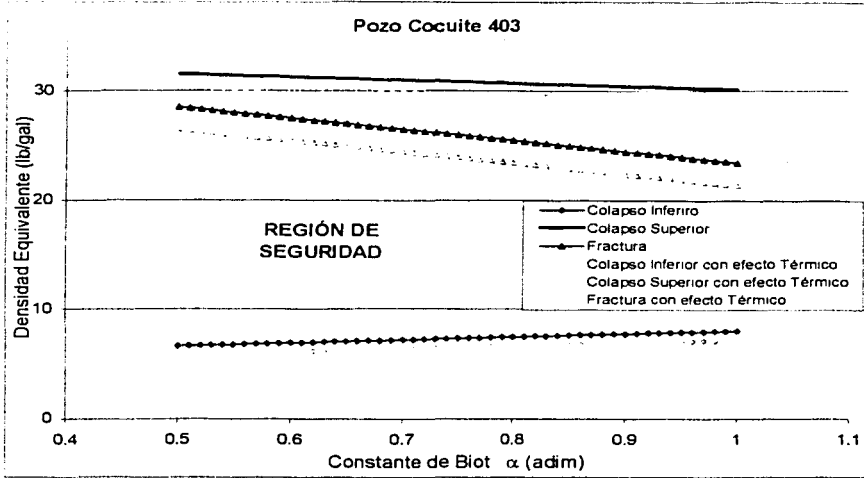


Fig. 5.35 Gradients de falla vs Constante de Biot (Para el Pozo Cocuite 403)

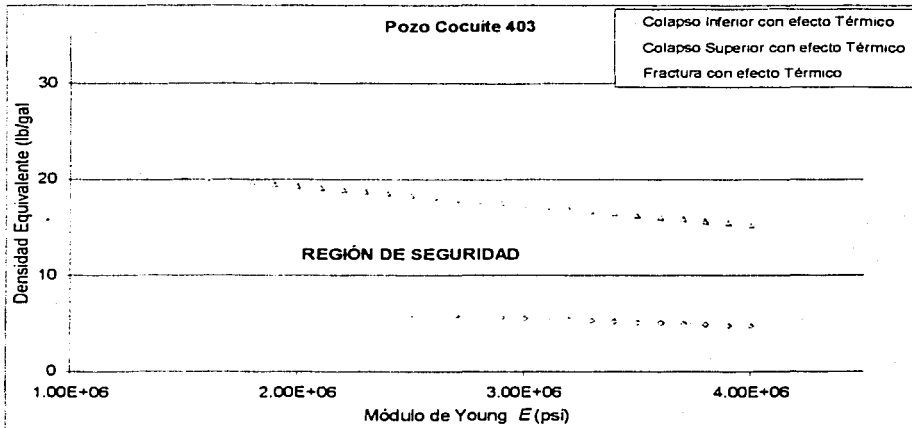


Fig. 5.36 Gradients de falla vs Modulo de Young (Para el Pozo Cocuite 403)

1.2.1 Análisis de la variación de la porosidad del Pozo Cocuite 403

Se comenzó por generar un histograma de frecuencias con los valores de porosidad de registros geofísicos, que generan la gráfica de la figura 5.33, es decir, este grupo de resultados corresponden a la profundidad total del pozo. Con base en los porcentajes de frecuencias de ocurrencias de la porosidad a lo largo de la profundidad del pozo Cocuite 403, se llevó a cabo la selección de los cuatro puntos, que representan la distribución de la porosidad dentro de una función trapezoidal para la profundidad total del intervalo correspondiente (figura 5.37).

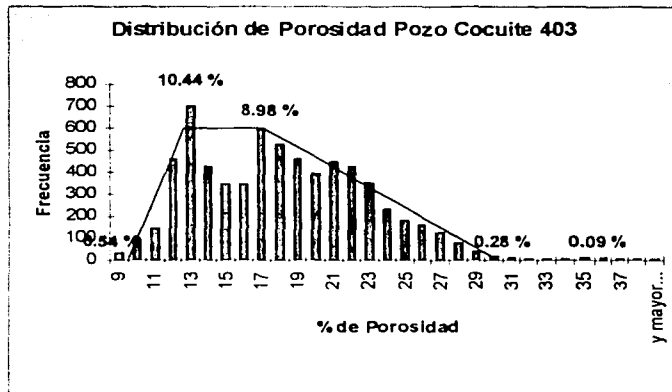


Fig. 5.37 Porcentajes de la distribución de frecuencias de la porosidad del pozo Cocuite 403

A partir del estudio estadístico anterior, se pudo determinar la tendencia de la porosidad, y los valores más probable, menos probable y la media. Tomando estos valores estadísticos se modificó el modelo mecánico, para que se ajustará a estos valores de porosidad, generándose con esto tres líneas de sobrecarga correspondientes a las porosidades más probable, menos probable y la media, obtenidas a partir de la depuración estadística de los valores de la porosidad. Estas tres líneas generadas se muestran junto a la presión de poro correspondiente al Pozo Cocuite 403 en la figura 5.38.

La porosidad menos probable a lo largo de la profundidad del pozo es de 32.45%, con la cual se genera la ventana mostrada en la figura 5.39. Claramente se observa que la ventana es muy estrecha, con una zona de seguridad de densidad de lodo de control muy reducida.

TESIS CON
FALLA DE CORTEN

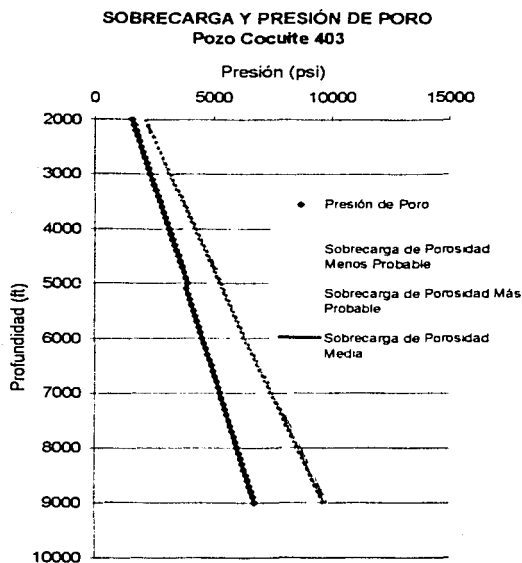


Fig. 5.38 Sobrecargas estadísticas y presión de poro del pozo Coculte 403

Dentro del análisis estadístico, el valor de porosidad de 12.50% resultó ser el más probable. Esta ventana (figura 5.40) es mas amplia, en comparación con la de porosidad menos probable, y cuenta con una región de seguridad casi constante. También es notoria la variación de los valores de las densidades de control de lodo, en comparación con los valores de la porosidad menos probable.

La media de los valores de porosidad para este caso es de 16.48%. Este valor origina la ventana que se muestra en la figura 5.41, en la cual se observa una muy ligera disminución de la zona de seguridad con respecto al caso inmediato anterior. Los valores de la densidad de control de ambos colapsos aumentan, mientras que los de la fractura se mantienen casi constantes.

TESIS CON
FALLA DE CEMENTO

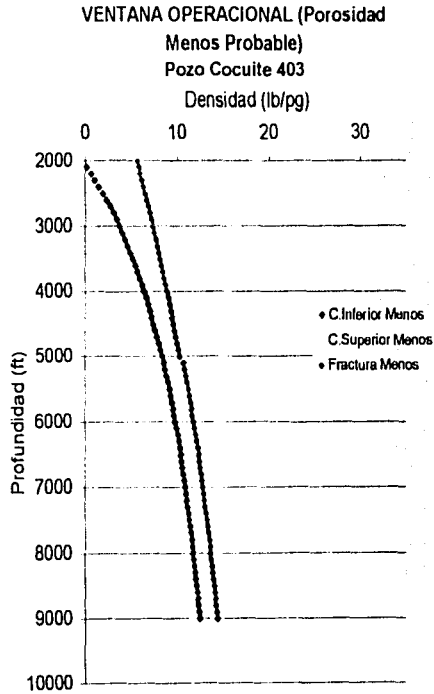


Fig. 5.39 Ventana operacional del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad menos probable (32.45%)

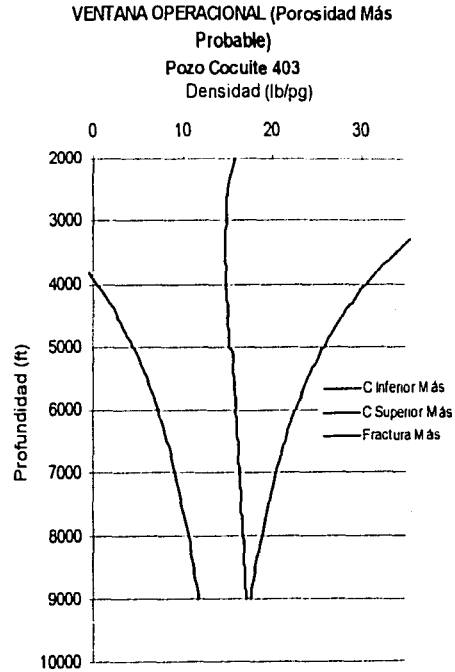


Fig. 5.40 Ventana operacional del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad más probable (12.50%)

TESIS CON
 ORIGEN

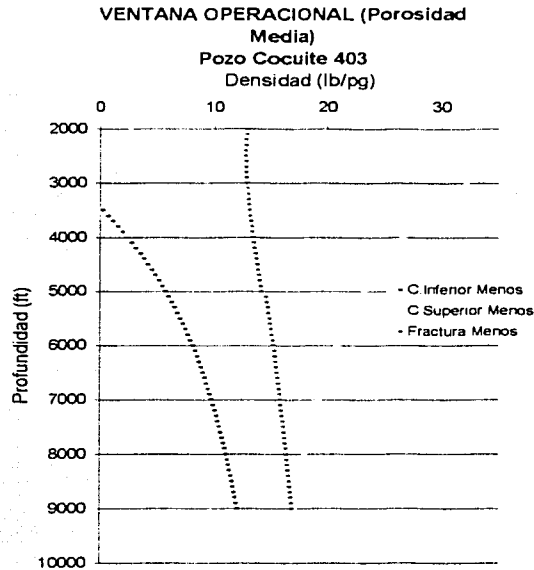
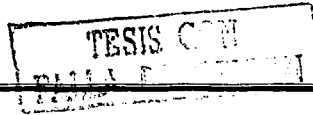


Fig. 5.41 Ventana operacional del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad media (16.48%)

Una vez obtenidas las ventanas operacionales para los tres parámetros estadísticos de los valores de la porosidad, se generaron histogramas de frecuencias de ocurrencia con los valores de las densidades de control correspondientes al colapso superior, inferior y la fractura, para cada valor estadístico.

En el grupo de figuras 5.42 (a, b, y c) se pueden observar los rangos de densidad de control para el colapso inferior, superior y la fractura, siendo 11-12 lb/pg, 14-15 lb/pg, 13-15 lb/pg respectivamente, correspondientes a la porosidad menos probable.

En las figuras 5.43 (a, b, y c) se muestran los rangos de densidad de control, obtenidos a partir del valor de porosidad más probable correspondientes al colapso inferior (10-11 lb/pg), colapso superior (19-20 lb/pg) y fractura (16-18 lb/pg).

Del mismo modo que en los dos casos anteriores en el grupo de figuras 5.44 (a, b, y c) se observan los rangos de densidad de control para la porosidad media del colapso inferior (10-11 lb/pg), superior (19-20 lb/pg) y fractura (15-16 lb/pg).

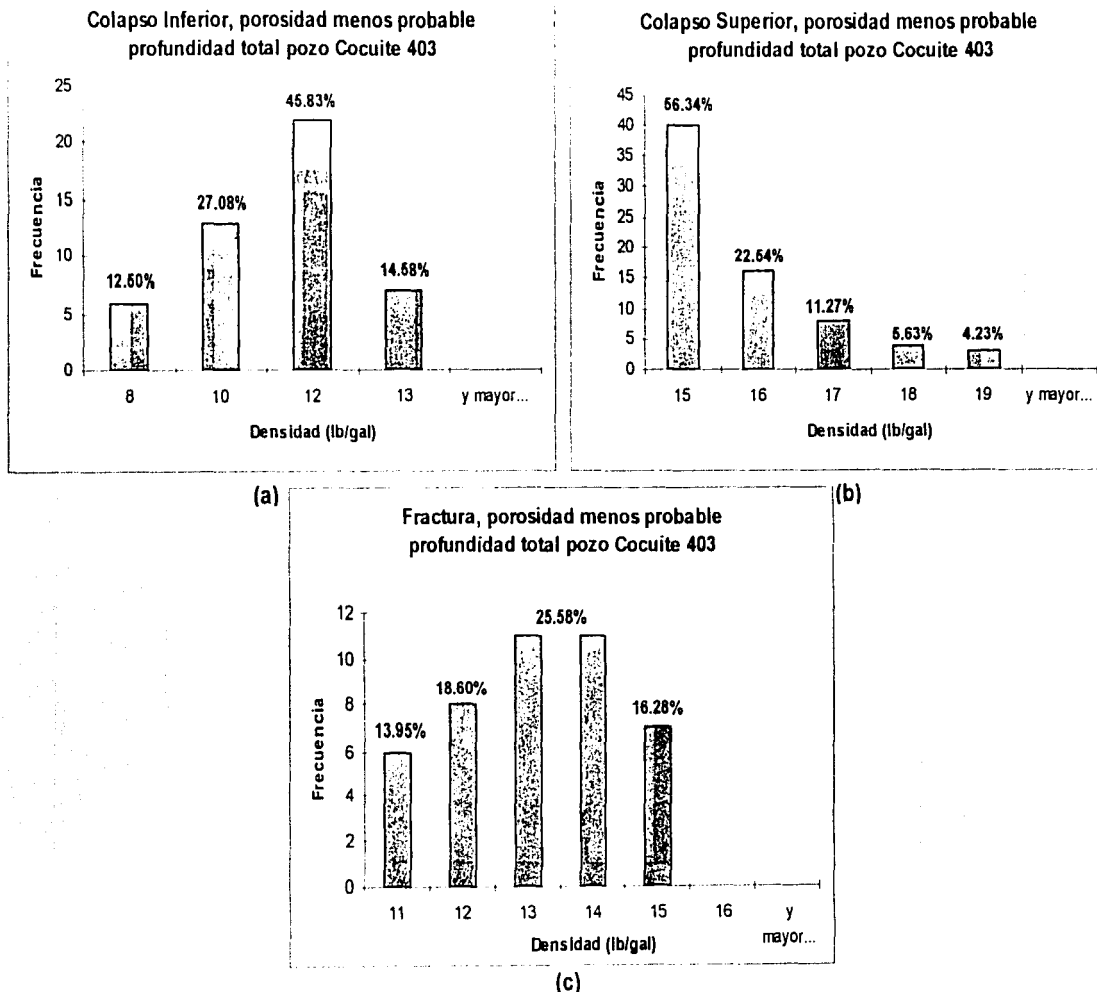
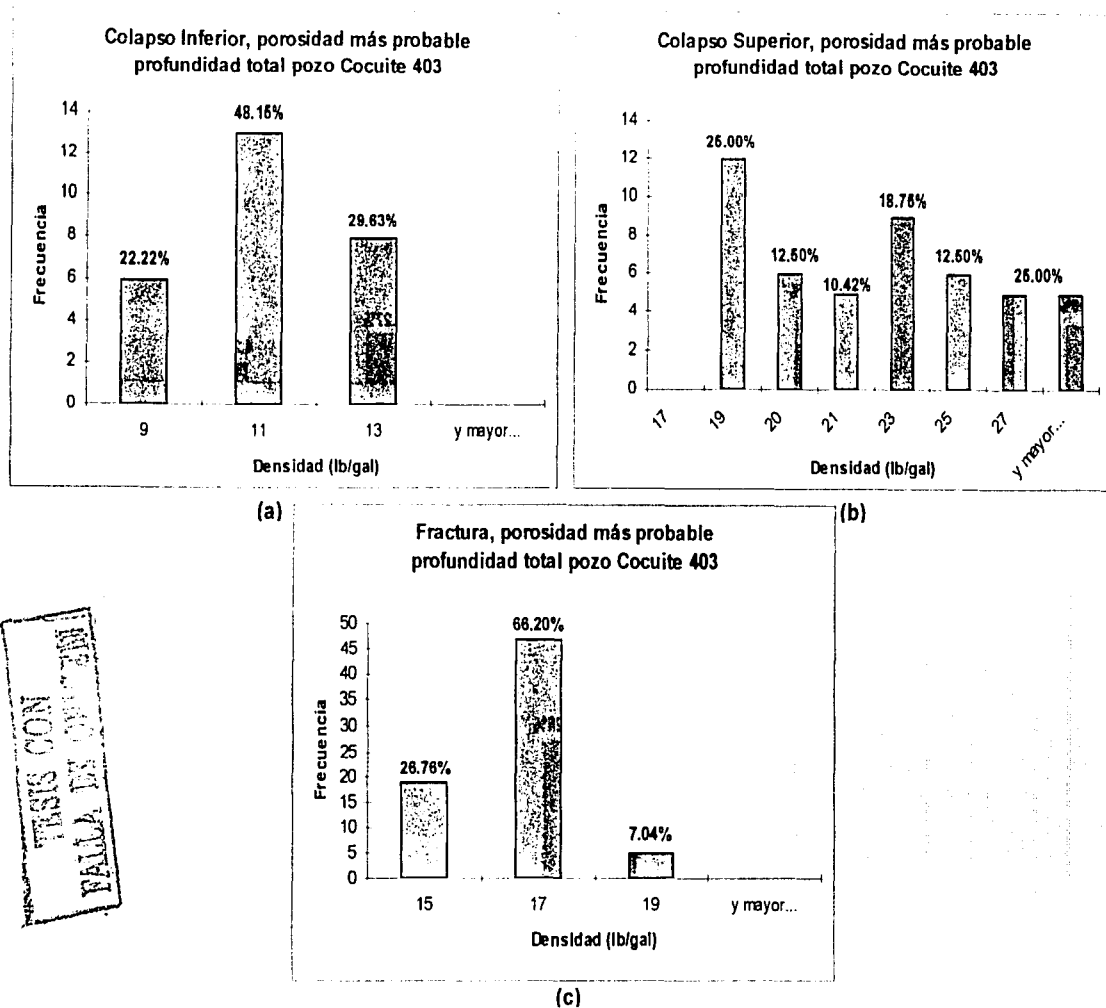


Fig. 5.42 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad menos probable del pozo Cocuite 403

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN



TESIS CON
 FALLA DE CALIFICACIÓN

Fig. 5.43 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad más probable del pozo Cocuite 403

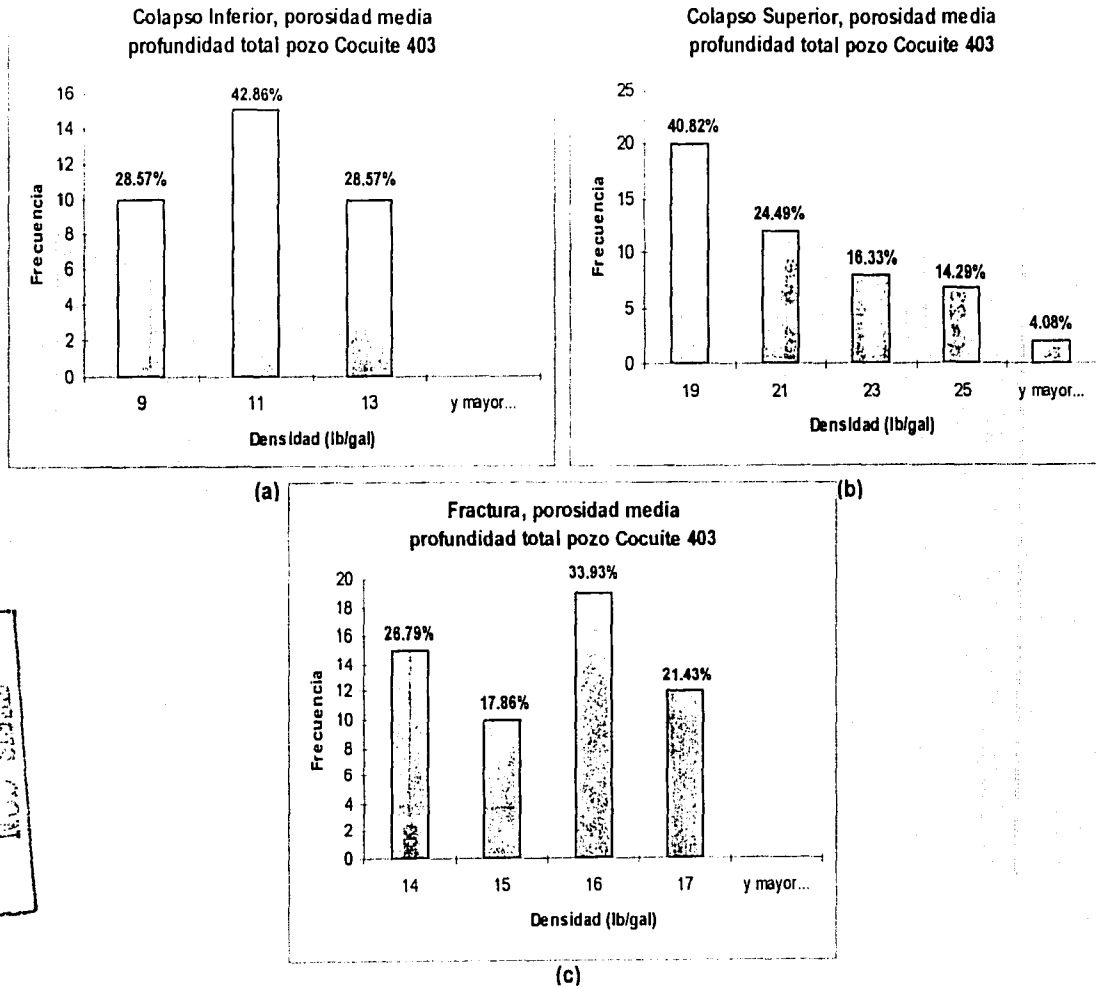


Fig. 5.44 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad media del pozo Cocuite 403

1.2.2 Análisis de la variación de la porosidad del intervalo 7500–9000 ft, zona problemática del Pozo Cocuite 403

Con base en la experiencia y con la información disponible de registros de porosidad se ha observado que este pozo tiene una zona especial, en la cual se presentan muchos problemas de estabilidad de agujero, que comprende aproximadamente 1500 ft (≈ 500 m) y se encuentra aproximadamente a una profundidad de 7500 ft (≈ 2300 m). A partir de la información se graficó la distribución de porosidad de la zona problema mostrada en la figura 5.45. Se elaboró un histograma de frecuencias con los valores de porosidad correspondientes a este intervalo, por lo tanto, este grupo de resultados representan las condiciones de la zona problemática del pozo. Con base en los porcentajes de las frecuencias de la porosidad, se seleccionaron los cuatro puntos, que representan a la porosidad como una función de distribución trapezoidal para el intervalo correspondiente.

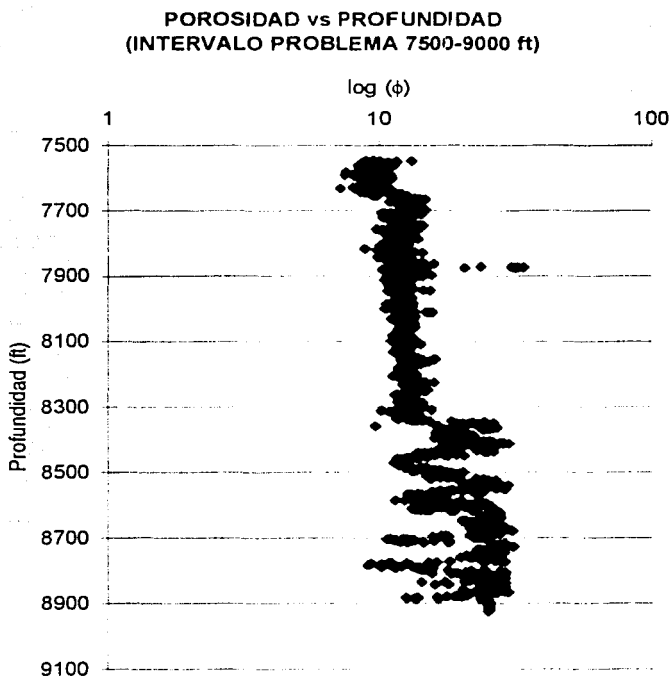


Fig. 5.45 Porosidad del intervalo problema 7500-9000 ft
(pozo Cocuite 403)

Una vez determinada la tendencia de la porosidad, y los valores más probable, menos probable y la media, se ajustó el modelo mecánico bajo estas condiciones, generándose con esto tres ventanas operacionales correspondientes a las porosidades más probable, menos probable y la media, obtenidas a partir de la depuración estadística de los valores de la porosidad.

A lo largo del intervalo problema del pozo, el valor de la porosidad menos probable es de 8.48%, este valor origina la ventana que se muestra en la figura 5.46, en donde se observa una marcada disminución de la ventana, con una zona de seguridad de densidad de lodo de control extremadamente estrecha.

El valor más probable para la porosidad en este caso es de 12.37%, con la cual se genera la ventana mostrada en la figura 5.47 donde se observa una notoria variación de la zona de seguridad con respecto al caso anterior, estableciendo una ventana casi constante. Los valores de la densidad de control de ambos colapsos casi se mantienen en su valor anterior, mientras que la fractura es la que se desplaza hacia la derecha ampliando la zona de seguridad.

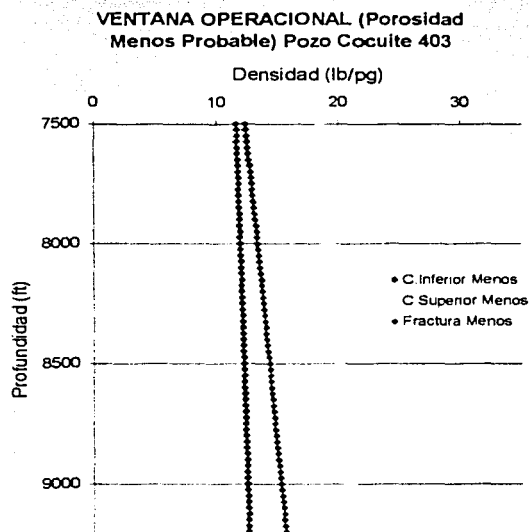


Fig. 5.46 Ventana operacional de la zona problema del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad menos probable (8.48%)

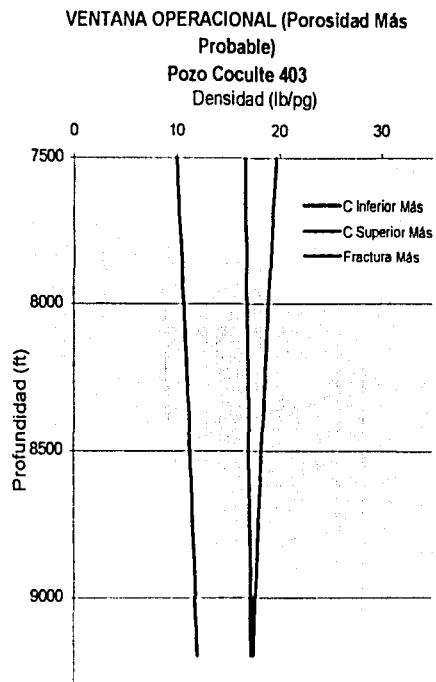


Fig. 5.47 Ventana operacional de la zona problema del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad más probable (12.37 %)

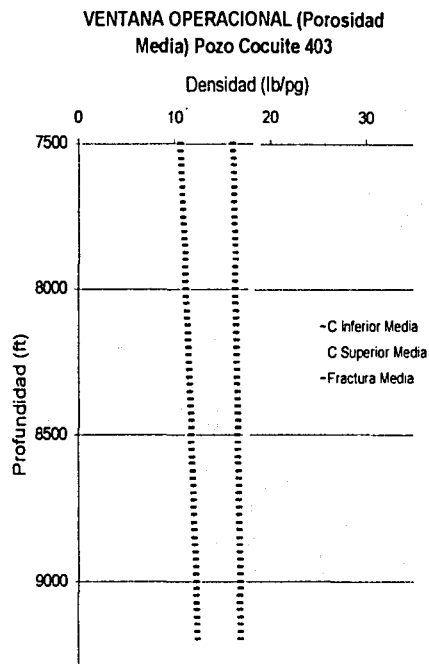


Fig. 5.48 Ventana operacional de la zona problema del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad media (11.47 %)

Del análisis estadístico, el valor de porosidad de 11.47% resultó ser la media. La ventana de la figura 5.48 es muy similar a la anterior de porosidad más probable, y cuenta con una región de seguridad casi constante, y ligeramente disminuida en comparación a la anterior.

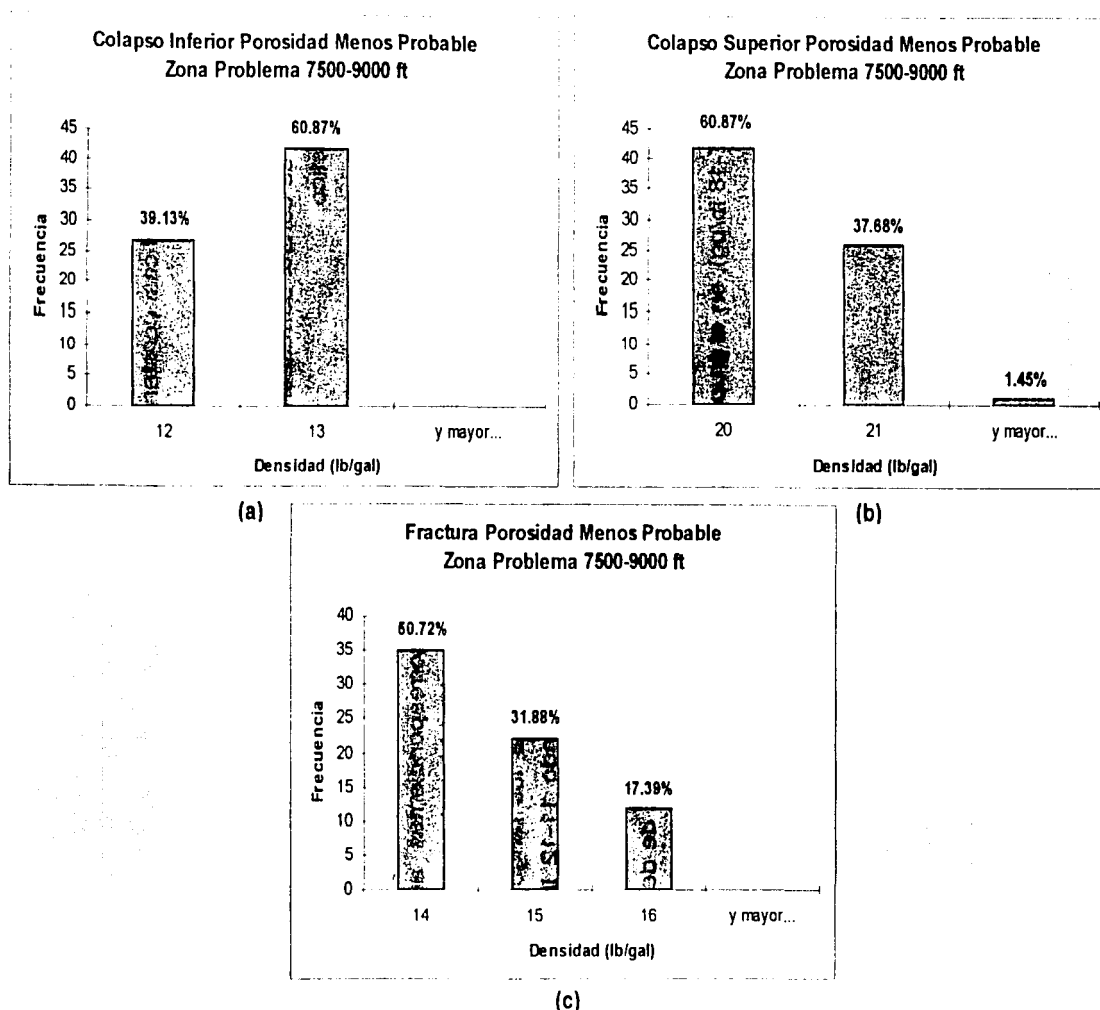
Con base en las ventanas operacionales resultantes, para los tres parámetros estadísticos de los valores de la porosidad, se construyen histogramas para los valores de las densidades de control correspondientes al colapso superior, inferior y la fractura, de cada valor estadístico.

En las figuras 5.49 (a, b, y c) se muestran los rangos de densidad de control, obtenidos a partir del valor de porosidad menos probable correspondientes al colapso inferior (12-13 lb/pg), colapso superior (19-20 lb/pg) y fractura (13-14 lb/pg).

En el grupo de figuras 5.50 (a, b, y c) se pueden observar los rangos de densidad de control para el colapso inferior, superior y la fractura, siendo 11-12 lb/pg, 18-19 lb/pg, 16-17 lb/pg respectivamente, correspondientes a la porosidad más probable.

Al igual que en los dos casos anteriores, se observan los rangos de densidad de control, para la porosidad media del colapso inferior (11-12 lb/pg), superior (18-19 lb/pg) y la fractura (17-18 lb/pg), en el grupo de figuras 5.51 (a, b, y c).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



TESIS CON
 RALLA DE ORIGEN

Fig. 5.49 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad menos probable de la zona problema del pozo Cocuite 403

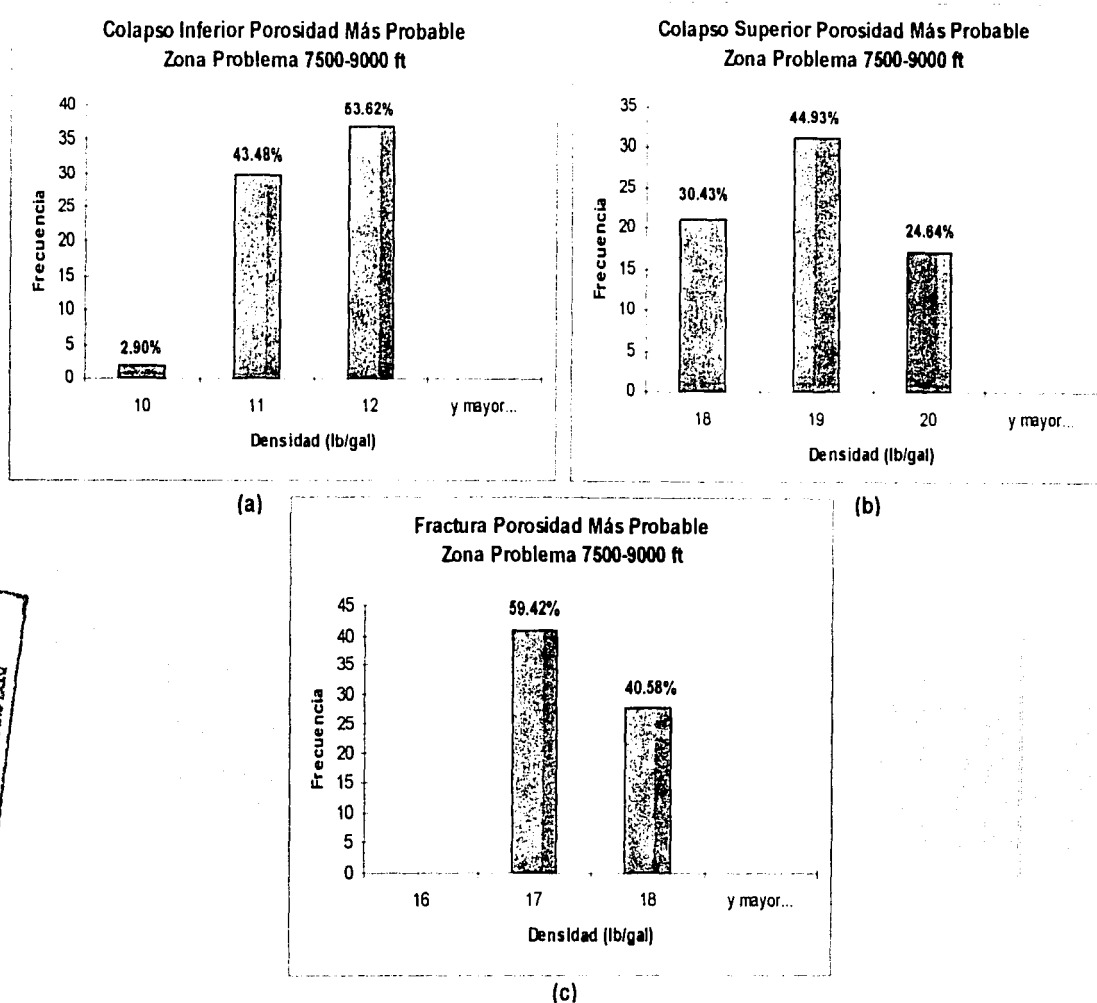


Fig. 5.50 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad más probable de la zona problema del pozo Cocuite 403

NECESITO
TESIS CON
FALTA DE
EN

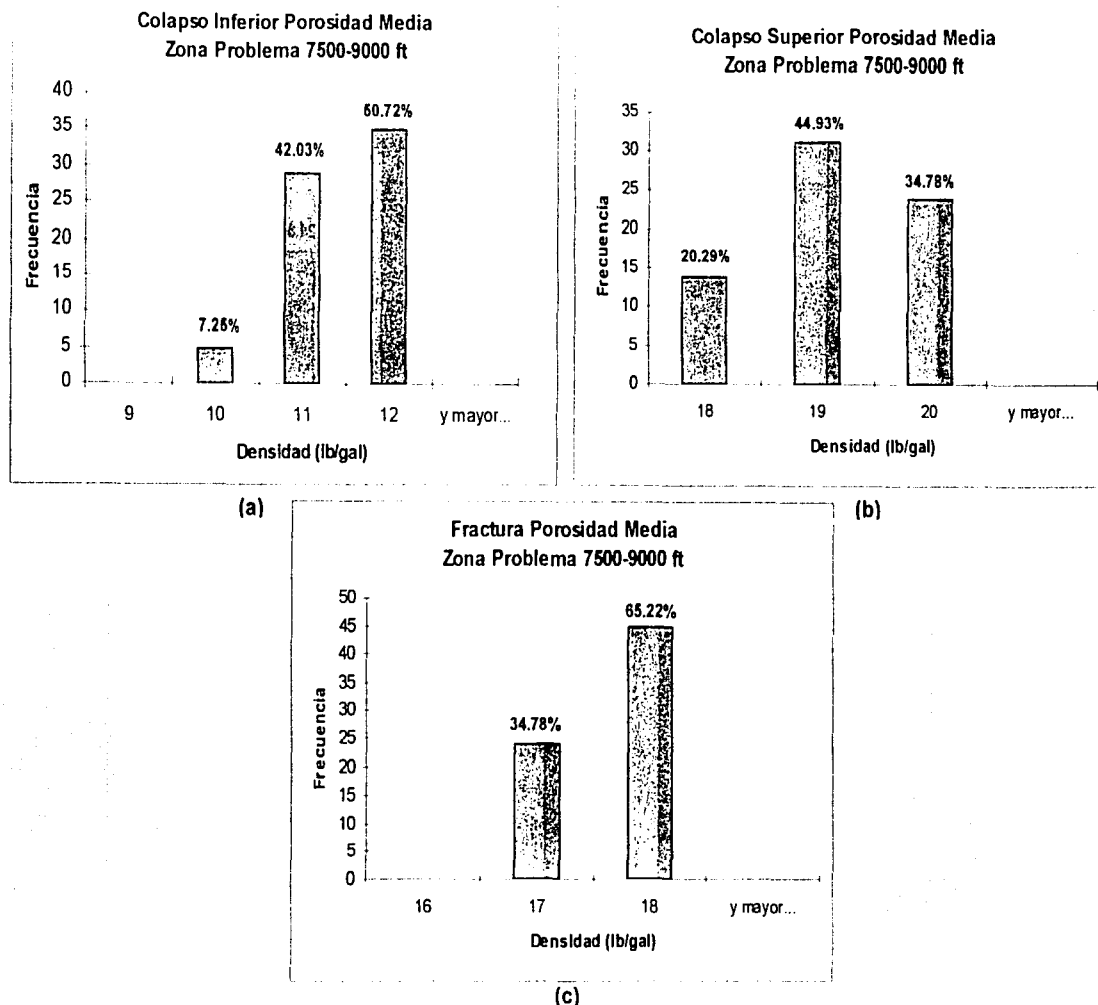
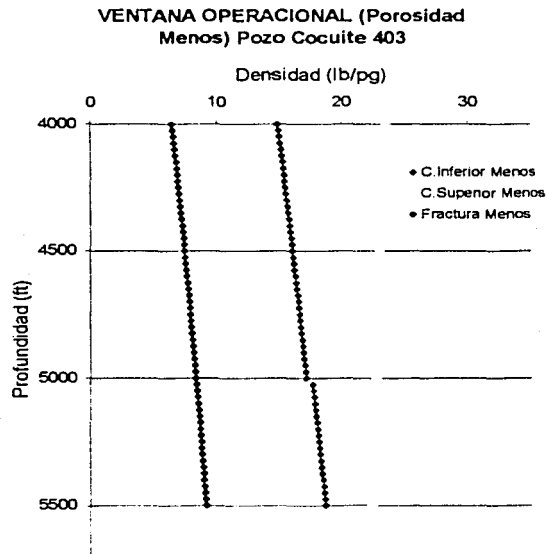


Fig. 5.51 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad media de la zona problema del pozo Cocuite 403

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

1.2.3 Análisis de la variación de la porosidad de una zona representativa del Pozo Cocuite 403 (intervalo 4000–5500 ft)

Con los valores de los datos de porosidad de registros geofísicos, que generan la gráfica de la figura 5.33, se seleccionó una zona en la cual no se reflejaran muchas variaciones y no se presentaran problemas severos de inestabilidad. Se identificó una zona con estas características en el intervalo 4000-5500 ft, el cual tiene la misma longitud que el intervalo de la zona problema, con el fin de hacer comparativos ambos resultados. Se llevó a cabo el mismo procedimiento, realizado para los dos caso anteriores, comenzando por la construcción del histograma de frecuencias de ocurrencias de la porosidad correspondientes a este intervalo, por lo que, este grupo de resultados representan las condiciones de una zona representativa del pozo. Después, se identifican los cuatro puntos que representan la porosidad como una función de distribución trapezoidal. Con la tendencia de la porosidad, y los valores más probable, menos probable y la media, se ajustó el modelo mecánico bajo estas condiciones, para obtener la tres ventanas operacionales correspondientes a los parámetros estadísticos más probable, menos probable y la media.



TESIS
 FALLA DE ORIGEN

Fig. 5.52 Ventana operacional de la zona representativa del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad menos probable (22.18%)

VENTANA OPERACIONAL (Porosidad Más Probable) Pozo Cocuite 403

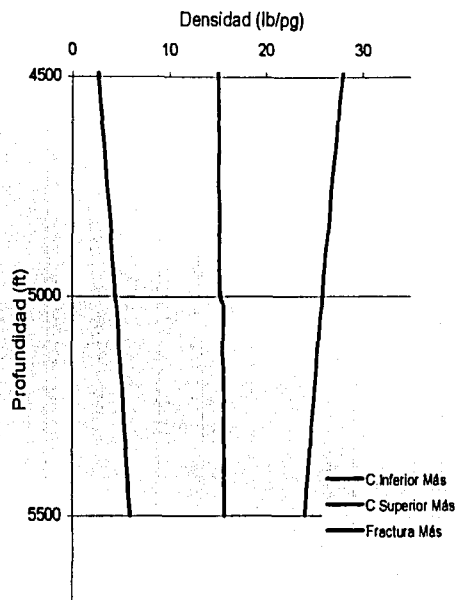


Fig. 5.53 Ventana operacional de la zona representativa del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad más probable (12.35 %)

VENTANA OPERACIONAL (Porosidad Media Probable) Pozo Cocuite 403

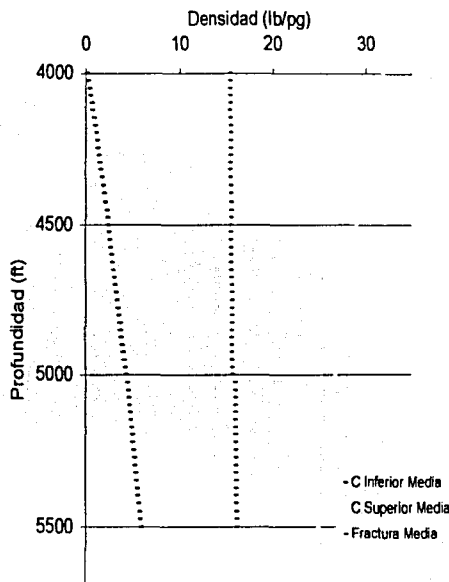


Fig. 5.54 Ventana operacional de la zona representativa del pozo Cocuite 403, con base en la porosidad media (16.00 %)

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

La porosidad menos probable a lo largo de la profundidad del pozo es de 22.18%, con la cual se genera la ventana mostrada en la figura 5.52. Claramente se observa una ventana muy estable, con una zona de seguridad de densidad de lodo de control casi constante.

Dentro del análisis estadístico, el valor de porosidad de 12.35% resultó ser el más probable. Esta ventana (figura 5.53) es más amplia, en comparación con la anterior, y cuenta con una región de seguridad casi constante. El aumento del colapso superior y la disminución del inferior es muy notoria.

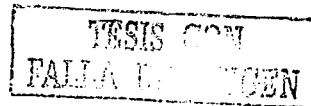
La media de los valores de porosidad para este caso es de 16.00%. Este valor origina la ventana que se muestra en la figura 5.54, en la cual se observa un ligero aumento de la zona de seguridad con respecto al caso inmediato anterior. También es notoria la disminución del valor de la densidad de control del colapso inferior y el incremento del colapso superior, mientras que los de la fractura se mantienen casi constantes.

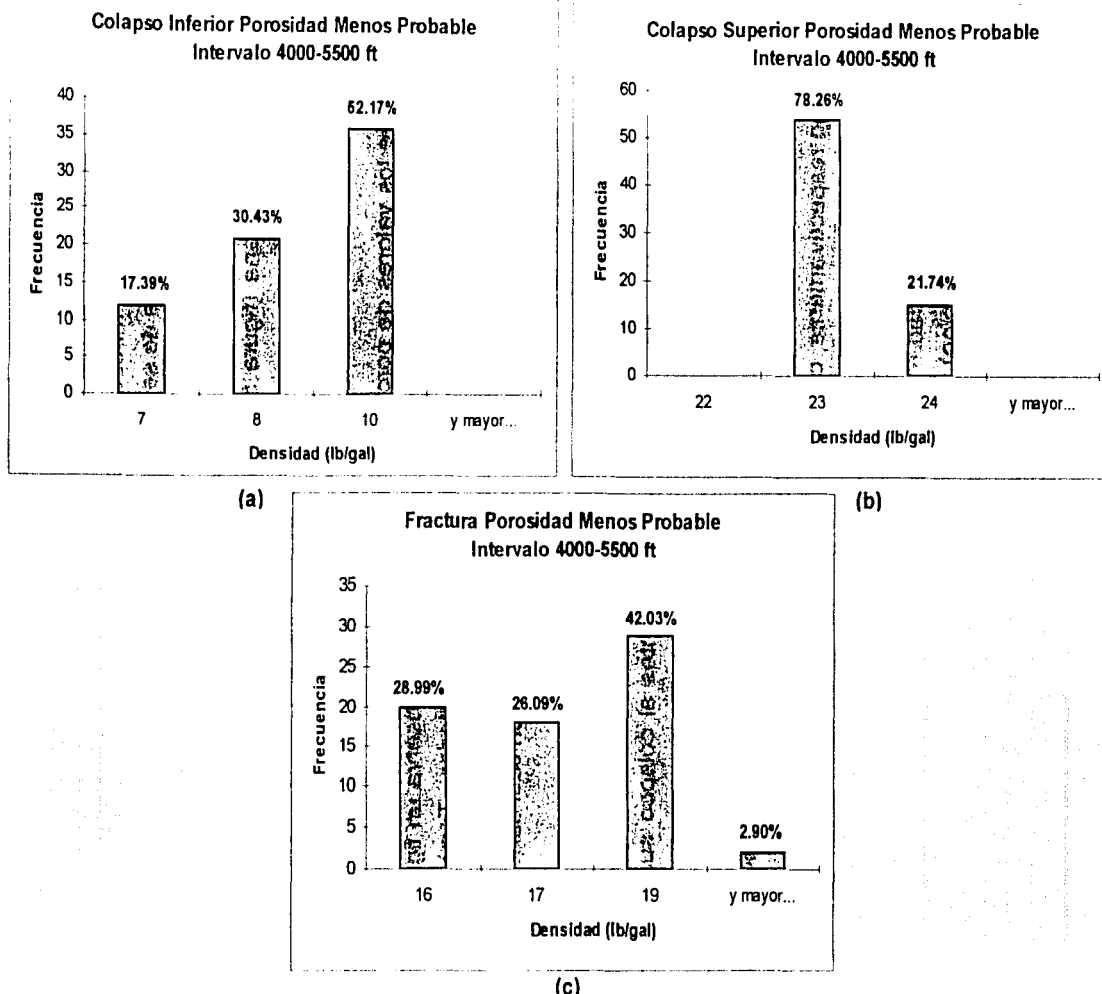
Una vez obtenidas las ventanas operacionales para los tres parámetros estadísticos de los valores de la porosidad, se generaron histogramas de frecuencias de ocurrencia con los valores de las densidades de control correspondientes al colapso superior, inferior y la fractura, para cada valor estadístico.

En el grupo de figuras 5.55 (a, b, y c) se pueden observar los rangos de densidad de control para el colapso inferior, superior y la fractura, siendo 9-10 lb/pg, 22-23 lb/pg, 18-19 lb/pg respectivamente, correspondientes a la porosidad menos probable.

En las figuras 5.56 (a, b, y c) se muestran los rangos de densidad de control, obtenidos a partir del valor de porosidad más probable correspondientes al colapso inferior (6-7 lb/pg), colapso superior (26-28 lb/pg) y fractura (15-16 lb/pg).

Del mismo modo que en los dos anteriores en el grupo de figuras 5.57 (a, b, y c) se observan los rangos de densidad de control para la porosidad media del colapso inferior (6-7 lb/pg), superior (23-24 lb/pg) y fractura (14-15 lb/pg).





TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Fig. 5.55 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad menos probable de la zona representativa del pozo Cocuite 403

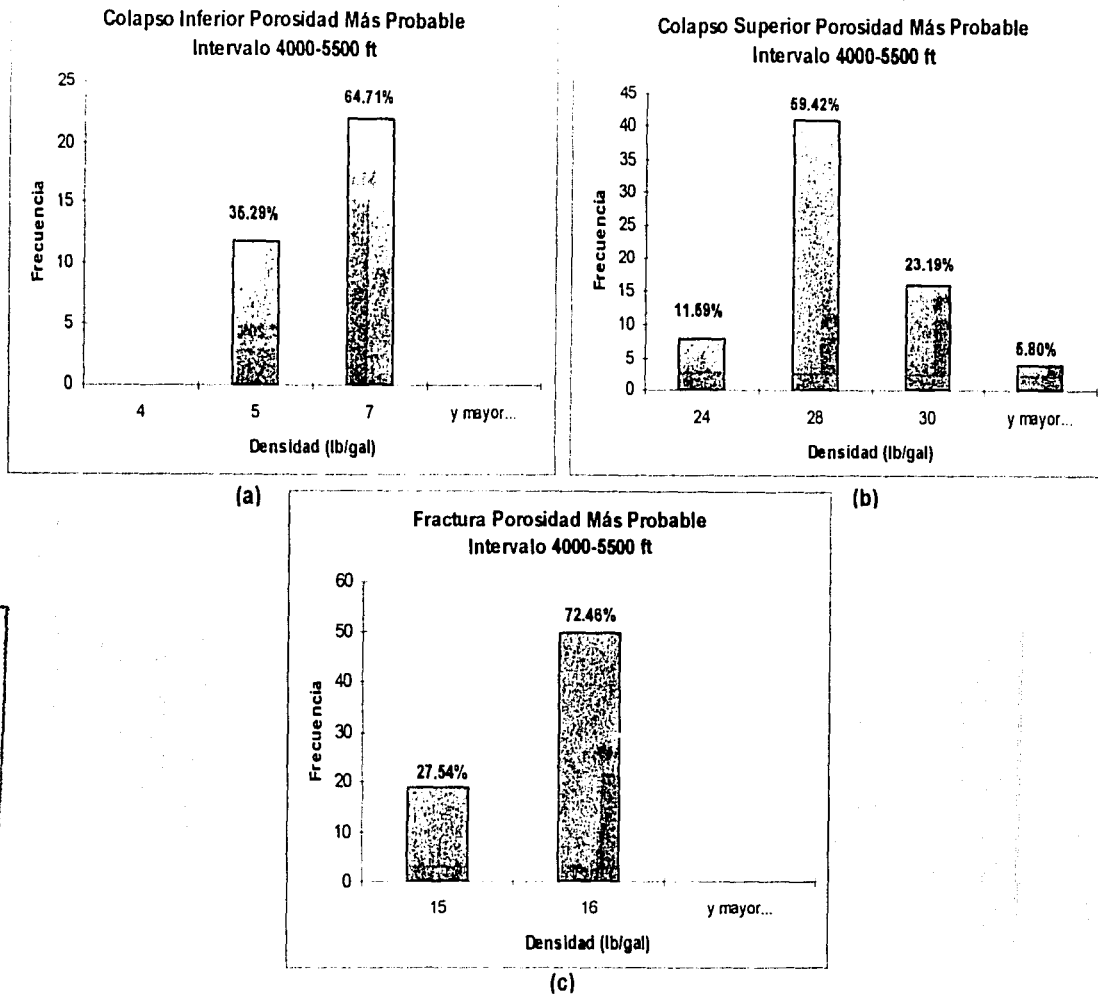
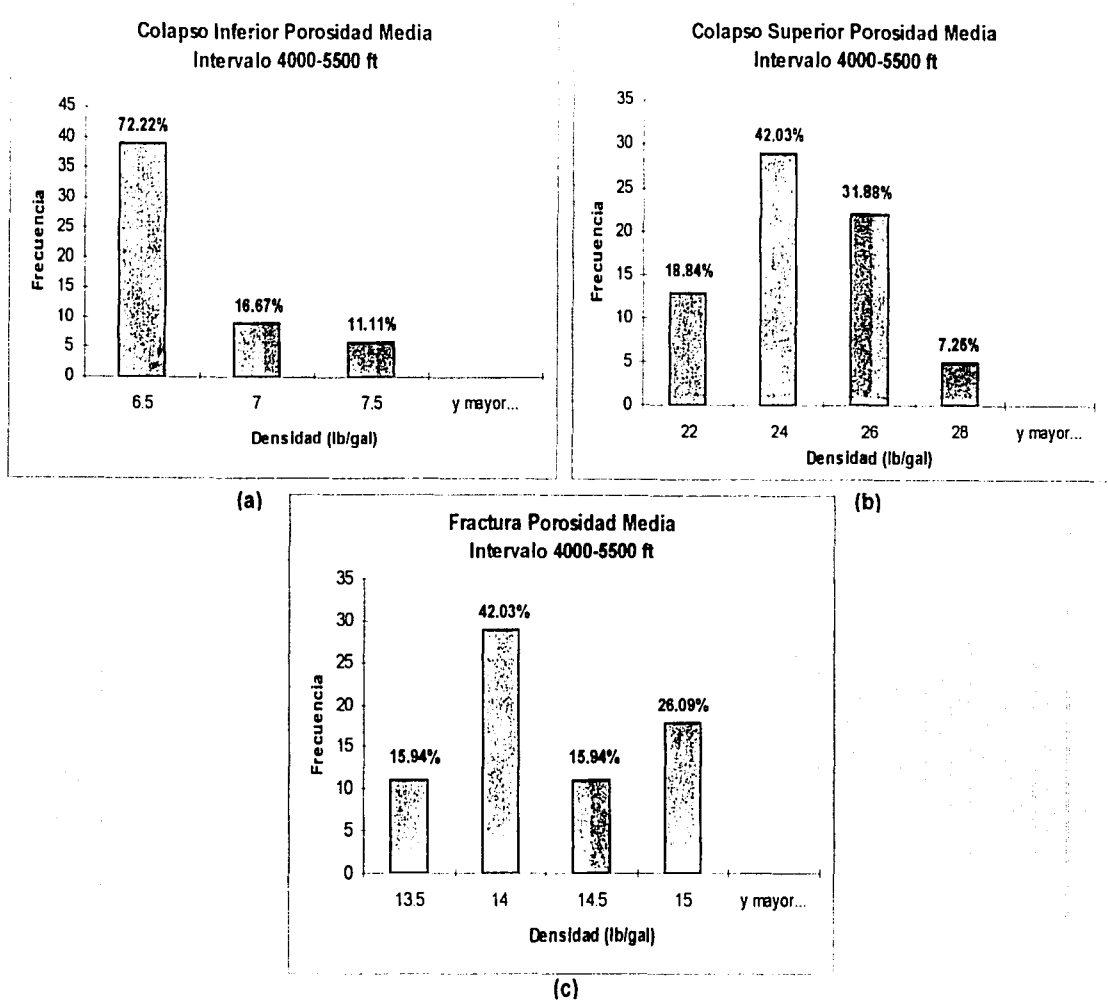


Fig. 5.56 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad más probable de la zona representativa del pozo Cocuite 403

TESIS COMPLETA
 FALTA DE CONTENIDO



TESIS CON
 FALTA DE
 PAGINA 106

Fig. 5.57 Porcentajes de las frecuencias para la densidad del colapso superior (a), colapso inferior (b) y fractura (c) de la porosidad media de la zona representativa del pozo Cocuite 403

A continuación se presenta una tabla comparativa de los rangos de las tres densidades de control necesarias, para estos tres últimos casos de estudio:

	Colapso Inferior (lb/pg)			Colapso Superior (lb/pg)			Fractura (lb/pg)		
	menos	más	media	menos	más	media	menos	más	media
Probabilidad Profundidad Total (0-9000 ft)	11-12	10-11	10-11	14-15	19-20	19-20	13-15	16-18	15-16
Intervalo Problemático (7500-9000 ft)	12-13	11-12	11-12	19-20	18-19	18-19	13-14	16-17	17-18
Intervalo Representativo (4000-5500ft)	9-10	6-7	6-7	22-23	26-28	23-24	18-19	15-16	14-15

Tabla 5.4 Valores de densidades de control menos probable, más probable y media, para los tres casos de estudio del pozo Cocuite 403.

Puede observarse que en la mayoría de los tres casos, el valor de densidad para los colapsos y la fractura en el caso más probable es muy similar (y en algunos casos igual), al valor medio.

La similitud de valores de los rangos, entre la profundidad total y el intervalo problemático, nos da una idea de la influencia que tiene esta zona, sobre el comportamiento a lo largo de todo el pozo.

TESIS
FALLA DE ORIGEN

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se desarrolló una metodología de análisis de sensibilidad, para tomar decisiones de aspecto técnico, con respecto a la variación de los parámetros involucrados en el modelo mecánico que describe la estabilidad del agujero.

Los resultados mostraron que las ventanas operacionales pueden verse seriamente afectadas por el cambio de una sola de las variables de entrada, por lo tanto, es muy importante contar con datos de entrada confiables, para los parámetros que más afectan la predicción del modelo. Se concluye que los parámetros que ocasionan cambios significativos en orden descendente sobre la ventana operacional son, la relación de Poisson (μ), sobrecarga (σ_o), presión de poro (p_{poro}), esfuerzo horizontal total (σ_H) y esfuerzo uniaxial a la compresión de la roca (C_o).

Se observó que los efectos térmicos tienen un efecto significativo sobre los gradientes de falla, y que el más sensible a estos efectos, es el colapso superior.

Los gradientes de falla para el caso del pozo desviado, resultaron ser más sensibles al incremento del azimut del pozo, en donde la región de seguridad es más inestable, en comparación con los gradientes generados por el incremento del ángulo de inclinación, en donde la disminución de la región es más uniforme.

Del análisis de los resultados, se observa que en la mayoría de las situaciones presentadas, para las condiciones del pozo Cocuite 403, los rangos de densidad de control, oscilan en cantidades similares para los colapsos y la fractura.

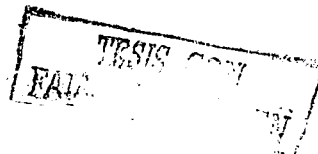
Con base en los resultados, se puede concluir, que la ventana operacional de la zona problemática, es más estrecha que la de las otras zonas, en las que los cambios de porosidad no son tan severos.

La Simulación Monte Carlo, resultó una herramienta muy útil para la generación de números aleatorios, los cuales permitieron definir las regiones de seguridad del lodo de control. Además que ofrece la ventaja de poder representar gráficamente, el conjunto de datos resultantes como funciones de distribución acumulada o histogramas.

Es recomendable que en estudios posteriores, se fijen costos, con el fin de estimar todos los parámetros económicos en el valor presente neto, y sea posible tomar decisiones de carácter técnico-económico.

Sería de gran utilidad la reproducción de esta metodología, empleando datos de registros de pozos de correlación, para determinar la densidad y el tipo de lodo más adecuado a las condiciones predominantes del área.

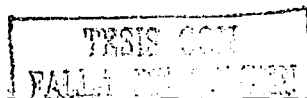
Este tipo de procedimientos, también puede emplearse para configurar la sarta de perforación, seleccionar las profundidades de asentamiento, determinar los diámetros de la tubería de descarga, capacidad de conexiones superficiales, etc., variando los parámetros involucrados en el modelo mecánico correspondiente, verificando la respuesta del modelo con respecto a los cambios, e identificando y cuantificando los datos que causan las variaciones más significativas.



**NOMENCLATURA
SIGNIFICADO**

SÍMBOLO

- a = Radio del pozo.
- A = Valor mínimo de la variable x.
- A_{wdf} = Actividad del agua del fluido de perforación.
- A_{ws} = Actividad del agua de la arcilla.
- B,C = Límites del intervalo con valores más probables de la variable x.
- BHA = Aparejo de fondo (Bottom Hole Assembly).
- C_r = Compresibilidad de la roca (granos).
- C_t = Compresibilidad total.
- C_1, C_2 y C_3 = Constantes de integración.
- D = Valor máximo de la variable x
- E = Módulo de Young.
- $f(x)$ = Función distribución de probabilidad (pdf) de la variable x evaluada en x_i .
- F = Función distribución de probabilidad ($f(B)= f(C)$)
- $F(x_i)$ = Probabilidades acumulativas.
- m = Moda.
- M_o = Moda.
- MWD = Medición durante la perforación (Measure While Drilling).
- n_i = Número de datos que tiene el valor x_i .
- N = Número total de datos.
- NTP = Tiempo no productivo (No Time Productive).
- p = Presión de poro cercana al agujero.
- pdf = Función de densidad de probabilidad.
- $p - p_o$ = Término de flujo hidráulico.
- p_o = Presión de poro de la formación a una distancia radial del agujero.
- p_w = Presión del agujero.
- $P(x)$ = Distribuciones de probabilidad discretas.
- P50 = Mediana.



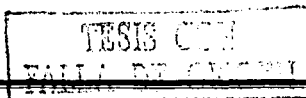
SÍMBOLO	SIGNIFICADO
r	= Factor de correlación.
r	= Distancia radial a un punto desde el centro del pozo.
r^2	= Coeficiente de determinación.
R	= Números aleatorios generados uniformemente dentro del rango [0, 1].
R	= Constante de los gases ideales ($82.057 \text{ cm}^3 \text{ atm}/^\circ\text{K/g-mol}$).
R	= Radio a un punto localizado muy lejos del pozo en donde la temperatura es igual a la temperatura de la formación.
ROP	= Ritmo de penetración (Rate Of Penetration).
s^2	= Varianza de una muestra.
SSMA	= Salud, Seguridad y Medio Ambiente.
T	= Temperatura en $^\circ\text{K}$.
T_{DF}	= Temperatura del fluido de perforación.
T_F	= Temperatura original de la formación.
$T(r)$	= Temperatura en un punto localizado a una distancia r desde el centro del pozo.
TR	= Tubería de revestimiento.
V	= Coeficiente de variación.
V	= Volumen molar parcial del agua ($18 \text{ cm}^3 / \text{g-mol}$).
WOB	= Peso sobre barrena (Wiegth Over Bit)
x	= Cualquier valor de la variable independiente.
x_i	= Valor del i -ésimo dato, valor arbitrario de la variable x .
x_1	= Valor mínimo.
x_2	= Valor máximo.
X	= Variable aleatoria.

TESIS CON
FALLA

SÍMBOLO

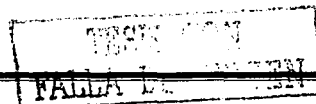
SIGNIFICADO

α	=	Coeficiente de expansión térmica.
α_a	=	Azimut del esfuerzo horizontal menor.
α_p	=	Azimut del pozo.
β	=	Inclinación del pozo.
ΔT	=	Diferencia de temperatura.
Δp	=	Término de presión debido al potencial químico entre el fluido y la formación.
$\Delta\sigma_r, \Delta\sigma_\theta$ y $\Delta\sigma_z$	=	Cambio en los esfuerzos debido a los efectos térmicos.
$\epsilon_r, \epsilon_\theta$ y ϵ_z	=	Deformación radial, tangencial y axial respectivamente.
μ	=	Media.
ν	=	Relación de Poisson de la matriz o el marco.
θ	=	Posición angular alrededor del agujero, medida en sentido contrario a las manecillas del reloj a partir del eje x.
σ	=	Desviación estándar.
σ	=	Coeficiente de reflexión (mide la capacidad de la arcilla de actuar como una membrana semi-permeable ideal y se encuentra en el rango de 0 y 1).
σ^2	=	Varianza de la población.
$\sigma_v, \sigma_H, \sigma_h$	=	Esfuerzos del yacimiento.
σ_h	=	Esfuerzo horizontal principal menor total.
σ_H	=	Esfuerzo horizontal principal mayor total.
σ_v	=	Esfuerzo vertical principal total.
$\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$	=	Esfuerzos normales <i>in situ</i> en el sistema coordenado cartesiano xyz.
$\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z$	=	Esfuerzos efectivos normales radial, tangencial y axial en la pared del agujero.
$\tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{yz}$	=	Esfuerzos de corte referidos al sistema coordenado x,y,z.
$\tau_{r\theta}, \tau_{\theta z}, \tau_{rz}$	=	Esfuerzos de corte referidos en el sistema coordenado cilíndrico.
Ψ	=	$90 + \alpha_a - \alpha_p$

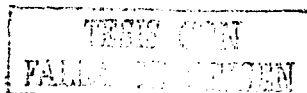


REFERENCIAS

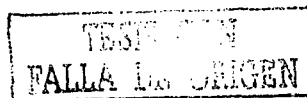
1. Collarini C.R. y Jordan D.G.: "Risk Analysis for the Petroleum Industry", Manual of Collarini Engineering Inc., New Orleans, Louisiana. 1997.
2. Newendorp P.D. y Root P.J.: "Risk Analysis in Drilling Investment Decisions", The University of Oklahoma, Norman, Okla. 1968.
3. Bratvold R.B y Begg S.H.: "Would you know a good decision if you saw one?", artículo SPE 77509 presentado en Annual Technical Conference, San Antonio Texas, Septiembre 29- Octubre 2, 2002.
4. Peterson S.K., Murtha J.A. y Roberts R.W.: "Drilling Performance Predictions: Case Studies Illustrating de Use of Risk Analysis", artículo SPE 29364 presentado en Drilling Conference Amsterdam SPE/IADC, Febrero 20-Marzo 2, 1995.
5. Ostebo R., Tronstad L. y Fikse T.: "Risk Analysis of Drilling and Well Operations", artículo SPE 21952 presentado en Drilling Conference Amsterdam, 11-14 Marzo, 1991.
6. Behrenbruch P., Azinger K.L. y Foley M.V.: "Uncertainty and Risk in Petroleum Exploration and Development: The Expectation Curve Method", artículo SPE 19475 presentado en Asia-Pacific Conference, Sydney, Australia, 13-15 Septiembre, 1989.
7. Castro G.T, Morooka C.K. y Bordalo S.N.: "Decision-Making process for a deepwater production system considering environmental, technological and financial risk", SPE 77423 presentado en Annual Technical Conference , San Antonio Texas, Septiembre 29- Octubre 2, 2002.
8. Newendorp Paul D.: "A Strategy for implementing Risk Analysis", artículo SPE 11299 presentado en SPE of AIME, Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, 3-4 Marzo.1984.
9. Peterson S.K., Murtha J.A. y Schneider F.F.: "Risk Analysis and Monte Carlo Simulation Applied to the Generation of AFE Estimates", artículo SPE 26339 presentado en Technical conference and Exhibition oft the SPE, Houston, Texas, 3-6 Octubre, 1993.



10. Newendorp Paul D. y Campbell John M.: "Risk Analysis- Is it Really Worth The Effort?", artículo SPE 5578 presentado en 50th Annual Fall Meeting, Dallas Texas, Septiembre 28 - Oct 1, 1975.
11. Cowan J.V.: "Risk Analysis as Applied to Drilling and Developing an Exploration Prospect", artículo SPE 2583 presentado en 44th Annual Fall Meeting, Denver, Colorado, Sep 28- Oct 1, 1996.
12. Thorogood J.L. y Hogg T.W.: "Application of Risk Analysis Methods to Subsurface Well Collision", artículo SPE 23941, SPE Drilling Engineering, Diciembre, 1991.
13. Aldred W., Bradford I., Cousins L., Fuller J. y Goroya S.: "Manejo del riesgo en la perforación", Schlumberger Oilfield, Tecnología de Perforación, 1999.
14. Rasso Zamora Carlos: "Perforación y mantenimiento de pozos PEMEX ... un proceso de cambio", Delegación Villahermosa, PEMEX, Tabasco México, Diciembre, 1998.
15. McLellan P.J. y Hawkes C.D.: "Application of Probabilistic Techniques for Assesing Sand Production and Borehole Instability Risk", artículo SPE 47334 presentado en SPE/ISRM, Eurock, Trondheim, Noruega Julio 8-10, 1998.
16. Musharraf, Giancarlo y Booker: "Modeling in Geomechanics", John Wiley & Sons, Ltd., England, 2000.
17. Dumans Fontenelle Fernando: "Quantification of the effect of uncertainties on the reliability of well bore stability model predictions", Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy, University of Tulsa, USA, 1995.
18. Coleman H. W. y Steele W.G.: "Experimentation and uncertainty analysis for engineers", John Wiley & Sons, England, 1999.
19. Escudero Laureano F.: "La simulación en la empresa", Centro IBM de Investigaciones, Ed. Deusto, Bilbao España, 1973.
20. Earling Fjaer, Rune M. Holt: "Petroleum related rock mechanics", Elseiver Science Publishres B.V., New York USA, 1992.



-
21. Bradley, W.B.: "Failure of inclined boreholes", Journal of Energy Resources Technology, Trans., ASME, p. 232-239, 1979.
 22. Guenot, A.: "Instability problems at great depth, drilling boreholes and wells (in rock at great depth)", V. Maury & D. Fourmaintraux editors, Balkema, Rotterdam, pp.1199-1208.
 23. Maury V.M y Sauzay Jonh M.G.: "Borehole instability: Case histories, rock mechanics approach an results", SPE/IADC 16051 Drilling Conference, New Orleans, 1987.
 24. Liang Q.J.: "Application of Quantitative Risk Analysis to pore pressure and fracture gradient prediction", articulo SPE 77354 presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition San Antonio, Texas, Septiembre 29- Octubre 2, 2002.
 25. Murtha J.A.: "Sums and Products of Distribution: Rules of Thumb and Applications", articulo SPE 77422 presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition San Antonio, Texas, Septiembre 29- Octubre 2, 2002.
 26. Fung Y.C.: "A First Course In Continuum Mechanics", Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, New Jersey, 1977, pp.91-108.



APÉNDICE A

DETERMINACIÓN DE LA FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN TRAPEZOIDAL Y NÚMEROS ALEATORIOS

Las funciones de densidad de probabilidad son representaciones de frecuencias relativas de eventos, que se obtienen por medio de la repetición continua de experimentos de prueba. La función de densidad de probabilidad (pdf) *trapezoidal* se encuentra definida en términos de cuatro puntos (A,B,C y D), como se muestra en la figura A.1

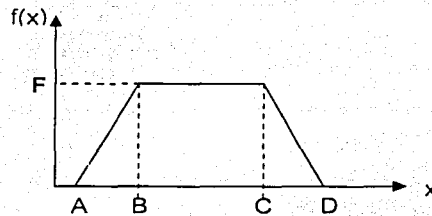
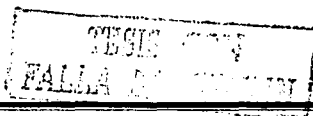


Fig. A.1 Función de densidad de probabilidad Trapezoidal

La representación trapezoidal es una simplificación de una función de densidad de probabilidad de una campana continua (bell-shaped), y se encuentra definida de la siguiente manera:

$$f(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{si } x_i < A \\ 0 & \text{si } A \neq B \text{ y } x_i = A \\ F & \text{si } A = B \text{ y } x_i = A \\ F \left(1 - \frac{B - x_i}{B - A}\right) & \text{si } A \neq B \text{ y } A < x_i \leq B \\ F & \text{si } B \leq x_i \leq C \\ F \left(1 - \frac{x_i - C}{D - C}\right) & \text{si } C \neq D \text{ y } C \leq x_i < D \\ F & \text{si } D = C \text{ y } x_i = D \\ 0 & \text{si } D \neq C \text{ y } x_i = D \\ 0 & \text{si } x_i > D \end{cases}$$

(A1)



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los términos de la figura A.1 son los siguientes:

x = cualquier valor de la variable independiente

X_i = valor del i -ésimo dato, valor arbitrario de la variable x

$f(x)$ = función distribución de probabilidad (pdf) de la variable x evaluada en x_i

A = valor mínimo de la variable x

B, C = límites del intervalo con valores más probables de la variable x

D = valor máximo de la variable x

$F = f(B) = f(C)$

En la figura A.2 se muestran varias funciones de densidad de probabilidad, que pueden representarse mediante una función trapezoidal:

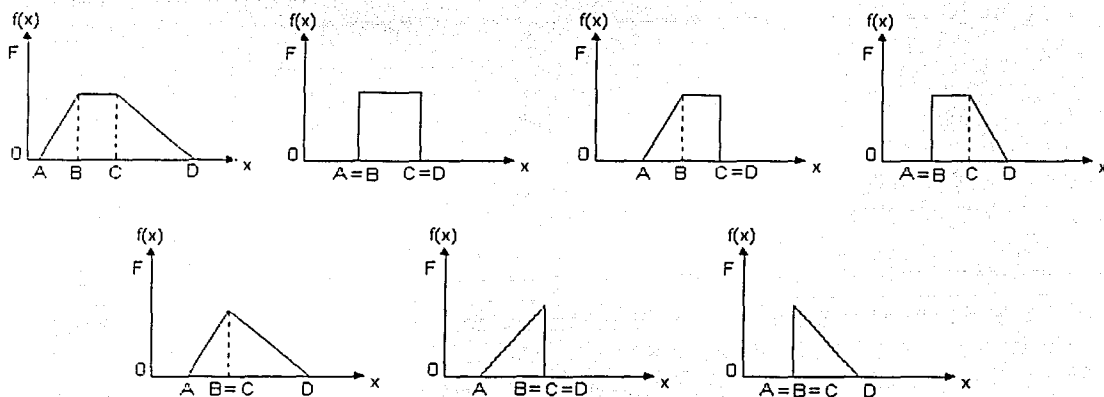


Fig. A.2 Funciones de densidad obtenidas a partir de representaciones Trapezoidales

Debido a que $f(x)$ representa la frecuencia de ocurrencia de los valores de la variable x , se satisface la siguiente condición:

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = 1.0 \quad (A2)$$

La función de distribución acumulada (cdf) está definida por:

$$F(x_i) = \text{Prob}(x \leq x_i) = \int_{-\infty}^{x_i} f(x) dx \quad (A3)$$

TESIS CON
FALLA DE OBTEN

en donde:

$F(x_i)$ = función de distribución acumulada de la variable x evaluada en x_i y representa el área bajo la curva de pdf y a la izquierda de x_i .

$\text{Prob}(x \leq x_i)$ = la probabilidad de que la variable x tenga un valor menor o igual a x_i .

El valor de $F(x_i)$, está dado por:

$$F(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{si } x_i < A \\ 0 & \text{si } A \neq B \text{ y } x_i = A \\ 0 & \text{si } A = B \text{ y } x_i = A \\ F \left(x_i - \frac{Bx_i - \frac{x_i^2}{2}}{B - A} \right) + C_1 & \text{si } A \neq B \text{ y } A < x_i \leq B \\ Fx_i + C_2 & \text{si } B \leq x_i \leq C \\ F \left(x_i - \frac{\frac{x_i^2}{2} - Cx_i}{D - C} \right) + C_3 & \text{si } C \neq D \text{ y } C \leq x_i < D \\ 1 & \text{si } D = C \text{ y } x_i = D \\ 1 & \text{si } D \neq C \text{ y } x_i = D \\ 1 & \text{si } x_i > D \end{cases} \quad (A4)$$

Debido a que el área total bajo la curva de pdf es igual a 1, se tiene que:

$$F = \frac{2}{(C - B) + (D - A)} \quad (A5)$$

La constante de integración C_1 en la ecuación (A4), se puede determinar, haciendo que el área debajo de pdf y a la izquierda de x_i , para $A < x_i \leq B$, como se muestra en la figura A.3, sea igual a $F(x_i)$:

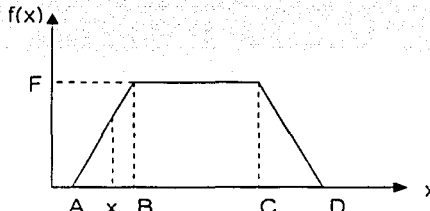


Fig. A.3 Función de densidad de probabilidad (pdf) para $A \leq x_i \leq B$

El área a la izquierda de x_i se obtiene de la figura A.3 y se establece que sea igual a $F(x_i)$, como se expresa de la siguiente manera:

$$F\left\{x_i - \frac{2Bx_i - x_i^2}{2(B-A)}\right\} + C_1 = \frac{x_i - A}{2} F\left\{1 - \frac{B - x_i}{B - A}\right\} \quad (A6)$$

cuando $x_i = B$, la constante de integración de la ecuación (A6) es:

$$C_1 = F\left(\frac{A^2}{2(B-A)}\right) \quad (A7)$$

La constante de integración C_2 para $B \leq x_i \leq C$, puede calcularse, haciendo que el área debajo de pdf sea igual a $F(x_i)$ como se muestra a continuación:

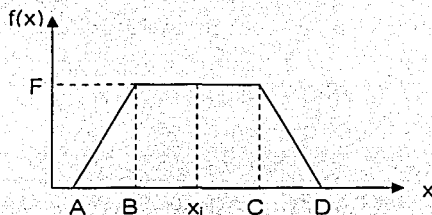


Fig. A.4 Función de densidad de probabilidad (pdf) para $B \leq x_i \leq C$

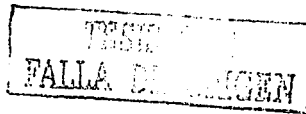
El área a la izquierda de x_i se obtiene a partir de la figura A.4 y se establece que sea igual a $F(x_i)$, es decir:

$$Fx_i + C_2 = F\left[\frac{B-A}{2} + (x_i - B)\right] \quad (A8)$$

cuando $x_i = C$, la constante de integración de la ecuación (A8) es:

$$C_1 = -\frac{F}{2}(B+A) \quad (A9)$$

La constante de integración C_3 puede calcularse, haciendo que el área debajo de pdf sea igual a $F(x_i)=1$ para para $C \leq x_i \leq D$.



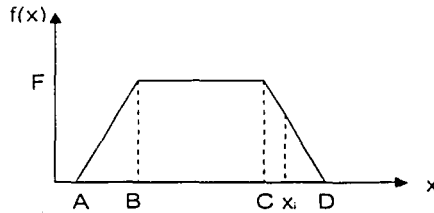


Fig. A.5 Función de densidad de probabilidad (pdf) para $C \leq x_i \leq D$

El área total debajo de pdf se obtiene a partir de la figura A.5 y se fija igual a $F(x_i)=1$, de la siguiente manera:

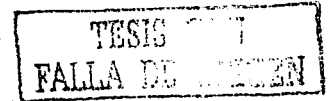
$$F \left[x_i - \frac{x_i^2 - 2C x_i}{2(D - C)} \right] + C_3 = 1 \quad (A10)$$

cuando $x_i = C$, la constante de integración de la ecuación (A8) es:

$$C_1 = 1 - F \left[\frac{D^2}{2(D - C)} \right] \quad (A11)$$

Sustituyendo los valores de F , C_1 , C_2 y C_3 presentados en las ecuaciones (A5), (A7), (A9) y (A11), respectivamente, dentro de la ecuación (A4), se llega a la siguiente expresión para $F(x_i)$:

$$F(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{si } x_i < A \\ 0 & \text{si } A \neq B \text{ y } x_i = A \\ 0 & \text{si } A = B \text{ y } x_i = A \\ \frac{1}{(D - A) + (C - B)} \left[\frac{(x_i - A)^2}{B - A} \right] & \text{si } A \neq B \text{ y } A < x_i \leq B \\ \frac{2 x_i - B - A}{(D - A) + (C - B)} & \text{si } B \leq x_i \leq C \\ 1 - \frac{1}{(D - A) + (C - B)} \left[\frac{(D - x_i)^2}{D - C} \right] & \text{si } C \neq D \text{ y } C \leq x_i < D \\ 1 & \text{si } D = C \text{ y } x_i = D \\ 1 & \text{si } D \neq C \text{ y } x_i = D \\ 1 & \text{si } x_i > D \end{cases} \quad (A12)$$



Debido a que $F(x_i)$ se encuentra dentro del intervalo $[0, 1]$, para obtener el valor de x_i , es conveniente el uso de números aleatorios (R) generados uniformemente dentro del mismo rango $[0, 1]$. Para una función de densidad de probabilidad trapezoidal, el valor de x_i puede determinarse analítica o geoméricamente, al calcular la inversa de $F(x_i)$, es decir, $x_i = F^{-1}(R)$. R representa el área debajo de la curva $f(x)$ y a la izquierda de x_i .

❖ Cuando $A \leq x_i \leq B$, los valores de R se encuentran en el siguiente intervalo:

$$0 \leq R \leq \frac{B - A}{(D - A) + (C - B)} \quad (\text{A13})$$

El valor de x_i se calcula, igualando R con la función $F(x_i)$ de la ecuación (A12) como se muestra a continuación:

$$R = \frac{1}{(D - A) + (C - B)} \left[\frac{(x_i - A)^2}{B - A} \right] \quad (\text{A14})$$

El valor de x_i está dado por:

$$x_i = A + \sqrt{R(B - A)[(D - A) + (C - B)]} \quad (\text{A15})$$

❖ Cuando $B \leq x_i \leq C$, los valores de R se encuentran en el siguiente intervalo:

$$\frac{B - A}{(D - A) + (C - B)} \leq R \leq \frac{2C - B - A}{(D - A) + (C - B)} \quad (\text{A16})$$

El valor de x_i se calcula, igualando R con la función $F(x_i)$ de la ecuación (A12) como se muestra a continuación:

$$R = \frac{2x_i - B - A}{(D - A) + (C - B)} \quad (\text{A17})$$

El valor de x_i está dado por:

$$x_i = \frac{R[(D - A) + (C - B)] + (B + A)}{2} \quad (\text{A18})$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

❖ Cuando $C \leq x_i \leq D$, los valores de R se encuentran en el siguiente intervalo:

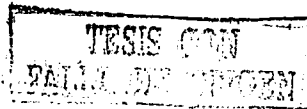
$$\frac{2C - B - A}{(D - A) + (C - B)} \leq R \leq 1 \quad (\text{A19})$$

El valor de x_i se calcula, igualando R con la función $F(x_i)$ de la ecuación (A12) como se muestra a continuación:

$$R = 1 - \frac{1}{(D - A) + (C - B)} \left[\frac{(D - x_i)^2}{D - C} \right] \quad (\text{A20})$$

El valor de x_i está dado por:

$$x_i = D - \sqrt{(1 - R)(D - C)[(D - A) + (C - B)]} \quad (\text{A21})$$



APÉNDICE B

ECUACIONES DE ESFUERZOS BAJO EFECTO TÉRMICO

Los esfuerzos debidos a los efectos térmicos se calcularon de la siguiente manera:

De acuerdo con la ley de Hooke las relaciones de esfuerzos contra deformación están dadas por:

$$\varepsilon_r - \alpha \Delta T = \frac{1}{E} [\sigma_r - \nu(\sigma_\theta + \sigma_z)] \quad (\text{B1})$$

$$\varepsilon_\theta - \alpha \Delta T = \frac{1}{E} [\sigma_\theta - \nu(\sigma_r + \sigma_z)] \quad (\text{B2})$$

$$\varepsilon_z - \alpha \Delta T = \frac{1}{E} [\sigma_z - \nu(\sigma_\theta + \sigma_r)] \quad (\text{B3})$$

en donde:

$\varepsilon_r, \varepsilon_\theta$ y ε_z =deformación radial, tangencial y axial respectivamente

σ_r, σ_θ y σ_z =esfuerzos radial, tangencial y axial respectivamente

α =coeficiente lineal de expansión térmica

ν =relación de Poisson

E =módulo de Young

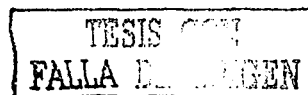
ΔT =diferencia de temperatura

Considerando la condición del plano de deformación, el desplazamiento axial es cero, de lo que resulta lo siguiente:

$$\varepsilon_z = 0 \quad (\text{B4})$$

De la ecuación (B3):

$$\sigma_z = \nu(\sigma_\theta + \sigma_r) - \alpha E \Delta T \quad (\text{B5})$$



Sustituyendo (B5) en (B1):

$$\varepsilon_r - (1 - \nu) \alpha \Delta T = \frac{(1 - \nu^2)}{E} \left[\sigma_r - \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_\theta \right] \quad (\text{B6})$$

Sustituyendo (B5) en (B2):

$$\varepsilon_\theta - (1 - \nu) \alpha \Delta T = \frac{(1 - \nu^2)}{E} \left[\sigma_\theta - \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_r \right] \quad (\text{B7})$$

Resolviendo para σ_θ y σ_r tenemos, de la ecuación (B6):

$$\sigma_r = \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right) [\varepsilon_r - (1+\nu)\alpha\Delta T] + \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_\theta \quad (\text{B8})$$

De la ecuación (B7):

$$\sigma_\theta = \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right) [\varepsilon_\theta - (1+\nu)\alpha\Delta T] + \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_r \quad (\text{B9})$$

Sustituyendo (B9) en (B8):

$$\sigma_r = \frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)} [(1-\nu)\varepsilon_r - (1+\nu)\alpha\Delta T + \nu\varepsilon_\theta] \quad (\text{B10})$$

Sustituyendo (B10) en (B9):

$$\sigma_\theta = \frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)} [(1-\nu)\varepsilon_\theta - (1+\nu)\alpha\Delta T + \nu\varepsilon_r] \quad (\text{B11})$$

La ecuación de equilibrio está dada por:

$$\frac{d\sigma_r}{dr} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = 0 \quad (\text{B12})$$

La relación entre deformación y desplazamiento está dada por:

$$\varepsilon_r = \frac{du}{dr} \quad \text{y} \quad \varepsilon_\theta = \frac{u}{r} \quad (\text{B13})$$

Sustituyendo (B11) y (B10) en (B12) y haciendo uso de la ecuación (B13), obtenemos:

$$\frac{d^2u}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{du}{dr} - \frac{u}{r^2} = \alpha \frac{(1+\nu)}{(1-\nu)} \frac{d\Delta T}{dr} \quad (\text{B14})$$

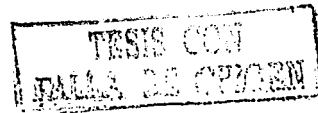
Arreglando la ec. (B14) de una forma más conveniente:

$$\frac{d}{dr} \left[\frac{1}{r} \frac{d(ru)}{dr} \right] = \alpha \frac{(1+\nu)}{(1-\nu)} \frac{d\Delta T}{dr} \quad (\text{B15})$$

Integrando dos veces, se obtiene lo siguiente:

$$u = \alpha \frac{(1+\nu)}{(1-\nu)} \frac{1}{r} \int r \Delta T dr + c_1 + \frac{c_2}{r} \quad (\text{B16})$$

Sustituyendo (B16) en (B13), obtenemos:



$$\epsilon_r = -\alpha \frac{(1+\nu)}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int r \Delta T dr + \alpha \frac{(1+\nu)}{(1-\nu)} \Delta T + c_1 - \frac{c_2}{r^2} \quad (\text{B17})$$

$$\epsilon_{\theta} = \alpha \frac{(1+\nu)}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int r \Delta T dr + c_1 + \frac{c_2}{r^2} \quad (\text{B18})$$

Sustituyendo las ecuaciones (B17) y (B18) en (B10):

$$\sigma_r = -\frac{\alpha E}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int r \Delta T dr + \frac{E}{(1+\nu)} \left[\frac{c_1}{(1-2\nu)} - \frac{c_2}{r^2} \right] \quad (\text{B19})$$

Sustituyendo las ecuaciones (B17) y (B18) en (B11):

$$\sigma_{\theta} = \frac{\alpha E}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int r \Delta T dr - \frac{\alpha E \Delta T}{(1-\nu)} + \frac{E}{(1+\nu)} \left[\frac{c_1}{(1-2\nu)} + \frac{c_2}{r^2} \right] \quad (\text{B20})$$

Sustituyendo las ecuaciones (B19) y (B20) en (B5):

$$\sigma_z = \frac{2\nu E c_1}{(1+\nu)(1-2\nu)} - \frac{\alpha E \Delta T}{(1-\nu)} \quad (\text{B21})$$

Suponiendo que la distribución de temperatura se realiza en forma de conducción de calor en una sola dimensión, válidas para valores de $a \leq r \leq R$, esta dada por:

$$T(r) = T_F - \frac{(T_F - T_{DF})}{\ln \frac{a}{R}} \ln \frac{r}{R} \quad (\text{B22})$$

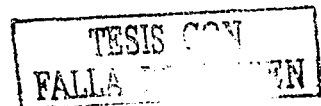
en donde:

- $T(r)$ =temperatura en un punto localizado a una distancia r desde el centro del pozo
- r =distancia radial a un punto desde el centro del pozo
- a =radio del pozo
- R =radio a un punto localizado muy lejos del pozo en donde la temperatura es igual a la temperatura de la formación.
- T_F =temperatura de la formación
- T_{DF} =temperatura de los fluidos de perforación

en donde el valor de ΔT está dado por:

$$\Delta T = T_F - T(r) \quad (\text{B23})$$

Sustituyendo la ec. (B22) en (B23):



$$\Delta T = \frac{(T_F - T_{DF})}{\ln \frac{a}{R}} \ln \frac{r}{R} \quad (\text{B24})$$

Para valores de $r \geq R$, $\Delta T=0$.

Sustituyendo los valores de ΔT de la ec. (B24) dentro de la ec. (B16) e integrando, obtenemos:

$$u = \frac{\alpha(1+\nu)}{(1-\nu)} \frac{(T_F - T_{DF})}{\ln \frac{a}{R}} \frac{r}{4} \left[2 \ln \frac{r}{R} - 1 \right] + c_1 r + \frac{c_2}{r} \quad (\text{B25})$$

Sustituyendo los valores de ΔT de la ec. (B24) dentro de la ec. (B19) e integrando, obtenemos:

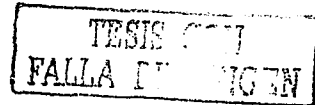
$$\sigma_r = - \frac{\alpha E}{(1-\nu)} \frac{(T_F - T_{DF})}{\ln \frac{a}{R}} \frac{1}{4} \left[2 \ln \frac{r}{R} - 1 \right] + \frac{E}{(1+\nu)} \left[\frac{c_1}{(1-2\nu)} - \frac{c_2}{r^2} \right] \quad (\text{B26})$$

Sustituyendo los valores de ΔT de la ec. (B24) dentro de la ec. (B20) e integrando, obtenemos:

$$\sigma_{\theta} = \frac{\alpha E}{(1-\nu)} \frac{(T_F - T_{DF})}{\ln \frac{a}{R}} \frac{1}{4} \left[2 \ln \frac{r}{R} - 1 \right] - \frac{\alpha E \Delta T}{(1-\nu)} + \frac{E}{(1+\nu)} \left[\frac{c_1}{(1-2\nu)} + \frac{c_2}{r^2} \right] \quad (\text{B27})$$

Para determinar las constantes de integración se emplearán las siguientes condiciones de frontera:

- 1) $\sigma_r = 0$ en $r=a$
- 2) Continuidad de u en $r=R$
- 3) Continuidad de σ_r en $r=R$



Aplicando la primer condición de frontera en la ec. (B26), obtenemos:

$$\frac{c_1}{(1-2\nu)} - \frac{c_2}{a^2} = - \frac{\alpha(1+\nu)}{(1-\nu)} \frac{(T_F - T_{DF})}{\ln \frac{a}{R}} \frac{1}{4} \left[2 \ln \frac{a}{R} - 1 \right] \quad (\text{B28})$$

Aplicando la segunda condición de frontera (continuidad de u) en la ec. (B25).

Para $a \leq r \leq R$ tenemos que en $r=R$:

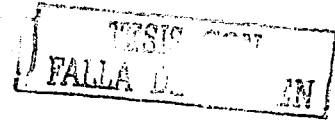
$$u = - \frac{\alpha(1+\nu)(T_F - T_{DF})R}{(1-\nu) \ln \frac{a}{R}} \frac{1}{4} + c_1 R + \frac{c_2}{R} \quad (\text{B29})$$

Para $r \geq R$, $\Delta T=0$ y la ec.(B15) se convierte en:

$$u = c'_1 r - \frac{c'_2}{r} \quad (\text{B30})$$

Para $r=R$

$$u = c'_1 R - \frac{c'_2}{R} \quad (\text{B31})$$



Aplicando la tercera condición de frontera (continuidad de σ_r) en la ec. (B26):

Para $a \leq r \leq R$ tenemos que en $r=R$

$$\sigma_r = \frac{\alpha E}{(1-\nu)} \frac{(T_F - T_{DF})}{\ln \frac{a}{R}} \frac{1}{4} + \frac{E}{(1+\nu)} \left[\frac{c_1}{(1-2\nu)} - \frac{c_2}{R^2} \right] \quad (\text{B32})$$

Para $r \geq R$, $\Delta T=0$ y la ec.(B19) se convierte en:

$$\sigma_r = \frac{E}{(1+\nu)} \left[\frac{c'_1}{(1-2\nu)} - \frac{c'_2}{r^2} \right] \quad (\text{B33})$$

Cuando $r \rightarrow \infty$, $\sigma_r = 0$ y $c'_1 = 0$, por lo que la expresión para σ_r en $r=R$ se transforma en:

$$\sigma_r = - \frac{E}{(1+\nu)} \left[\frac{c'_2}{R^2} \right] \quad (\text{B34})$$

Igualando la ec. (B32) con la ec.(B34):

$$\frac{\alpha E}{(1-\nu)} \frac{(T_F - T_{DF})}{\ln \frac{a}{R}} \frac{1}{4} + \frac{E}{(1+\nu)} \left[\frac{c_1}{(1-2\nu)} - \frac{c_2}{R^2} \right] = - \frac{E}{(1+\nu)} \left[\frac{c'_2}{R^2} \right] \quad (\text{B35})$$

De las ecuaciones (B29) y (B31) y sabiendo que $c'_1 = 0$.

$$- \frac{\alpha(1+\nu)(T_F - T_{DF})R}{(1-\nu) \ln \frac{a}{R}} \frac{1}{4} + c_1 R - \frac{c_2}{R} = \frac{c'_2}{R} \quad (\text{B36})$$

Las incógnitas en este punto son c_1 , c_2 y c'_2 .

Dividiendo la ecuación (B36) entre R y sustituyendo en (B35), se obtiene que $c_1=0$.

Sustituyendo este valor en la ec. (B28):

$$c_2 = -\frac{\alpha(1+\nu)(T_F - T_{DF})}{(1-\nu)} \frac{a^2}{\ln \frac{a}{R}} \frac{1}{4} \left[2 \ln \frac{a}{R} - 1 \right] \quad (\text{B37})$$

La expresión final para σ_r , σ_θ y σ_z se obtienen sustituyendo los valores de las constantes de integración dentro de las ecuaciones (B26), (B27) y (B21) respectivamente para $a \leq r \leq R$. Se incluye un incremento Δ enfrente de los esfuerzos σ_r , σ_θ y σ_z para recordar que esos valores son los cambios en los esfuerzos debidos a los efectos térmicos.

$$\Delta\sigma_r = \frac{\alpha E}{4(1-\nu)} \frac{(T_F - T_{DF})}{\ln \frac{a}{R}} \left[\frac{a^2}{r^2} \left(2 \ln \frac{a}{R} - 1 \right) - 2 \ln \frac{r}{R} + 1 \right] \quad (\text{B38})$$

$$\Delta\sigma_\theta = -\frac{\alpha E}{4(1-\nu)} \frac{(T_F - T_{DF})}{\ln \frac{a}{R}} \left[\frac{a^2}{r^2} \left(2 \ln \frac{a}{R} - 1 \right) + 2 \ln \frac{r}{R} + 1 \right] \quad (\text{B39})$$

$$\Delta\sigma_z = -\frac{\alpha E}{4(1-\nu)} \frac{(T_F - T_{DF})}{\ln \frac{a}{R}} \ln \frac{r}{R} \quad (\text{B40})$$

En el agujero ($r = a$) los componentes del esfuerzo debidos al efecto térmico son:

$$\Delta\sigma_r = 0 \quad (\text{B41})$$

$$\Delta\sigma_\theta = -\frac{\alpha E}{(1-\nu)} (T_F - T_{DF}) \quad (\text{B42})$$

$$\Delta\sigma_z = -\frac{\alpha E}{(1-\nu)} (T_F - T_{DF}) \quad (\text{B42})$$

Cuando el fluido de perforación enfría la formación, se genera un componente de esfuerzo de tensión. Los esfuerzos compresivos son considerados positivos.