

37

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS ESFUERZOS
IN SITU DE LA FORMACIÓN**

28774
157632

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
RAFAEL TORRES HERNÁNDEZ

DIRECTOR DE TESIS: M. I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



VERDAD Y JUSTICIA
AZULEMA EL
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-546

SR. RAFAEL TORRES HERNANDEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Joaquín Mendiola Sánchez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

METODOS PARA LA DETERMINACION DE LOS ESFUERZOS IN SITU DE LA FORMACION

- INTRODUCCION**
- I CONCEPTOS GENERALES**
- II METODOS GEOFISICOS Y DE PERFILAJE EN AGUJERO DESCUBIERTO**
- III METODOS A PARTIR DE NUCLEOS**
- IV METODOS MATEMATICOS COMBINADOS Y METODOS QUE UTILIZAN EXTENSOMETRO**
- V LAS OVALIDADES Y SU RELACION CON LOS ESFUERZOS IN SITU DE LA FORMACION**
- VI CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, a 25 de abril de 2000
EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

PP

NOMBRE DEL ALUMNO: RAFAEL TORRES HERNÁNDEZ

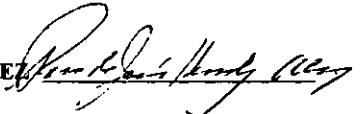
NÚMERO DE CUENTA: 8 5 3 5 9 4 0 - 2

TÍTULO DE TESIS: MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN
DE LOS ESFUERZOS IN SITU DE LA
FORMACIÓN.

DIRECTOR DE TESIS: M.I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ.

JURADO:

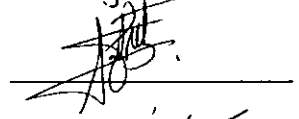
PRESIDENTE: QUIM. ROSA DE JESÚS HERNÁNDEZ ÁLVAREZ



VOCAL: M.I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ



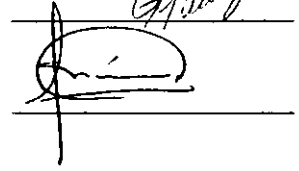
SECRETARIO: ING JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ



1ER. SPTE.: ING. NORMA ARACELI GARCÍA MUÑOZ



2DO. SPTE.: ING. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO



Este trabajo esta dedicado para aquellas personas que en algún momento y hasta la fecha han estado a mi lado, contando con su apoyo, y que confiaron en mi. Especialmente a mis padres Ma. Luisa y Rafael, por darme su cariño y aliento en los momentos difíciles de mi vida.

A mis hermanos Alfonso, Carlos, Javier(q.p.d.), Marco Antonio y Jaime por convivir conmigo y hacerme la vida más amena en todo este tiempo.

AGRADECIMIENTOS:

Agradezco a mi director de Tesis M. I. Joaquín Mendiola Sánchez, y a mi asesor el Ing. Herón Gachuz Muro, por su dedicación, tiempo en la asesoría y revisión de la presente Tesis.

Al honorable jurado por su paciencia e interés en la exposición de este trabajo escrito.

A la Facultad de Ingeniería por haberme dado esa gran oportunidad que es la formación de carácter y conocimientos.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme aceptado en su estudiantado desde el bachillerato y hasta la culminación de mi Licenciatura.

A mis amigos y compañeros que me dieron su amistad en el transcurso de este tiempo, especialmente a:

Alfonso Meneses, Alfonso Solis, Alejandro Betancourt, Salvador Hernández, Abdel Sierra, Ricardo Martínez, Rodolfo Morales, Cesar Espinosa, Jorge Pérez, Mauricio Gómez y Sergio Troncoso.

Y a mi mismo por haber salido adelante a pesar de toda restricción en la vida.

CONTENIDO:

Introducción.	1
1. CONCEPTOS GENERALES.	
1.1 Esfuerzos.	5
1.2 Presión de poro y esfuerzo efectivo.	12
1.3 Esfuerzos tectónicos.	13
1.4 Esfuerzos in situ.	14
1.4.1 Determinación del esfuerzo vertical.	17
1.4.1.1 Interpretación del registro de densidad.	18
1.4.1.2 Estimación de la densidad.	23
1.4.1.2.1 Métodos a partir de núcleos.	24
1.4.1.2.2 Métodos a partir de recortes de perforación.	24
1.4.1.2.3 Métodos indirectos a partir de perfiles.	25
1.4.2 Determinación de los esfuerzos horizontales.	27
2. MÉTODOS GEOFÍSICOS Y DE PERFILAJE EN AGUJERO DESCUBIERTO.	
2.1 Métodos geofísicos.	29
2.1.1. Dipmeter.	29
2.1.2. Emisión acústica.	35
2.2 Métodos de perfilaje en agujero descubierto.	37
2.2.1 Registro de imágenes.	37
2.2.2 Cámaras de televisión.	39
2.2.3 Registros de ovalización.	41
2.2.3.1 Ovalidades.	41
2.2.4 Registros de campo.	45
2.2.5 Empacadores de impresión.	46

3. MÉTODOS A PARTIR DE NÚCLEOS.

3.1	Preservación y manejo de núcleos en la superficie.	47
3.1.1	Aspectos generales.	48
3.1.2	Lutitas.	49
3.1.3	Areniscas.	50
3.1.4	Arenas no consolidadas.	50
3.1.5	Ensayos de laboratorio.	51
3.1.5.1	Ensayos uniaxiales.	52
3.1.5.2	Ensayos triaxiales.	53
3.1.5.3	Ensayos drenados y no drenados.	54
3.1.6	Criterios de falla.	54
3.2	Microfracturamientos.	55
3.2.1	Interpretación de un ensayo de microfractura.	59
3.2.2	Análisis de resultados de los ensayos de microfractura.	61
3.3	Pruebas de recuperación anaelástica de la deformación.	62
3.3.1	Descripción del equipo ASR 3D.	63
3.3.2	Base teórica.	66
3.3.3	Resultados obtenidos de las mediciones.	72
3.3.4	Resultados obtenidos de los ensayos.	74
3.3.5	Resultados obtenidos considerando sólo cuatro deformaciones.	80
3.3.6	Magnitudes de los esfuerzos calculados.	84
3.4	Análisis de la anisotropía acústica.	85
3.4.1	Objetivos.	85
3.4.2	Requerimientos de la muestra y aplicaciones.	85
3.4.3	Método de Velan.	86
3.4.4	Procedimiento experimental.	87
3.4.5	Modelo de Thomsen.	89
3.5	Método de relajación de esfuerzos.	91

4. MÉTODOS MATEMÁTICOS COMBINADOS Y MÉTODOS QUE UTILIZAN EXTENSÓMETRO.

4.1 Métodos matemáticos combinados.	93
4.1.1 Técnica de inversión a partir de microfracturamientos en pozos inclinados.	93
4.1.1.1 Base teórica.	96
4.1.2 Técnicas de análisis de imágenes.	105
4.2 Métodos que utilizan extensómetro.	110
4.2.1 Pruebas de microfractura con extensómetro.	110
4.2.1.1 Descripción de la metodología adoptada.	111
4.2.1.2 Procedimiento operacional de un ensayo THE.	114

5. LAS OVALIDADES Y SU RELACIÓN CON LOS ESFUERZOS IN SITU DE LA FORMACIÓN.

5.1 Existencia de ovalidades en el pozo.	117
5.2 Mecanismos que lo originan.	124
5.2.1 Efecto del fluido de perforación en la ovalidad de un pozo.	130
5.2.2 Fricción de las rocas.	132
5.3 Detección de una ovalidad.	134

6 CONCLUSIONES.

APÉNDICE.

BIBLIOGRAFÍA.

LISTA DE FIGURAS

1.1.a	Componentes de los esfuerzos normales de corte.	6
1.1.b	Ejemplo de la trayectoria de un pozo diseñada en función de las variaciones del campo de esfuerzos.	7
1.1.c	Descomposición de esfuerzos en dos dimensiones.	8
1.1.d	Diagrama de distribución de esfuerzos en un cilindro.	10
1.1.e	Magnitudes de los esfuerzos en función de la profundidad.	16
1.1.f	Ilustración de un perfil de densidad versus profundidad.	19
1.1.g	Ilustración de la integración del perfil de sobrecarga.	20
1.1.h	Ilustración de un perfil de resistividad versus profundidad.	20
2.1	Calibrador mecánico multibrazos.	30
2.2	Ejemplos de registros de caliper y la común interpretación geométrica del agujero.	32
2.3	Registro de calibración y azimut del patín I (C1 y C2 son los calibradores).	33
2.4	Resultados después de correr el registro de calibración.	34
2.5	Resultados de la corrida de un transductor acústico.	36
2.6	Registro televiever en una sección de 7.5 m de un pozo perforado en roca granítica.	38
2.7	La cámara de video muestra una herramienta atascada y rodeada por la línea de cable.	40
2.8	El video muestra una entrada de aceite en el fondo del pozo.	41
2.9	Posibles condiciones de la sección transversal de un pozo.	42
2.10	Sección transversal típica de un pozo con presencia de ovalización.	43
3.2.a	Gráfico de una prueba de microfracturamiento.	58
3.3.a	Ejemplo de dos núcleos preparados para un ensayo ASR 3D.	64
3.3.b	Celda de medición ASR 3D equipado con los LVDT's para la determinación de las deformaciones residuales.	64
3.3.c	Muestras de la formación instaladas para efectuar un ensayo ASR 3D.	65
3.3.d	Representación esquemática de una operación de toma de núcleo. Fase I, corte de muestra, Fase II, maniobra de elevación del barril y Fase III, recuperación del núcleo.	67

3.3.e	Ejemplo de relajación de la deformación del núcleo durante su recuperación.	68
3.3.f	Estado de esfuerzos antes (a) y después del corte σ_1 , σ_2 , σ_3 . (b) $P_{1,(11X)}$ presión del fluido de perforación.	69
3.3.g	Sistema de coordenadas utilizado en los cálculos de las direcciones principales de tensión del campo de esfuerzos.	72
3.3.h	Valores de las deformaciones residuales medidas por el ASR 3D para el pozo 7-ET-670-RN. Muestra 1, a) primera medición, b) segunda medición.	75
3.3.i	Evolución de las deformaciones residuales para los pozos 7-ET-670-RN. Muestra 2 a) primera medición b) segunda medición.	75
3.3.j	Determinación de las deformaciones principales calculadas a partir de la evolución de las deformaciones en la muestra del pozo 7-ET-670-RN.	76
3.3.k	Deformaciones principales calculadas considerando las deformaciones medidas en el pozo 7-ET-670-RN.	76
3.3.L	Ejes de coordenadas empleados en las mediciones de las deformaciones por el ASR 3D.	77
3.3.m	Azimuths calculados de las deformaciones principales, siendo consideradas las seis deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 1: a) primera medición, b) segunda medición.	77
3.3.n	Azimuths calculados de las deformaciones principales, considerando las seis deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia, para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 2 a) primera medición, b) segunda medición	78
3.3.o	Inclinaciones calculadas de las deformaciones principales, se consideran las seis deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia, para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 1: a) primera medición; b) segunda medición.	79
3.3.p	Inclinaciones calculadas de las deformaciones principales, considerando las seis deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia, para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 2: a) primera medición; b) segunda medición.	79

3.3.q	Simplificación teórica para el análisis de datos de medición de deformaciones residuales en las rocas: a) el sistema de ejes simplificados; b) deformaciones del problema simplificado.	80
3.3.r	Deformaciones principales calculadas donde se consideran cuatro deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia, para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 1: a) primera medición; b) segunda medición.	81
3.3.s	Deformaciones principales calculadas en donde son consideradas cuatro deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia, para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 2: a) primera medición; b) segunda medición.	81
3.3.t	Azimuts calculados de las deformaciones principales, donde se consideran cuatro deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia, para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 1: a) primera medición; b) segunda medición.	82
3.3.u	Azimuts calculados de las deformaciones principales, donde se consideran cuatro deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia, para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 2: a) primera medición; b) segunda medición.	82
3.4.a	Vista esquemática en el plano horizontal, del desarrollo de fisuras internas causado por la relajación de esfuerzos.	87
3.4.b	½ vista lateral del contorno de la medición azimutal de onda P.	88
3.4.c	Comparación entre las velocidades previstas por el modelo de Thomsen y las velocidades medidas en el laboratorio.	91
3.5.a.	Núcleo de un pozo vertical para el método de relajación de esfuerzos.	92
4.1.1.a	Geometría de pozos con diferente azimut y dirección.	97
4.1.1.b	Configuración básica del problema de determinación del campo de esfuerzos por la técnica de inversión de leak-offs.	99
4.1.2.a	Parámetros que definen la ovalización.	109
4.2.1.a	Esquema de la herramienta T.H.E. en fondo de pozo.	112
5.1 a)	Registro televiever en una sección de 7.5 m de un pozo perforado en una roca granítica en Montículo, Carolina del Sur. La oscuridad sinusoidal (baja reflectividad) en el televiever a 794.5 m es debida a un plano de fractura interceptando el agujero	

- como se ilustra en la figura 5.1.b. Las bandas verticales oscuras separadas aproximadamente 180° corresponden a una reflexión de baja amplitud que proviene de ovalidades mostradas en la figura 5.1.d. b) Un plano de fractura intersectando el agujero, produce una banda oscura sinusoidal en el registro de reflectividad. c) Fotografía de un registro de osciloscopio, que muestra como el tiempo de viaje en función del azimut es determinado por una simple rotación del transductor acústico, a una profundidad de cerca de 797 m. 600 pulsos acústicos reflejados (una rotación del transductor) son desplegados lado por lado como una función del azimut con la amplitud de la intensidad de la reflexión de la amplitud modulada. d) Forma del agujero correspondiente a los datos mostrados en la figura 5.1.c. Las ovalidades tienen aproximadamente 35° de amplitud y alarga el radio del agujero cerca de 15 mm. 119
- 5.2 a) Sección de un registro televiever de un pozo en Auburn que muestra zonas del agujero con elongaciones u ovalidades (bandas oscuras). b) Sección transversal de una ovalidad a 1475.8 m. (flecha en la fig. a). También se muestra la orientación de los principales esfuerzos horizontales, determinados con pruebas de fracturamiento hidráulico en este pozo. 120
- 5.3 I) Ovalidades representativas en un pozo en Auburn, Nueva York, el área sombreada representa la diferencia entre la forma observada del agujero y el diámetro nominal del mismo. II) Ovalidades representativas en granito del pozo Montículo 2 cerca de Montículo, sur de Carolina. 121
- 5.4 Ovalidades representativas en toba de pozos perforados en Nevada. 122
- 5.5 Variación del azimut de la ovalidad en función de la profundidad para un pozo en Auburn determinado con el registro televiever. Se muestra el azimut de σ_h a 593 y 919 m; determinado con pruebas de fracturamiento hidráulico. 123
- 5.6 Diagrama que muestra la longitud total de las ovalidades de un pozo en Auburn, determinada con el registro televiever. También se muestra el azimut de σ_{II} inferido de estas ovalidades junto con el azimut de σ_{II} medido con pruebas de fracturamiento hidráulico. 123

LISTA DE TABLAS.

3.3.1 Comparación entre los azimuts obtenidos por el equipo ASR 3D, y mediciones de anisotropía de ondas P en las muestras del pozo 7-ET-670-RN.	83
3.3.2 Valores utilizados para el cálculo de las magnitudes de las tensiones principales.	84
3.3.3 Magnitudes de los esfuerzos principales para el pozo 7-ET-670-RN, calculados por la simplificación de las mediciones del ASR 3D.	85
4.1.1 Resumen de los azimuts medidos.	96
5.1 Coeficientes de fricción de rocas y minerales.	133

5.7 a) Orientación de las superficies potenciales de falla. b) Área en la que se espera la ovalidad.	126
5.8 Tamaños teóricos de ovalidades al ser sometidos a diferentes concentraciones de esfuerzos.	127
5.9 Relación entre la máxima profundidad, amplitud y relación de esfuerzos de las ovalidades. Las curvas corresponden a ovalidades con varios valores de ϕb , donde $\mu=0.6$ y $\Delta P=0$. Ejemplo de un pozo en Auburn, Nueva York.	130
5.10 Efecto del exceso de presión en el pozo en el tamaño de la ovalidad. a) La presión en el pozo es igual que en la formación ($\Delta P=0$). b) La presión en el pozo es mayor que en la formación ($\Delta P=362.6 \text{ lb/pg}^2$). c) La presión en el pozo es menor que en la formación ($\Delta P= -362.6 \text{ lb/pg}^2$).	131
5.11 Configuraciones del agujero para diferentes condiciones. a) agujero dentro del calibre. b) uno de los calibradores es menor debido a el enjarre de lodo. c) ovalidad, un calibrador es mayor al otro. d) agujero lavado, ambos diámetros son mayores que el del agujero. e) fractura interceptando al agujero. f) fractura interceptando al agujero, pero no a lo largo de su eje.	135
5.12 diagrama de bloques del proceso de cálculo para determinar los esfuerzos in situ de la formación.	139
5.13 Comportamiento del estado de esfuerzos horizontales máximos y mínimos del resultado de la corrida del programa.	140
5.14 Comportamiento de los datos recopilados en el archivo "MIZTLI.DAT", de un registro Caliper de 4 brazos.	141

INTRODUCCIÓN.^{1, 2, 3, 4}

Los yacimientos petroleros más importantes de México se encuentran en la porción sureste de la República Mexicana, donde predominan las formaciones naturalmente fracturadas. Los altos gastos de producción en muchos de estos campos están relacionados con la porosidad secundaria, por cavernas de disolución y por fracturas, de tal forma que es necesaria la localización y la definición de la orientación de los sistemas de esfuerzos y fracturas para la correcta explotación del yacimiento, con el objeto de incrementar la producción y por lo tanto la recuperación de los mismos.

Los costos de extracción del petróleo son cada día más altos y los índices de pozos exitosos son cada vez menores, por lo que los pozos son una fuerte opción a futuro.

Uno de los conceptos más importantes que se deben tener en cuenta para la selección de la trayectoria de un pozo vertical u horizontal en yacimientos naturalmente fracturados, es el cálculo de los esfuerzos de un agujero, ya que estos ayudan en la planeación de la perforación, del diseño del pozo, de los tratamientos de fracturamiento hidráulico, colapso del agujero, dirección y orientación de las fracturas, en procesos de inyección de agua y en la dirección y estabilidad de pozos desviados u horizontales.

El conocimiento de los esfuerzos de un campo es un factor predominante en cualquier trabajo relacionado con la industria petrolera, la cual esta usando técnicas tales como las pruebas de microfractura y pruebas sobre la recuperación de la deformación en núcleos cada vez con mayor frecuencia. El esfuerzo de sobrecarga es fácilmente obtenido de registros y si conocemos los esfuerzos horizontales, se pueden usar los principios de la mecánica de rocas para analizar problemas de agujero tales como el fracturamiento, perdidas de circulación, colapso y producción de arena. También, existe un potencial para reducir los problemas del agujero planeando la trayectoria, la dirección del agujero y de los disparos. El fracturamiento hidráulico es un método

importante para estimular yacimientos compactos, las fracturas se propagarán a un ángulo de 90° del esfuerzo principal horizontal máximo. Sin embargo es también importante conocer los esfuerzos del campo para planear un apropiado drenaje.

La experiencia muestra que los esfuerzos de un campo son típicamente no hidrostáticos. Esto permite que los tres esfuerzos principales tengan diferentes magnitudes, dicha suposición es válida también para agujeros profundos. Tradicionalmente los dos esfuerzos horizontales se han considerado iguales debido a la carencia de datos. En este trabajo se presenta un método llamado "Técnica de Análisis de Imágenes", esta técnica utiliza simulación matemática para retroanálisis, que fue propuesta por Zoback en 1985 y permite calcular la magnitud y dirección de los esfuerzos principales de la formación a partir de ovalidades medidas por un registro de calibración (Caliper) en combinación de un registro de imágenes UBT, también se presenta el método llamado "Técnica de Inversión Matemática", el cual permite, en base a datos de pruebas de admisión (leak off), obtener la magnitud de los dos esfuerzos horizontales principales, así como la dirección de cada uno de ellos.

Muchos pozos costa afuera se desvían, esto implica que en adición a la presión de fracturamiento, la presión de poro, el esfuerzo de sobrecarga y la profundidad, dos parámetros adicionales se asocian con cada prueba de admisión, estos son el azimut y la inclinación del agujero. La Técnica de Inversión Matemática y la Técnica de Análisis de Imágenes arrojan resultados de la magnitud y orientación de los esfuerzos compresivos del campo, los cuales nunca son iguales por lo que con estos datos se puede suponer la dirección de las fracturas y proponer la dirección óptima de un pozo. La dirección de los esfuerzos máximos y mínimos horizontales determinará cual de este juego de fracturas se pondrá a producción. La experiencia de campo indica que la mejor dirección es perforar para encontrar el número máximo de fracturas abiertas que sean paralelas con el esfuerzo compresivo mínimo.

Este trabajo tiene como contenido lo siguiente: Al inicio se menciona brevemente cual es el objetivo de la tesis, cuales son sus alcances y limitaciones, los fines de la misma, y describe brevemente las circunstancias que dio origen a dicha problemática. El capítulo 1 llamado

conceptos generales consiste básicamente en definir las bases teóricas de los conocimientos relacionados con el tema, como son los medios por los cuales se inicia la obtención de los parámetros relacionados con el momento de la perforación, tales como las consideraciones para la obtención de los esfuerzos, variaciones en las paredes del pozo, presión de poro, esfuerzo efectivo, etc.

En los capítulos 2, 3 y 4 se describen los métodos para la determinación de los esfuerzos principales, en que consisten, cuales son, como están divididos, uso de cada uno de ellos, deficiencias, limitaciones y como mejoran al momento de combinarlos. Estos capítulos son: El capítulo 2 llamado "métodos geofísicos y de perfilaje en agujero descubierto", el capítulo 3 como "métodos a partir de núcleos", el capítulo 4 llamado "métodos matemáticos combinados y métodos que utilizan extensómetro".

El capítulo 5 se le llama "Las ovalidades y su relación con los esfuerzos in situ de la formación", en este capítulo se describe que es una ovalidad, su existencia en los pozos, mecanismos que lo originan, como detectar una ovalidad, que tan importante es detectarla y como nos ayuda grandemente, para la determinación, la dirección y magnitud de los esfuerzos en las paredes del pozo.

I. CONCEPTOS GENERALES.⁵

La mecánica de rocas en la industria petrolera es de gran importancia, por lo que el Ingeniero de Perforación debe manejarla perfectamente, por ejemplo debe ser capaz de predecir el comportamiento mecánico de las formaciones en el subsuelo, lo cual es clave en la prevención de problemas de inestabilidad del agujero durante la perforación de pozos. Si la deformación de las rocas da como resultado una importante contracción del agujero, el movimiento de la barrena se puede restringir o bien la introducción de la tubería de revestimiento puede ser difícil. Si la deformación resulta en un agrandamiento del agujero, la formación se puede fracturar y provocar por ende una pérdida de circulación. La predicción del comportamiento mecánico del yacimiento es esencial también para la terminación del pozo así como para los programas de estimulación.

El uso de la mecánica de rocas en la industria petrolera ha predominado desde mediados del presente siglo para explicar cualitativa y cuantitativamente diversos comportamientos como son: La orientación de las fracturas, algunas respuestas del yacimiento inesperadas (por ejemplo; menos producción después de una estimulación y declinación de la presión en pozos que circundan un pozo de inyección), fallas de la tubería de revestimiento, colapso de la matriz de la roca durante la producción, problemas de estabilidad del agujero, etc.

La mayor contribución fue la de Hubbert y Willis, los cuales indicaron un incremento diferencial de esfuerzos dentro de la corteza de la tierra. Hasta entonces, todas las consideraciones de diseño se basaron en la suposición de que un estado isostático de esfuerzos prevalecía en cualquier zona.

Conforme se lograron terminaciones de pozos más profundas, los colapsos y las inestabilidades llegaron a ser más comunes. Las causas de estos problemas se debieron a las grandes fuerzas tectónicas y los conceptos desarrollados por los ingenieros de minas fueron aplicados, estos trabajos indicaron que las rocas estaban muy lejos de ser cuerpos inertes. Las

rocas tienen un comportamiento definido que es completamente receptivo a disturbios creados por el hombre. A partir de esto, las investigaciones se enfocaron en la definición de los parámetros necesarios para la apropiada caracterización de las formaciones productoras. Los núcleos entonces, no se tomaron sólo para la determinación de la porosidad, permeabilidad y litología sino también para efectuarles pruebas mecánicas bajo condiciones simuladas de fondo.

Es de vital importancia conocer las propiedades mecánicas de las rocas que se tienen en el subsuelo y que afectan directamente el mecanismo de fracturamiento, así como los esfuerzos ejercidos en el yacimiento a los cuales están sujetas las formaciones.

1.1 ESFUERZOS. ^{5,9}

Cuando uno considera un plano orientado aleatoriamente de área ΔA , centrado sobre un punto P dentro del cuerpo, a través del cual actúa una fuerza resultante ΔF , el esfuerzo σ , en ese punto esta definido como:

$$\sigma = \lim_{\Delta A \rightarrow 0} \left(\frac{\Delta F_n}{\Delta A} \right) \quad \text{Ec. 1.1}$$

Por lo tanto, este esfuerzo es expresado como una fuerza por unidad de área. Por convención, la compresión se toma a ser positiva debido a que las fuerzas prevalecientes a profundidades son usualmente compresivas por naturaleza. Este esfuerzo resultante σ , se puede descomponer en una componente normal también denotada por σ , y una componente de corte τ (fig. 1.1.a). La componente de corte τ , tiende a "cortar" el material en el plano ΔA .

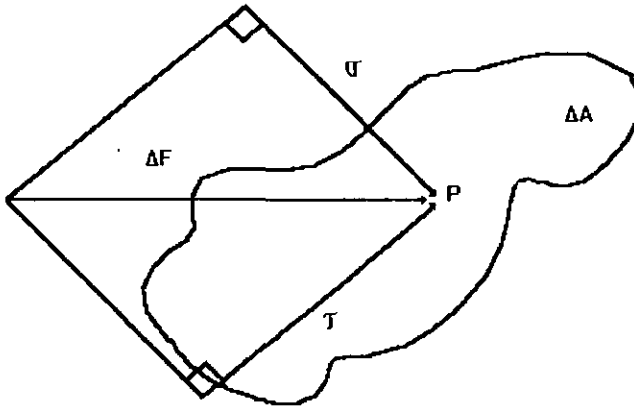


Fig. 1.1.a Componentes de los esfuerzos normales de corte.

Debe enfatizarse que una cantidad infinita de planos se pueden trazar a través de un punto dado. Aunque la fuerza resultante actuando sobre estos planos es la misma, los esfuerzos que actúan sobre ellos son diferentes debido a sus diversas inclinaciones. Por tanto, para una descripción completa del esfuerzo se debe especificar además de su magnitud, dirección y sentido, la superficie sobre la cual dicho esfuerzo actúa. Consecuentemente los esfuerzos se describen por tensores.

En general, el campo de esfuerzos puede experimentar variaciones con la profundidad. Es común observar situaciones en las cuales a medida que aumenta la profundidad se observan variaciones en el ordenamiento relativos de los esfuerzos. Para efectos de ilustración en la figura 1.1.b se muestran las consecuencias prácticas de estas variaciones en el campo de esfuerzo sobre la trayectoria de un pozo horizontal. Típicamente, en la sección superficial el ordenamiento relativo de los esfuerzos corresponda a $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$, señala que la condición óptima corresponde a la perforación de una sección vertical.

A medida que aumenta la profundidad se presenta un cambio en este ordenamiento, ahora $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$. En este caso, la dirección (azimut) del esfuerzo mínimo horizontal juega un papel fundamental. Posteriormente, y a la profundidad del yacimiento se observa de nuevo un cambio en el ordenamiento de los esfuerzos ($\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$), en la dirección de σ_h y una vez más por diseño conviene un nuevo cambio en la dirección del agujero como indica la figura 1.1.b.

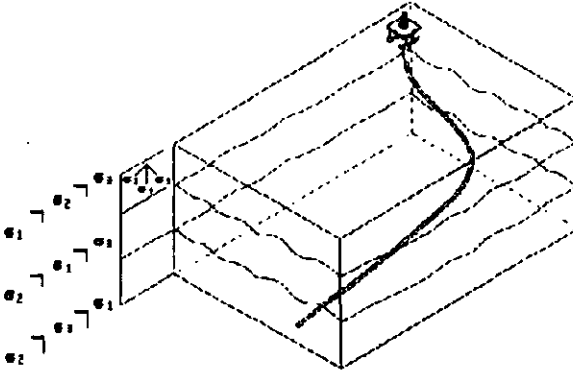


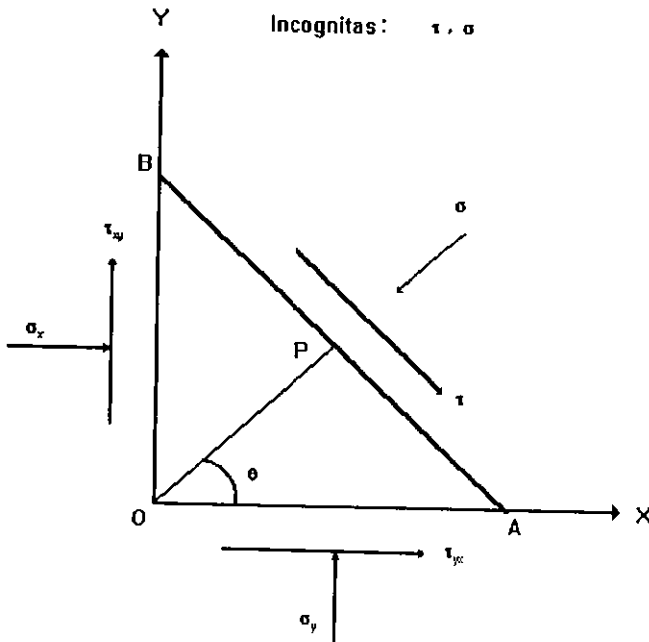
Fig. 1.1.b Ejemplo de la trayectoria de un pozo diseñada en función de las variaciones del campo de esfuerzos.

Por ejemplo, si se considera, por simplicidad, una situación en dos dimensiones (fig. 1.1.c), se puede ver que si σ_x , σ_y , y τ_{xy} son conocidos, el estado de esfuerzos de cualquier plano puede obtenerse usando las siguientes expresiones :

$$\sigma = \sigma_x \cos^2 \theta + 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta + \sigma_y \sin^2 \theta \quad \text{Ec. 1.2}$$

$$\sigma = \frac{1}{2} (\sigma_y - \sigma_x) \sin 2\theta + 2\tau_{xy} \cos 2\theta \quad \text{Ec. 1.3}$$

Donde σ_i representa la componente del esfuerzo normal actuando en una dirección normal a la dirección " i " y τ_{ij} representa la componente del esfuerzo de corte, actuando perpendicularmente a la dirección " i " y paralela a la dirección " j ". Note también que $\tau_{ij} = \tau_{ji}$. Estas expresiones se obtuvieron aplicando las ecuaciones del equilibrio de fuerzas a lo largo de las direcciones σ y τ respectivamente.



Nota: La conservación del movimiento angular requiere de

$$\tau_{xy} = \tau_{yx}$$

Fig. 1.1.c Descomposición de esfuerzos en dos dimensiones.

Si generalizamos este concepto en tres dimensiones, se puede mostrar que seis componentes independientes del esfuerzo (3 componentes de corte y 3 componentes normales) son necesarias para definir los esfuerzos inequívocamente. El vector de esfuerzos para cualquier

dirección de ΔA , se encuentra generalmente planteado por las ecuaciones de equilibrio de fuerzas en varias direcciones.

Siempre existen 3 orientaciones ortogonales de ΔA para las cuales las componentes del esfuerzo de corte se anulan; estas son referidas como los planos principales. En dos dimensiones, las expresiones para estos esfuerzos principales se encuentran haciendo $\tau = 0$ en la ecuación 1.3, o tomando la derivada de la ecuación 1.2 con respecto al ángulo θ e igualándola a cero. En los dos casos resulta la siguiente expresión:

$$\sigma_{v, H} = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) \pm \sqrt{\left[\tau_{xy} + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \right]^2} \quad \text{Ec. 1.4}$$

actuando sobre el plano orientado en un ángulo dado por :

$$\theta = \frac{1}{2} \arctg \left(\frac{2\tau_{xy}}{\sigma_x - \sigma_y} \right) \quad \text{Ec. 1.5}$$

donde:

σ_v y σ_H son las componentes de los dos esfuerzos principales.

Para una situación que correspondería a un pozo vertical donde generalmente se asume que el esfuerzo vertical es principal, o a un pozo horizontal en la dirección de σ_H o σ_h , la descripción general de las ecuaciones toman en cuenta la anisotropía de los esfuerzos locales en donde la magnitud de los esfuerzos varía en las tres direcciones principales.

En el caso de un pozo vertical los esfuerzos radiales y tangenciales en la pared del agujero están dados por el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\sigma_\theta = 3\sigma_H - \sigma_h - P_{L,ODO} - P_{fm} \quad \text{Ec. 1.6}$$

$$\sigma_z = \sigma_v - P_{fm} \quad \text{Ec. 1.7}$$

$$\sigma_r = P_{L(OD)} - P_{fm} \quad \text{Ec. 1.8}$$

Por conveniencia se ha adoptado un sistema de coordenadas cilíndricas (fig. 1.1 d).

donde:

σ_θ el esfuerzo tangencial sobre la pared del agujero.

σ_z el esfuerzo en la dirección del eje del pozo.

σ_r el esfuerzo en la dirección radial.

$P_{L(OD)}$ la presión sobre la formación ejercida por los fluidos en el agujero (peso de lodo).

P_{fm} la presión de poro o de la formación.

La combinación de la ecuación 1.6, 1.7 y 1.8, con algún criterio de falla, es la operación que permite tener estimados del peso del lodo para soportar las paredes del agujero.

El término falla no debe interpretarse como pérdida del agujero, sino como el inicio de una deformación que puede y debe ser controlada pues de lo contrario puede ocurrir las graves consecuencias asociadas a la inestabilidad del agujero.

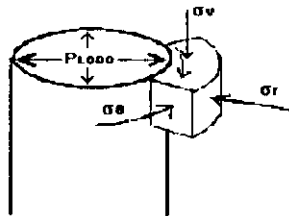


Fig. 1.1.d Diagrama de distribución de esfuerzos en un cilindro.

Las condiciones naturales de formación de las capas terrestres conlleva a la generación de un estado de esfuerzos natural, el cual se crea por el peso de los sedimentos. Considere un elemento a cualquier profundidad H. Este elemento estará sujeto a una carga geostática σ_v , esfuerzo total vertical, llamada también presión de sobrecarga, debida al peso de los sedimentos superpuestos. Este esfuerzo crea en el elemento considerado otros dos esfuerzos totales horizontales, perpendiculares entre sí y que en condiciones naturales serán iguales σ_H y σ_h .

A cada uno de estos esfuerzos σ_v , σ_H y σ_h le corresponderá una reacción de igual magnitud pero de sentido contrario. Si el peso específico promedio de los estratos (ρ), se proporciona en [gr/cm^3] y la profundidad a la que se encuentra el elemento considerado (H) en [m], se tiene:

$$\sigma_v = \left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right) = \frac{1}{10} * \rho \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right) * D(\text{mts}). \quad \text{Ec. 1.9}$$

En lo general ρ , para las rocas comunes varia entre 2.0 y 2.6 gr/cm^3 , dependiendo de la profundidad a la que se encuentre. Bajo este estado natural de esfuerzos $\sigma_H = \sigma_h$ y este valor puede calcularse por medio de la ley de Hooke (en tres dimensiones) obteniéndose:

$$\sigma_H = \sigma_h = \sigma_v * \frac{\nu}{1 - \nu} \quad \text{Ec. 1.10}$$

donde

ν es la relación de Poisson.

El estado natural de esfuerzos así definidos raramente se tiene en el subsuelo, debido a la evidencia que presentan las formaciones de estar o haber estado sujetas a fuerzas tectónicas distorsionando los valores de σ_{II} y σ_h . Entonces, en lo general :

$$\sigma_v \neq \sigma_{II} \neq \sigma_h$$

Ec. 1.11

donde:

- σ_{II} la magnitud del esfuerzo horizontal máximo.
- σ_h la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo.
- σ_v la magnitud del esfuerzo vertical o de sobrecarga.

Y en vista de que se asume que este último esfuerzo actúa axialmente en el eje del pozo se requiere de un parámetro adicional correspondiente al azimut de uno de los esfuerzos horizontales. Generalmente, se especifica el valor correspondiente al ángulo del menor de los esfuerzos horizontales (σ_h).

Sólo en el caso que la región geológica este tectónicamente en reposo; $\sigma_{II} = \sigma_h$ y se puede aplicar la ecuación 1.10, siendo σ_v calculable en cualquier caso.

1.2 PRESIÓN DE PORO Y ESFUERZO EFECTIVO. ⁵

La presión de poro en el yacimiento juega un papel muy importante, ya que soporta una parte del esfuerzo total aplicado. Por lo que, solo una porción del esfuerzo total llamada la componente del esfuerzo efectivo es soportada por la matriz de la roca. Además, la presencia de fluido moviéndose libremente en el medio poroso introduce una característica dependiente del tiempo a la respuesta mecánica de la roca. En 1923 Terzaghi introdujo el concepto de esfuerzo efectivo y propuso la siguiente relación:

$$\sigma' = \sigma - P_{fm} \quad \text{Ec. 1.12}$$

donde:

σ es el esfuerzo total aplicado.

σ' es el esfuerzo efectivo.

P_{fm} es la presión de poro.

La ley de Terzaghi fue modificada (Handin, 1963) aplicando un factor de corrección al término de la presión de poro, el cual implicó que la cementación existente entre los granos previene la magnitud total de la presión de poro contrarrestando la carga aplicada, es decir:

$$\sigma' = \sigma - \alpha * P_{fm} \quad \text{Ec. 1.13}$$

donde:

α es la constante poroelástica.

La constante poroelástico α varía de 0 a 1 y es un parámetro que describe la eficiencia de la presión del fluido en contrarrestar el esfuerzo total aplicado. Este valor depende de la geometría del poro y de las propiedades físicas del sólido. Típicamente para un pozo petrolero α es igual a 0.7.

1.4 ESFUERZOS TECTÓNICOS.⁵

Las fuerzas tectónicas resultantes de los grandes movimientos de la corteza terrestre introduce una componente direccional adicional, la cual se puede sumar vectorialmente a los componentes previamente explicados. La influencia de tales fuerzas tectónicas guía a una condición en la cual las dos componentes de los esfuerzos horizontales son diferentes. Este régimen tectónico también contribuye para agudizar el contraste en los esfuerzos existentes entre litologías adyacentes.

Este hecho es importante para el fracturamiento hidráulico, debido a que las fracturas se propagan paralelamente a la componente del esfuerzo principal mínimo. Esto permite que a profundidades someras, los esfuerzos horizontales puedan ser mayores al esfuerzo de sobrecarga y se puedan inducir fracturas horizontales, abajo de esta profundidad crítica prevalecen las fracturas verticales.

Junto con las características de resistencia mecánica de la formación, el conocimiento del campo de esfuerzos, permite establecer el peso adecuado del fluido para la perforación de pozos, y en el caso de pozos horizontales, la mejor trayectoria puede corresponder a su alineación con el menor esfuerzo horizontal, aunque desde el punto de vista de producción, puede corresponder su orientación con la mayor permeabilidad direccional (paralela a σ_h).

Si se tiene planeado perforar un pozo, este puede perforarse de tal forma que las fracturas proporcionen mayor conductividad basándose en la dirección y magnitud de los esfuerzos horizontales en un pozo. Si no existe base de datos o historia de pozos anteriores, se deberán realizar pruebas para conocer dichos esfuerzos, actualmente existen diversos métodos que se complementan para la determinación del campo de esfuerzos.

1.5 ESFUERZOS IN SITU.^{5,9}

Un yacimiento, depositado en una cuenca sedimentaria, esta sujeto a una cierta cantidad de presión proveniente de los estratos rocosos suprayacentes. Generalmente, las rocas subterráneas tienen que sostener el peso de las formaciones superiores. La magnitud del esfuerzo vertical, a una determinada profundidad H esta dado por:

$$\sigma_v = \int_0^H \rho (h) g \, dh \quad \text{Ec. 1.14}$$

donde:

ρ es la densidad de las rocas suprayacentes.

g es la aceleración de la gravedad.

El valor de esta componente de esfuerzos puede obtenerse fácilmente de la integración del registro de densidad. Si dicho registro no está disponible, se puede utilizar el valor de 1.0 a 1.1 psi/ ft para calcularlo aproximadamente.

La predicción de los esfuerzos horizontales se basa en dos diferentes premisas. Estas dos premisas son comúnmente confundidas debido a que para áreas tectónicamente relajadas, las dos predicen aproximadamente la misma relación de 1/3 entre el esfuerzo horizontal efectivo y el esfuerzo vertical. La primera premisa es de que la roca está en un estado de incipiente afallamiento (Hubbert y Willis, 1957). Para esta condición, el estado de esfuerzos se define por el criterio de falla y es independiente de las propiedades elásticas de la roca, aquí la constante poroelástica α es igual a 1.

La segunda premisa supone que los esfuerzos horizontales dependen únicamente del comportamiento elástico de la roca y es independiente del criterio de falla o de cualquier actividad tectónica. Debido al efecto de Poisson, la sobrecarga también genera las componentes de los esfuerzos horizontales asociados, cuya magnitud dependerá de las condiciones laterales de frontera. En una cuenca no sujeta a deformaciones tectónicas, las componentes de los esfuerzos horizontales, dentro de una cierta litología, serán las mismas en cualquier dirección. Su magnitud se puede determinar usando la siguiente expresión:

$$\sigma_{II} = \sigma_h \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha p) + \alpha p \quad \text{Ec. 1.15}$$

Por tanto, en áreas tectónicamente inactivas, el esfuerzo horizontal efectivo es aproximadamente igual a 1/3 del esfuerzo vertical efectivo, suponiendo que $\nu=0.25$. La variación

de la relación de Poisson entre diferentes litologías nos puede guiar a escalones abruptos en las variaciones de los esfuerzos horizontales con respecto a la profundidad.

Las suposiciones hechas para derivar la ecuación 1.15 son tales que la expresión deberá de usarse con precaución. Claro esta que, si las formaciones fueron depositadas bajo aquellas condiciones restrictivas, subsecuente relajación, plasticidad, cementación etc., puede haber introducido a un régimen secundario de esfuerzos el cual puede ser relativo significativamente a los esfuerzos originales de deposición. Sin embargo, la ecuación se puede usar como un indicador del esperado y potencial cambio de los esfuerzos horizontales entre estratos caracterizados con diferentes relaciones de Poisson. Despreciando tales variaciones litológicas, el proceso de sedimentación guía al perfil de esfuerzos de la figura 1.1.e.

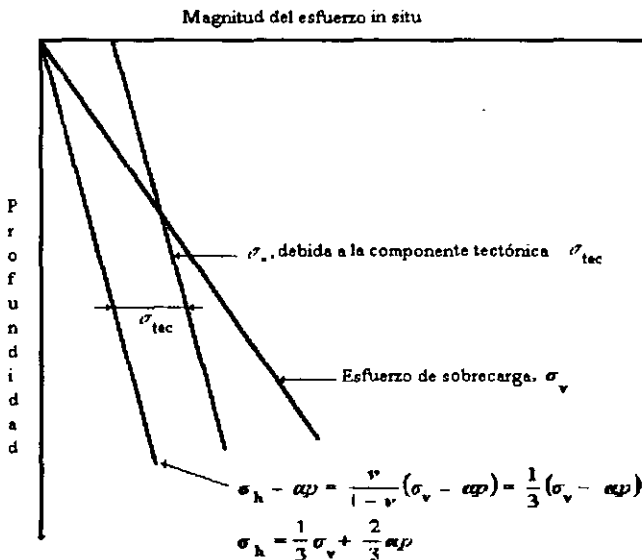


Fig. 1.1.e Magnitudes de los esfuerzos en función de la profundidad.

1.5.1 DETERMINACIÓN DEL ESFUERZO VERTICAL.^{5,9}

dado en la mayoría de las formaciones la densidad no es una constante sino que varía con la profundidad. En esta circunstancia el esfuerzo vertical se calcula mediante la integración de un registro de densidad de acuerdo con la fórmula antes vista:

$$\sigma_v = \int_b^H \rho(h) g \, dh \quad \text{Ec. 1.14}$$

Dado que las herramientas para determinar la densidad no efectúan un muestreo continuo, la ecuación anterior para efectos prácticos se reduce a una integración numérica, como lo ilustra la ecuación siguiente:

$$\sigma_v = g \left[\rho_w WD + \sum_{i=1}^{i=n} \rho_i (h_i - h_{i-1}) \right] \quad \text{Ec. 1.14a}$$

donde se ha tomado en cuenta la posibilidad de un caso de perforación marina al considerar el espesor de la columna de agua (Water Depth) y la densidad del agua.

Es importante observar que para una estimación adecuada del registro de densidad se requiere contar con la información desde el tope de las formaciones.

Naturalmente, esto implica la necesidad de contar con los datos en todo el intervalo del pozo, es decir no sólo de la formación sino también los datos correspondientes al intervalo del yacimiento, y datos correspondientes a los agujeros superficiales e intermedios, típicamente de 17½" y 12¼", respectivamente.

Es importante señalar que, debido a que generalmente es difícil que se efectúe la toma de información (registros) en los agujeros señalados es posible combinar la información de diversos pozos de una misma área, con el fin de efectuar correcciones por espesor de las litologías y así generar una curva estimada de densidad versus profundidad (fig. 1.1.f) con el fin de obtener por integración, un estimado del esfuerzo de sobrecarga (fig. 1.1.g).

El registro de densidad utiliza rayos gamma activos, los cuales emplean la dispersión "Compton", para medición de la densidad mediante los electrones de la formación. Una vez efectuadas las correcciones por variaciones litológicas, la densidad electrónica se convierte a la densidad de masa.

En el análisis de estabilidad de pozos, el registro de densidad es un registro muy importante. La integración del mismo permite estimar la magnitud del esfuerzo vertical, especialmente en áreas de baja actividad tectónica. Adicionalmente, el registro de densidad se requiere para la interpretación adecuada de los registros de velocidad acústica y así convertirlos a módulos elásticos. Una vez obtenido σ_v la reducción del campo de esfuerzos se reduce a determinar la magnitud y orientación de los esfuerzos horizontales.

Otros medios para la obtención de la densidad son los métodos a partir de núcleos, y métodos indirectos a partir de perfiles, que a continuación se explican.

1.4.1.1 INTERPRETACIÓN DEL REGISTRO DE DENSIDAD. ¹⁰⁻¹⁴

Una vez obtenido el registro de densidad la estimación de σ_v se efectúa por simple integración numérica. Entre los aspectos importantes al momento de efectuar la integración se encuentran:

- efectuar las correcciones por efecto de la columna de agua en caso de pozos submarinos.
- efectuar las correcciones por altura de la mesa rotaria (TVD).
- en caso de pozos desviados efectuar las correcciones por la desviación del pozo.

Una vez efectuada la integración es posible establecer correlaciones para la obtención de σ_v como función de la profundidad, además de la estimación de la presión de poro y de fractura se utiliza el método de Eaton que a continuación se explica:

A partir del registro de densidad o de los recortes de perforación se construye una gráfica de profundidad vs densidad (fig. 1.1.f).

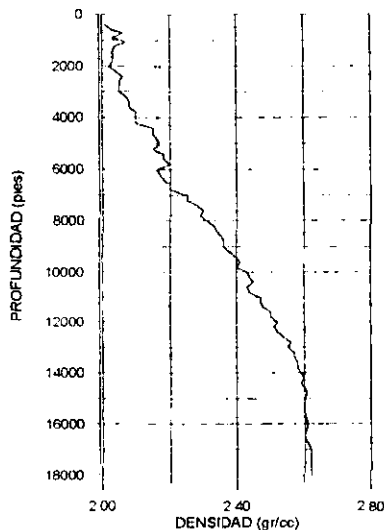


Fig. 1.1.f Ilustración de un perfil de densidad versus profundidad.

luego a partir de los valores de densidad obtenemos el esfuerzo de sobrecarga (fig. 1.1.g).

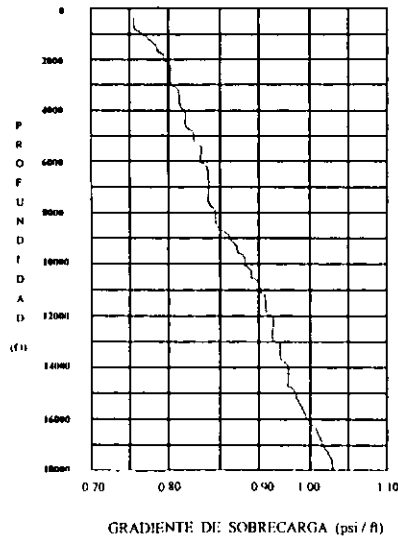


Fig. 1.1.g Ilustración de la integración del perfil de sobrecarga.

Después se debe leer las resistividades de la roca a partir del registro eléctrico; esta resistividad se gráfica contra la profundidad y se traza la mejor tendencia normal de la curva (fig. 1.1.h).

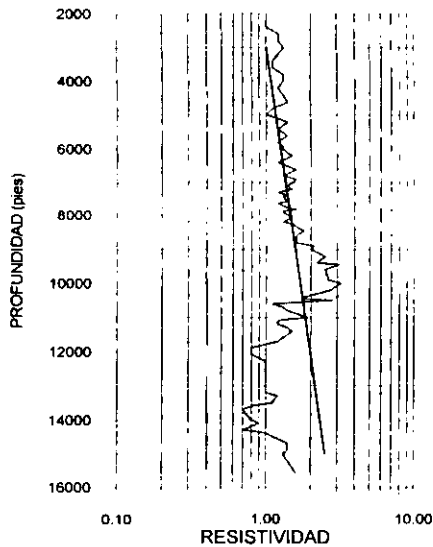


Fig. 1.1.h Ilustración de un perfil de resistividad versus profundidad.

De los pasos anteriores y con la utilización de las siguientes ecuaciones se puede realizar el cálculo del gradiente de presión de poro:

$$\frac{p_o}{D} = \frac{\sigma_v}{D} - \left[\frac{\sigma_v}{D} - \left(\frac{p_o}{D} \right)_n \right] \left[\frac{R_o}{R_n} \right]^\alpha \quad \text{Ec. 1.16}$$

donde:

$\frac{p_o}{D}$ Gradiente de presión de poro (psi/ft).

$\frac{\sigma_v}{D}$ Gradiente de sobrecarga (psi/ft).

$\left(\frac{p_o}{D} \right)_n$ Gradiente normal de agua (psi/ft).

R_n Resistividad normal tomada a partir de la tendencia normal.

R_o Resistividad tomada a partir de los valores del registro.

El valor del exponente de α constituye un valor característico de cada cuenca y por lo tanto debe ser ajustado mediante el establecimiento y validación de correlaciones adecuadas. Si los registros a utilizar son el de conductividad o el sónico se pueden emplear las siguientes ecuaciones:

$$\frac{P}{D} = \frac{\sigma_v}{D} - \left[\frac{\sigma_v}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \left[\frac{\Delta t_o}{\Delta t_n} \right]^{3.0} \quad \text{Ec. 1.17}$$

ó

$$\frac{P}{D} = \frac{\sigma_v}{D} - \left[\frac{\sigma_v}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \left[\frac{C_n}{C_o} \right]^{1.2} \quad \text{Ec. 1.18}$$

Este método se puede utilizar en diferentes cuencas, pero hay que ajustar los coeficientes y la mejor manera es a partir de pruebas de presión. En el caso específico de la cuenca de Apiay (Colombia), la presión de poro calculada a partir del registro sísmico y el coeficiente exponencial fue modificado de 3.0 a 2.5 y con esta variación el método mostró excelentes resultados.

El método de Eaton tiene la desventaja de requerir un técnico experto para trazar el seguimiento del gradiente normal del área estudiada. Pero si se tiene muestras de núcleo, puede utilizar el método de Alixant.

El método de Alixant, es una validación de la presión de poros y es basada en las propiedades del material, la porosidad y su relación con la tensión efectiva vertical. Esta técnica, no usa correlaciones empíricas, ni se necesita que se establezcan tendencias de gradientes normales, sin embargo, requiere de ensayos específicos de laboratorio con la roca.

Este modelo propone una validación cuantitativa de presión de poros basado en el principio de la ecuación de Terzaghi ($P_{fm} = \sigma - \sigma'$), en la cual una variación en la presión de poros corresponde a una variación en la tensión efectiva para una sobrecarga dada

La sobrecarga es calculada a través del perfil de densidad o estimada por otros métodos conocidos, restando apenas conocer la tensión efectiva.

Asumiendo que la depositación fue hecha con una deformación lateral nula, entonces tenemos que la deformación vertical está asociada con la variación de porosidad, por lo tanto, está relacionada con la tensión efectiva y dada por la ecuación:

$$\sigma_{ef} = 10^{e-e_i} C_c \quad \text{Ec. 1.19}$$

donde:

e_i índice de vacíos correspondiente a la tensión efectiva.

C_c índice de compresión.

Estos índices son propiedades obtenidas en el laboratorio a través de ensayos uniaxiales confinados.

El índice de vacíos es relacionados con la porosidad por la relación:

$$e = \frac{\phi}{1 - \phi} \quad \text{Ec. 1.20}$$

donde:

ϕ = porosidad.

Para el cálculo de la tensión efectiva bastaría sólo conocer la porosidad y la curva resultante del ensayo del material. La porosidad puede ser obtenida por diversos perfiles.

1.5.1.2 ESTIMACIÓN DE LA DENSIDAD.

Si bien la obtención del registro de densidad es uno de los aspectos más importantes del análisis de estabilidad, en la práctica difícilmente se efectúa el perfilaje de densidad litostático de las secciones de pozos diferentes a los de las zonas productoras en los agujeros superficiales (17½ pg.) e intermedios (12¼ pg.). Debido a esta falta de información se debe recurrir a la estimación de algunos de los métodos señalados a continuación.

1.5.1.2.1 MÉTODOS A PARTIR DE NÚCLEOS.

Este método consiste en medir directamente la densidad en el laboratorio a muestras de las rocas subyacentes. Se requiere un acondicionamiento adecuado de la muestra para que esta no pierda sus características fisicoquímicas una vez extraída.

La muestra se extrae durante la perforación de un pozo con la toma de un núcleo, la cual una vez llevada a superficie la muestra cilíndrica de diámetro y longitud conocida se pesa en una balanza de precisión adecuada. Como se conoce el volumen de la muestra, la densidad se calcula dividiendo el peso obtenido por el volumen de la muestra, a pesar que en este proceso existe pérdida de fluidos y su valor en el volumen no es exacto, nos da una visión lo más cercana posible a lo real.

Seguidamente, la muestra se coloca en una estufa para la determinación de humedad, a fin de determinar el volumen vacío y la porosidad de la muestra. Debido a la compactación de las formaciones este método está limitado a los 100 o 150 metros debajo de la superficie.

1.5.1.2.2 MÉTODOS A PARTIR DE CORTES DE PERFORACIÓN.

Este método es particularmente adecuado para determinación de la densidad en aquellas secciones donde por razones operacionales el uso de una herramienta de registro no garantiza la calidad de la información .

Consiste en la medición de la densidad aparente obtenida de muestras de canal. La densidad se establece mediante el principio de Arquímedes, mediante la inmersión de la muestra en líquidos de densidad conocida con una variación de 0.05 gr/cm^3 . La densidad de la muestra se establece como aquella del líquido en la cual la muestra flota. Alternativamente, se puede utilizar una columna de densidad la cual contiene una mezcla de líquidos de densidad conocida, como

bromoformo ($\rho = 2.89$) y cloroformo ($\rho = 1.59$). A lo largo de la columna se establece un gradiente de densidad entre el valor máximo y mínimo. Al introducir la muestra esta descenderá hasta un altura equivalente al valor de su densidad.

Naturalmente, este método sufre la desventaja de tener que contar con muestras que han sido sometida al proceso de corte por la sarta de perforación y el acarreo por parte del fluido de perforación. Entre los factores que afectan la determinación por este método cabe señalar:

- *Consolidación de la muestra*, la cual debe contar con la integridad suficiente como para permitir la determinación en las condiciones dinámicas de un pozo.
- *Composición de la muestra*, la cual está influenciada por la presencia de minerales secundarios como pirita, y los cambios en la composición de la muestra los cuales pueden afectar la medida de densidad.
- *Muestras no representativas de la profundidad*, especialmente en zonas de derrumbes provenientes de zonas por encima de la profundidad de la barrena.
- *Tipo de lodo o uso de lodos reactivos*, los cuales pueden disolver la muestra, especialmente en lutitas con altos contenidos de esmectita y de alta porosidad los cuales afectan la estimación de ρ .

1.5.1.2.3 MÉTODOS INDIRECTOS A PARTIR DE PERFILES.

Estos métodos son los más utilizados en la industria petrolera, particularmente cuando no se pueden efectuar correlaciones pozo a pozo para efectuar las correcciones por espesores de las formaciones. Consiste en utilizar correlaciones entre perfiles a fin de estimar la densidad.

Entre los métodos más conocidos se encuentra el desarrollado por la compañía AGIP (Cesaroni, 1981), el cual utiliza una correlación entre la densidad y el tiempo de tránsito longitudinal obtenidos de los registros sísmicos.

Este método utiliza dos correlaciones empíricas para la conversión de los tiempos de tránsito a densidad. La primera corresponde a las formaciones no consolidadas con tiempos de tránsito mayores a los 100 mseg/ft, y la segunda a las formaciones consolidadas con tiempos de tránsito menores o iguales a los 100 mseg/ft.

La densidad puede ser estimada mediante el uso de ecuaciones dadas por:

- Formaciones consolidadas

$$\rho = 3.28 - \frac{\tau_p}{89}; \tau_p < 100 \quad \text{Ec. 1.21}$$

- Formaciones no consolidadas

$$\rho = 2.75 - 2.11 \left[\frac{\tau_p - \tau_{ma}}{\tau_p + \tau_f} \right] \frac{\tau_p}{89}; \tau_p > 100 \quad \text{Ec. 1.22}$$

donde:

τ_p es el tiempo de tránsito.

τ_{ma} corresponde al tiempo de tránsito de la matriz

τ_f representa el tiempo de tránsito del fluido en el poro

De acuerdo con Mouchet (1989), el tiempo de tránsito de la matriz se puede estimar como 50 mseg/ft para las lutitas, y 47 mseg/ft para las arenas. El tiempo de tránsito del fluido se fija como 200 mseg/ft. El uso de estas correlaciones en cuencas o yacimientos distintos para los cuales fueron desarrolladas debe efectuarse con precaución, pues puede conducir a estimaciones incorrectas para el cálculo del gradiente de densidad y de sobrecarga en un área de estudio. Por lo tanto, se requiere ajustar y desarrollar las correlaciones para cada situación particular, con su correspondiente análisis de validación estadística.

1.5.2 DETERMINACIÓN DE LOS ESFUERZOS HORIZONTALES.¹⁵⁻¹⁸

El método más importante para la medición de los esfuerzos horizontales es mediante las pruebas de admisión y microfracturas. Estos ensayos se efectúan en una sección o intervalo aislado de la formación en el cual se incrementa la presión del fluido en la columna del pozo hasta lograr su fracturamiento. Inicialmente, se obtiene un incremento lineal de presión hasta un punto determinado en el cual posteriormente se observa una desviación y un máximo pico, el cual corresponde a la presión necesaria para superar el esfuerzo tangencial y la resistencia a la tracción de la roca.

Una vez obtenido este pico se observa un decaimiento de la presión, el cual se atribuye a la energía necesaria para propagar la fractura, la cual requiere menos fuerza que la necesaria para la creación de una fractura. En su etapa final cesa el bombeo y se cierra el pozo, observándose una caída de la presión debido a las pérdidas por fricción. El valor al cual cae la presión inmediatamente después de cesar el bombeo, denominada la presión instantánea de cierre o PIC, la cual se interpreta como una estimación del esfuerzo mínimo horizontal.

Para propósitos prácticos el ensayo de microfractura permite principalmente la obtención de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, que es uno de los parámetros para los análisis de estabilidad y para el diseño de las fracturas hidráulicas en trabajos de estimulación. Las pruebas de admisión y de microfractura pueden ser empleados para la determinación del esfuerzo horizontal máximo y la dirección del esfuerzo mínimo horizontal.

Entre las fuentes de error del ensayo de admisión se encuentran la filtración de fluido a la formación, la concentración de esfuerzos, el estimado de la presión de poro, las pérdidas de presión por fricción en la tubería y la resistencia mecánica de la roca. En efecto, una variación de la presión de poro durante el ensayo afecta el resultado obtenible, pues afecta la presión de cierre en los diversos ciclos. Se recomienda el uso de fluidos de alta viscosidad y densidad. Igualmente, se deben emplear medidores de fondo pues en muchas situaciones las mediciones en superficie

impiden la detección de la presión de ruptura.

Quizás uno de los parámetros del campo de esfuerzos más difíciles de estimar es el valor correspondiente a σ_H . En general, el problema surge de la necesidad de emplear métodos indirectos para la determinación de este parámetro pues no responde a ningún tipo de método de determinación. No obstante esta dificultad hay que señalar que es uno de los parámetros más críticos en las zonas donde se puede sospechar la presencia de tectonismos, como en zonas cercanas a una falla activa o una montaña. Los métodos disponibles para la estimación de σ_H son el Análisis de imágenes, Técnica de inversión de ensayos Leak-off con su respectiva interpretación, y del Total Halliburton Extensometer (T.H.E.).

2. MÉTODOS GEOFÍSICOS Y DE PERFILAJE EN AGUJERO DESCUBIERTO.

2.1 MÉTODOS GEOFÍSICOS.

2.1.1 DIPMETER (REGISTROS DE CALIBRADORES MECÁNICOS).^{19-21, 46-51}

Los calibradores mecánicos se encuentran entre los más simples y para la mayoría de las medidas exactas de las condiciones internas de la tubería, pero hoy en día también es utilizado para determinar diferencias en el diámetro del agujero descubierto. Un esquema de la herramienta se muestra en la figura 2.1. Esta se centraliza con unos dedos o brazos que se extienden a la pared del pozo o de la tubería en el caso de inspección de TRs. Los brazos son de carburo de tungsteno para su uso y cuando se libera en el fondo del pozo, el resorte o muelle se carga para prensarse contra la pared del agujero o de la tubería. Típicamente, la herramienta puede tener de 4 a 80 brazos (multibrazos), dependiendo del diseño de la herramienta. La herramienta es insensible a los fluidos en el fondo del pozo. Las herramientas están disponibles en línea de alambre eléctrica para la lectura en superficie a tiempo real y también disponible con dispositivos de registro con cable en el fondo del pozo.

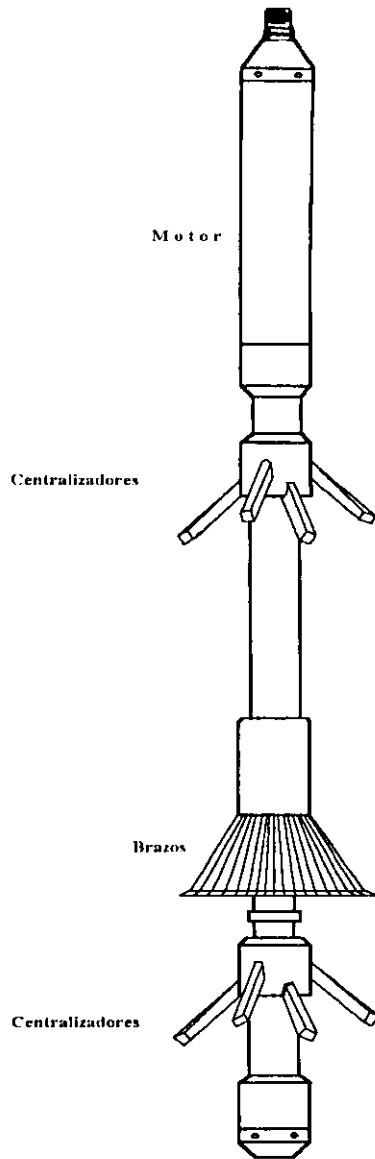


Fig. 2.1 Calibrador mecánico multibrazos.

Cuando las ovalidades ocurren en la pared del pozo la concentración de esfuerzos alrededor del agujero excede la resistencia compresiva de la formación. La ovalidad del pozo es medida con la herramienta calibradora (Caliper). Esta herramienta va girando al mismo tiempo que se va sacando del pozo mientras toma la resistividad de la roca, cuando una zona con ovalidades es encontrada, los pares opuestos de los calibradores en el registro se extienden de manera diferente, registrando diversos diámetros del agujero. La herramienta deja de rotar instantáneamente, debido a que los patines se clavan temporalmente en el surco, por lo que se obtiene la lectura de un azimut constante. Este es usado para medir el azimut de la elongación que corresponde a la dirección de σ_h , y siguiendo la interpretación comentada con anterioridad, σ_{II} será directamente perpendicular a σ_h .

Las irregularidades en los diámetros medidos por los brazos calibradores pueden ser resultado de una ovalidad (fig. 2.2), con lo cual tenemos un indicador de la orientación del esfuerzo horizontal mínimo. Los brazos de la herramienta calibradora siempre permanecen en contacto con las paredes del pozo, por lo que se tendrá al final del registro (fig. 2.3 y 2.4) un par de curvas que nos indican las condiciones del agujero a lo largo del pozo.

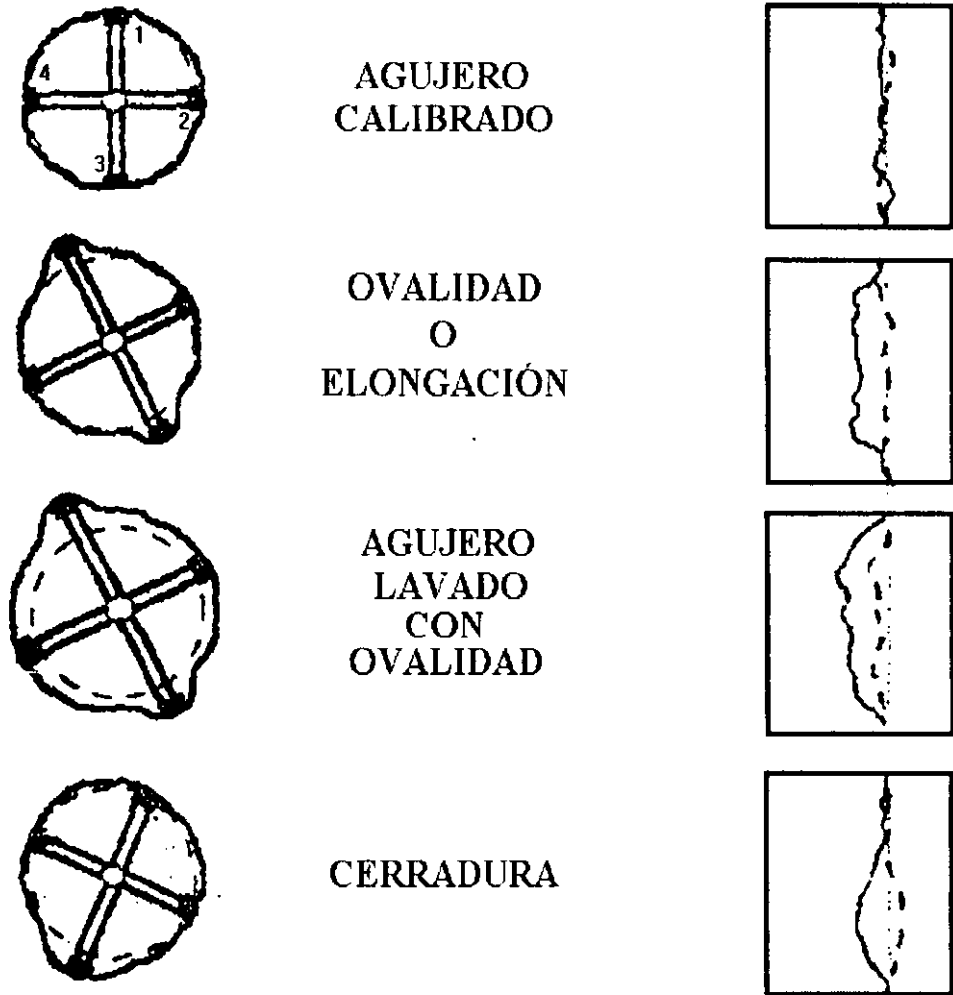


Fig. 2.2 Ejemplos de registros de caliper y la común interpretación geométrica del agujero.

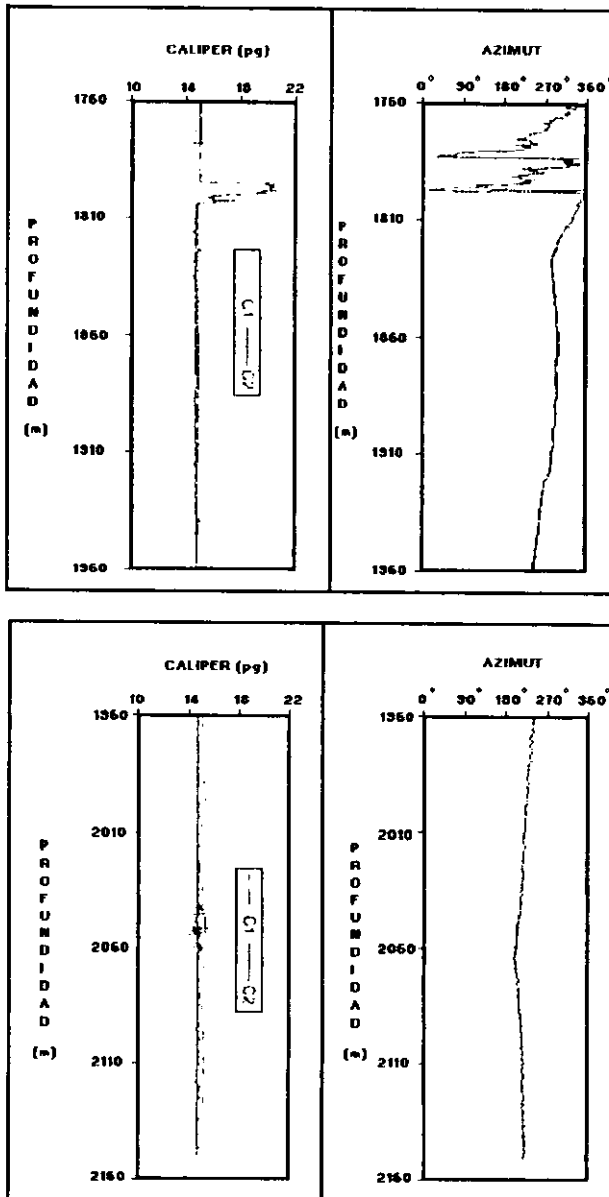


Fig. 2.3 Registro de calibración y azimut del patín 1 (C1 y C2 son los calibradores).

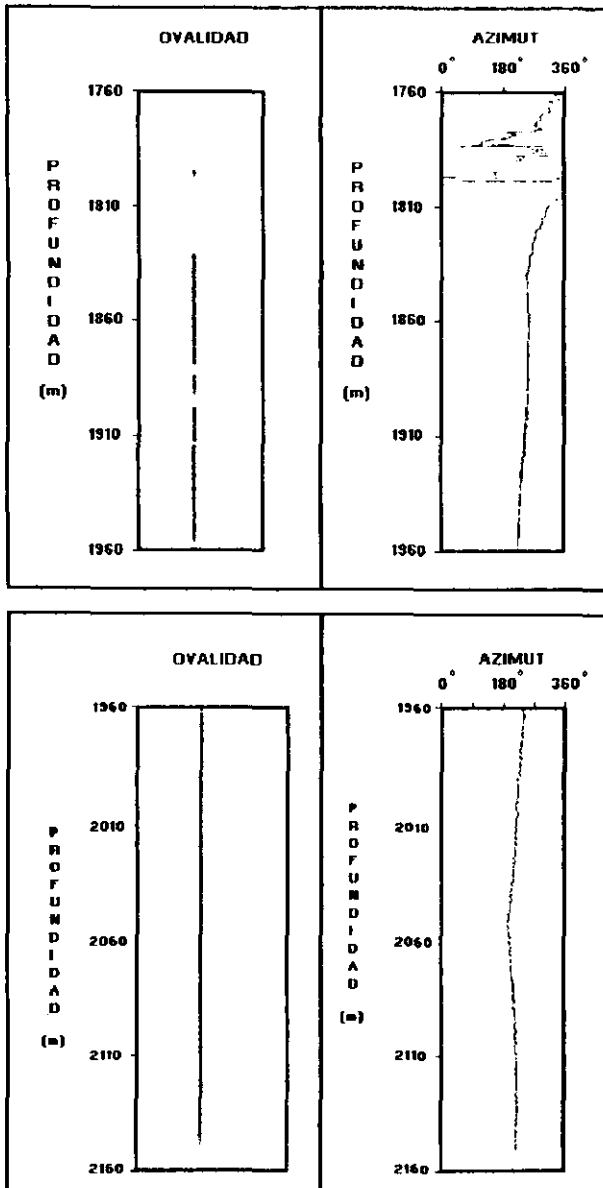


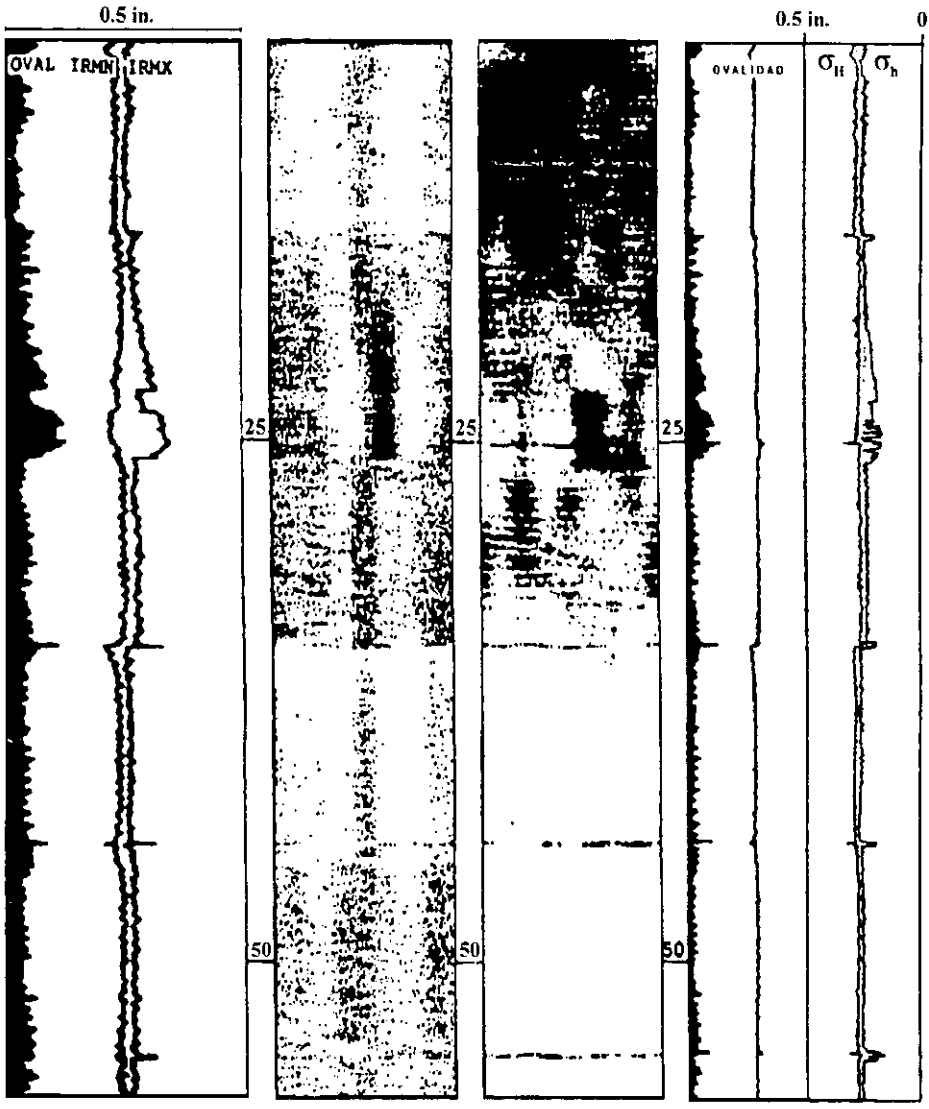
Fig. 2.4 Resultados después de correr el registro de calibración.

2.1.2 EMISIÓN ACÚSTICA.^{52, 53}

Estas herramientas son transductores fijos o transductores rotatorios variables. El transductor emite un pulso acústico perpendicular a la pared del pozo. En base a la onda reflejada, pueden evaluarse ciertos factores geométricos. A partir de la velocidad acústica en el fluido que es independientemente medida por la herramienta, pueden calcularse distancias exactas del transductor a la pared del pozo. La fuerza de la señal recibida es una indicación de la alteración en la superficie de la pared del pozo. Estas herramientas no son eficaces en lodos pesados o con gas en el fondo del pozo, además esta herramienta se utiliza de la misma manera para detectar deterioros (fisuras, rugosidad, etc.) en TRs.

En la figura 2.5 se muestran los parámetros geométricos del transductor. En la sección A de la figura 2.5 se muestra las ovalidades comunes, el radio interior mínimo y máximo, IRMN e IRMX, respectivamente. La sección B muestra un mapa de los radios interiores basado en el tiempo de viaje de la primera reflexión. Un radio más grande que el nominal es el que se muestra en negro sombreado. En la sección C se muestra un mapa de la alteración de la pared del pozo basado en la fuerza de la primera reflexión. Si el total de las profundidades no están registradas al 100%, los mapas pueden tender a exagerar la magnitud lateral de algunas alteraciones.

Las herramientas con transductores rotatorios pueden proporcionar registros en la pared del 100%. Esta herramienta mide tres parámetros acústicos, la repercusión de la amplitud, el radio interior, y el espesor de pared, este último se utiliza en el caso de deterioros en las tuberías.



Radio max/min de la ovalidad

A

Radio base interno en la primera reflexión

B

C

Esfuerzo max/min de la roca

D

Fig. 2.5 Resultados de la corrida de un transductor acústico.

2.2 MÉTODOS DE PERFILAJE EN AGUJERO DESCUBIERTO.

2.2.1 REGISTROS DE IMÁGENES (BOREHOLE TELEVIEWERS, SÓNICO O DE RESISTIVIDAD),^{23, 17, 19}

Para superar las limitaciones de los datos del Caliper o Dipmeter de cuatro brazos, se ha analizado la forma detallada de las ovalidades en una variedad de tipos de rocas usando datos del registro televiwer. El televiwer es un registro (fig. 2.6) que provee una imagen ultrasónica continua y orientada de la pared del pozo, esta herramienta consiste de un transductor rotatorio piezoelectrico el cual es magnéticamente orientado, emite y recibe pulsos ultrasónicos de 1 Mhz con una frecuencia de 600 veces por revolución de la herramienta. Los patrones característicos de este registro son producidos por fracturas, deslaves, huecos y otras características. En aplicaciones típicas del televiwer, la reflectividad del agujero o uniformidad es graficada como función del azimut y profundidad desplegando la amplitud del pulso reflejado como brillantes en un osciloscopio triaxial. Esto resulta en una imagen desenvuelta de la superficie del pozo. El televiwer previamente tuvo buena efectividad en el estudio de fracturas que interceptan los pozos (Seeburger y Zoback, 1982). En muchos casos, las ovalidades se pueden observar en registros televiwer como regiones de baja reflectividad. Por análisis del tiempo de viaje del pulso acústico como función del azimut, podemos ser capaces de construir secciones transversales detalladas del pozo en intervalos donde ocurren ovalidades.

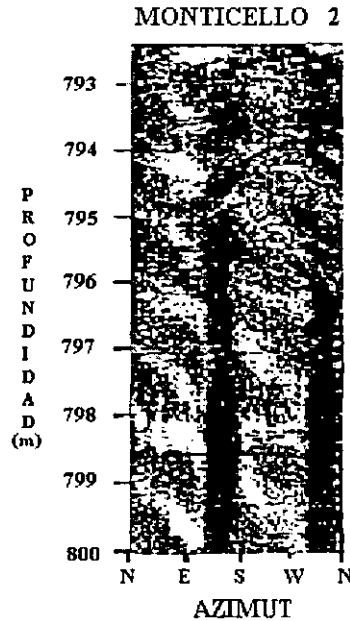


Fig. 2.6 Registro televiwer en una sección de 7.5 m de un pozo perforado en roca granítica.

Las imágenes de pozos resistivas o acústicas, son tomadas para determinar la presencia de cualquier fractura natural o inducida en la pared del pozo. Esta información proveerá la magnitud relativa de las fracturas así como información concerniente a su orientación.

Los registros de imágenes pueden ser corridos con cable para observar las fracturas naturales e inducidas que interceptan la pared del pozo. Estas herramientas cuentan con cabezas transmisoras como con receptoras que rotan alrededor del eje de la herramienta. Cuando la cabeza rota transmite impulsos que viajan a la pared del pozo, se reflejan y regresan a los receptores de la misma. En la imagen resultante las áreas lisas de la pared del pozo aparecen como ligeramente coloreadas, mientras las fracturas y áreas rugosas aparecen como áreas oscuras. La orientación de

la cabeza transmisora-receptora puede ser relacionada al azimut en cualquier instante, de esta forma se puede obtener información direccional de la fractura.

2.2.2 CÁMARAS DE TELEVISIÓN.⁵⁴⁻⁵⁶

En cierto sentido, los videos son la última opción para evaluar las condiciones en el fondo del pozo. Los problemas pueden verse directamente sin la interpretación significativa. Sin embargo, tienen algunas limitaciones muy serias. Hay dos tipos básicos de herramientas operacionales disponibles. La toma de películas continuas son vistas en tiempo real en la superficie. Las tomas son instantáneas, frecuentemente a 9 segundos o más rápido. Sin duda, la herramienta continuamente corrida es más útil. Sin embargo, debe correrse con línea especial, es decir un cable coaxial o una fibra de cable óptico. La herramienta puede correrse instantáneamente por convención con una línea de cable.

Otro inconveniente es que el fluido en el pozo debe estar limpio. La mayoría de las corridas de videos tienen que fecharse, en pozos dónde el fondo del agujero estaba lleno con el agua filtrada. Las entradas de gas causan que el agua llegue a ponerse oscura y poca visibilidad al momento de la corrida, y esto pasa también cuando en el fondo del pozo existen dos fases (agua/aceite).

Muchas nuevas aplicaciones existen para este tipo de equipos como por ejemplo para descubrirse el deterioro serio en el fondo del pozo y así hacer una balanza, para inspeccionar las perforaciones, para el trabajo de fracturas en la formación, para el trabajo de pesca de herramientas atascadas, así seleccionar el equipo apropiado para sacarlas. Pueden identificarse el aceite y posiblemente las entradas de gas y para la cuantificación de pérdida del metal o profundidad de penetración de las fisuras en el caso de inspección de tuberías, pero estas herramientas son de uso mínimo.

La figura 2.7 es una foto instantánea continuamente corrida en el agujero del pozo. En este caso, un bloque de impresión muestra la herramienta que será recuperada en el centro del pozo. Después de varios intentos fallados, en el pozo se inyecta nitrógeno para mantener una vista clara en la cámara de video. La foto muestra la presencia del cable alrededor de la herramienta. Con este conocimiento, se recuperaron el cable y la herramienta fácilmente.

La figura 2.8 muestra una cámara de video con una fuente de luz que cuelga debajo de la lente en dos brazos de apoyo. En la izquierda, se observan las burbujas de aceite entrando en el agua.

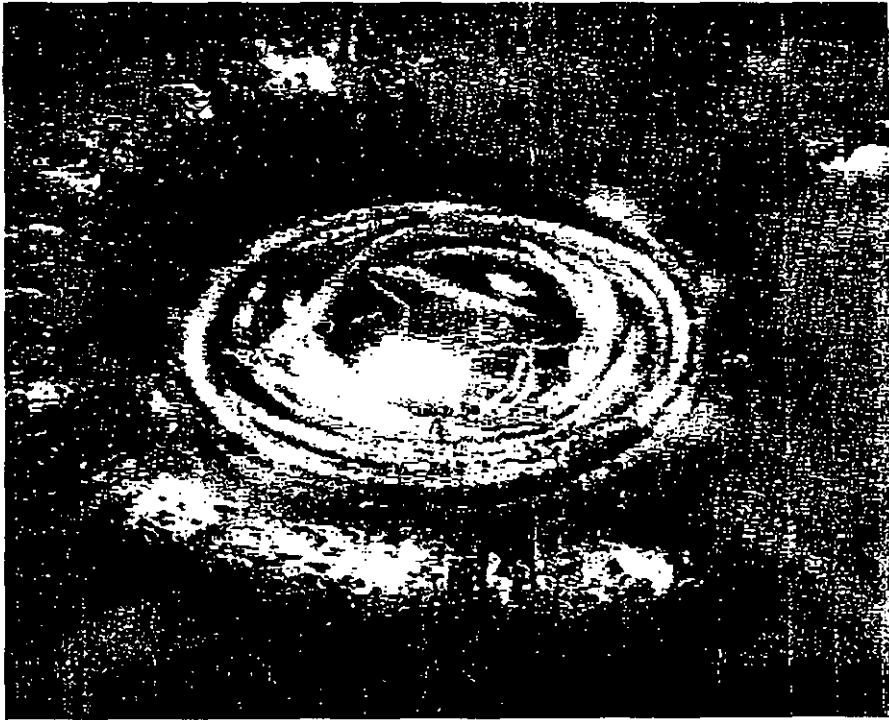


Fig. 2.7 La cámara de video muestra una herramienta atascada y rodeada por la línea de cable.



Fig. 2.8 El video muestra una entrada de aceite en el fondo del pozo.

2.2.3 REGISTROS DE OVALIZACIÓN.²⁴⁻²⁶

2.2.3.1 OVALIDADES.

Las ovalidades son los fenómenos naturales resultantes durante la perforación de un pozo en una formación sometida a una anisotropía de los esfuerzos horizontales. Es el resultado de los desmoronamientos provocados por las tensiones cizallantes, inducidas por la redistribución local de los esfuerzos durante la fase de la perforación. Los Breakouts están caracterizados por la presencia de una ovalización del diámetro nominal del pozo, las cuales tienen la orientación correspondiente a la dirección del esfuerzo horizontal mínimo y ocasionalmente puede extenderse por centenares de metros, a través de diferentes litologías.

Numerosas investigaciones han establecido que las orientaciones preferenciales de los breakouts de un mismo pozo o en diversos pozos de un determinado campo pueden utilizarse como indicadores de la orientación de los esfuerzos principales de la formación.

La utilización de la ovalización de una sección transversal del pozo como indicador de la dirección y orientación de esfuerzos (fig. 2.2), requiere de una definición precisa de la geometría del pozo. Para ello se utiliza el perfil Dipmeter o caliper de 4 brazos, el cual registra 4 curvas de microresistividad con alta resolución (fig. 2.3 y 2.4) al igual que las dimensiones del pozo y consecuentemente genera dos curvas de calibre ortogonal.

En general, en un pozo las variaciones en el tamaño nominal puede deberse a diversas condiciones. En la figura 2.9, se muestra una sección transversal de un pozo perforado en una roca competente, y en la figura 2.10 se muestra una sección de desigual diámetro en las direcciones ortogonales del pozo y tamaño máximo de la barrena. Sin embargo, no se observa la presencia de un alargamiento preferencial en una determinada dirección. La ocurrencia de breakouts se caracteriza por el alargamiento en una de las direcciones, como se puede observar en el perfil del caliper figura 2.10

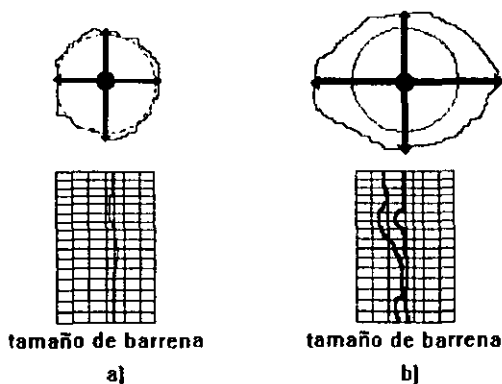


Fig. 2.9 Posibles condiciones de la sección transversal de un pozo.

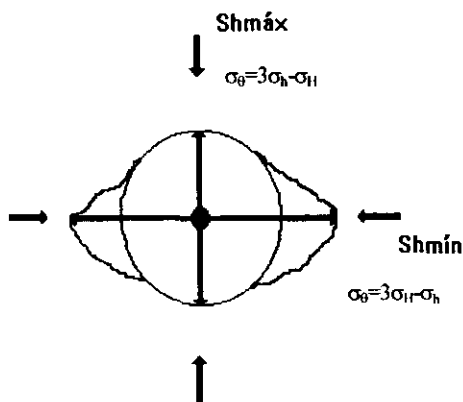


Fig. 2.10 Sección transversal típica de un pozo con presencia de ovalización.

Existen dos limitantes en la utilización del análisis de ovalización de un pozo como indicador de la dirección de los esfuerzos principales. La primera es el grado de desviación del pozo en relación a la vertical y la otra es la referencia de la propia naturaleza del campo de esfuerzos regionales a la cual está sometida la formación. Para una región de fallamiento de transgresión donde $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$, las ovalidades son excelentes indicadores de la dirección de los esfuerzos principales, en pozos cuya desviación sea hasta de 30° respecto a la vertical. Para el régimen de fallamiento inverso, donde $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$ o normal, donde $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$, deben considerarse sólo los intervalos en el que el pozo presenta poca variación con respecto a la vertical.

CENPES realizó un estudio, en el cual se hizo un análisis detallado de ovalidades utilizándose un software de Schlumberger llamado BOL (Breakout Orientation Log), asociado a un análisis estadístico vectorial de diversas variables generadas. El programa utiliza los datos obtenidos por la herramienta HDT o SHDT, verificándose la ovalización del pozo cada 15.24 cm., comparando el diámetro medido con el diámetro nominal del pozo. Si la diferencia entre los dos valores excede en un 10% del diámetro nominal el procesamiento acusa la ocurrencia de

ovalización. Teniendo una ovalización en uno o los dos caliper, el programa calcula el azimut de la ovalización, que corresponde al caliper mayor.

El programa permite distinguir entre un desmoronamiento y una ovalidad propiamente dicho, visto que las ovalidades ocurren instantáneamente, mientras que los desmoronamientos son más severos.

En los análisis de clasificación de las ovalidades convencionales se utilizan los criterios de la calidad del Mapa Mundial de esfuerzos (Word Stress Map), conforme a Zoback (1992), donde los resultados se categorizan según las calidades A, B, C, D, E, en función del estándar de desviación, del azimut y de la profundidad acumulada de ovalidades, conforme se especifica a continuación:

Calidad A- Pozos con más de 300 m de ovalidades, con valores de desviación $< 12^\circ$.

Calidad B- Pozos con más de 100 m de ovalidades, con valores de desviación $\leq 20^\circ$.

Calidad C- Pozos con más de 30 m de ovalidades, con valores de desviación $\leq 25^\circ$.

Calidad D- Pozos con más de 30 m de ovalidades, con valores de desviación $> 25^\circ$.

Calidad E- Pozos con extrema dispersión de orientaciones de ovalidades.

En realidad, tales criterios de clasificación de ovalidades son sumamente restrictivos y CENPES es una tentativa de mejorar el análisis de los datos de ovalización obtenidos a través del programa BOL y se optó por una cuantificación sistemática de todas las ovalizaciones ocurridas en el pozo. Esto estableció un criterio según el cual se tomaban en cuenta las ovalidades cuando la diferencia entre el diámetro medido y el diámetro nominal era mayor que el 10% sin restringir la continuidad de su extensión en profundidad. Para una validación más detallada del comportamiento a lo largo del pozo, este análisis fue realizado para cada tipo de formación, donde puede observarse que algunas formaciones son más susceptibles a deformarse que otras.

Las ovalidades se pueden detectar principalmente con el análisis del registro Caliper o Dipmeter. El agujero tiende a fracturarse o a ser elíptico en la dirección paralela al esfuerzo horizontal mínimo.

El alargamiento del agujero puede tener diversas causas además de los esfuerzos, el agujero se puede lavar debido a la erosión de un material poco consolidado, la pared del agujero puede fallar debido a la intersección de una o más fracturas preexistentes, o el agujero también puede elongarse debido a que la tubería se recargue en la pared del pozo.

2.2.4 REGISTROS DE CAMPO.²⁷

El registro MSL (Mechanical Stability Log) está diseñado para evaluar los valores de la relación de Poisson y los esfuerzos de la formación. Este registro no mide directamente sino que sus cálculos están basados en la estimación de la relación de Poisson y la determinación de la densidad de la roca mediante el empleo de registros sísmicos.

Cuando se perfora un pozo se genera un estado de esfuerzos alrededor del agujero, en el cual el peso del lodo no balancea perfectamente los esfuerzos de la pared y se presenta un ligero cierre, o bien, el caso contrario si el peso del lodo define que es muy alto, se puede crear falla por tensión. El registro MSL emplea un modelo poroelástico para la determinación de los esfuerzos por lo que el peso del lodo define la rotura tangencial a cualquier profundidad en el registro.

La información se obtiene de pozos vecinos para que con ellos el programa calcule el estado de esfuerzos in situ, la resistencia de la roca donde el pozo será perforado, además calcula los esfuerzos que ocurrirán en la pared del pozo cuando este sea perforado y sustituye los esfuerzos de la pared del agujero en un criterio de ruptura para determinar la falla que se presentara.

El esfuerzo vertical se calcula de un pozo vecino con la ecuación vista en el capítulo anterior (Ec. 1.14). Mientras que los esfuerzos horizontales máximo y mínimo se calculan con la ecuación 1.15 también vista en el capítulo anterior. Calculando para ello primero la presión de

poro con un gradiente de 0.465 psi/ ft y la relación de Poisson en función de la profundidad, se calcula de los datos del registro sísmico compresional y de cizallamiento con la siguiente ecuación:

$$v = \frac{0.5 \left(\frac{dtsm}{dt} \right)^2}{\left(\frac{dtsm}{dt} \right)^2} \quad \text{Ec. 2.2.5}$$

donde:

dt es el tiempo de viaje sísmico compresional.

dtsm es el tiempo de viaje sísmico de cizallamiento.

2.2.5 EMPACADORES DE IMPRESIÓN (IMPRESSION PACKER).²²

Este es un método directo que provee un buen estimado en la determinación del azimut, altura y amplitud de la fractura, consiste en un empacador de impresión que cuenta con chaquetas maleables de caucho que cubren el elemento de metal que puede ser expandido por métodos hidráulicos o mecánicos. La fractura deja una marca que es estudiada al sacar la herramienta.

3. MÉTODOS A PARTIR DE NÚCLEOS.

3.1 PRESERVACIÓN Y MANEJO DE NÚCLEOS EN LA SUPERFICIE.²⁸⁻³⁵

Los requerimientos del tamaño del núcleo pueden ser considerados modestos. Típicamente, una longitud de 30 ft. es suficiente para la realización de los ensayos requeridos, especialmente cuando se utilizan tapones de 1½ pg. de diámetro. En áreas de desarrollo de un yacimiento, el aspecto más importante en la decisión de la zona de muestreo corresponde a la obtención de una muestra de aquellas zonas problemáticas en las cuales el perforador encuentra persistentes y costosos retrasos en el avance de la sarta, o que correspondan al yacimiento donde se estima se efectuará la travesía de un pozo horizontal.

Un aspecto importante del análisis geomecánico se inicia con la toma de la muestra de la formación. El costo de la toma de la muestra, y lo infrecuente de este evento, contribuye a hacer de la operación de toma y preservación de los núcleos de formaciones uno de los pasos más importantes antes de ser sometido a análisis geomecánico.

Los procedimientos descritos a continuación corresponden al manejo de la muestra una vez en la mesa rotaria, en vista de que generalmente se contrata una compañía de servicios para la operación del corte de núcleos y otra para la preservación del mismo. No obstante, es importante señalar que durante la operación de corte de núcleos es primordial se mantenga un buen control de la operación como por ejemplo, efectuar una buena limpieza del pozo antes de la operación de corte del núcleo, mantener una tasa de corte constante del orden de los 4 ft. por hora, y dado que generalmente la operación de toma de núcleo conlleva la realización de un ensayo del tipo ASR, se recomienda que el mismo sea llevado a superficie a la mayor velocidad posible manteniendo una operación de perforación segura.

3.1.1 ASPECTOS GENERALES.

A diferencia de la toma de núcleos para efectos de estudios sedimentológicos o estudios de litología, el corte de núcleos para propósitos geomecánicos requiere del uso de camisas (barriles) internas. El objetivo de esta camisa es para prevenir el libre movimiento de la muestra en el portanúcleo durante las operaciones de corte y extracción. Cualquier tipo de golpe puede contribuir a la destrucción de la muestra o a la pérdida de la integridad mecánica, potencialmente afectando los resultados que pueden ser obtenidos en los análisis subsecuentes.

Comercialmente, se encuentran disponibles camisas o barriles internos de diversos materiales, como aluminio, fibra de vidrio, PVC. Una vez a nivel de la mesa rotaria se requiere el manejo cuidadoso del núcleo, e igualmente durante su transporte a fin de no agravar o inducir daño mecánico adicional al que la perforación y la recuperación del núcleo pueden generar.

Las camisas actúan como protección durante el manejo y transporte, y por lo tanto mientras mayor rigidez ofrezca el material es de esperar mayores beneficios. Es importante señalar, que para prevenir el atascamiento de los núcleos dentro de las camisas, los diámetros de las mismas tienen un espacio de 0.5 a 1 cm entre el diámetro externo del núcleo y el diámetro interno de la camisa. Esta diferencia en diámetro puede conducir a que el núcleo se desplace durante el transporte, lo cual puede originar un núcleo inservible para propósitos geomecánicos. Para evitar este incidente, en especial con los materiales menos competentes, este espacio debe ser rellenado con algún material para asegurar la inmovilidad. El manejo de los núcleos debe efectuarse de acuerdo al tipo de material a muestrear.

3.1.2 LUTITAS.²⁸⁻³⁰

Uno de los aspectos más importantes en el manejo de los núcleos de las arcillas o lutitas es la preservación de la humedad natural del material. La pérdida de humedad natural origina en este tipo de material el desfoliamento o delaminación del mismo, lo cual hace inservible la muestra para efectos geomecánicos e inclusive para efectos de evaluación de la interacción roca-fluido para la selección de lodos de perforación.

Una primera metodología adoptada por CENPES en la toma de núcleos de lutitas, consiste en efectuar cortes de la muestra de 15 cm longitud para facilitar su manejo. Se preserva la humedad natural de la muestra mediante la colocación de una muestra en camisas de fibra de vidrio con aceite mineral, cerrando los extremos con taponces plásticos. Las muestras deben permanecer todo el tiempo bajo este baño de aceite hasta la preparación de los taponces o cuerpos de prueba para los ensayos mecánicos.

Tan pronto se reciba el portanúcleos en superficie se debe proceder a efectuar cortes de 3 pulgadas de longitud para facilitar su manejo por secciones. Para prevenir la pérdida de humedad, los extremos de cada sección se deben cubrir con tapas plásticas, las cuales deben asegurarse con abrazaderas. Antes de colocar la segunda de las tapas, se debe verter cera derretida para rellenar el espacio libre entre el diámetro del núcleo y el diámetro interno de la camisa de protección. Se recomienda el uso de cera en lugar de resina de poliuretano, pues de esta manera se garantiza sellar efectivamente el núcleo. Al solidificar la cera el núcleo queda inmobilizado y se puede transportar con mayor seguridad. La cera de abeja funde alrededor de los 40° a 45°C y por lo tanto no existe riesgo de daño por cambios térmicos.

La sección del núcleo debe ser identificada apropiadamente con los datos de tope y fondo, profundidad, etc. Una vez en el laboratorio la sección correspondiente puede ser sacada de la camisa mediante la apertura longitudinal de la sección o mediante la aplicación ligera de calor, suficiente para derretir la cera y deslizar el núcleo de la camisa.

La toma de tapones en el laboratorio se puede efectuar mediante el congelamiento de la muestra con Nitrógeno líquido o el uso de una fuerza axial sobre el eje del núcleo, para prevenir la delaminación. Otro método consiste en utilizar un torno para dar la forma de cuerpo de prueba a la muestra de lutita. Naturalmente, el manejo de la muestra debe ser cuidadoso procurando una mínima exposición al aire.

3.1.3 ARENISCAS.³¹⁻³⁴

En el caso de las areniscas la pérdida de humedad y fluidos también debe evitarse, aunque no constituye un factor crítico como en el caso de muestras de lutitas o arcillas. Se puede emplear la camisa de Aluminio, fibra de vidrio y el espacio anular del núcleo puede ser rellenado con cera o con resina de poliuretano. Para asegurar un relleno uniforme de este espacio anular se pueden perforar pequeñas entradas a largo del eje longitudinal de cada sección de aproximadamente 3" (1 m) a través de los cuales se puede inyectar la resina antes de colocar la segunda tapa de plástico y asegurar con las abrazaderas. Una vez en el laboratorio, el manejo se puede efectuar como se describió para el caso de las lutitas o arcillas.

3.1.4 ARENAS NO CONSOLIDADAS.^{31, 32, 35}

En el caso de las arenas no consolidadas, la cementación de la roca se obtiene por el petróleo presente en los espacios porosos. Los núcleos deben ser recuperados con camisa de fibra de vidrio, y posteriormente cortados en longitudes de aproximadamente 90 cm y sometidos a un proceso de congelamiento por al menos 24 horas. Una vez congelados, son introducidos en cajas y enviados a una base para transportarse al laboratorio para efectuar los ensayos mecánicos. Es muy importante el congelamiento, pues este es necesario para mantener la integridad física de las muestras y así las propiedades mecánicas de las mismas.

3.1.5 ENSAYOS DE LABORATORIO.³³⁻³⁵

Uno de los factores necesarios para la evaluación de la estabilidad de pozos es el conocimiento de las propiedades mecánicas de la roca, esto es, el conocimiento de como el material se deforma y/o falla bajo la acción de fuerzas o cargas. La composición de la mayoría de los materiales estructurales como el metal y el concreto es uniforme y reproducible; sin embargo, la misma equivalencia no existe para rocas. La composición de las rocas más comunes es altamente variable. Por ejemplo, las arenas pueden estar cementadas o los granos adheridos con calcitas. Adicionalmente, las rocas son afectadas por condiciones geológicas in situ tales como fallas, o procesos químicos que pueden producir alteración y descomposición.

El entendimiento que se tiene de cómo los diferentes factores afectan el comportamiento de falla de la roca, ha aumentado considerablemente, debido a la gran cantidad de pruebas en muestras de roca uniforme que se han realizado a la fecha. Estas pruebas pueden clasificarse en dos clases: estáticas y dependientes del tiempo. Las pruebas estáticas se emplean para medir la deformación y falla de muestras de roca bajo condiciones variables de cargas uniaxiales, biaxiales y triaxiales. Los resultados proveen valores de resistencia y propiedades elásticas y por lo tanto proveen de los aspectos cuantitativos de los ensayos de mecánica de rocas. Las pruebas estáticas se consideran independientes de tiempo, debido a que las cargas se aplican en un periodo pequeño de tiempo. Las pruebas dependientes de tiempo, se realizan aplicando cargas uniaxiales y triaxiales a muestras de roca, la deformación y falla se miden en función de tiempo.

Los datos obtenidos de ensayos de laboratorio son muy importantes para el análisis de estabilidad de pozos. Para determinar los parámetros de resistencia elásticos, es necesario realizar ensayos uniaxiales y triaxiales. A partir de estos ensayos se obtienen los módulos de Young y de Poisson, parámetros elásticos, la cohesión y el ángulo de fricción interno de la roca, parámetros de resistencia que definen la envolvente de falla del criterio de Mohr-Coulomb, que es el criterio más utilizado en análisis de estabilidad.

De acuerdo con la literatura y a la experiencia adquirida en estudios de estabilidad de pozos horizontales, el rango de presión de confinamiento adecuado es de cero (ensayos uniaxiales), para el valor del esfuerzo horizontal mínimo, a la profundidad en la que se está evaluando la estabilidad del pozo. Así como los esfuerzos in situ, la presión de poro es importante para definir el rango de interés de presión de confinamiento que se empleará en los ensayos.

Otro aspecto importante es la saturación de las muestras de prueba. El empleo de agua o solución de Cloruro de Potasio, puede acarrear problemas con las arcillas existentes en las muestras, existiendo casos en los que la muestra se ha dañado a tal grado que no es útil para los ensayos. Para evitar este problema se ha utilizado aceite mineral como fluido de saturación. La experiencia muestra que el empleo de aceite mineral no tiene influencia en los resultados finales de los ensayos.

3.1.5.1 ENSAYOS UNIAXIALES.

La resistencia uniaxial a la compresión se determina mediante la aplicación de una carga compresiva uniaxial sobre una muestra cilíndrica de roca hasta que esta falla. Si la roca es frágil, la muestra cilíndrica se fracturará formando dos conos de material o por la separación axial de la muestra. La resistencia a la compresión uniaxial obtenida en este ensayo, depende hasta cierto punto de otros factores tales como tamaño de la muestra, contenido de fluidos y velocidad en la aplicación de la carga.

El ensayo de compresión uniaxial es el ensayo más utilizado para determinar los parámetros elásticos en mecánica de rocas. Este ensayo consiste en aplicar una carga compresiva axial a una muestra de roca. Es un ensayo muy simple del que se pueden obtener además de los parámetros elásticos la resistencia a la compresión uniaxial de la roca (C_0). Según la literatura, este ensayo puede estar influenciado por microfracturas generadas en la muestra, debido al relajamiento de núcleo de roca por el alivio de los esfuerzos durante el proceso de toma del

núcleo. Este efecto se puede eliminar mediante pruebas triaxiales compresivas bajo presiones de confinamiento cercanas a cero.

La resistencia a la tensión se evalúa mediante la aplicación de carga axial de tensión a una muestra cilíndrica hasta que la roca falla. Si el ensayo se realiza apropiadamente, la roca fallará a lo largo de un plano perpendicular a la dirección de la carga aplicada.

La resistencia a la tensión también se puede determinar mediante la aplicación de una carga compresiva a un espécimen cilíndrico recostado en sus lados. En teoría, bajo estas condiciones un esfuerzo de tensión se desarrolla a lo largo del diámetro de la muestra conectando los puntos de aplicación de carga; los ensayos han mostrado que la muestra falla a lo largo de este plano.

3.1.5.2 ENSAYOS TRIAXIALES.

Los ensayos triaxiales pueden dividirse en dos etapas: La fase hidrostática, donde se aplica una presión de confinamiento. En esta fase puede obtenerse la compresibilidad volumétrica de la muestra y la compresibilidad de los granos, cuando el ensayo es hecho directamente sobre la muestra sin la utilización de la membrana termotráctil, posibilitando así el cálculo del coeficiente de Biot, y definir la velocidad en la aplicación de carga para la realización de ensayos drenados o no drenados. La Fase cizallante, donde se aplica la carga axial manteniéndose la presión confinante constante, en los ensayos triaxiales son obtenidos los rangos de resistencia de las muestras en diversos estados de tensión posibilitando la obtención de la envolvente de ruptura, curva sobre la cual se determinan los estados de tensión, en que la roca no alcanza la ruptura. En estos ensayos también pueden obtenerse los parámetros elásticos asociados a los estados de tensión aplicado en la roca.

3.1.5.3 ENSAYOS DRENADOS Y NO DRENADOS.

Los ensayos drenados son aquellos en los que la velocidad de carga axial es lo suficientemente lenta para permitir la disipación de la presión de poro causado por la aplicación de la carga axial. El fluido es expulsado de la muestra sin causar una disminución en esfuerzo efectivo. Esta velocidad de carga puede definirse durante la fase de aplicación de la presión confinante. Para el caso de arenas se han realizado ensayos drenados aplicando una velocidad de carga de 5 microstrain/seg.

La definición de esta velocidad de carga para las lutitas es muy difícil de obtener debido a que la baja permeabilidad de esta formación no permite medir adecuadamente la presión de poro y por lo tanto no se sabe si la disipación está ocurriendo. En este caso sólo se han realizado ensayos no drenados aplicando una velocidad de carga de 0.1 milistrain/hora. Para los estudios de estabilidad, se han empleado ensayos drenados.

3.1.6 CRITERIOS DE FALLA.^{7,8}

En la evaluación de la estabilidad geomecánica del pozo es necesario contar con un criterio, el cual especifique la dependencia de la resistencia a la compresión de la roca con el estado de esfuerzos de confinamiento al que están sujetas.

Los criterios de falla que se han encontrado razonablemente validados con datos experimentales, se pueden clasificar en:

- Clase A: Criterio lineal que considera el efecto del esfuerzo principal intermedio (Criterio de Drucker & Prager).
- Clase B: Criterio lineal que no considera el esfuerzo principal intermedio (Criterio de Mohr-Coulomb)

- Clase C: Criterio no lineal que considera el esfuerzo principal intermedio (Criterio de Wu-Hudson).
- Clase D: Criterio no lineal que no considera el esfuerzo principal intermedio (Criterio de Griffith y Criterio de Hoek & Brown)

Los criterios que consideran el efecto del esfuerzo principal intermedio son menos conservadores debido a que sobrestiman la resistencia de la roca. Se considera siempre que $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$.

De los Modelos presentados, sin lugar a dudas, el criterio comúnmente empleado es el criterio de Mohr-Coulomb, por ser el más simple de emplear, lineal y conservador. Por otro lado, se ha utilizado el modelo de Drucker & Prager el cual no ha dado resultados satisfactorios, ya que este modelo sobrestima la resistencia mecánica de la formación, lo que conduce a una subestimación de la presión de poro e induce al empleo de menores densidades en el fluido de perforación con los riesgos inherentes a este hecho.

3.2 MICROFRACTURAMIENTOS.^{23, 36, 37}

Las pruebas de microfracturamiento, son el método probablemente el más confiable para determinar los esfuerzos horizontales. Consiste en crear microfracturas en las zonas de interés introduciendo un empacador y bombeando un volumen de 1 a 2 bls de fluido de perforación, monitoreando y registrando las presiones en la TP y espacio anular, gasto, volumen bombeado en cada etapa y volumen acumulado. Una vez creada la microfractura se corta un núcleo orientado del fondo del pozo para medir las propiedades físicas y mecánicas de la roca, como se indicó anteriormente.

Uno de los propósitos de estas pruebas es el determinar la magnitud y dirección del esfuerzo mínimo principal de la formación. Las pruebas son desarrolladas comúnmente mediante inyección en una pequeña zona aislada (de 4 a 15 ft) a bajos gastos (1 a 25 gal/min). El esfuerzo in situ mínimo es determinado normalmente del análisis de la declinación de la presión después del cierre, pero algunas veces se determina del análisis del incremento de presión al principio del ciclo de inyección. Como la presión de cierre de la fractura o la presión para reabrir la fractura es igual a un esfuerzo aplicado que nominalmente podría abrir una fractura existente y de esta forma superar el esfuerzo principal mínimo, estas dos presiones son definidas generalmente iguales a el esfuerzo mínimo horizontal.

Las pruebas de microfractura son comúnmente desarrolladas con tres o cuatro ciclos de inyección usando volúmenes de fluido del rango de 30 a 200 gal/min.

El azimut de la fractura (dirección del esfuerzo horizontal mínimo) puede ser determinado de una prueba de microfractura en agujero descubierto. Cuando la prueba de microfractura se esta efectuando en una zona aislada en el fondo del pozo, una porción de esta fractura inducida puede ser recuperada mediante un núcleo orientado. La dirección de la fractura creada puede ser correlacionada con la orientación del núcleo, proporcionando el azimut de la fractura.

Porciones no fracturadas del núcleo orientado puede ser usados en pruebas de recuperación de deformación anaelástica. Un registro de imágenes algunas veces puede ser usado para determinar el azimut de la fractura después de la prueba.

Para este tipo de pruebas es necesario equipo especial, como el extensómetro de agujero que ha sido desarrollado para una mejor medición de estas pruebas, así como manifolds (tubería multiple para distribución) especiales para obtener los bajos gastos de inyección usados en estos tipos de pruebas.

3.2.1 INTERPRETACIÓN DE UN ENSAYO DE MICROFRACTURA.

La interpretación de un ensayo de microfractura se efectúa de acuerdo a las ecuaciones que se muestran a continuación donde se persigue determinar los siguientes tres parámetros, la presión de ruptura o P_b , la presión de cierre instantáneo $PC1$ y la resistencia a la tracción de la roca T_0 . En el caso de una sección en agujero descubierto la presión requerida para iniciar una fractura $P_{b_{min}}$ viene dada por:

$$P_{b_{min}} = 3\sigma'_x - \sigma'_y - P'_{fm} + T_0 \quad \text{Ec. 3.2.1.1}$$

donde:

σ'_x y σ'_y son los esfuerzos sobre las paredes del agujero.

P'_{fm} es la presión de poro.

La ecuación anterior asume la ausencia de penetración de fluido a la formación y por lo tanto corresponde al límite superior a la presión de fractura. Una segunda expresión que involucra a la descripción de las propiedades de la roca, permite estimar la presión de fractura, en caso de penetración de fluido a partir de la siguiente ecuación:

$$P_{b_{mf}} = \frac{3\sigma'_x - \sigma'_y - 2\eta P'_{fm} + T_0}{2(1 - \eta)} \quad \text{Ec. 3.2.1.2}$$

$$\eta = \frac{\alpha(1 - 2\nu)}{2(1 - \nu)} \quad \text{Ec. 3.2.1.3}$$

donde:

η se define en función de la relación de Poisson y la constante poroelástica α .

El valor σ_x se obtiene a partir de la presión de cierre instantáneo y su estima corresponde al valor de la presión de cierre, es decir:

$$PIC \approx \sigma_x \quad \text{Ec. 3.2.1.4}$$

El tercer parámetro a obtener de un ensayo de microfractura corresponde a la presión de reapertura. Una vez que se ha fracturado la formación se ha destruido la resistencia a la tracción de la roca $T_0 = 0$ y por lo tanto teóricamente la presión de reapertura se encuentra entre los siguientes límites:

$$p_{ro,max} = 3\sigma'_x - \sigma'_y - Pfm \quad \text{Ec. 3.2.1.5}$$

y

$$p_{ro,inf} = \frac{3\sigma'_x - \sigma'_y - 2\eta Pfm}{2(1 - \eta)} \quad \text{Ec. 3.2.1.6}$$

Así, con conocimiento previo de la presión de poro el sistema de tres ecuaciones y tres incógnitas definido por las expresiones para Pb , Pro , PCI , permite tanto la determinación de los esfuerzos σ'_x y σ'_y y la tracción de la roca.

Para propósitos prácticos, el ensayo de microfractura permite principalmente la obtención de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, que es uno de los parámetros para los análisis de estabilidad y para el diseño de las fracturas hidráulicas en trabajos de estimulación. En el caso de pozos desviados, se dispone de la información de desviación y azimut de al menos tres pozos desviados.

Entre las fuentes de error de este ensayo se encuentran la filtración de fluido a las formaciones, la concentración de esfuerzos, el estimado de la presión de poro, las pérdidas de presión por fricción en la tubería y la resistencia mecánica de la roca. En efecto, una variación de la presión de poro durante el ensayo afecta el resultado obtenible del ensayo, pues afecta la

presión de cierre en los diversos ciclos. Se recomienda el uso de fluidos de alta viscosidad y densidad. Igualmente, se deben emplear medidores de fondo pues en muchas situaciones las mediciones en superficie impiden la detección de la presión de ruptura.

El propósito principal de un ensayo de admisión es la de determinar la integridad de la zapata de un revestidor a fin de establecer la profundidad del próximo revestidor. Este primer aspecto es de carácter operacional y de suma importancia para garantizar la seguridad del pozo. Como propósito secundario se puede emplear para determinar la magnitud de los esfuerzos horizontales, tanto mínimo como el máximo.

3.2.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS ENSAYOS DE MICROFRACTURA.

Comúnmente, los ensayos de microfractura se efectúan por parte de las compañías de servicios, las cuales incluyen como parte del servicio la interpretación de los resultados del ensayo. Cada una de las compañías de servicio emplea diferentes criterios para estos análisis. CENPES-PETROBRAS ha desarrollado un programa PDFRAC™ para la reinterpretación de los datos generados durante una microfractura.

Esencialmente, la interpretación de los datos de un ensayo de microfractura busca determinar de forma precisa de la presión de cierre. Las diversas compañías de servicios ofrecen diversos métodos de interpretación. B.J. Services interpreta los datos mediante la graficación de los datos de presión versus tiempo, buscando la detección del punto de inflexión correspondiente al cambio de régimen de flujo lineal a flujo radial al momento del cierre de la fractura. El punto de inflexión es equivalente a la presión de cierre. Para la detección óptima del punto de inflexión depende fuertemente de la operación, pues se requiere un control óptimo de la tasa de flujo una vez que ha cesado la operación de bombeo.

Alternativamente, se debe gráficar la presión versus la raíz cuadrada del tiempo. En este caso la curva será lineal, mientras la fractura se mantenga abierta. Una vez que esta se cierra habrá una desviación de la linealidad. El punto al cual ocurre esta desviación se toma como el valor de PCI. Este método es el empleado por Halliburton, y en la experiencia de CENPES corresponde al método más confiable de interpretación.

3.3 PRUEBAS DE RECUPERACIÓN ANAELÁSTICA DE LA DEFORMACIÓN (ASR).^{22, 38-40}

Este método es usado para determinar a partir de las deformaciones residuales de un núcleo de una formación, el azimut del esfuerzo máximo horizontal. El ensayo consiste en efectuar mediciones de los cambios dimensionales en muestras orientadas de una formación para calcular a partir de las deformaciones principales de una muestra el valor de σ_h . Adicionalmente, con datos de calidad suficiente se puede utilizar en la estimación de la magnitud del campo de esfuerzos.

El material rocoso que está confinado por una fuerza a una elevada temperatura se dice que está en estado in situ. El confinamiento es removido y el material rocoso es expuesto a la presión atmosférica y a la temperatura ambiente. Los minerales y cristales de la roca exhiben una cierta densidad y diseño estructural bajo determinadas condiciones de esfuerzos y temperaturas.

Cuando una muestra de material es removida de los esfuerzos de confinamiento, sus minerales y componentes tratan de alcanzar el estado físico al cual normalmente existían a condiciones de presión atmosférica y temperatura ambiente, lo cual generalmente resulta en una expansión de los componentes minerales y cristalinos del material. La variación entre las relaciones de expansión de los componentes cristalinos/minerales y los componentes cementantes resultan en un crecimiento diferencial. Las fuerzas internas de cohesión y resistencia mecánica del material cementante debe ser excedido antes de que ocurra una falla en la matriz de la roca, la cual resulta en la formación de una microfractura. El número de microfracturas es dictado por la expansión de

los minerales, la cual es función de la magnitud y la orientación de los esfuerzos de confinamiento y de la fuerza e integridad de los materiales cementantes.

La presencia de esfuerzos de confinamiento no uniformes resultaría en una expansión no uniforme de los minerales, así que la orientación de las microfracturas sería función de la orientación de los esfuerzos. El mayor número de microfracturas abriría perpendicular al máximo esfuerzo horizontal, y el menor número de microfracturas abriría opuesto al mínimo esfuerzo horizontal.

El propósito de las pruebas ASR, es la de determinar la orientación de los cambios en las dimensiones del núcleo. El cambio de tamaño es debido a la formación de microfracturas en la muestra, es así como la matriz reacciona al removerle los esfuerzos in situ. La magnitud de la expansión medible de la roca es función de los siguientes parámetros:

1. Profundidad de la muestra.
2. Composición de la matriz de la muestra.
3. Magnitud de los esfuerzos in situ.
4. Tiempo desde que la muestra fue recuperada.
5. Cambio en la presión de la muestra.
6. Permeabilidad y porosidad de la muestra.
7. Cambio en la saturación de la muestra.

3.3.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO ASR 3D.

Una vez obtenida la muestra de la formación, se efectúa el corte de las muestras para el ensayo del ASR, las cuales consiste en especímenes cilíndricos de 20 cm de longitud, y diámetros de entre 4 y 4½ pulgadas. En la figura 3.3.a se muestra un ejemplo de dos núcleos preparados para la ejecución del ensayo ASR.



Fig. 3.3.a Ejemplo de dos núcleos preparados para un ensayo ASR 3D.

Estos núcleos, han sido cubiertos con una membrana plástica de PVC, cuyo objetivo principal es la de prevenir la pérdida de humedad y fluidos de las muestras garantizando así una menor variación en las medidas de deformación durante el ensayo. Estas muestras han sido debidamente identificadas y cuidadosamente medidas, antes de su instalación en la celda de medición, la cual está equipada con 12 LVDT's (fig. 3.3.b), permitiendo la determinación de los cambios dimensionales en 6 direcciones.

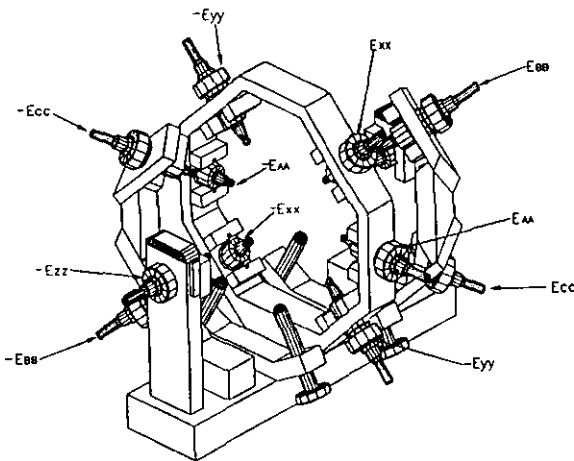


Fig. 3.3.b Celda de medición ASR 3D equipado con los LVDT's para la determinación de las deformaciones residuales.

La colocación de los cuerpos de prueba se efectúa de forma tal que garantice la alineación centralizada y horizontal de la muestra. La muestra se coloca con uno de los medidores (fig. 3.3.b) de deformación alineado con la marca de orientación realizada por el corta núcleos, fijando así el eje de deformación E_{xx} . El tope de la muestra se utiliza para la fijación del eje de deformación axial E_{zz} . Estas orientaciones sirven de referencia para la transformación de coordenadas entre este sistema de coordenadas y el sistema de coordenadas definido por los esfuerzos principales.

El posicionamiento de la muestra se efectúa colocando los LVDT's en la celda de medición, de forma tal que la respuesta de estos se sitúe en medio de la escala de voltaje establecida entre los -2V y los 2V.

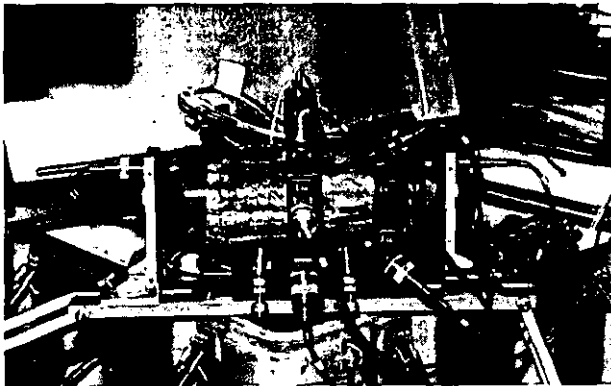


Fig. 3.3.c Muestras de la formación instaladas para efectuar un ensayo ASR 3D.

El equipo disponible en CENPES permite la ejecución de dos ensayos simultáneos. Una vez instaladas las muestras quedan suspendidas mediante un barra para prevenir los efectos de vibración en cámara cerrada que permite el control de la temperatura. En la figura 3.3.c se muestra un fotografía del montaje de los núcleos para el ensayo, dentro de la cámara de control térmica y la computadora responsable de la adquisición de datos.

Posteriormente a la colocación en la cámara, esta es cerrada y se inicia el control de temperatura. Como parte del procedimiento se adoptó un tiempo de equilibrio para los LVDT's de 5 minutos, durante este período se considera que las perturbaciones por el manejo e instalación de la muestra han desaparecido. Se conectan los LVDT's y se inicia la adquisición de datos.

En principio se propone un tiempo de seguimiento de 20 a 35 horas. Algunos autores indican tiempos de relajación de 72 horas, para que la muestra se haya relajado totalmente. Otro criterio sugerido por INTEVEP, es esperar una recuperación de al menos 50 μ pulgadas en alguna de las direcciones para considerar la validez del ensayo. En todo caso para tal corrección se requiere de las constantes de deformación térmica, las cuales pueden ser obtenidas en las máquinas de ensayo triaxial.

El software de adquisición de datos utiliza como plataforma un programa en Microsoft Windows, y presenta las mediciones de deformación en tiempo real. Los resultados son presentados en forma gráfica como series de tiempo. Igualmente, se generan archivos de las medidas efectuadas sobre cada uno de los núcleos.

3.3.2 BASE TEÓRICA.

A partir de las deformaciones medidas y los cálculos de las deformaciones principales, se puede estimar la dirección de magnitudes de los esfuerzos principales actuantes sobre el medio poroso. Esta se puede efectuar mediante el uso de modelos de relajación viscoelástica. Considerando que el campo de esfuerzos in-situ puede ser caracterizado por la ecuación:

$$\sigma'_{ij} = \sigma_{ij} - \beta_{ij} P_{fm} \quad \text{Ec. 3.3.1}$$

donde:

σ'_{ij} tensor de esfuerzos efectivos.

σ_{ij} tensor de esfuerzos totales.

β_p tensor de coeficientes de Biot de la presión de poro.
 P_{fm} presión de poro.

A partir de la ecuación anterior 3.3.1 y efectuando la hipótesis de que el medio puede ser considerado de carácter isotópico, se llega a la ecuación siguiente donde, δ_{ij} representa la función delta de Kronecker y β representa los coeficientes de presión de poro

$$\sigma'_y = \sigma_y - \delta_{ij} \beta P_{fm} \quad \text{Ec. 3.3.1.a}$$

Durante el corte del núcleo en el subsuelo y la recuperación del mismo en la superficie, sufre un proceso de descarga de esfuerzos. Esta descarga de tensión provoca la deformación de la muestra, cuyo modelo se representa en la figura 3.3 d.

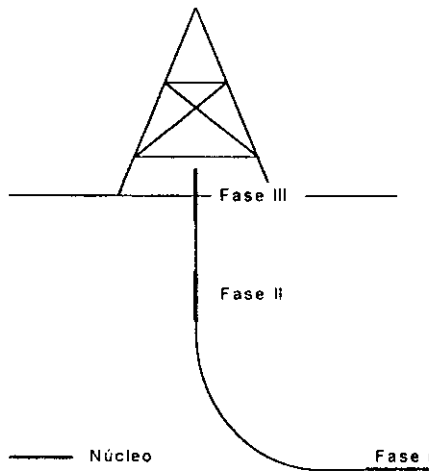


Fig. 3.3.d Representación esquemática de una operación de toma de núcleo. Fase I, corte de muestra, Fase II, maniobra de elevación del barril y Fase III, recuperación del núcleo.

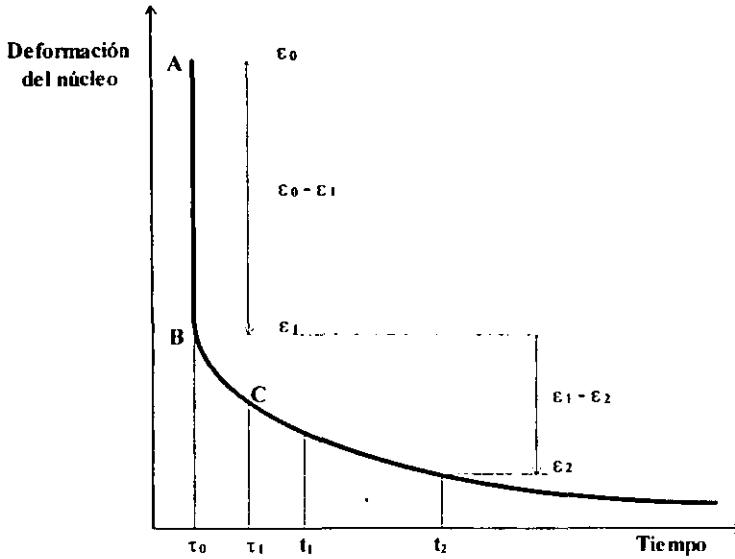


Fig. 3.3.e Ejemplo de relajación de la deformación del núcleo durante su recuperación.

Los tiempos representados en la figura 3.3.e están relacionados con las fases de la operación de recuperación del núcleo representadas en la figura 3.3.d.

El momento τ_0 (fig. 3.3.e), representa el tiempo en que la muestra es medida y cortada. En la figura 3.3.d, tal momento de tiempo es representado por la fase de corte del núcleo (Fase I), para este momento, se ve en la figura 3.3.e, que el núcleo sufre un relajamiento instantáneo, cuando deja de actuar el confinamiento original, debido al esfuerzo in situ original (fig. 3.3.f.a), pasando a ser confinado por la presión del fluido de perforación (fig. 3.3.f.b). La relajación con que el núcleo se deformó elásticamente, esta representada por un cambio abrupto en el gráfico de la figura 3.3.e, para el momento τ_0 .

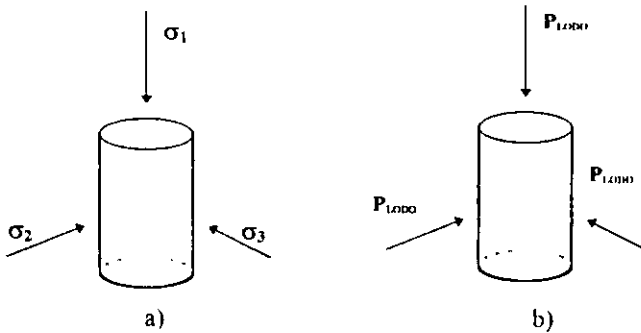


Fig. 3.3.f Estado de esfuerzos antes (a) y después del corte σ_1 , σ_2 , σ_3 . (b) P_{L000} presión del fluido de perforación.

A partir del corte del núcleo, a medida que la columna va recuperándose (Fase II - maniobra), el confinamiento va siendo reducido por falta de presión del fluido de perforación cuando se aproxima a la superficie. En el tiempo τ_1 , representado en la figura 3.3.e, que corresponde al final de la maniobra, el núcleo presenta algún confinamiento. Para este instante, el núcleo apenas presenta deformación residual, siendo considerado un comportamiento viscoelástico.

También en la figura 3.3.e, son presentados los tiempos t_1 y t_2 que equivalen respectivamente a los tiempos del inicio y final de las deformaciones residuales de las muestras del núcleo.

Los esfuerzos efectivos actuantes muestran un tiempo geológico distante, de modo que los esfuerzos originales pueden ser considerados constantes, durante la recuperación del núcleo pueden ser aproximados por:

$$\sigma'_{ij}(t) = [H(t) - H(t - \tau_0)] [\sigma_{ij} - \delta_{ij} \beta p] + [H(t - \tau_0) - H(t - \tau_1)] \delta_{ij} (1 - \beta) p \left(\frac{\tau_1 - t}{\tau_1 - \tau_0} \right) \quad \text{Ec. 3.3.1.b}$$

donde:

t el tiempo.

$H(t-T)$ es la función de grado unitario ($H = 0, t < T$; $H = 1, \text{ para } t \geq T$).

En la ecuación 3.3.1.b, el primer término representa la tensión original del yacimiento, y el segundo término la variación de la presión con la profundidad, siendo considerado la fase de la maniobra. También, la consideración de que la presión del fluido de perforación es igual a la presión de poros del yacimiento que esta incluida en la ecuación.

La forma general de la relación constitutiva de un material que presenta un comportamiento viscoelástico, esta representado en la ecuación 3.3.2

$$\varepsilon_{ij}(t) = S_{ijkl} \int_0^t V(t-\tau) \frac{\partial \sigma_{kl}(\tau)}{\partial \tau} d\tau$$

Ec. 3.3.2

donde:

S_{ijkl} La matriz de resistencia elástica, relacionado con el coeficiente de resistencia D .

$V(t)$ - La función Viscoelástica temporal de Arrastre.

En la ecuación 3.3.2 pueden verse claramente una activación temporal de las deformaciones, que son linealmente relacionadas con las activaciones temporales del esfuerzo en el material. Como comparación, para un caso que consideramos los sólidos elásticos, estos son representados por la Ley de Hooke, que relaciona linealmente las deformaciones con las tensiones actuantes. Para los fluidos llamados Newtonianos, se tiene que las originaciones de las deformaciones se relacionan con los esfuerzos presentes.

Para la aplicación del esfuerzo presentado en la ecuación 3.3.1.b, y en la ecuación 3.3.2, queda:

$$\sigma'_{ij} = \frac{1}{V_0} \left[\frac{(1-2\nu)\Delta\varepsilon_{ij} + \nu\delta_{ij}\Delta\varepsilon_{kk}}{D(1+\nu)(1-2\nu)} - V_m(1-\beta)\delta_{ij}p \right] \quad \text{Ec. 3.3.3}$$

donde:

ν el coeficiente de Poisson;

$\Delta\varepsilon_{ij}$ La deformación relativa = $-\{\varepsilon_{ij}(t_2) - \varepsilon_{ij}(t_1)\}$

Las constantes V_0 y V_m dependen de la función temporal viscoelástica de arrastre $V(t)$.

Haciendo la hipótesis que esta función puede representarse como se muestra en la ecuación 3.3.4:

$$V(t) = 1 + D_n(1 - e^{-t/n}) \quad \text{Ec. 3.3.4}$$

Con la ecuación 3.3.3, se obtuvieron los valores de V_0 y V_m , presentados en las ecuaciones 3.3.5 y 3.3.6:

$$V_0 = D_n \left[e^{-\frac{(t_1 - \tau_0)}{n}} - e^{-\frac{(t_2 - \tau_0)}{n}} \right] \quad \text{Ec. 3.3.5}$$

$$V_m = -D_n \left[e^{-\frac{(t_1 - \tau_0)}{n}} - e^{-\frac{(t_2 - \tau_0)}{n}} + \frac{n}{\Delta\tau} \left(e^{-\frac{(t_2 - \tau_1)}{n}} - e^{-\frac{(t_2 - \tau_0)}{n}} \right) - \frac{n}{\Delta\tau} \left(e^{-\frac{(t_1 - \tau_1)}{n}} - e^{-\frac{(t_1 - \tau_0)}{n}} \right) \right] \quad \text{Ec. 3.3.6}$$

donde:

n, D_n , Constantes de arrastre.

$\Delta\tau = \tau_1 - \tau_0$.

Con la ecuación 3.3.3, junto con las ecuaciones 3.3.5 y 3.3.6, pueden ser estimadas las magnitudes de las tensiones originales de la formación.

3.3.3 RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS MEDICIONES.

El programa de ensayos, presenta como resultados la medición, la magnitud de las deformaciones principales y sus cosenos directores en el sistema de coordenadas local, es decir, un sistema de coordenadas en el cual la muestra esta orientada en el equipo.

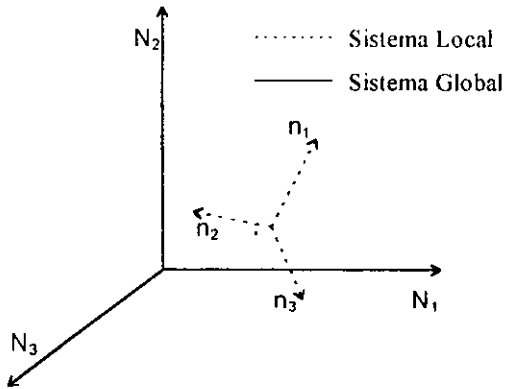


Fig. 3.3.g Sistema de coordenadas utilizado en los cálculos de las direcciones principales de tensión del campo de esfuerzos.

Los datos provenientes de las mediciones con el ASR 3D pasan por una transformación de las orientaciones calculadas, transponiéndose los datos del sistema local de las coordenadas (del equipo), para el sistema de coordenadas global, que es el interés. En la figura 3.3.g son presentados, de manera simplificada, una exhibición del contorno los sistemas local y global de coordenadas.

El Sistema local de coordenadas presenta como el eje x direccionado con la referencia al núcleo orientado, y el eje z orientado con el eje del pozo, en el sentido de la cima del núcleo. Durante la prueba, se hizo que las referencias estuvieran orientadas con los LVDT's de E_{xx} y E_{zz} respectivamente.

Para el cálculo de las magnitudes de los esfuerzos principales, es necesario el conocimiento de los parámetros elásticos, parámetros de arrastre, el coeficiente de la presión de poros y la presión de poros de la formación. También, deben conocerse las medidas de las deformaciones en seis direcciones diferentes. Las mediciones de las deformaciones reflejan los resultados de la deformación relativa de la muestra, $\Delta\epsilon_{ij}$.

Con los parámetros antes mencionados, las deformaciones medidas por el equipo, y con la ecuación 3.3.3, puede calcularse las magnitudes de las tensiones principales, mientras se proporciona junto con las direcciones corregidas, la información sobre el estado de esfuerzos en la formación.

Para el cálculo de los esfuerzos principales, se puede adicionar una simplificación en el análisis, a través de la consideración de que la dirección vertical es una dirección principal, y que el esfuerzo vertical puede calcularse como la esfuerzo de sobrecarga litostática de las capas superiores a la capa de interés. Esta hipótesis puede representar una limitación para un caso en que la formación presenta fallas, inserciones y descensos significativos, que pueden acabar por hacer que el esfuerzo vertical no sea una dirección principal.

Una vez que tal simplificación pueda ser considerada, y utilizando la ecuación 3.3.3, se obtienen los valores de los coeficientes de arrastre, así como las constantes V_o y V_m , permitiendo que los esfuerzos horizontales puedan ser calculados.

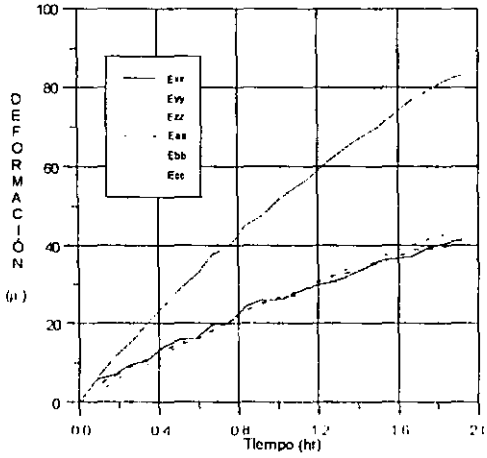
A pesar de la limitación de los resultados obtenidos, tal procedimiento presenta la ventaja de no tornar necesarias la mediciones de los parámetros de arrastre del material. También, el hecho de tratar con el procedimiento simplificado, puede ser considerada como una ventaja, tornándose necesarias sólo cuatro medidas de las deformaciones para un completo análisis de los datos.

En este trabajo, fue considerado sólo el modelo simplificado, debido a que sólo puede ser llevado a cabo computacionalmente. La tentativa de implementación del modelo completo no tuvo éxito, aun estando en la fase de implementación.

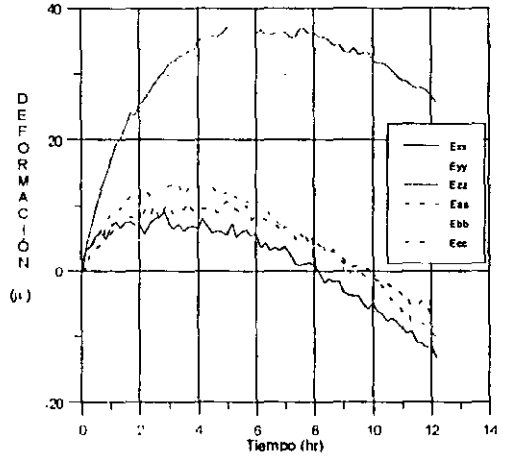
3.3.4 RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS ENSAYOS.

En las figuras 3.3.h y 3.3.i son presentadas las deformaciones obtenidas que presentaron las pruebas de relajación, para las dos muestras en el ensayo.(CP 1 y CP 2).

En las figuras 3.3.j y 3.3.k son presentados resultados para las deformaciones principales de las muestras, calculados por el programa de operación de los datos, usando las seis medidas de deformación. En la figura 3.3.L, se encuentran presentes los ejes utilizados para las mediciones del ASR 3D.

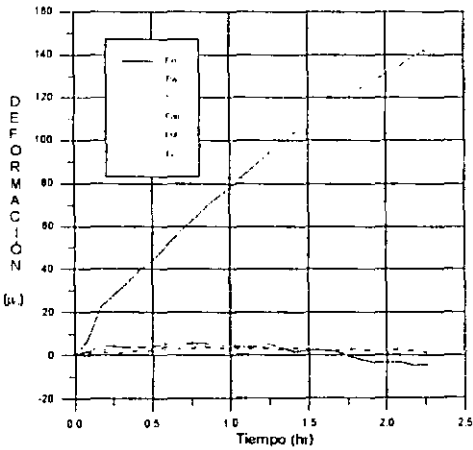


a)

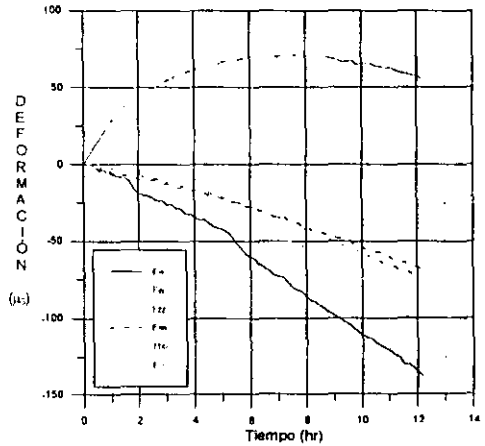


b)

Fig. 3.3.h Valores de las deformaciones residuales medidas por el ASR3D para el pozo 7-ET-670-RN. Muestra 1, a) primera medición, b) segunda medición.

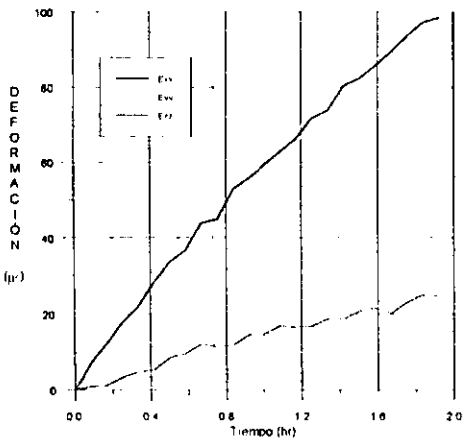


a)

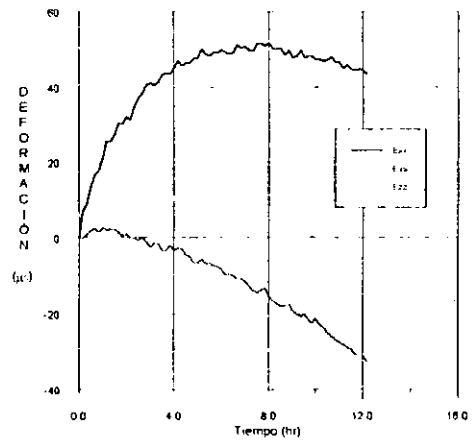


b)

Fig. 3.3.i Evolución de las deformaciones residuales para los pozos 7-ET-670-RN. Muestra 2 a) primera medición b) segunda medición.

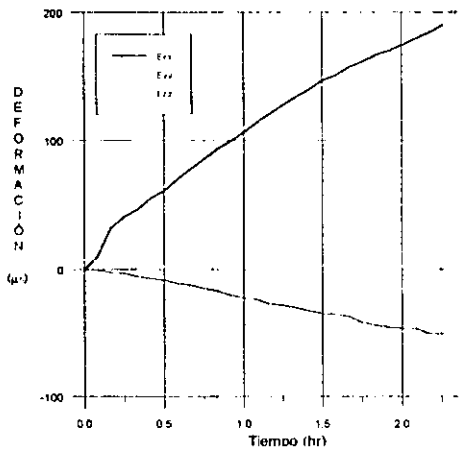


a)

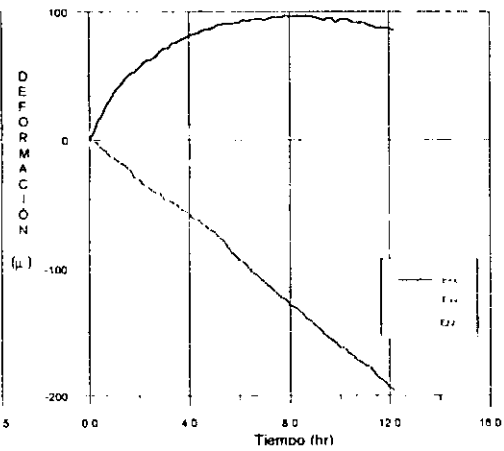


b)

Fig. 3.3.j Determinación de las deformaciones principales calculadas a partir de la evolución de las deformaciones en la muestra del pozo 7-ET-670-RN.



a)



b)

Fig. 3.3.k Deformaciones principales calculadas considerando las deformaciones medidas en el pozo 7-ET-670-RN.

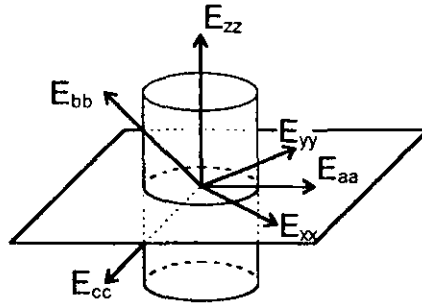


Fig. 3.3.L Ejes de coordenadas empleados en las mediciones de las deformaciones por el ASR 3D.

los azimuts calculados para las muestras, se consideran las correcciones de orientación de referencia, los cuales son presentados en las figuras 3.3.m y 3.3.n.

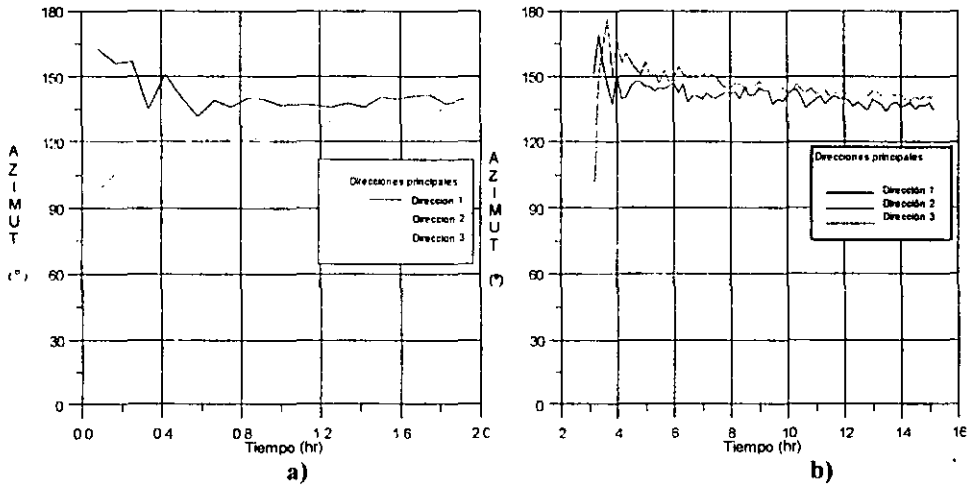


Fig. 3.3.m Azimuts calculados de las deformaciones principales, siendo consideradas las seis deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 1: a) primera medición, b) segunda medición.

Las inclinaciones de las deformaciones principales son presentadas en las figuras 3.3.o y 3.3.p, en los gráficos, se ve que el esfuerzo que presenta la inclinación más pequeña no se encuentra vertical.

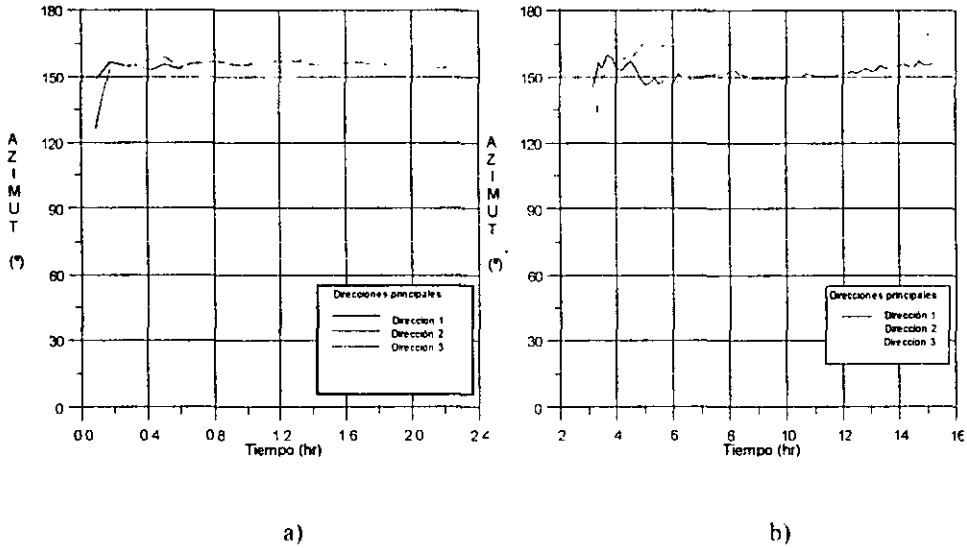


Fig. 3.3.n Azimuts calculados de las deformaciones principales, considerando las seis deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia, para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 2: a) primera medición; b) segunda medición.

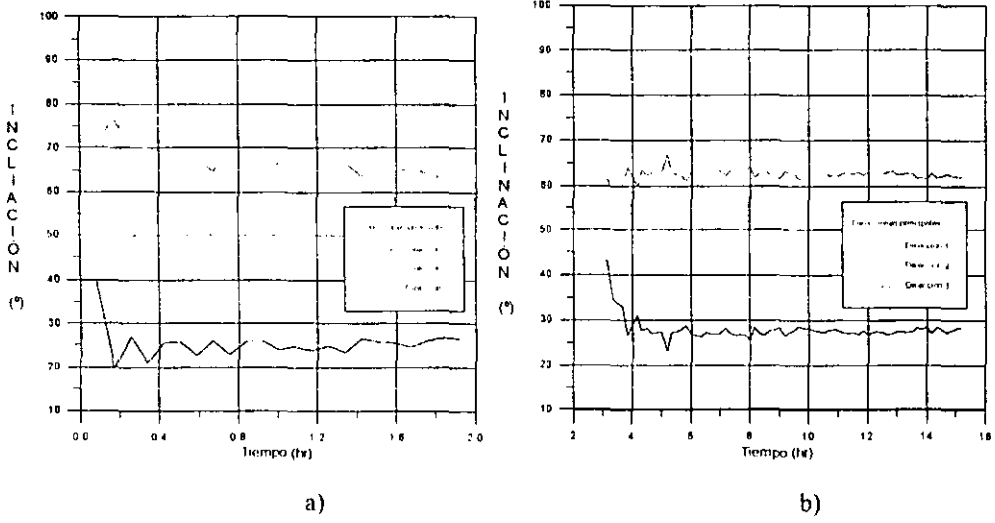


Fig. 3.3.o Inclinaciones calculadas de las deformaciones principales, se consideran las seis deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia, para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 1: a) primera medición; b) segunda medición.

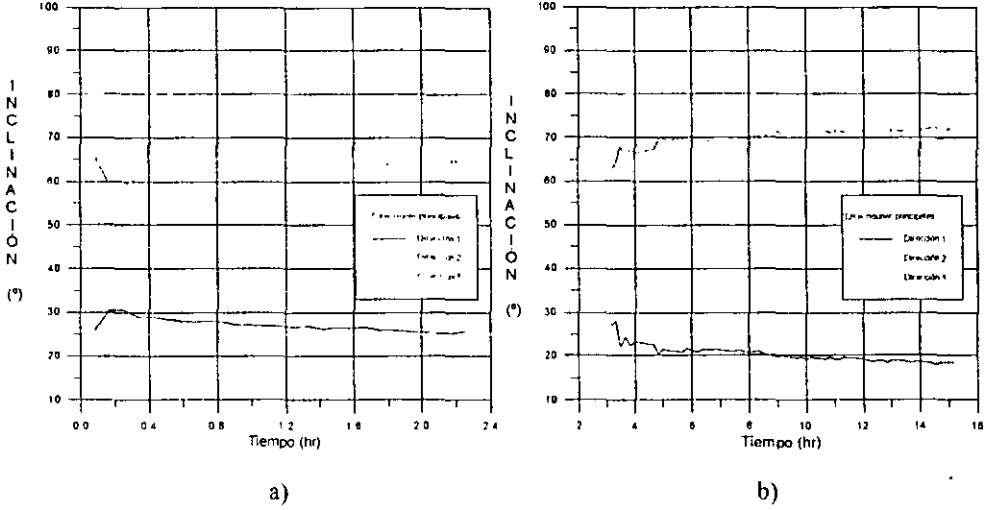


Fig. 3.3.p Inclinaciones calculadas de las deformaciones principales, considerando las seis deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia, para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 2: a) primera medición; b) segunda medición.

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

3.3.5 RESULTADOS OBTENIDOS CONSIDERANDO SÓLO CUATRO DEFORMACIONES.

Una posible simplificación para el análisis de los datos obtenidos de las mediciones de deformaciones residuales en las rocas, puede ser la consideración de sólo cuatro deformaciones, reduciendo el problema de encontrar un estado bidimensional de deformaciones, a partir de tres deformaciones medidas, en tres direcciones conocidas. En la figura 3.3.q se ve el sistema de coordenadas a que el problema se reduce.

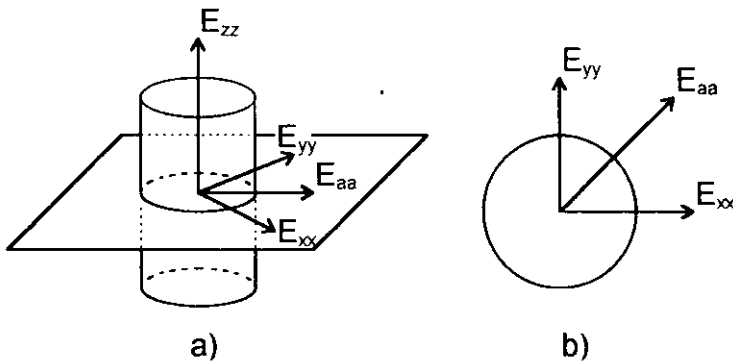


Fig. 3.3.q Simplificación teórica para el análisis de datos de medición de deformaciones residuales en las rocas: a) el sistema de ejes simplificados; b) deformaciones del problema simplificado.

Esta simplificación se torna válida para el caso de tener un pozo vertical, en un yacimiento dónde puede ser considerado que la dirección vertical es una dirección principal. Así, para la deformación vertical el propio valor medido durante la prueba son calculados, a través de las deformaciones E_{xx} , E_{yy} y E_{aa} medidas, las magnitudes de las deformaciones principales, y sus azimuts. Esta simplificación también es supuesta por la prueba de medición de anisotropía de ondas P, que se usa en la medida de azimuts de las direcciones principales en las muestras del núcleo. En esta prueba, las mediciones son en un plano considerado principal.

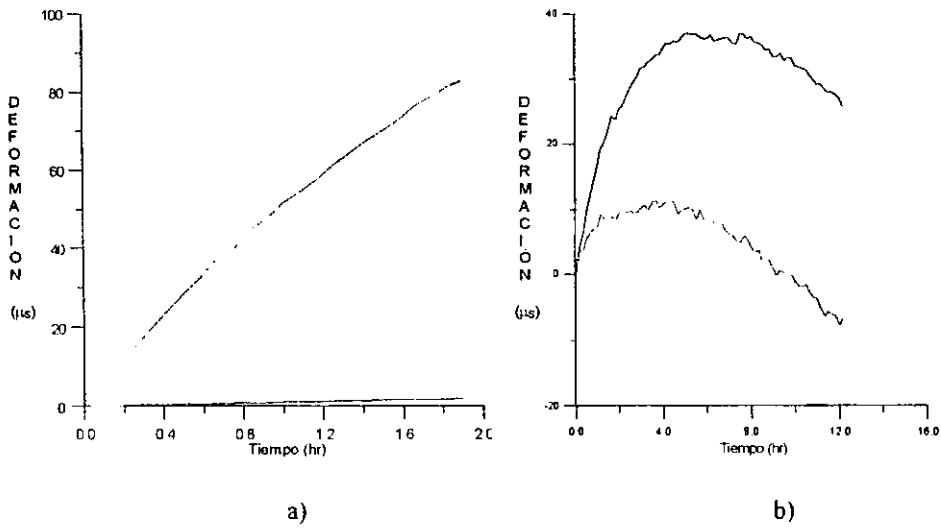


Fig. 3.3.r Deformaciones principales calculadas donde se consideran cuatro deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia, para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 1: a) primera medición; b) segunda medición.

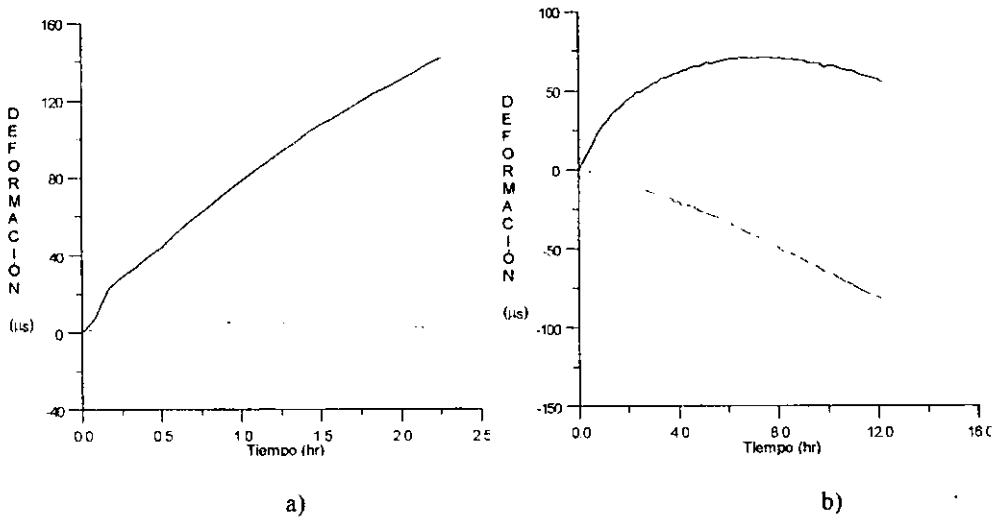
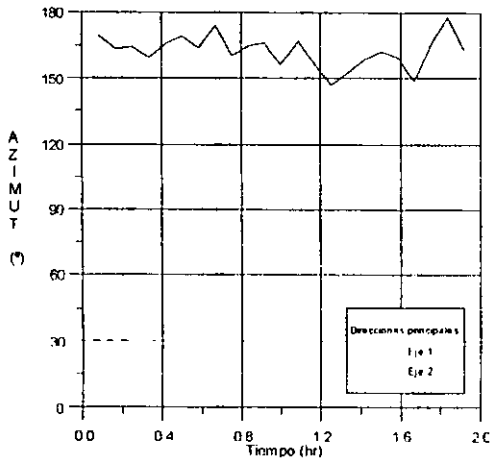
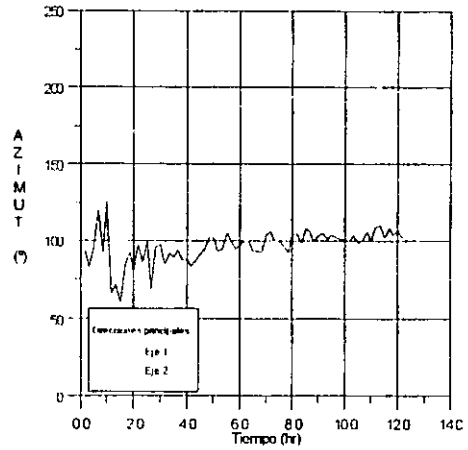


Fig. 3.3.s Deformaciones principales calculadas en donde son consideradas cuatro deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia, para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 2: a) primera medición; b) segunda medición.

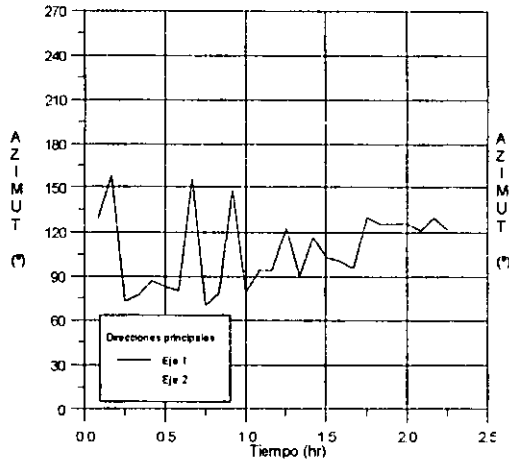


a)

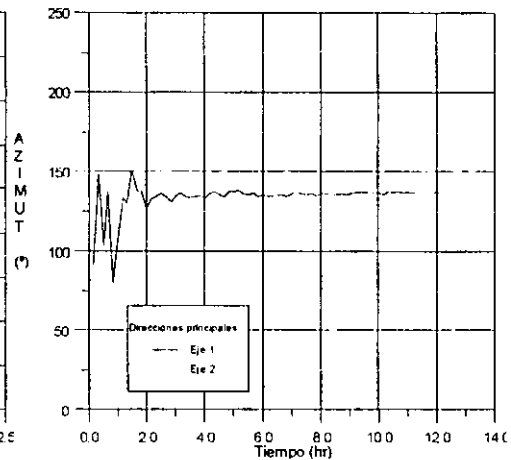


b)

Fig. 3.3.t Azimuts calculados de las deformaciones principales, donde se consideran cuatro deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia, para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 1: a) primera medición; b) segunda medición.



a)



b)

Fig. 3.3.u Azimuts calculados de las deformaciones principales, donde se consideran cuatro deformaciones medidas y la corrección de las orientaciones de referencia, para el pozo 7-ET-670-RN, Muestra 2: a) primera medición; b) segunda medición.

En las figuras 3.3.r y 3.3.s se presentan los resultados para las deformaciones, calculado a través de la simplificación del problema.

En las figuras 3.3.t y 3.3.u, son presentados los resultados obtenidos para los azimuts, siendo considerada la simplificación.

En la tabla 3.3.1, se presenta una comparación entre los resultados de toma de medidas de anisotropía de ondas P, y los resultados de los ensayos hechos con el equipo ASR3D, donde se consideró el análisis simplificado. Puede notarse la coincidencia de los dos métodos para los resultados obtenidos. Las medidas de anisotropía de ondas P fue realizada para las mismas muestras utilizadas en las pruebas con el equipo ASR3D.

	Azimuts obtenidos con el ASR3D		Azimuts Obtenidos de Medidas de Anisotropía de Ondas P	
	σ_{11}	σ_h	σ_{11}	σ_h
Muestra 1	$103.5^\circ \pm 3.5^\circ$	$136^\circ \pm 1^\circ$	$107 \pm 5^\circ$	$17 \pm 5^\circ$
Muestra 2	$136^\circ \pm 1^\circ$	$46^\circ \pm 1^\circ$	$129 \pm 5^\circ$	$39 \pm 5^\circ$

Nota: σ_{11} representa la tensión máxima horizontal.
 σ_h representa la tensión mínima horizontal.

Tabla 3.3.1 Comparación entre los azimuts obtenidos por el equipo ASR3D, y mediciones de anisotropía de ondas P en las muestras del pozo 7-ET-670-RN.

3.3.6 MAGNITUD DE LOS ESFUERZOS CALCULADOS.

Las magnitudes de los esfuerzos principales eran calculados para la utilización de la simplificación mencionada. Este procedimiento no presenta la limitación de considerar la medición de seis deformaciones, sino sólo cuatro. A pesar de esta limitación, los resultados pueden ser correctos, para los casos de tener un pozo vertical, en un yacimiento que presenta una dirección principal que coincide con la vertical.

$\Delta\tau$	[horas]	7.45	β	0.98
ν		0.46	P_{fm}	[psi/ft] 0.30
E	[psi]	1.83×10^5	σ_v	[psi/ft] 0.97

Nota: $\Delta\tau$, ν , E , β y p son constantes.
 σ_v representa el esfuerzo vertical o de sobrecarga.

Tabla 3.3.2 Valores utilizados para el cálculo de las magnitudes de las tensiones principales.

Para los datos presentados en la tabla 3.3.2, se tienen el diferencial de tiempo, $\Delta\tau$ fue medido durante la operación del núcleo; las constantes elásticas ν y E , fueron medidas en el Laboratorio de Mecánicas de Rocas de CENPES; la presión de poros P_{fm} , y el esfuerzo de sobrecarga σ_v , fueron obtenidos de datos conocidos por la operación; y el coeficiente de presión de poro β , se obtuvo haciéndose mediciones de las compresibilidades de los granos y de la matriz porosa del núcleo.

En la tabla 3.3.3 se presentan los resultados obtenidos de las magnitudes de los Esfuerzos principales, haciendo uso de la simplificación.

	CP 1		CP 2		Media	
	<i>1er. ensayo</i>	<i>2o. ensayo</i>	<i>1er. ensayo</i>	<i>2o. ensayo</i>	<i>CP 1</i>	<i>CP 2</i>
σ_{11} [psi/ft]	0.932	0.904	0.839	1.111	0.9465	0.9465
σ_h [psi/ft]	0.926	0.893	0.833	1.084	0.9340	0.9340

Tabla 3.3.3 Magnitudes de los esfuerzos principales para el pozo 7-ET-670-RN, calculados por la simplificación de las mediciones del ASR 3D.

Para los datos contenidos en la tabla 3.3.3, se observa que para CP 1 existe una mejor concordancia para los datos obtenidos en la primera y en la segunda operación.

3.4 ANÁLISIS DE ANISOTROPÍA ACÚSTICA.⁴¹⁻⁴³

(ANÁLISIS DE LA PROPAGACIÓN DE LA ONDA ACÚSTICA (AAA)).

3.4.1 OBJETIVOS.

Determinar las direcciones principales del campo de esfuerzos que actúa en la vecindad de un pozo vertical, por medio del análisis de variación con el azimut de la velocidad de propagación de ondas P y S en un núcleo orientado.

3.4.2 REQUERIMIENTOS DE LA MUESTRA Y APLICACIONES.

- Muestra de material homogéneo e isotrópico (excepto por la influencia del campo de esfuerzos).
- Núcleo orientado.

El conocimiento del campo de esfuerzos al cual el yacimiento petrolífero se encuentra confinado, constituye una información muy importante para su desarrollo efectivo. Durante la fase de planificación de las operaciones de perforación, esta información es importante y necesaria para la correcta selección de las trayectorias de un pozo (desviación y orientación) y de la dirección preferencial de drenaje del yacimiento, en vista de la relación existente entre la dirección de los esfuerzos y la permeabilidad de la roca.

Después de la perforación, esa información es utilizada en la decisión del tipo de terminación del pozo, para garantizar la estabilidad del pozo y la ausencia de producción de arena. Durante la fase de la producción, si un fracturamiento hidráulico se recomienda para aumentar el drenaje del yacimiento, el conocimiento de los esfuerzos actuantes pasa a ser de extrema importancia para la planificación de la operación.

3.4.3 MÉTODO DE VELAN.

El método de evaluación de las direcciones de actuación de las componentes principales de esfuerzo in situ, para el análisis de anisotropía de velocidades de propagación de ondas de compresión y de cizallamiento, Velan, consiste en el monitoreo de la variación de velocidades con el ángulo. Este ángulo se define por la dirección de polarización de la onda y la dirección preferencial del fisuramiento del núcleo. La causa del fisuramiento es supuesta como el alivio de los esfuerzos horizontales in situ, como fue discutido por Hsu y Schoenberg (1993), Rathore (1994) y Thomsen (1995). Ese método supone que una de las componentes principales de esfuerzo es vertical y paralela al eje del pozo, y que la roca, antes de sufrir cualquier fisuramiento por alivio de esfuerzos, era homogénea e isotrópica.

La premisa fundamental del método de Velan, es que un campo de esfuerzos horizontales anisotrópico causa una deformación radial anisotrópica en el núcleo isotrópico, cuando este es sometido a la relajación de esfuerzos, lo que provoca un fisuramiento interno perpendicular a la

dirección del esfuerzo horizontal máximo σ_{II} . Esto hace reducir las velocidades de propagación de las ondas polarizadas en la dirección de σ_{II} , como lo muestra la figura 3.4.a.

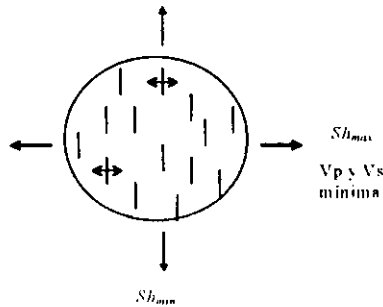


Fig. 3.4.a Vista esquemática, en el plano horizontal, del desarrollo de fisuras internas causado por la relajación de esfuerzos.

3.4.4 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL.

Para preparar el equipo experimental para la medición de las velocidades con la variación del ángulo, era necesario construir unos cascos metálicos especiales que contiene transductores ultrasónicos, que poseen extremidades puntiagudas de tal forma que emitan y reciban la señal en un punto específico del núcleo.

Se construyeron dos pares de cascos (gorras), uno para la onda P y otro para la onda S. Cada par se posiciona en la superficie del núcleo utilizando una prensa y un reloj dinamométrico, el cual garantiza que el mismo esfuerzo se impone en el núcleo, cada vez que el posicionamiento del par de gorras se cambia. El esfuerzo utilizado para este tipo de mediciones es mínimo, lo suficiente para garantizar el acoplamiento acústico de las gorras con el núcleo. Todavía con la intención de mejorar el acoplamiento acústico se pone una película entre la punta del elemento transductor y la superficie del núcleo, de acuerdo con la figura 3.4.b.

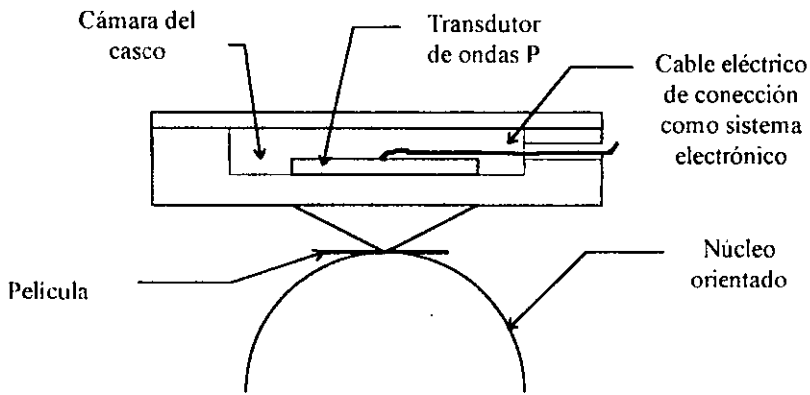


Fig. 3.4.b ½ vista lateral del contorno de la medición azimutal de onda P.

El posicionamiento de las gorras en el núcleo, depende del tipo de onda. Si la onda propagada fue P, como en el caso de la figura 3.4.b, las gorras son puestas en el lado lateral del núcleo y si la onda fue de tipo S las gorras son puestas en las extremidades del núcleo. Esta geometría es función directa de la dirección de polarización de las ondas. El posicionamiento de las gorras en las extremidades del núcleo facilita el trabajo de rotación del núcleo después de la lectura V_n de cada azimut.

Todo lo restante del sistema experimental de operación de las ondas sigue el modelo normal usado para la medición de velocidades en el laboratorio. Esto consiste básicamente en una fuente de alta potencia que proporciona el estímulo eléctrico inicial, un amplificador de la señal en la salida del núcleo, un osciloscopio digital para exhibir la señal de una manera gráfica y finalmente, los equipos del registro, que son una impresora, una computadora y de un programa que juntos hacen la captura y almacenamiento de las ondas.

Antes de la medición de los tiempos de propagación de ondas en el núcleo, es medido el tiempo de paso por el propio sistema, por tanto el sistema experimental entero es fijado sin la presencia del núcleo. Así, este tiempo es descontado del tiempo medido en las pruebas con el núcleo, de tal modo que el tiempo de propagación considerado sea simplemente relativo al núcleo.

3.4.5 EL MODELO DE THOMSEN.

La variación de velocidades con el azimut como consecuencia del fisuramiento interno del núcleo en una dirección preferencial, esto puede preverse con el modelo propuesto por Thomsen (1995). de esta manera, esos ejemplares sirven como marca para evaluar los resultados obtenidos por el método de Velan.

Este modelo describe el efecto de un grupo de fracturas circulares alineadas sobre un material elástico, isotrópico y homogéneo. Por consiguiente, el resultado es transversalmente isotrópico con su eje de simetría normal al plano de fractura. La teoría propuesta prevé el comportamiento de la propagación de ondas respecto a un medio semejante y su relación al ángulo, densidad de la fractura, forma de la fractura, compresibilidad del fluido, presencia de porosidad y dispersión. Asumiendo que las fracturas son finas y de densidad baja (fisuras), las velocidades de un medio elástico débilmente anisotrópico con un eje de simetría pueden expresarse con:

$$V_r^2(\theta) = \alpha_0^2 \left[1 + 2\delta \sin^2\theta \cos^2\theta + 2\varepsilon \sin^4\theta \right] \quad \text{Ec. 3.4.1}$$

$$V_{s \perp}^2(\theta) = \beta_0^2 \left[1 + 2 \frac{\alpha_0^2}{\beta_0^2} (\varepsilon - \delta) \sin^2\theta \cos^2\theta \right] \quad \text{Ec. 3.4.2}$$

$$V_{s \parallel}^2(\theta) = \beta_0^2 \left[1 + 2\gamma \sin^2\theta \right] \quad \text{Ec. 3.4.3}$$

donde:

α_0 y β_0 son las velocidades de las ondas P y S en la dirección de simetría.

θ es el ángulo entre la normal del frente de la onda y el eje de simetría.

El modo de cizallamiento S// es polarizado paralelamente a los planos de simetría es decir, a las fracturas, mientras que el modo S \perp posee polarización ortogonal. Los parámetros de la anisotropía δ , ϵ , y γ , son asumidos como muy pequeños ($\ll 1$), mutuamente independiente son definidos, de acuerdo con la saturación y el intervalo de frecuencia, según Thomsen (1995).

Una muestra sintética constituyó por 31 placas de aluminio de 1.6 x 5 x 10 mm, pegadas con pasta de silicón entre las superficies y fue utilizado en el laboratorio para simular la ocurrencia de planos paralelos de fractura. La observación de velocidades de anisotropía en un sistema con todas las variables controladas, permitió su comparación con los resultados previstos por el modelo de Thomsen.

Las velocidades medidas para el modo S//, con la variación del ángulo son mostradas en la figura 3.4.c con las velocidades previstas por el modelo de Thomsen. V_p y V_s , por consiguiente, son más grandes cuando la dirección de la polarización es paralela a los planos de la fractura ($\theta=90^\circ$). Como las fisuras son abiertas para el relajamiento de esfuerzos ocurre en la dirección del esfuerzo mínimo, este principio puede ser utilizado para determinar las direcciones de los esfuerzos anteriores al relajamiento.

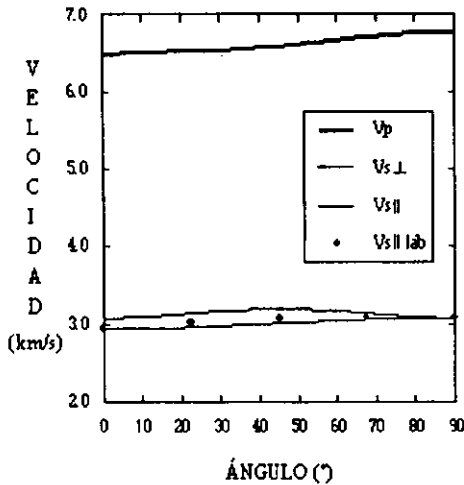


Fig. 3.4.c Comparación entre las velocidades previstas por el modelo de Thomsen y las velocidades medidas en el laboratorio.

3.5 MÉTODO DE RELAJACIÓN DE ESFUERZOS.³⁸

Este método determina las direcciones de los esfuerzos horizontales in situ. Está basado en la suposición de que un núcleo recuperado se relaja, es decir de las condiciones originales en las que se encontraba deformaba elásticamente en proporción de los esfuerzos in situ preexistentes. En otras palabras, la deformación de un núcleo dependiente del tiempo; después de que ha sido cortado puede relacionarse directamente a los esfuerzos in situ.

Este método supone que la máxima deformación recuperada puede ocurrir en la dirección del máximo esfuerzo fig. 3.5.a. La magnitud del desplazamiento elástico (relajación) mostrado por el núcleo de la roca, depende de la liberación de esfuerzos a los que se encontraba sometido, propiedades de la roca dependientes del tiempo y del tamaño del núcleo.

La deformación dependiente del tiempo que un núcleo muestra después de que es recuperado del fondo del pozo, es el resultado de desplazamientos causados por la liberación de

los esfuerzos in situ (esfuerzos horizontales y de sobrecarga), por el cambio en la temperatura del núcleo y por la liberación de la presión de poro.

Para determinar la dirección del esfuerzo horizontal máximo de un núcleo recuperado de un pozo vertical, se realizan tres mediciones diametrales, suponiendo que el máximo esfuerzo es el de sobrecarga, los otros dos esfuerzos son horizontales. En el caso de un núcleo recuperado de un pozo horizontal o altamente inclinado, las tres mediciones diametrales deben realizarse en el verdadero plano horizontal, de otra manera, deberán de realizarse seis mediciones diametrales a diferentes ángulos del eje del núcleo.

El análisis de datos se realiza después de corregir los datos por efecto de temperatura. Generalmente el análisis se hace por cada conjunto de mediciones mediante un programa de computo. La predicción final resultante del análisis se corrige de acuerdo a la dirección del azimut en núcleo orientado.

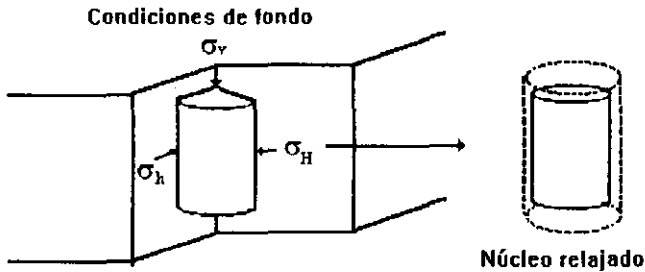


Fig. 3.5.a Núcleo de un pozo vertical para el método de relajación de esfuerzos.

4. MÉTODOS MATEMÁTICOS COMBINADOS Y MÉTODOS QUE UTILIZAN EXTENSÓMETRO.

4.1 MÉTODOS MATEMÁTICOS COMBINADOS.

4.1.1 TÉCNICA DE INVERSIÓN A PARTIR DE MICROFRACTURAMIENTOS EN POZOS INCLINADOS.^{4,44}

La técnica de inversión de ensayos leak-off (admisión) tiene como objetivos fundamentales la obtención de la magnitud y dirección tanto del esfuerzo mínimo como del esfuerzo máximo horizontal. Esta técnica es particularmente útil a partir de los datos de admisión y microfractura de pozos desviados. Para su interpretación efectiva además de los datos del ensayo de microfractura (presión de poro, esfuerzo de sobrecarga, profundidad) se requiere de dos parámetros adicionales siendo estos la dirección del azimut y la inclinación del punto en el cual se efectúa el ensayo de admisión.

Este método propuesto por Aadnoy combina la presiones de microfractura de al menos tres pozos con desviaciones mayores a los 10° y las ecuaciones de transformación de coordenadas para establecer un sistema de ecuaciones con dos incógnitas básicas, los esfuerzos horizontales máximos y mínimos. Los datos de al menos tres pozos permite establecer un sistema con mayor número de datos que ecuaciones, lo cual permite utilizar los numerosos datos de leak-offs y así utilizar un proceso estadístico en cual todos y cada uno de los ensayos contribuyen a aumentar la confiabilidad del análisis de los datos.

La figura 4.1.1.b muestra una configuración típica de pozos en operaciones de perforación costa afuera, en donde una cantidad de pozos se perfora en diferentes direcciones. Cada pozo

tiene una orientación e inclinación diferentes y por lo tanto los datos de leak-off reflejan de forma diferente la proyección de la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales.

Típicamente uno supone que los dos esfuerzos horizontales son iguales en los estudios de la estabilidad del agujero. Esta simplificación ha sido necesaria debido a la carencia de datos. La Técnica de Inversión Matemática aplicada aquí distingue entre dichos esfuerzos la estima, la magnitud y el sentido de cada uno de ellos, para lo cual sólo se necesita datos de pruebas de fracturamiento Leak-off.

El método usa ecuaciones de transformación de esfuerzos, tomando como ventaja las características direccionales de los agujeros costa afuera. Incluyendo la inclinación del agujero y el azimut, uno puede calcular los dos esfuerzos horizontales (que normalmente nunca son iguales). El resultado del modelo consiste en calcular la inversa de un sistema de ecuaciones predeterminado.

La experiencia en la Ingeniería de Minas y Geotermia muestra que los esfuerzos in situ de un campo son no hidrostáticos. Esto permite que los tres esfuerzos principales tengan diferentes magnitudes, esta suposición es válida también para agujeros profundos.

El conocimiento de los esfuerzos in situ del campo es un factor clave en cualquier trabajo relacionado con la mecánica de rocas. Realzando esta importancia la industria petrolera esta usando con más frecuencia técnicas tales como el microfracturamiento y pruebas sobre la recuperación de la deformación en núcleos. El esfuerzo de sobrecarga es fácilmente obtenido de registros y si los esfuerzos horizontales son conocidos, se pueden usar los principios de la mecánica de rocas para analizar problemas del agujero tales como el fracturamiento, perdidas de circulación, colapso y producción de arena y de manera radical evitar y reducir los problemas del agujero planeando la trayectoria, dirección del mismo y la dirección de los disparos.

El método combina la ecuación de la presión de fracturamiento y las ecuaciones de transformación de esfuerzos para calcular los dos esfuerzos horizontales. Al incluir la inclinación y el azimut de cada pozo, se puede definir un sistema de ecuaciones, en el cual las variables

desconocidas son los dos esfuerzos horizontales. El resultado del modelo consiste en la obtención de la inversa de un sistema constreñido de ecuaciones, donde cualquier número de presiones de leak-off se puede utilizar. La ventaja del método es que todos los datos necesitados se obtienen de cualquier pozo, permitiendo así aplicar la técnica a pozos viejos.

Los esfuerzos del campo y el azimut de la fractura están íntimamente relacionados, ya que uno da información del otro y viceversa, por ejemplo Smith (1986) compara 7 métodos para determinar la orientación (azimut) de la fractura y estos son:

- 1.- Televisión de fondo.
- 2.- Registros de calibración orientados.
- 3.- Monitoreo con medidores de inclinación.
- 4.- Recuperación de esfuerzos inelásticos.
- 5.- Análisis de curvas de deformación.
- 6.- Análisis de velocidades de onda.
- 7.- Monitoreo microsísmico.

En su investigación Smith determinó el azimut de una arenisca a 320 m., el azimut fue determinado como N95°E, pero existieron diferencias significativas en algunas de las mediciones. La tabla 4.1.1 resume los resultados de los azimut medidos y dentro de los cuales incluye tanto los métodos de análisis de laboratorio como los realizados en la localización del pozo, y en la cual se destaca que los valores obtenidos de los análisis de laboratorio DSCA (Análisis diferencial de la curva de deformación) y DWVA (Análisis diferencial de velocidad de la onda) están muy alejados del valor verdadero.

	procedimiento	Azimut
Registro de agujero	Televisión de fondo	N95°E
Registros de agujero	Caliper o Dipmeter	---
Tilmeters	Tilmeter	N95°E
Análisis de núcleos	Relajación de esfuerzos	N86°E
Análisis de núcleos	Análisis DSCA y DWVA	N30°W
Monitoreo sísmico	Sísmica del agujero	N70°E
Monitoreo sísmico	Sísmica remota	---

Tabla 4.1.1 Resumen de los azimuts medidos.

4.1.1.1 BASE TEÓRICA.

En la producción de pozos costa afuera, un gran número de pozos son perforados en diferentes direcciones, como se muestra en la fig. 4.1.1.a. Cada pozo tiene diferente azimut y dirección. Por esta razón se ha dificultado la obtención de una medida del estado de esfuerzos a partir de las mediciones en un sólo pozo. Sin embargo, tomando ventaja de la geometría indicada en la fig. 4.1.1.a, se calcula un juego de esfuerzos que satisface aproximadamente todas las mediciones.

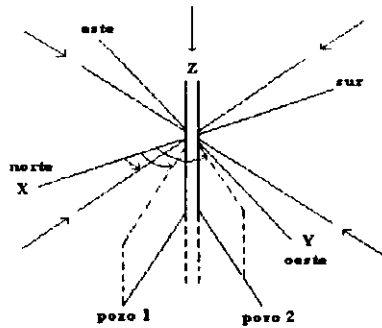


Fig. 4.1.1.a Geometría de pozos con diferente azimut y dirección.

Derivada a partir de las llamadas ecuaciones de kirsch, la bien conocida relación para la presión de fractura del agujero es:

$$P_{wf} = 3 * \sigma_v - \sigma_x - P_{fm} + \sigma_{tension} \quad \text{Ec. 4.1.1.1}$$

donde:

σ_x y σ_y son los esfuerzos horizontales con respecto al sistema coordenado x, y, z.

$\sigma_{tension}$ es el esfuerzo a la tensión de la roca.

P_{wf} es la presión de fondo del pozo al momento de la fractura.

Esta ecuación es valida para cualquier orientación, ya que esta referida al sistema coordenado x, y, z del agujero (z esta dirigida a lo largo del eje del agujero). Se supuso que $\sigma_x > \sigma_y$ en la derivación de la ecuación 4.1.1.1, suposición que debe checarsse después de efectuar los cálculos correspondientes. La ecuación 4.1.1.1 se puede simplificar algunas veces, sabiendo que la componente del esfuerzo tangencial proporciona la mayor contribución al esfuerzo principal mínimo, el esfuerzo tangencial se definió entonces, aproximadamente como el esfuerzo principal mínimo.

Usando valores típicos para los esfuerzos en un campo de aceite, el error está estimado a caer dentro de un pequeño porcentaje usando esta aproximación. Si usáramos la ecuación completa para calcular los esfuerzos horizontales (Aadnoy y Chenevert, 1987), se deben de incluir las componentes del esfuerzo de corte, los cuales se desprecian en la derivación de la formulación matemática explícita.

Nosotros descamos calcular el estado de esfuerzos in situ. Las relaciones entre los esfuerzos iniciales in situ y sus componentes referidas al sistema coordenado del agujero son (fig. 4.1.1.b):

$$\sigma_x = (\sigma_H \cos^2 \varphi + \sigma_h \sin^2 \varphi) \cos^2 \gamma + \sigma_v \sin^2 \gamma \quad \text{Ec. 4.1.1.2}$$

$$\sigma_y = \sigma_H \sin^2 \varphi + \sigma_h \cos^2 \varphi \quad \text{Ec. 4.1.1.3}$$

donde:

- φ es el azimuth del pozo con respecto a un eje arbitrario.
- γ representa la inclinación con respecto a la vertical.
- σ_v el esfuerzo de sobrecarga.
- σ_H, σ_h representan los esfuerzos horizontales.

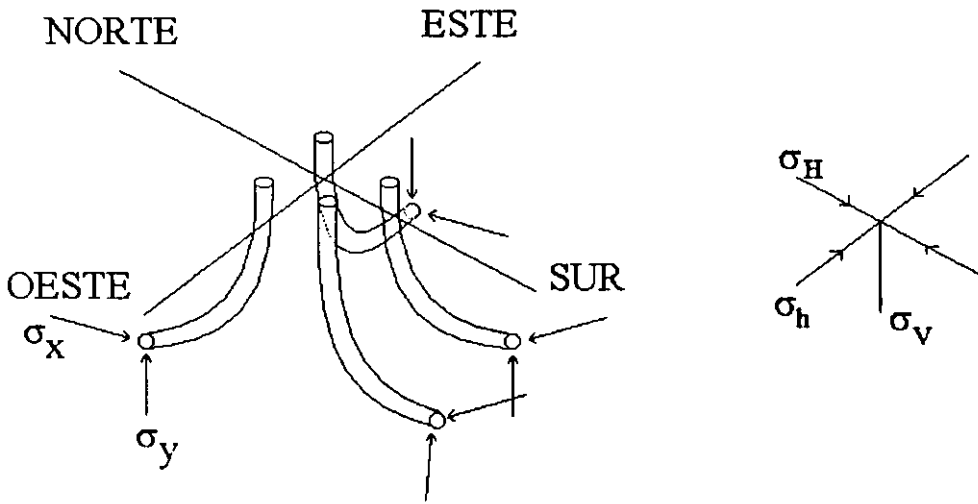


Fig. 4.1.1.b Configuración básica del problema de determinación del campo de esfuerzos por la técnica de inversión de leak-offs.

Los parámetros de interés son la relación σ_H / σ_v y σ_h / σ_v . El esfuerzo de sobrecarga se calcula usualmente de los registros de densidad. Si sustituimos las ecuaciones 4.1.1.2 y 4.1.1.3 en la ecuación 4.1.1.1, dividiendo entre el esfuerzo de sobrecarga y acomodando los términos se tiene que:

$$\frac{p_{wf} + p_{fm} - \sigma_{tension}}{\sigma_o} + \sin^2 \gamma = \{3 \sin^2 \varphi - \cos^2 \varphi \cos^2 \gamma\} \frac{\sigma_H}{\sigma_v} + \{3 \cos^2 \varphi - \sin^2 \varphi \cos^2 \gamma\} \frac{\sigma_h}{\sigma_v}$$

Ec. 4.1.1.4

Estudiando la ecuación anterior se puede hacer interesantes observaciones. Se observa que los ángulos γ y φ son constantes físicas que dependen de la geometría del agujero, se nota también que la ecuación es una ecuación lineal. Los dos factores desconocidos son despejados al

lado derecho. Entonces, suponiendo que tenemos presiones de fractura de diferentes agujeros, la ecuación 4.1.1.4 puede ser usada para construir un sistema de ecuaciones.

Un examen detallado de la ecuación 4.1.1.4 muestra que, una vez conocidas la desviación y la dirección del pozo se obtiene un sistema lineal de ecuaciones, el cual de disponer con suficientes datos de presión de ruptura o leak-off (tres o más), se puede construir un sistema matricial de ecuaciones en términos de las incógnitas de los esfuerzos horizontales, el cual puede representar como:

$$\begin{bmatrix} P_1' \\ P_2' \\ \vdots \\ P_n' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_1 & b_1 \\ a_2 & b_2 \\ \vdots & \vdots \\ a_n & b_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_{11} / \sigma_v \\ \sigma_h / \sigma_v \end{bmatrix}, \quad \text{Ec. 4.1.1.5}$$

donde el subíndice representa el resultado de un ensayo leak-off en donde se conoce la desviación y orientación de un pozo, o en términos de notación matricial.

$$[P'] = [A][\sigma] \quad \text{Ec. 4.1.1.6}$$

Aquí tenemos por conveniencia, agrupados todos los parámetros de la izquierda en la ecuación 4.1.1.5 bajo el término de la matriz $[P']$, y del lado derecho las expresiones de los cosenos y senos dentro de los términos **a** y **b** los cuales se agrupan en el término de la matriz $[A']$. Para resolver la ecuación 4.1.1.6 necesitamos al menos dos mediciones, pero cualquier número de mediciones puede usarse, mientras más información exista mejor. Cuando existen más datos que incógnitas tenemos un sistema de ecuaciones sobre constreñido. En lo sucesivo se determinara la inversa de la ecuación 4.1.1.6 por un método análogo al usado por Kanasewich (1981). El error se definió como la diferencia entre las mediciones y las estimadas como sigue:

$$[e] = [A][\sigma] - [P] \quad \text{Ec. 4.1.1.7}$$

El error será minimizado por el método de mínimos cuadrados. La norma cuadrada es así obtenida como:

$$e = [e]^T [e]$$

$$e = \{[A][\sigma] - [P]\}^T \{[A][\sigma] - [P]\}$$

$$e = [\sigma]^T [A]^T [A][\sigma] - [P]^T [A][\sigma] - [\sigma]^T [A]^T [P] + [P]^T [P]$$

$$\text{Ec. 4.1.1.8}$$

Para minimizar la norma cuadrada distinguiremos un espacio vectorial con respecto a $[\sigma]$ o $[\sigma]^T$ e igualar los resultados a cero, es decir :

$$\left(\frac{\partial e^2}{\partial [\sigma]} \right) = 0$$

$$\left(\frac{\partial e^2}{\partial [\sigma]^T} \right) = 0$$

Ambas ecuaciones llegan al mismo resultado por lo que la solución estimada es:

$$[\sigma] = \left([A]^T [A] \right)^{-1} [A]^T [P'] \quad \text{Ec. 4.1.1.9}$$

Sin embargo, hay que ajustar la solución. Para ello es necesario que el siguiente determinante sea no singular, es decir que el $\det [A]^T [A]$ sea diferente de cero.

La ecuación 4.1.1.9 es una herramienta útil para estimar los esfuerzos in situ. Sin embargo, hay un problema más a vencer. La arbitraria selección del sistema coordenado x, y, z puede ser convenientemente definida de la siguiente manera: z esta dirigida en dirección descendente, mientras que x y y son dirigidas en el plano horizontal. En el campo x puede ser seleccionada arbitrariamente al norte, mientras que y podría estar dirigida hacia el este. El problema surge en la transformación de las ecuaciones 4.1.1.2 y 4.1.1.3. Aquí σ_H se refiere al eje x , mientras que σ_h se refiere al eje y . Por consiguiente, diferentes orientaciones geográficas de x y y darán diferentes valores de los esfuerzos in situ (y diferentes direcciones). El problema puede ser resuelto seleccionando arbitrariamente las direcciones x y y , pero introduciendo un ángulo β tal que $(\varphi - \beta)$ sustituya a φ en las ecuaciones 4.1.1.2 y 4.1.1.3. El nuevo ángulo β define la dirección σ_H a partir del eje x seleccionado arbitrariamente. La manera natural para manejar la situación ahora es insertar $(\varphi - \beta)$ en los elementos de la ecuación 4.1.1.9, diferenciarla e igualarla a cero para calcular los valores máximos y mínimos de $[\sigma]$.

Se observa sin embargo, que los elementos de la matriz $[A]$, con β insertado como variable tienden a convertirse fuertemente en no lineales. Por lo que esta consideración será abandonada. En lugar de lo anterior, se tomará la siguiente aproximación: Los datos del pozo se refirieron arbitrariamente al sistema coordenado seleccionado x, y, z e insertados en la ecuación :

$$[A] = \begin{bmatrix} a_1 & b_1 \\ a_2 & b_2 \\ a_3 & b_3 \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ a_n & b_n \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 4.1.1.10}$$

donde:

$$a_i = 3 \operatorname{sen}^2(\varphi_i - \beta) - \cos^2(\varphi_i - \beta) \cos^2 \gamma_i \quad \text{Ec. 4.1.1.11}$$

$$b_i = 3 \cos^2(\varphi_i - \beta) - \operatorname{sen}^2(\varphi_i - \beta) \cos^2 \gamma_i \quad \text{Ec. 4.1.1.12}$$

Para $\sigma_y < \sigma_x$ $i = 2, 3, \dots, n$.

Para el caso $\sigma_y > \sigma_x$, las ecuaciones correspondientes, son:

$$a_i = 3 \cos^2(\varphi_i - \beta) \cos^2 \gamma - \operatorname{sen}^2(\varphi_i - \beta) \quad \text{Ec. 4.1.1.13}$$

$$b_i = 3 \operatorname{sen}^2(\varphi_i - \beta) \cos^2 \gamma - \cos^2(\varphi_i - \beta) \quad \text{Ec. 4.1.1.14}$$

Así, son estimados los esfuerzos horizontales in situ:

$$\begin{bmatrix} \frac{\sigma_H}{\sigma_V} \\ \frac{\sigma_h}{\sigma_V} \end{bmatrix} = \left([A]^T [A] \right)^{-1} [A]^T [P] \quad \text{Ec. 4.1.1.15}$$

donde para $\sigma_y < \sigma_x$ $i=2,3,\dots,n$.

$$P'_i = \frac{P_{wf} + P_{fm} - \sigma_{tension_i}}{\sigma_{T_i}} + \text{sen}^2 \gamma_i \quad \text{Ec. 4.1.1.16}$$

Para el caso $\sigma_y > \sigma_x$:

$$P'_i = \frac{P_{wf} + P_{fm} - \sigma_{tension_i}}{\sigma_{T_i}} - 3\text{sen}^2 \gamma_i \quad \text{Ec. 4.1.1.17}$$

Finalmente el error cuadrático, se obtiene de la ecuación 4.1.1.8. El procedimiento es repetido para todos los ángulos entre $0^\circ \leq \beta \leq 90^\circ$. El error cuadrático se calcula y se gráfica en función del ángulo β . El valor mínimo del error da la dirección de los esfuerzos in situ σ_{T1} , relativo a la dirección x seleccionada, y la magnitud de los esfuerzos horizontales in situ σ_{T1} y σ_{T2} para este ángulo β .

Nótese que el esfuerzo de tensión de la roca es considerado aun cero, a menos de que muy buena información de fracturamiento este disponible. Normalmente las ecuaciones 4.1.1.11 y 4.1.1.12 y 4.1.1.16 son usadas en el modelo. Sin embargo, la aplicación de las ecuaciones 4.1.1.13 y 4.1.1.14, dependerán de la suposición del "estado de esfuerzos", durante la aplicación del modelo.

4.1.2 TÉCNICA DE ANÁLISIS DE IMÁGENES^{17-19, 43} (UTILIZANDO SIMULACIÓN MATEMÁTICA PARA RETROANÁLISIS).

Esta metodología fue propuesta inicialmente por Zoback en 1985. De manera sencilla el método consiste en analizar la forma y orientación de los registros de ovalización por imágenes tipo UBI, CBIL o CAST. En términos sencillos el método asume que la forma y orientación de las ovalidades responde al estado de los esfuerzos *in-situ* y a las características de la roca, además un análisis detallado de la geometría del agujero puede ser empleado mediante retroanálisis o regresión para establecer cotas o intervalos posibles de los valores de magnitud del campo de esfuerzos.

El método asume que la roca puede ser descrita mediante la teoría de elasticidad lineal y que la ovalización se origina de falla por colapso y que esta limitada por la magnitud de la cohesión del material.

La literatura especializada documenta la aplicación de los datos obtenidos del registro caliper de cuatro brazos para la determinación del azimut del esfuerzo horizontal mínimo. El procedimiento consiste en definir el azimut de las ovalizaciones (breakouts) generadas en el pozo por la anisotropía de los esfuerzos horizontales. Las ovalizaciones consisten de secciones de mayor radio que el radio del pozo, localizadas en dos extremos del perímetro (usualmente 180° de separación) del pozo, cuya orientación coincide con la orientación del esfuerzo horizontal mínimo del análisis de medidas detalladas de la forma de la sección transversal especial llamada "ultrasonic borehole televiewer". Esta herramienta consiste de un transductor rotatorio piezoeléctrico el cual es magnéticamente orientado y emite y recibe pulsos ultrasónicos de 1 Mhz, con una frecuencia de 600 veces por revolución de la herramienta. El UBT ha sido empleado exitosamente para establecer fracturas naturales de un pozo. A este respecto, Zoback concluyó que el uso del UBT es excelente cuando se requiere analizar las ovalizaciones en detalle.

Adicionalmente, en su artículo presenta un procedimiento para evaluar la magnitud de los esfuerzos horizontales a partir de la forma de las ovalizaciones. Este procedimiento se fundamenta en el empleo de:

- a) Un modelo elástico para calcular los esfuerzos alrededor del pozo
- b) El criterio de falla de Mohr-Coulomb.

El modelo para determinar la distribución de esfuerzos alrededor de un agujero cilíndrico en un plano de longitud infinita, el cual está sujeto a dos esfuerzos principales σ_H y σ_h es representado por las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_r = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left[1 - \frac{R^2}{r^2} \right] + \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left[1 - 4\frac{R^2}{r^2} + 3\frac{R^4}{r^4} \right] \cos 2\theta + \frac{\Delta P R^2}{r^2} \quad \text{Ec. 4.1.2.1}$$

$$\sigma_\theta = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left[1 + \frac{R^2}{r^2} \right] - \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left[1 + 3\frac{R^4}{r^4} \right] \cos 2\theta - \frac{\Delta P R^2}{r^2} \quad \text{Ec. 4.1.2.2}$$

$$\tau_{r\theta} = -\frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left[1 + 2\frac{R^2}{r^2} - 3\frac{R^4}{r^4} \right] \sin 2\theta \quad \text{Ec. 4.1.2.3}$$

El criterio de Mohr-Coulomb está representado por:

$$\tau_0 = (1 + \mu^2) \left[\left(\frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2} \right)^2 + \tau_{r\theta}^2 \right]^{1/2} - \mu \left(\frac{\sigma_\theta + \sigma_r}{2} \right) \quad \text{Ec. 4.1.2.4}$$

donde:

- $\sigma_r, \sigma_\theta, \tau_{r\theta}$ esfuerzos radial, tangencial y de corte sobre la pared del pozo, (psi).
- R, r radio del pozo, distancia radial, (pg).
- θ ángulo con respecto al esfuerzo horizontal máximo, (grados).

ΔP presión diferencial en la cara del pozo, (psi).

Empleando las ecuaciones 4.1.2.1 a la 4.1.2.4, Zoback derivó expresiones para el cálculo de la magnitud de los esfuerzos horizontales a partir de la forma de la ovalización. Para este cálculo se requiere conocer el valor del radio máximo de la ovalización (r_b) y el ángulo(θ_b) que forma el punto de intersección de la ovalidad con el perímetro del pozo y la orientación del esfuerzo horizontal máximo (ver fig. 4.1.2.a). Adicionalmente, se deben conocer las magnitudes de la cohesión de la roca (τ_0) y el coeficiente de fricción (μ).

$$\tau(R, \theta_b) = \frac{1}{2} [(a_1 + a_2)\sigma_H + (b_1 + b_2)\sigma_h] + e\Delta P \quad \text{Ec. 4.1.2.5}$$

$$\tau\left(r, \frac{\pi}{2}\right) = \frac{1}{2} [(c_1 + c_2)\sigma_H + (d_1 + d_2)\sigma_h] + f\Delta P \quad \text{Ec. 4.1.2.6}$$

donde:

$$a_1 = -\mu(1 - 2\cos 2\theta_b)$$

$$a_2 = \pm(1 + \mu^2)^{\frac{1}{2}}(1 - 2\cos 2\theta_b)$$

$$b_1 = -\mu(1 + 2\cos 2\theta_b)$$

$$b_2 = \pm(1 + \mu^2)^{\frac{1}{2}}(1 + 2\cos 2\theta_b)$$

$$c_1 = -\mu \left(1 + 2 \frac{R^2}{r_b^2} \right)$$

$$c_2 = \pm (1 + \mu^2)^{\frac{1}{2}} \left(1 - \frac{R^2}{r^2} + 3 \frac{R^4}{r_b^4} \right)$$

$$d_1 = -\mu \left(1 - 2 \frac{R^2}{r_b^2} \right)$$

$$d_2 = \pm (1 + \mu^2)^{\frac{1}{2}} \left(-1 + \frac{R^2}{r^2} + 3 \frac{R^4}{r_b^4} \right)$$

$$e = \pm (1 + \mu^2)^{\frac{1}{2}}$$

$$f = \pm (1 + \mu^2)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{R^2}{r_b^2} \right)$$

$$\sigma_H = 2 \frac{(d_1 + d_2)(\tau_0 - e\Delta P) - (b_1 + b_2)(\tau_0 - f\Delta P)}{(a_1 + a_2)(d_1 + d_2) - (b_1 + b_2)(c_1 + c_2)}$$

$$\sigma_h = 2 \frac{(a_1 + a_2)(\tau_0 - f\Delta P) - (c_1 + c_2)(\tau_0 - e\Delta P)}{(a_1 + a_2)(d_1 + d_2) - (b_1 + b_2)(c_1 + c_2)}$$

$$\frac{\sigma_H}{\sigma_h} = \frac{(d_1 + d_2)(\tau_0 - e\Delta P) - (b_1 + b_2)(\tau_0 - f\Delta P)}{(a_1 + a_2)(\tau_0 - f\Delta P) - (c_1 + c_2)(\tau_0 - e\Delta P)}$$

Si el valor de $\sigma_r - \sigma_\theta$ es positivo, los valores de a_2 , b_2 , c_2 y d_2 serán positivos y negativos para e y f .

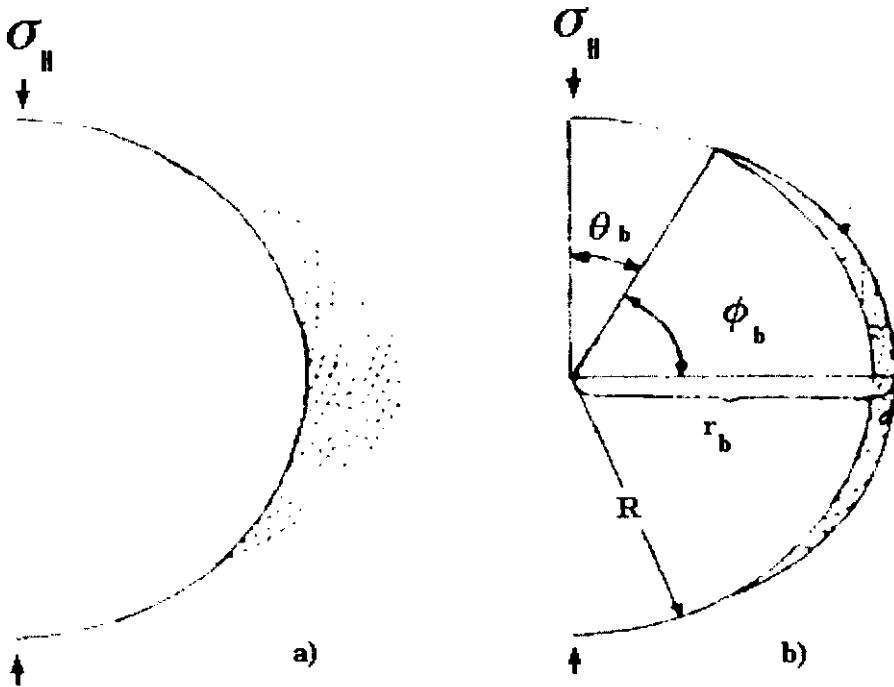


Fig. 4.1.2.a Parámetros que definen la ovalización.

Los autores concluyeron que la teoría mencionada resultó muy útil en la predicción de la magnitud de los esfuerzos horizontales. Sin embargo, también mencionaron que la deformación inelástica alrededor del pozo juega un papel importante en la generación de la ovalización. Por lo

tanto, el proceso de falla dependiente del tiempo deberá considerarse para la evaluación de esfuerzos a partir de ovalizaciones.

El método presentado por Zoback consiste de una herramienta más para la determinación del campo de esfuerzos horizontales. La desventaja del método consiste de que para emplearlo se requiere conocer el ángulo θ_b y para esto es necesario realizar un registro de imágenes múltiples o UBT.

4.2 MÉTODOS QUE UTILIZAN EXTENSÓMETRO.

4.2.1 PRUEBAS DE MICROFRACTURA CON EXTENSÓMETRO.

El extensómetro para agujero es un calibrador multibrazos de alta precisión orientado con sistemas de medición de presión y temperatura. Se utilizan unos empacadores no magnéticos para aislar la zona a investigar. El extensómetro mide la deformación del agujero antes, durante y después de la iniciación y propagación de la fractura hidráulica. La información se reúne y analiza para obtener la dirección de los esfuerzos in situ, para determinar propiedades mecánicas de la formación y medir la presión de cierre de la fractura y su ancho.

El extensómetro es bajado al agujero con una línea y cuenta con lectura superficial en tiempo real. Las observaciones en tiempo real permiten la determinación cuando la fractura se ha iniciado, así como su dirección relativa. Cabe señalar que se requiere un análisis detallado de los datos para obtener un resultado exacto.

Este método utiliza el extensómetro combinado con un microfracturamiento permitiendo efectuar mediciones de las deformaciones de las paredes del pozo, permitiendo así determinar directamente la magnitud de σ_h y la dirección de la fractura y por tanto la del esfuerzo σ_h .

4.2.1.1 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA ADOPTADA.

Es un método por el cual se obtiene valores más precisos de la magnitud de el esfuerzo mínimo horizontal que actúa en un determinado punto de una formación. Consiste en efectuar un ensayo de microfracturamiento hidráulico, el cual puede efectuarse a pozo abierto, o en pozos revestidos y disparados. Una vez fracturada la formación se efectúa un seguimiento a la caída de presión después de detenido el bombeo, buscando detectar la presión de cierre instantáneo (PCI) de la fractura. Este valor determinado mediante el análisis de la curva de decaimiento versus tiempo se considera igual al valor de σ_h .

La determinación del ángulo de σ_h , se efectúa a partir de la dirección de la fractura en el caso de un ensayo en agujero descubierto, la cual se puede determinar mediante la toma de un núcleo orientado, recuperando el tope de la formación con la fractura inducida cuya dirección de propagación se correlaciona con la orientación del núcleo, mientras que la zona no fracturada se puede utilizar para la realización de un ensayo de relajación tipo ASR. Alternativamente, se puede efectuar la toma de un registro de imágenes (tipo FMI/FMS, UBI de Schlumberger, CAST de Halliburton o CBIL de Western Atlas) a fin de establecer la orientación del fracturamiento, cuya dirección de propagación es igual a la dirección de σ_h .

El extensómetro T.H.E. es una herramienta desarrollada por la Total y Halliburton para ser empleada durante las operaciones de microfracturamiento y determinar directamente los parámetros σ_H y σ_h que actúan en un determinado punto de la formación.

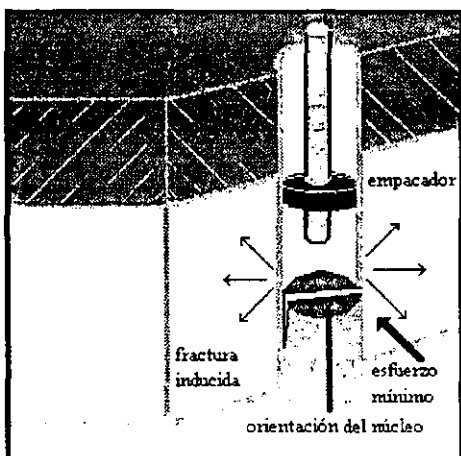


Fig. 4.2.1.a Esquema de la herramienta T.H.E. en fondo de pozo.

La metodología adoptada consiste en la utilización de un extensómetro de fondo de pozo, el cual consiste de un caliper de múltiples brazos, que junto con la instrumentación para la medición de presión y temperatura de la sección transversal del pozo, permite determinar las deformaciones de la formación durante las operaciones de microfracturamiento. Esta herramienta debe utilizarse preferiblemente durante la fase de perforación a fin de hacer las operaciones a agujero descubierto.

El equipo está compuesto básicamente por dos conjuntos de caliper de gran precisión, el cual se orienta en relación al Norte magnético. Cada caliper está compuesto de 6 brazos cada uno, separados verticalmente por 18° y desfasados 60° entre sí. Esto permite que los brazos superiores queden desfasados 30° permitiendo la medición de la deformación en 12 diferentes puntos y que todas las pequeñas deformaciones de la sección del pozo, durante el bombeo, antes y después de que las fracturas sean registradas en tiempo real. A partir de estas deformaciones es posible determinar parámetros como, módulo de cizallamiento estático de la formación, orientación y ancho de la fractura inducida.

El registro de la presión se efectúa en las fases de bombeo y cierre de la fractura, y de esta manera se puede efectuar el análisis σ_h a partir de la curva de declinación de presión y pudiendo ser correlacionada con la presión de cierre de la fractura detectado a través de los registradores de deformación que componen el extensómetro. Por ser un método directo basado en un ensayo con mediciones a la profundidad de pozo, las determinaciones efectuadas con esta herramienta pueden ser considerados de los más confiables de los métodos disponibles.

El módulo de cizallamiento estático de la formación se determina a partir de los diversos ciclos de inyección previos a la creación de la fractura. El módulo de cizallamiento se calcula a partir de un modelo elástico lineal mediante la ecuación:

$$G = \frac{R\Delta P}{2\Delta R} \quad \text{Ec. 4.2.1.1}$$

donde:

- R representa el diámetro inicial del pozo.
- ΔR la deformación diametral.
- ΔP el cambio de presión.
- G el módulo de cizallamiento.

En caso de que se conozca el coeficiente de Poisson, el módulo de Young se puede determinar por medio de la siguiente identidad:

$$E = 2G(1 + \nu) \quad \text{Ec. 4.2.1.2}$$

donde:

- G es el módulo de cizallamiento.
- E Módulo de Young.
- ν Relación de Poisson.

El ensayo con la herramienta T.H.E. considera como el valor del ángulo de σ_H , a la dirección de mayor variación del diámetro del pozo la cual es perpendicular a la dirección de la fractura.

En general, las operaciones con la herramienta T.H.E. están limitadas a pozos con desviaciones de la vertical menores a los 10°, considerando ideal aquellos desvíos menores a los 3°. Se requiere una formación competente lo cual debe ser lo suficientemente ancha para el asentamiento de las dos empaaduras. En los actuales momentos el diámetro del pozo debe estar en el intervalo de los 7³/₄" a 9³/₈", para así permitir que los patines del extensómetro puedan detectar los movimientos de las paredes del agujero y sus deformaciones. Estas limitaciones pueden inducir fallas en algunas operaciones, y la realización de los ensayos en arenas no consolidadas.

4.2.1.2 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DE UN ENSAYO T.H.E.

La realización de un ensayo T.H.E. requiere de cuidados especiales de limpieza de la columna de fracturamiento, especialmente con la queja del sistema de adquisición de datos. Se debe colocar una píldora pesada y agua para la limpieza de la columna de fracturamiento. Durante la subida de la herramienta del fondo de pozo se debe realizar una limpieza de la tubería de ensayo.

Se debe ajustar tomando en consideración la presión de fractura estimada mas un factor de seguridad. Igualmente, se debe diseñar y utilizar dos estabilizadores (slip joints), lastra-barrena (drill collar) y tubería extrapesada (heavywate) de forma tal de garantizar un peso de 100.000 lbs. los cuales deberán ser aplicados a las empaaduras para que estos cierren efectivamente contra la formación y evitar así corrimiento durante la operación de fracturamiento. La herramienta T.H.E. ofrece dos configuraciones básicas, la de una sola empaadura para ser empleadas a fondo de pozo, y la configuración de dos empaaduras para ser empleadas en cualquier intervalo abierto de la formación a pozo entubado.

La experiencia de Petrobras a través del CENPES recomienda la utilización de la configuración con dos empaaduras para efectuar los ensayos con T.H.E., a fin de evitar el corrimiento de las empaaduras en caso de encontrar un fondo falso y evitar así la pérdida de sello durante la operación de microfracturamiento debido al asentamiento sobre un fondo falso.

Para facilitar y efectuar el aislamiento de la herramienta evitando su continuación con los recortes de perforación durante su descenso, se utiliza una válvula abastecedora de hidrógeno (*hydrospring*). La válvula de ensayo (tipo IPO) una vez abierta permite tanto la circulación directa o inversa, siendo ajustada para su apertura a un valor apropiado de acuerdo al gradiente de fractura esperado. En el evento de que la herramienta no abra al momento de la realización del ensayo, se efectúa el corte de los pines de seguridad de la válvula y se debe evitar el baño del lodo al momento de desconexión de la herramienta en superficie. Un *by-pass* (válvula de paso o de desvío) posibilita la circulación directa con el fin de remover los recortes y así evitar que estos caigan o afecten las conexiones eléctricas de la herramienta.

Previo al ensayo con la herramienta T.H.E. se debe correr un registro de diámetro de pozo o caliper afín, de 4 brazos, desde el fondo de pozo hasta la zapata de revestimiento. Esto con el fin de seleccionar la zona más adecuada en términos del calibre del agujero para la realización del ensayo.

Una vez ubicado el intervalo, se procede a la ejecución del ensayo. La columna de pruebas debe ser bajada con el *hydrospring* en posición cerrada, siendo completada cada cinco secciones con solución salina viscosificada y probada a cada 800 m con 4,000 psi.

El microfracturamiento debe ser realizado en tres ciclos de inyección y cierre. Se recomienda que el primero de estos se efectúe a una tasa de inyección de 0.25 bpm., hasta detectarse un cambio en el aumento de la presión por fractura de la formación, momento en el cual se debe interrumpir el bombeo y registrarse la declinación de presión hasta un cierre efectivo de la fractura inducida.

El segundo ciclo debe ser realizado también a una tasa de bombeo de 0.25 bpm., registrándose el aumento de presión hasta la reapertura de la presión inducida anteriormente y repitiéndose el mismo procedimiento del primer ciclo. El tercer ciclo sigue con los mismos procedimientos del segundo, sometiéndose a una variación de la presión de inyección llevándola hasta los 0.35 bpm.

Durante los tres ciclos se registra las variaciones del diámetro de los patines del extensómetro, determinando así la variación del diámetro del pozo en 6 posiciones diferentes.

Los resultados finales permiten determinar la dirección de la fractura inducida y la magnitud del esfuerzo horizontal máximo.

5. LAS OVALIDADES Y SU RELACIÓN CON LOS ESFUERZOS IN SITU DE LA FORMACIÓN. ^{17-19, 23-25}

5.1 EXISTENCIA DE LAS OVALIDADES EN EL POZO.

Los datos de un registro de caliper de cuatro brazos se han utilizado para demostrar que existen secciones en el pozo llamadas ovalidades, las cuales son consistentes a lo largo del pozo. Diversos investigadores (Cox, 1970; Babcock, 1978; Schafer, 1980; Bell y Gough, 1979; Hickman, 1982; Plumb, 1982) han propuesto que el azimut de la dimensión mayor del agujero es paralelo al azimut del mínimo esfuerzo horizontal.

Las ovalidades del pozo pueden ser importantes indicadores de los esfuerzos in situ, debido a la alta correlación que existe entre la orientación de la ovalidad y las direcciones de los esfuerzos principales. La ventaja de usar el fenómeno de las ovalidades del agujero para estimar el estado de esfuerzos in situ son obvias. El registrar un agujero para detectar la existencia, la forma, el tamaño y la orientación de las ovalidades es considerablemente más rápida y menos costosa que pruebas de hidrofractura, y pueden proveer información importante cuando es usada como técnica de respaldo, o para suplir de la única estimación de esfuerzos cuando otros métodos no pueden ser empleados. En pozos sumamente profundos que se perforan costa afuera, el estudio de las ovalidades puede ser la única fuente de información de esfuerzos in situ, ya que la probabilidad de ocurrencia incrementa con mayores profundidades, mientras que la aplicación de métodos convencionales se reduce drásticamente.

Las ovalidades del pozo fueron reportadas hace apenas 36 años atrás (Leeman, 1964). Leeman encontró en pozos perforados a gran profundidad en cuarcitas y conglomerados de las minas de Witwaterstand en el sur de África tendían a fracturarse selectivamente a lo largo de la pared del pozo. Encontró que este fracturamiento es el resultado de esfuerzos compresivos

excesivos, de tal manera que los segmentos de roca rotos o fracturados son perpendiculares a el esfuerzo horizontal máximo principal. Sin embargo fue hasta que apareció el registro Dipmeter de alta resolución de cuatro brazos de la compañía Schlumberger cuando el fenómeno de la ovalidad del agujero pudo estudiarse más a fondo.

El análisis de la formación de ovalidades por Bell y Gough (1981, 1982) predijo que las ovalidades son regiones fracturadas en cada lado del pozo, las cuales están alineadas con el azimut del mínimo esfuerzo horizontal σ_h , donde la concentración de esfuerzos fue mayor. Ellos sugirieron que las ovalidades fueron el resultado de fallamiento compresivo y su análisis predijo que la región de falla puede ser triangular en su sección transversal, circundando por planos orientados a un ángulo constante al azimut del campo de esfuerzos horizontales principales. En otras palabras, las ovalidades podrían tener la apariencia de orejas puntiagudas en extremos opuestos del pozo. Sin embargo la principal fuente de información acerca de las ovalidades del pozo fueron los registros de cuatro brazos, esta teoría podría no ser probada debido a que estos instrumentos proporcionan sólo dos diámetros ortogonales como función de la profundidad y no se tiene información disponible de la forma detallada de las ovalidades.

Para superar las limitaciones de los datos del caliper de cuatro brazos, se ha analizado la forma detallada de las ovalidades en una variedad de tipos de roca usando datos de registro ultrasónico televiwer.

La figura 5.1 muestra datos de ovalidad de un pozo cerca de Auburn, Nueva York, la figura 5.1.a muestra la reflectividad del televiwer en una zona de ovalidades en el pozo de 7.5m, y la figura 5.1.b muestra una vista de la sección transversal del pozo a una profundidad de 1476.3 metros. Note que las ovalidades son básicamente amplias y con depresiones en los flancos y no tiene la característica oreja afilada predecida por la teoría de Gough y Bell. Aunque las ovalidades mostradas en la figura 5.1.a no son simétricas y exactamente separadas 180°, la dirección principal de las ovalidades en el pozo esta dentro de pocos grados de la dirección de la menor compresión horizontal, determinada por fracturamiento hidráulico en el mismo pozo (fig. 5.1.d).

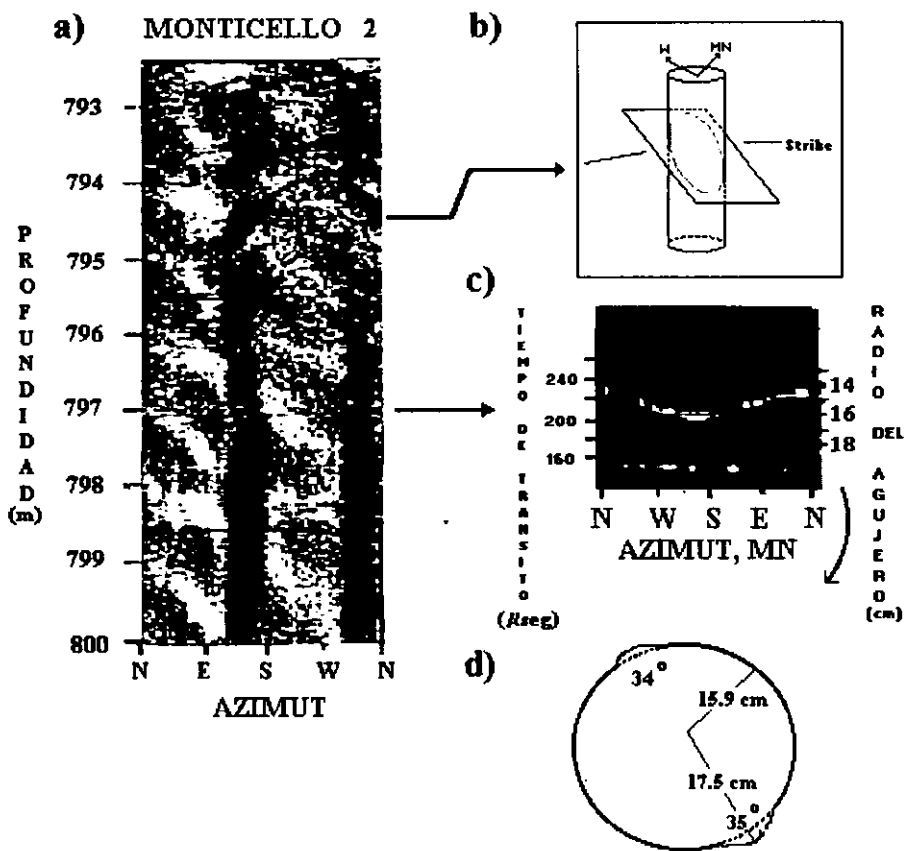


Fig. 5.1 a) Registro televiever en una sección de 7.5 m de un pozo perforado en una roca granítica en Montículo, Carolina del Sur. La oscuridad sinusoidal (baja reflectividad) en el televiever a 794.5 m es debida a un plano de fractura intersectando el agujero como se ilustra en la figura 5.1.b. Las bandas verticales oscuras separadas aproximadamente 180° corresponden a una reflexión de baja amplitud que proviene de ovalidades mostradas en la figura 5.1.d. b) Un plano de fractura intersectando el agujero, produce una banda oscura sinusoidal en el registro de reflectividad. c) Fotografía de un registro de osciloscopio, que muestra como el tiempo de viaje en función del azimut es determinado por una simple rotación del transductor acústico, a una profundidad de cerca de 797 m. 600 pulsos acústicos reflejados (una rotación del transductor) son desplegados lado por lado como una función del azimut con la amplitud de la intensidad de la reflexión de la amplitud modulada. d) Forma del agujero correspondiente a los datos mostrados en la figura 5.1.c. Las ovalidades tienen aproximadamente 35° de amplitud y alarga el radio del agujero cerca de 15 mm.

La figura 5.2.a muestra bandas oscuras verticales en lados opuestos del agujero, con bordes irregulares y afilados. Se pueden observar estas características en la sección transversal, procesando los datos del registro televiwer a tiempo de viaje (fig. 5.2.b).

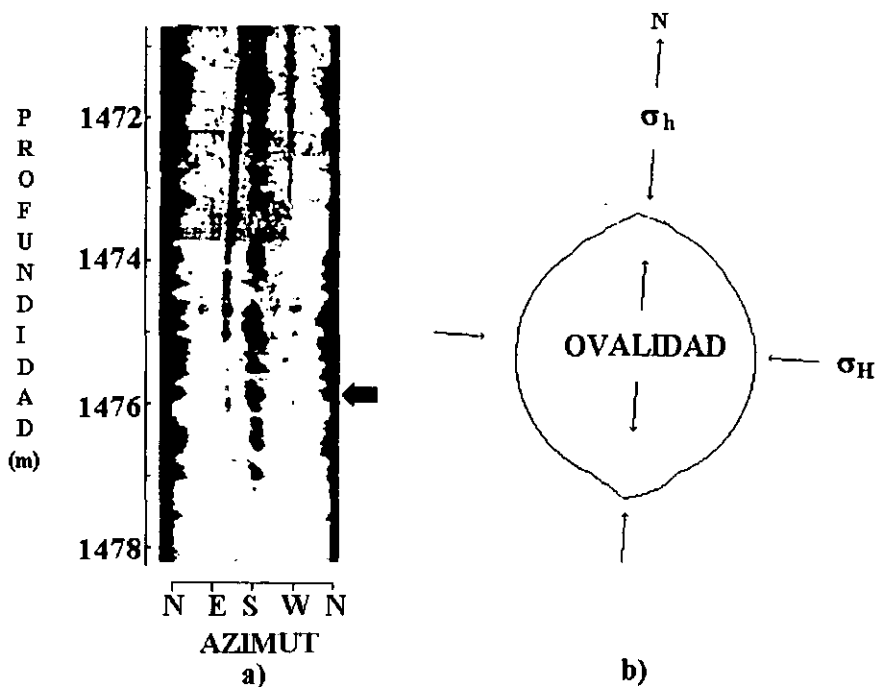


Fig. 5.2 a) Sección de un registro televiwer de un pozo en Auburn que muestra zonas del agujero con elongaciones u ovalidades (bandas oscuras). b) Sección transversal de una ovalidad a 1475.8 m. (flecha en la fig. a). También se muestra la orientación de los principales esfuerzos horizontales, determinados con pruebas de fracturamiento hidráulico en este pozo.

La figura 5.3 muestra ovalidades en arenas del paleoceno a diferentes profundidades en el pozo Auburn, las figuras 5.3.II y 5.4 muestran ovalidades observadas en rocas graníticas y toba respectivamente. La figura 5.3.Ic muestra ovalidades amplias y achatadas en el fondo, similares a las de la figura 5.1. Sin embargo, ovalidades más profundas, también se presentaron en este pozo

(fig. 5.3.Ia y 5.3.Ib). La figura 5.3.II muestra ovalidades en un pozo perforado en roca granítica al sur de Carolina. Aunque las ovalidades son algo irregulares en los pozos, son básicamente amplias y de fondo chato como en la figura 5.3.Ic.

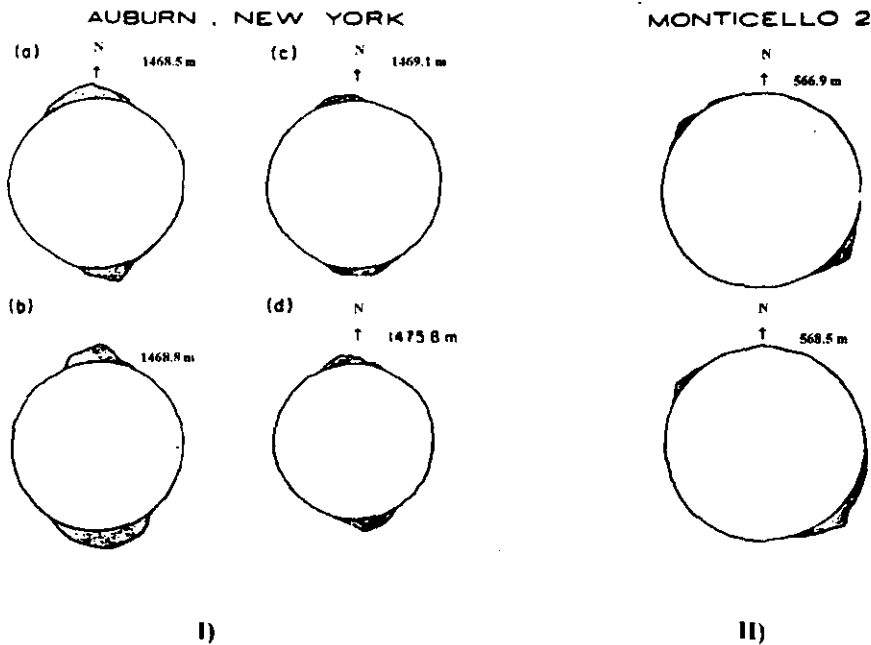


Fig. 5.3 I) Ovalidades representativas en un pozo en Auburn, Nueva York, el área sombreada representa la diferencia entre la forma observada del agujero y el diámetro nominal del mismo. II) Ovalidades representativas en granito del pozo Montículo 2 cerca de Montículo, sur de Carolina.

La figura 5.4 muestra ovalidades en dos pozos perforados en toba en Nevada, en estos pozos las formas de ovalidades varían de amplias y achatadas en el fondo (fig. 5.4.a y 5.4.d) a relativamente profundas. Nótese que las ovalidades menos profundas no son apreciablemente más amplias que las ovalidades menos profundas.

NEVADA

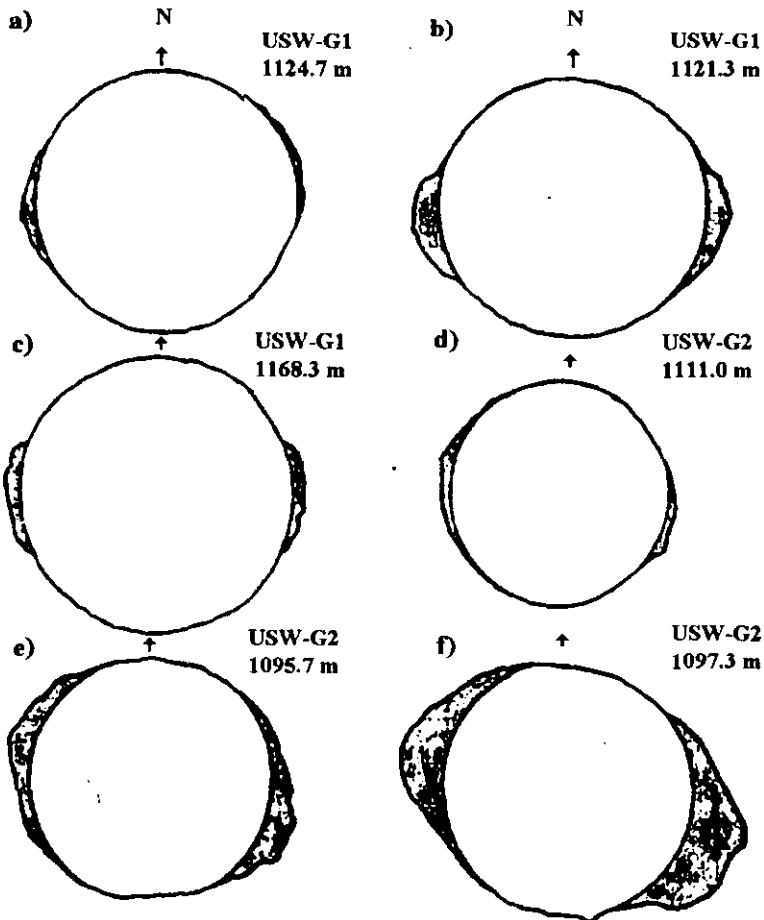


Fig. 5.4 Ovalidades representativas en toba de pozos perforados en Nevada.

Las evidencias presentadas en las figuras 5.1 a 5.4 mostraron que las ovalidades estaban alineadas con la dirección local de la menor compresión horizontal. Hickman demostró que las ovalidades en Auburn eran perpendiculares a la orientación de las fracturas hidráulicas en el mismo pozo (fig. 5.5 y 5.6); Stock encontró evidencia similar en los pozos de Nevada; Hickman y Zoback mostraron que las ovalidades de Montículo indican la dirección de la mínima compresión

horizontal. Sin embargo los ejemplos sugieren que la mayoría de las ovalidades son amplias y de fondo achatado, a diferencia de la forma de oreja alargada precedida por Gough y Bell.

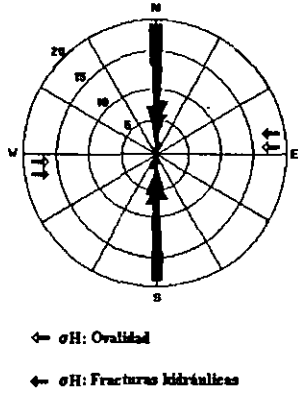
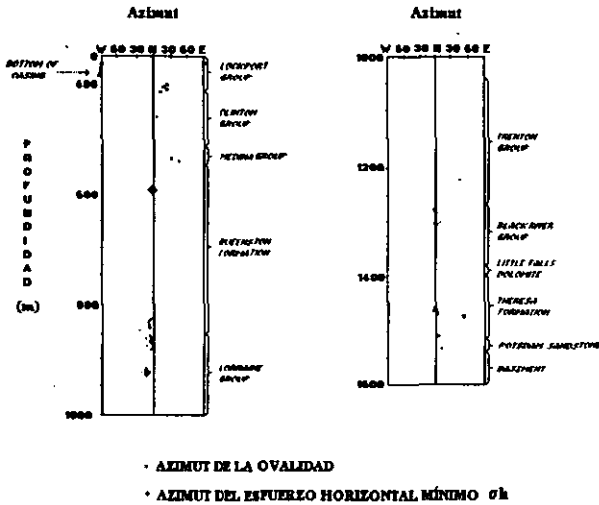


Fig. 5.5 Variación del azimut de la ovalidad en función de la profundidad para un pozo en Auburn determinado con el registro televiever. Se muestra el azimut de σ_h a 593 y 919 m; determinado con pruebas de fracturamiento hidráulico.

Fig. 5.6 Diagrama que muestra la longitud total de las ovalidades de un pozo en Auburn, determinada con el registro televiever. También se muestra el azimut de σ_H inferido de estas ovalidades junto con el azimut de σ_H medido con pruebas de fracturamiento hidráulico.

5.2 MECANISMOS QUE LO ORIGINAN.

Para una placa elástica con agujero cilíndrico, homogénea e isotrópica sujeta a un esfuerzo mínimo y un esfuerzo máximo (σ_h y σ_H), las siguientes ecuaciones fueron aplicadas por Kirsch en 1898 y Jaeger en 1961:

$$\sigma_r = 0.5(\sigma_H + \sigma_h) \left(1 - \frac{R^2}{r^2} \right) + 0.5(\sigma_H - \sigma_h) \left(1 - \frac{4R^2}{r^2} + \frac{3R^4}{r^4} \right) \cos 2\theta + \frac{\Delta P R^2}{r^2} \quad \text{Ec. 5.1}$$

$$\sigma_\theta = 0.5(\sigma_H + \sigma_h) \left(1 + \frac{R^2}{r^2} \right) - 0.5(\sigma_H - \sigma_h) \left(1 + \frac{3R^4}{r^4} \right) \cos 2\theta - \frac{\Delta P R^2}{r^2} \quad \text{Ec. 5.2}$$

$$\tau_{r\theta} = -0.5(\sigma_H + \sigma_h) \left(1 + \frac{2R^2}{r^2} - \frac{3R^4}{r^4} \right) \sin 2\theta \quad \text{Ec. 5.3}$$

donde:

- σ_r es el esfuerzo radial.
- σ_θ el esfuerzo tangencial.
- $\tau_{r\theta}$ el esfuerzo de corte.
- R el radio del agujero.
- r el radio alargado por la ovalidad.
- θ el azimut medido a partir de la dirección de σ_H .
- ΔP la diferencia entre la presión del fluido y la presión de la formación (si es positivo indica un exceso de presión en el agujero).

En la figura 5.7.a se muestra la superficie a lo largo de la cual fallará la roca al estar sometido a un esfuerzo compresivo σ_H . Lejos de la pared del pozo, estas superficies de falla son planos orientados a determinado ángulo de σ_H controlado por el coeficiente de fricción. Cerca de la pared del pozo la concentración de esfuerzos resulta en marcadas superficies potenciales de

falla. Esto es el resultado de la rotación de azimuts de los principales esfuerzos máximo y mínimo cerca de la superficie libre del agujero cilíndrico. Es importante notar que la magnitud de los esfuerzos de corte y normales efectivos a lo largo de las superficies potenciales de falla varía en función de r y θ . La región donde la falla compresiva se espera que ocurra puede ser predecida con el criterio de Griffith, McClintock y Walsh (1962). Este criterio considera la extensión de agrietamiento o fallamiento, el cual tiene una resistencia friccional finita en un campo de esfuerzos biaxiales. En este contexto, superficies potenciales de falla son agrietamientos con un coeficiente de deslizamiento friccional μ sujeto a esfuerzos cortantes y esfuerzos efectivos normales. Como lo discutido por Paterson (1978) y Jaeger y Cook (1979), el análisis de McClintock y Walsh (1962) es equivalente al criterio de Coulomb en el cual la envolvente de falla tiene una pendiente igual al coeficiente de deslizamiento friccional μ , y una intersección igual a la resistencia cohesiva de la roca τ_0 . La región alrededor del agujero en la cual se espera que falle, puede ser calculada en términos del círculo de Mohr. La falla podría ocurrir donde el radio del círculo de Mohr $\left[\left(\frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2}\right)^2 + \tau r \theta^2\right]^{1/2}$ es mayor o igual a la distancia desde el centro del círculo a la línea de falla dada por $[\mu/(1+\mu^2)^{1/2}][\sigma_\theta + (\sigma_\theta + \sigma_r)/2]$. Para calcular el tamaño y forma de la región alrededor del agujero que se espera que falle bajo determinados esfuerzos in situ, se pueden arreglar las expresiones anteriores. Suponiendo que el criterio de Navier Coulomb es $\sigma_r = \tau_0 - \mu \sigma_\theta$, el valor máximo de resistencia cohesiva a la cual el material fallará está dado por:

$$\tau_0 = (1 + \mu^2)^{1/2} \left(\left[\frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2} \right]^2 + \tau r \theta^2 \right)^{1/2} - \mu \left(\frac{\sigma_\theta + \sigma_r}{2} \right) \quad \text{Ec. 5.4}$$

Se aisló la variable τ_0 debido a que μ para la mayoría de las rocas varía de 0.6 a 1.0 (Byerlee, 1978), mientras que τ_0 puede variar hasta decenas de lb/pg^2 . Si sustituimos apropiadamente valores en las ecuaciones anteriores, podemos predecir el tamaño de la región inicial en la cual la relación de esfuerzo de corte y los esfuerzos normales son lo suficientemente grandes para causar falla. La figura 5.7.b muestra el tamaño de la región en la cual los esfuerzos exceden la resistencia de la roca, para $\Delta P = 0$ y un valor nominal de $\tau_0 = 1813 \text{ lb/pg}^2$.

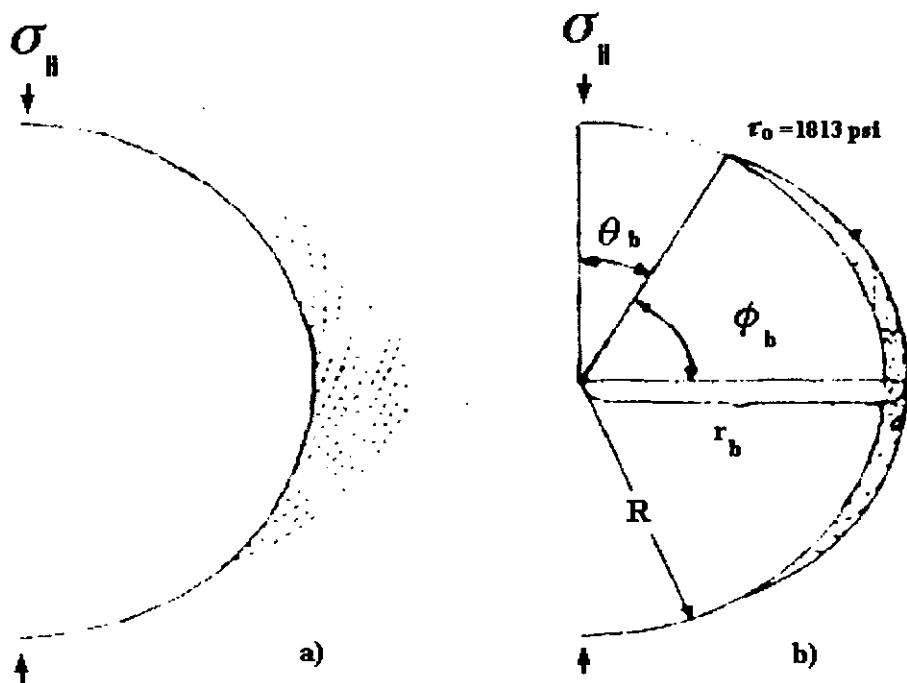


Fig. 5.7 a) Orientación de las superficies potenciales de falla. b) Área en la que se espera la ovalidad

La figura 5.8 muestra otros ejemplos para diferentes valores de esfuerzos y coeficientes de fricción. Estas figuras muestran que las formas de las ovalidades son amplias y achatadas en el fondo. Para valores dados de σ_h , σ_H y μ a menor resistencia cohesiva de la roca, es amplia y profunda la región de la ovalidad. Por ejemplo en el caso donde $\sigma_h = 1450 \text{ lb/pg}^2$, $\sigma_H = 2575.6 \text{ lb/pg}^2$ y $\mu = 0.5$, no se observa ovalidad en el agujero perforado en una roca con resistencia cohesiva mayor a 1450 lb/pg^2 . Sin embargo, si la resistencia cohesiva es menor de 870.2 lb/pg^2 , la ovalidad será tan larga como para extenderse alrededor del agujero. En dicha figura no se muestran tamaños de ovalidades para valores pequeños de τ_o debido a que la relación de esfuerzos horizontales se incrementa de tal forma que la ovalidad se hace tan grande como para invalidar el análisis.

Como se puede ver en la figura 5.8 el efecto del incremento de la relación de esfuerzos horizontales, es el de hacer las ovalidades más grandes para determinados valores de μ y t_0 . Similarmente, para determinada relación de esfuerzos y t_0 , y valores grandes de μ resultan ovalidades mucho menores.

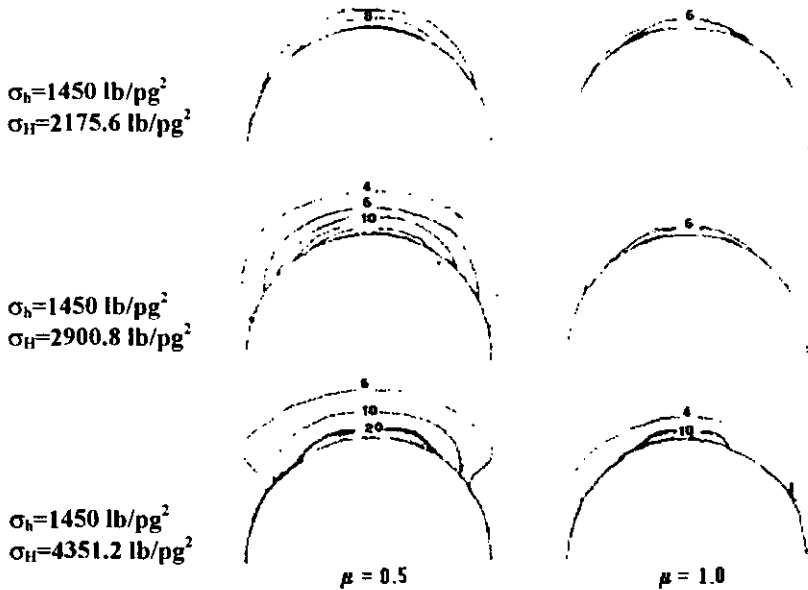


Fig. 5.8 Tamaños teóricos de ovalidades al ser sometidos a diferentes concentraciones de esfuerzos.

Las ovalidades amplias y de fondo plano mostradas en la figura 5.8 son mucho más similares a las ovalidades mostradas en las figura 5.3, 5.4, que las ovalidades en forma de orejas puntiagudas sugeridas por Bell y Gough. Cabe señalar que el análisis presentado hasta aquí, considera solamente la formación de las ovalidades en un agujero inicialmente cilíndrico. Una posible explicación de las ovalidades más profundas e irregulares como las mostradas en las figuras 5.3 y 5.4, es que las ovalidades continúan creciendo después de su formación inicial.

Extendiendo la teoría presentada y considerando el problema general del tamaño inicial de las ovalidades en términos de resistencia cohesiva de la roca, el coeficiente de fricción y magnitud de los esfuerzos principales se tiene por simplicidad que $\sigma_H \leq 3\sigma_h$, lo cual es común en la mayoría de los casos in situ, y también se supone que no existe exceso de presión de fluido en el pozo ($\Delta P=0$). Sustituyendo las ecuaciones 5.1, 5.2 y 5.3 en 5.4, podemos expresar la resistencia cohesiva en el punto más profundo de la ovalidad τ_0 ($r_b, \pi/2$) como:

$$\tau_0(R, \theta_b) = \frac{1}{2}(a \sigma_H + b \sigma_h) \quad \text{Ec. 5.5}$$

$$\tau_0(r_b, \pi/2) = \frac{1}{2}(c \sigma_H + d \sigma_h) \quad \text{Ec. 5.6}$$

donde:

$$a = \left[(1 + \mu^2)^{1/2} - \mu \right] (1 - 2 \cos 2\theta_b)$$

$$b = \left[(1 + \mu^2)^{1/2} - \mu \right] (1 + 2 \cos 2\theta_b)$$

$$c = -\mu + (1 + \mu^2)^{1/2} - \frac{R^2}{r_b^2} \left[(1 + \mu^2)^{1/2} - 2\mu \right] + \frac{3R^4}{r_b^4} (1 + \mu^2)^{1/2}$$

$$d = -\mu - (1 + \mu^2)^{1/2} + \frac{3R^2}{r_b^2} \left[(1 + \mu^2)^{1/2} + 2\mu \right] - \frac{3R^4}{r_b^4} (1 + \mu^2)^{1/2}$$

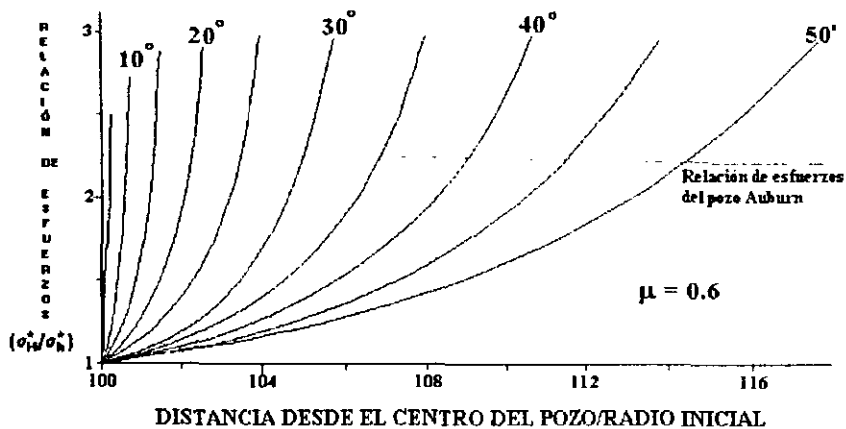


Fig. 5.9 Relación entre la máxima profundidad, amplitud y relación de esfuerzos de ovalidades. Las curvas corresponden a ovalidades con varios valores de ϕ_b , donde $\mu=0.6$ y $\Delta P=0$. Ejemplo de un pozo en Auburn, Nueva York.

5.2.1 EFECTO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN LA OVALIDAD DE UN POZO.

La figura 5.10 muestra el efecto de la diferencia entre la presión del fluido en el pozo y en la formación, para $\sigma_{11}=3190 \text{ lb/pg}^2$, $\sigma_h=1595.4 \text{ lb/pg}^2$ y $\mu=0.6$. Si se incrementa la presión del pozo a 362.6 lb/pg^2 (fig. 5.10.b), el tamaño de la ovalidad se ve substancialmente disminuida. Por otro lado un decremento en ΔP en la misma proporción (fig. 5.10.c) promueve un marcado desarrollo de la ovalidad. La fuerte influencia de ΔP en el tamaño y forma de la ovalidad es debido al cambio en el esfuerzo normal en planos potenciales de falla cerca del agujero. Un ΔP positivo incrementa los esfuerzos normales en dichos planos inhibiendo la falla. Un ejemplo práctico del principio ilustrado en la figura 5.10 es la práctica común de usar aditivos densificantes en los lodos de perforación (barita) para estabilizar los agujeros en formaciones con baja resistencia cohesiva. El lodo incrementa ΔP , y la ovalización del agujero es minimizada.

Si suponemos que la ovalidad sigue una trayectoria lo largo del valor dado de τ_0 como se muestra en la figura 5.8, entonces:

$$\tau(R, \theta_b) = (r_b, \pi / 2) \quad \text{Ec. 5.8}$$

$$\sigma_h = 2\tau \left(\frac{a-c}{ad-bc} \right) \quad \text{Ec. 5.9}$$

$$\sigma_H = 2\tau \left(\frac{d-b}{ad-bc} \right) \quad \text{Ec. 5.10}$$

$$\frac{\sigma_H}{\sigma_h} = \left(\frac{d-b}{a-c} \right) \quad \text{Ec. 5.11}$$

La figura 5.9 muestra gráficamente la relación σ_H/σ_h , la cual es independiente de τ_0 , como función de r_b/R y ϕ_b (donde $\phi_b = \pi/2 - \theta_b$, fig. 5.7.b) para $\mu=0.6$. Como se esperaba, sólo un pequeño fracturamiento ocurrirá cuando los dos esfuerzos horizontales sean aproximadamente iguales. Como se puede ver las ovalidades se vuelven más profundas y más amplias al incrementarse la relación σ_H/σ_h , aun para altas relaciones de esfuerzos, el radio del pozo se incrementa solamente 15% cuando ϕ_b es tan grande como 50° . Es claro entonces, que aunque esta simple teoría puede explicar las ovalidades amplias y de fondo plano observadas en las figuras 5.3 y 5.4, no puede explicar las ovalidades más profundas.

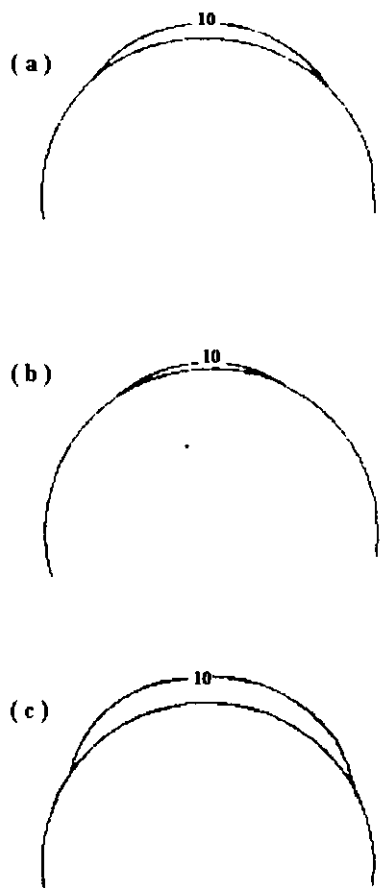


Fig. 5.10 Efecto del exceso de presión en el pozo en el tamaño de la ovalidad. a) La presión en el pozo es igual que en la formación ($\Delta P=0$). b) La presión en el pozo es mayor que en la formación ($\Delta P=362.6 \text{ lb/pg}^2$). c) La presión en el pozo es menor que en la formación ($\Delta P=-362.6 \text{ lb/pg}^2$).

5.2.2 FRICCIÓN DE LAS ROCAS.⁴⁵

El estudio de la fricción es de gran importancia en la mecánica de rocas. Sus efectos están en todas las escalas: 1) a escala microscópica, en la cual la fricción se considera entre superficies opuestas en diminutas fracturas, 2) a mayor escala, en la cual la fricción ocurre entre granos individuales, 3) a gran escala donde la fricción actúa en superficies de falla en las cuales las áreas en cuestión pueden variar de pocos a varios pies cuadrados.

Suponiendo que dos cuerpos con una superficie de contacto aproximadamente plana de área aparente A , son presionados juntos con una fuerza W , normal al plano de contacto, y una fuerza F paralela a la superficie de contacto necesaria para iniciar el deslizamiento. La relación entre F y W se puede escribir como sigue:

$$F = \mu W$$

donde:

μ es el coeficiente de fricción.

μ depende de la naturaleza del material y del estado de las superficies de contacto. Experimentalmente se ha comprobado que μ es independiente de A y W . Dividiendo la ecuación anterior entre A se tiene:

$$\tau = \mu \sigma$$

donde:

σ es el esfuerzo normal a través de las superficies en contacto.

τ es el esfuerzo de corte necesario para iniciar el deslizamiento.

La tabla 5.1 muestra diversos coeficientes de fricción para rocas y minerales.

Mineral	μ	Mineral	μ
NaCl (B, s)	0.7	Cuarzo (HD)	0.11
PbS (B, s)	0.6	Cuarzo (P)	0.19
S (B, s)	0.5	Feldespato (HD)	0.11
Vidrio (B, s)	0.7	Calcita (HD)	0.14
Diamante (B, s)	0.1	Muscovita (H, D)	0.43
Diamante (B, s, c)	0.3	Talco (HD)	0.36
Roca	μ	Roca	μ
Arena (R)	0.68	Dolomita (HS, t, g)	0.4
Arena (J, t, n)	0.52	Dolerita (W, t, g)	0.64
Arena (H, l, r)	0.51	Dolerita (W, t, n)	0.95
Arena (H, l, r, w)	0.61	Marmol (H, l, p)	0.75
Granito (By, t, n, g)	0.60	Marmol (J, t, n)	0.62
Granito (By, t, n, g, w)	0.60	Gneiss (J, t, n)	0.71
Granito (H, l, g)	0.64	Gneiss (J, t, n, w)	0.61
Cuarzita (W, t, g)	0.48	Grabó (H, l, p)	0.18
Cuarzita (W, t, n)	0.67	Grabó (H, l, g)	0.66

Tabla 5.1 Coeficientes de fricción de rocas y minerales.

Notación: Autores. B, Bowden y Tabor (1950, 1964); By, Byerlee (1967); H, Hoskins (1968); HS, Handin y Stearns (1964); HD, Horn y Deere (1962); J, Jaeger (1959); P, Penman (1953); R, Rae (1963); W, Wiebols (1968). L, superficie larga; s, superficie pequeña; t, prueba triaxial; r, superficie rugosa; g, superficie de tierra gruesa; p, superficie de tierra fina; n, superficie natural; w, superficie mojada; c, superficie limpia.

5.3 DETECCIÓN DE UNA OVALIDAD.

Las ovalidades se pueden detectar principalmente con el análisis del registro de echados de cuatro brazos. Esta herramienta va girando en el pozo mientras toma la resistividad de la roca, cuando una zona con ovalidades es encontrada los pares opuestos de calibradores en el registro se extienden diferente, gravando diferentes diámetros del agujero. La herramienta deja de rotar al mismo tiempo debido a que los patines se clavan temporalmente en el surco por lo que se obtiene la lectura de un azimut constante. Este es usado para medir al azimut de la elongación que corresponde a la dirección de σ_h , y siguiendo la interpretación comentada con anterioridad, σ_{II} será directamente perpendicular a σ_h .

El alargamiento del agujero puede tener diversas causas además de los esfuerzos, el agujero se puede lavar debido a la erosión de un material poco consolidado, la pared del agujero puede fallar debido a la intersección de una o más fracturas preexistentes, o el agujero también puede elongarse debido a que la tubería se recargue en la pared del pozo. Uno o ambos calibradores también pueden mostrar un diámetro menor al de la barrena debido al enjarre del lodo. La figura 5.11 muestra algunos ejemplos relacionados con las condiciones del agujero.

En el caso del agujero lavado, ambos calibradores se alargan, pero no siempre en el mismo grado. El registro de echados generalmente responde a fracturas en forma diferente que en las ovalidades o agujeros lavados, por lo que ha sido utilizado con éxito como una herramienta para identificar fracturas en rocas de baja porosidad. La respuesta que se tiene en las fracturas es generalmente una amplitud mayor que en la ovalidad, además de una mayor conductividad indicaría una posible fractura. Cualquier anomalía que involucre patines adyacentes en vez de opuestos es también un indicador de fractura o de que la herramienta no está bien centrada en el agujero, por lo que este tipo de anomalías se deben de descartar para no evaluarlas como ovalidades.

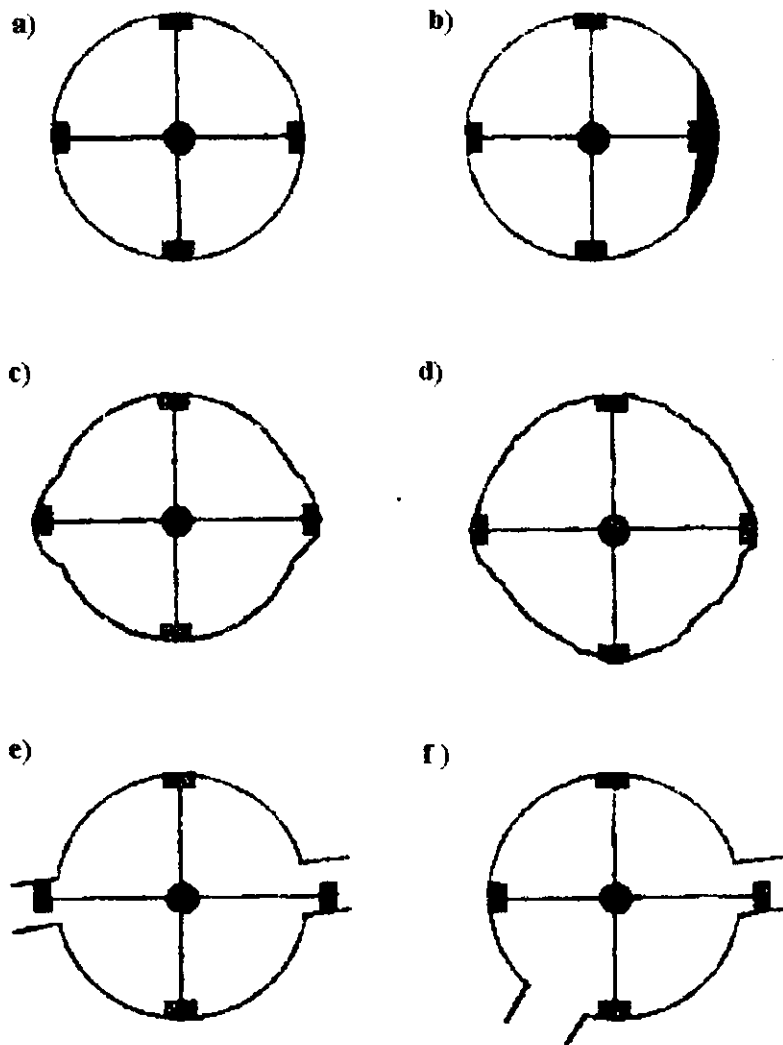


Fig. 5.11 Configuraciones del agujero para diferentes condiciones. a) agujero dentro del calibre. b) uno de los calibradores es menor debido a el enjarre de lodo. c) ovalidad, un calibrador es mayor al otro. d) agujero lavado, ambos diámetros son mayores que el del agujero. e) fractura intersectando al agujero. f) fractura intersectando al agujero, pero no a lo largo de su eje.

Los criterios para identificar ovalidades a partir del registro de echados son:

1. La herramienta debe de dejar de rotar.
2. no debe de existir un incremento exagerado en la conductividad a menos que involucre todos los patines.
3. No debe existir anomalías en la conductividad en que se involucre sólo uno o dos patines adyacentes.
4. El caliper mayor debe ser más grande que el diámetro de la barrena, y el caliper menor no debe ser significativamente menor al diámetro de la barrena, además este caliper debe permanecer constante.
5. El diámetro mayor debe mostrar un cambio repentino más que un incremento gradual.
6. La dirección de la elongación no debe seguir el azimut de la desviación del agujero.

Las ovalidades tienden a tener formas irregulares y son desiguales en apariencia, así que estos criterios probablemente eliminaran zonas que no son ovalidades.

Existen diversos parámetros que controlan la forma y el tamaño de una ovalidad:

1.- Litología, formación y resistencia: La litología y la resistencia obviamente controlan la formación de la ovalidad, ya que la resistencia de la roca deberá ser excedida para que una ovalidad se pueda formar. Guenot (1990) observó que la lutita, carbón, carbonatos y rocas metamórficas a altas presiones son las rocas más susceptibles a fallar. Trabajos experimentales de Santarelli en 1989 y Addis en 1990 mostraron que rocas de diferente tipo de resistencia producen diferentes formas de ovalidades. Algunas observaciones mostraron anomalías en la orientación de las ovalidades asociadas con cambios en la litología (Allison y Nielson 1978), y cementación (Laubach 1978).

2.- Desviación y orientación del agujero: Los esfuerzos actuando en un agujero pueden depender tremendamente de la desviación de un pozo. Esto provoca que diversos factores adicionales se tomen en cuenta, tales como el ángulo de desviación del pozo y orientación del mismo con respecto a los esfuerzos horizontales.

Bradley (1979) mostró que la desviación del pozo reduce la estabilidad del mismo. Aadnoy (1978) encontró que si un pozo horizontal es paralelo a la dirección del mínimo esfuerzo horizontal, es más estable que si se esta en una dirección paralela al máximo esfuerzo horizontal. También que si los esfuerzos horizontales estén en un ángulo de 10° a 35° causa colapso para las rocas laminadas. McLean (1988) teóricamente demostró resultados similares. Es por esto que diversos autores prefieren ignorar los pozos desviados a ángulos mayores de 5° a 10° .

3.- Régimen de esfuerzo: La relación entre los tres principales esfuerzos regionales actuando en un pozo dependen del marco geológico del área. Se sabe que las ovalidades ocurren en diferente régimen de esfuerzos, variando de compresional a extensional.

El rol del esfuerzo vertical y profundidad no ha sido bien entendido. Observaciones geológicas han mostrado que las ovalidades tienden a incrementarse con frecuencia con la profundidad. Esto esta soportado por experimentos en laboratorio (Maloney y Kaiser 1989) y estudios teóricos (Zoback y Colaboradores 1986), ambos relacionan mayores esfuerzos a mayor profundidad. La profundidad probablemente no sea independiente de los esfuerzos horizontales para la formación de una ovalidad. Zoback (1985) modeló las ovalidades usando el criterio de Mohr-Coulomb y sugirió que el contraste de esfuerzos horizontales es un parámetro importante que controla su forma y su tamaño.

En el tema anterior se presenta una metodología que fue propuesta por Zoback y Moos en 1985, la cual de manera sencilla consiste en interpretar la forma y orientación de los registros de ovalización (subtemas 4.1.2 y 5.2), ya que se asume que estos parámetros de los breakouts responden al estado de esfuerzos horizontales y a las características de la roca.

Para tener una mayor perspectiva de la gran utilidad que nos da el conocimiento, orientación e interpretación de las ovalidades en el apéndice se presenta un programa en lenguaje BASIC para determinar los esfuerzos horizontales en la formación a partir de la ovalidad de un pozo y de registros de imágenes múltiples o UBT (Ultrasonic Borehole Televiewer). Este programa cuenta con una base de datos que lleva el nombre de "MIZTLI.DAT, el cual consta de cuatro parámetros que fueron medidos en su instante por un Caliper de cuatro brazos en combinación de un registro Televiewer, estos parámetros son la profundidad del pozo (en metros), el azimut del patín (en grados), y los diámetros (en pulgadas) del pozo, medidos por los brazos calibradores (C1 y C2) (fig.5.14).

Este programa utiliza un criterio, el cual asume que para que una diferencia de diámetros deba ser considerada como ovalidad deba cumplir con lo siguiente: que la rotación de la herramienta se detenga en la zona elongada, que la diferencia de diámetros sea mayor a 0.6 cm (0.23622 in) y la más importante es que en una profundidad continua mayor a 30 cm, exista una diferencia de diámetros del pozo de 0.6 cm , además este programa almacena los resultados en el archivo "BREAKOUT.DAT", estos resultados son el rumbo de la ovalidad (en grados), si existe o no la ovalidad (1 y 0 respectivamente), la magnitud de los esfuerzos horizontales medidos (en lb/pg²) (fig. 5.13), la relación de esfuerzos ($\sigma_{11} / \sigma_h = [\text{adim}]$) y los cuatro parámetros antes mencionados.

Las ventajas de este programa es que se puede correr en cualquier computadora personal 386 o mayor, los datos de inserción en el programa, son datos que en cualquier pozo se tienen a la mano, sólo se requiere de dos curvas calibradoras con su respectiva profundidad.

Las limitaciones de este programa son variadas, como por ejemplo, solo es aplicable a pozos lo más vertical posible, es necesario conocer el ángulo θ_b y para esto es necesario disponer de un registro de imágenes, además se debe contar con un registro de caliper de cuatro brazos, desafortunadamente no se acostumbra tomar en todo el desarrollo del pozo un registro de calibración y sólo se toma en zonas de interés o con posibilidad de producción.

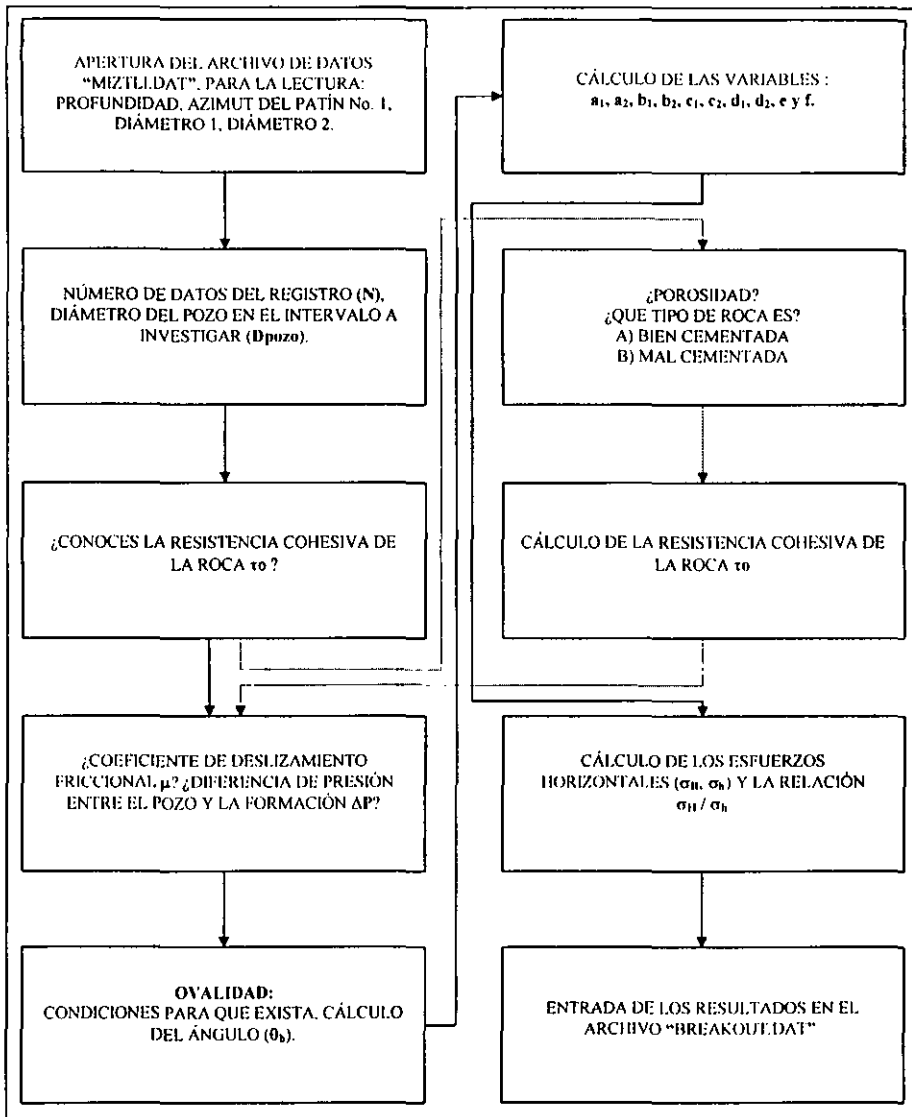


Fig. 5.12 Diagrama de bloques del proceso de cálculo para determinar los esfuerzos in situ de la formación.

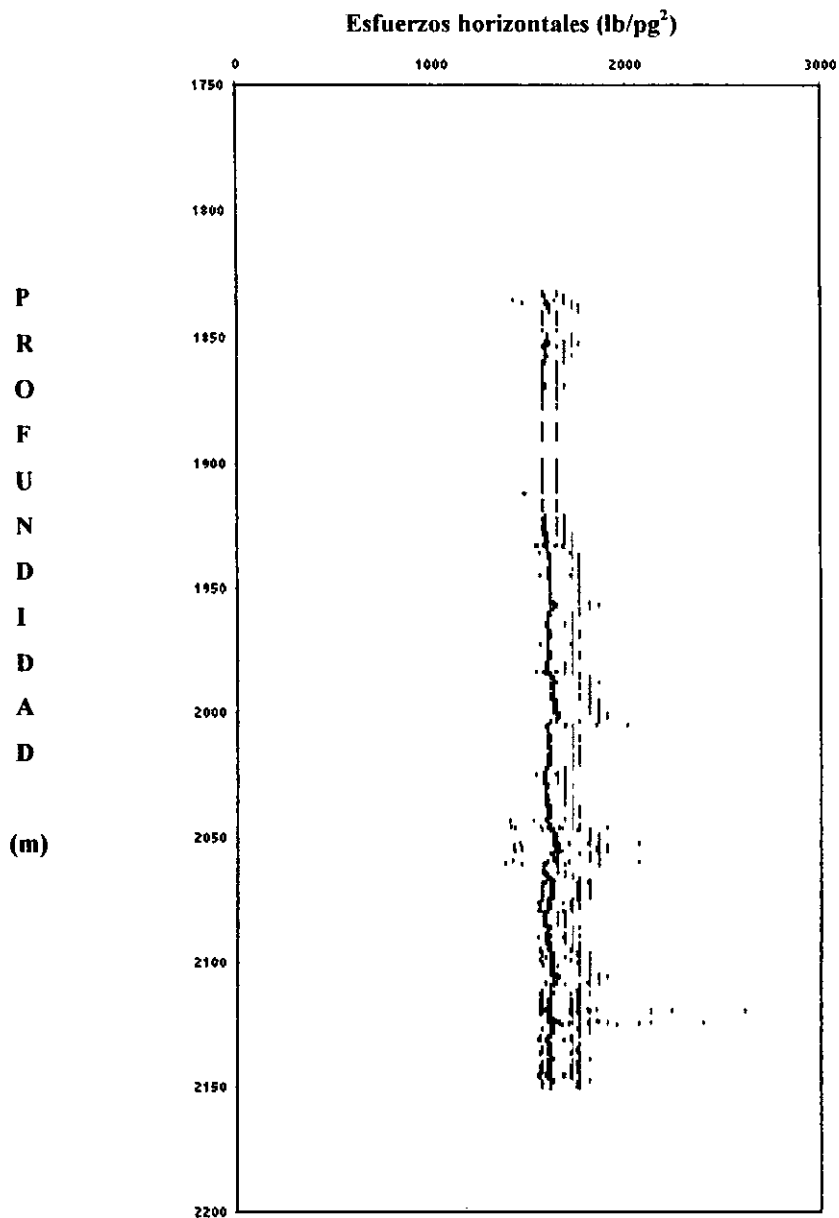


Fig. 5.13 Comportamiento del estado de esfuerzos horizontales máximos y mínimos del resultado de la corrida del programa (σ_{H1} , σ_{H2}).

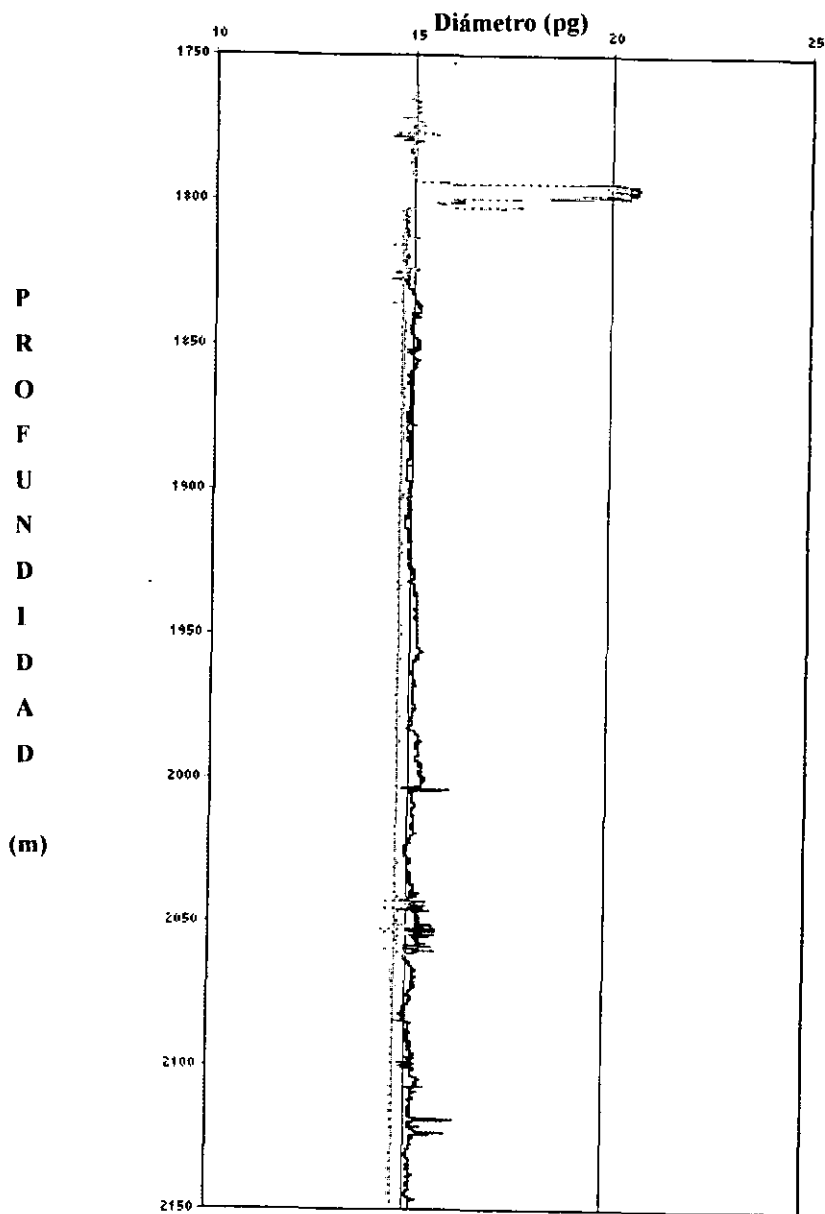


Fig. 5.13 Comportamiento de los datos recopilados en el archivo "MIZTLI.DAT", de un registro Caliper de 4 brazos (■ C1, ○ C2).

6. CONCLUSIONES.

La metodología presentada en este trabajo ayudan al Ingeniero petrolero a un con sus limitaciones, a que se le de esa gran importancia a cada pozo que en estos tiempos es más difícil encontrarlos potencialmente productores, por lo que se debe tener el conocimiento de los esfuerzos in situ en el área determinada al que se le desarrollaran este tipo de estudios de la mecánica de rocas. En este trabajo se proporciona una fuente alterna para conocer o inferir dicho estado de esfuerzos con información geológica, de registros, de núcleos de formación y de ensayos especiales como son los de leak off y a partir de esto se persigue la minimización de los eventos que generalmente conducen al incremento en el tiempo de perforación, por lo que se concluye lo siguiente.

1. Usualmente, en yacimientos maduros se dispone de mucha información a nivel de yacimiento, sin embargo para propósitos geomecánicos se requiere de información de las llamadas áreas estériles o zonas no productoras, por lo que el registro Caliper o calibrador mecánico es una herramienta útil para analizar los esfuerzos in situ, corrido desde la superficie permite determinar los posibles cambios de orientación en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo, pero los calipers acústicos además de confirmar con mayor precisión la dirección del campo de esfuerzos, permite establecer cotas del esfuerzo máximo, el cual en zonas de fuerte actividad tectónica (anisotropía de esfuerzos horizontales), es crítico. Las herramientas mecánicas y electromagnéticas son insensibles a los fluidos del fondo del pozo.
2. Las herramientas acústicas por lo regular tienen problemas con arcillas pesadas, aproximadamente mayores a 12 lb/gal (1.44 gr/cm^3) y en fluidos base aceite ya que estas herramientas acústicas usan una técnica de resonancia de pulso con transductores fijos y no cubren la pared del pozo al 100%. Si la onda reflejada es débil las herramientas acústicas no pueden medir la presencia de fracturas naturales o inducidas en el pozo.

3. Para ampliar las restricciones de los datos del caliper, con la ayuda del registro Televiwer se analiza de manera precisa las ovalidades en una diversidad de tipos de rocas. Estos registros proporcionan una imagen continua de la pared del pozo, los patrones característicos de estos registros son producidos por fracturas. El Televiwer tuvo buena efectividad en estudio de fracturas que cortan los pozos.
4. Los registros sónicos, en vista de las limitaciones de información que ofrece un núcleo de 30", este registro permite extender la información disponible a las formaciones superiores. Para una interpretación óptima, este registro requiere de la calibración con núcleos de las formaciones típicas de la región y por lo tanto las interpretaciones basadas en correlaciones de otros campos o yacimientos debe ser tomada con sumo cuidado.
5. Las cámaras de televisión en cierto sentido, son la última opción para evaluar las condiciones en el fondo del pozo. Los problemas pueden verse directamente sin la interpretación significativa. Sin embargo, tienen algunas limitaciones muy serias. El inconveniente es que el fluido en el pozo debe estar limpio. Las entradas de algún fluido extraño causan que el agua llegue a ponerse oscura y poca visibilidad al momento de la corrida, y esto pasa también cuando en el fondo del pozo existen dos fases (agua/aceite). Además las cámaras de televisión de fondo también son utilizados para controlar las perforaciones, para el trabajo de fracturas en la formación, para el trabajo de pesca de herramientas atascadas. Puede identificarse el aceite y posiblemente las entradas de gas y para la cuantificación de la pérdida del metal o profundidad de penetración de las fisuras en tuberías, pero estas herramientas son de uso mínimo.
6. En la utilización del análisis de ovalización de un pozo como indicador de la dirección de los esfuerzos principales existen dos limitantes, la primera es el grado de desviación del pozo en relación a la vertical y la otra es la referencia de la propia naturaleza del campo de esfuerzos regionales a la cual está sometida la formación.

7. Los ensayos especiales requeridos corresponden a ensayos leak off. Se denominan especiales pues la practica operacional no acostumbra a efectuar este tipo de ensayos con las características adecuadas para su utilización en los análisis de estabilidad. Opcionalmente se pueden efectuar ensayos tipo micro-frac con las compañías de servicio o el uso de herramientas especiales como la THE de Halliburton. Si bien se justifica en una primera etapa, su uso sistemático hace inviable un estudio de estabilidad. Es por ello que se recomienda un ensayo del tipo leak off ejecutados, para así contar con la información sobre una base estadística. Estos ensayos permiten determinar la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo y la resistencia a la tracción de la roca. Los ensayos leak off constituyen una fuente invaluable dado que se convierte en datos para la determinación del esfuerzo horizontal mínimo. En el caso de pozos horizontales, si además se cuenta con la información correspondiente, se puede analizar para estimar el esfuerzo horizontal máximo.
8. El propósito de las pruebas ASR, es el determinar la orientación de los cambios en las dimensiones del núcleo. Este cambio de tamaño es debido a la formación de microfracturas en la muestra, es así como la matriz reacciona al removerle los esfuerzos in situ. Las desventajas de estas pruebas es que se realizan con equipos complejos que pueden tener algún desperfecto al momento de su transporte, al lugar donde se le requiera. Las mediciones que se realizan, pueden presentar complicaciones de orden operacional antes y al momento de iniciar el ensayo, ya que el tiempo de medición en estas pruebas puede ser de más de 10 horas.
9. El análisis de anisotropía acústica identifica las direcciones principales de esfuerzos por medio de análisis de variación con el azimut de la velocidad de propagación de ondas P y S en un núcleo orientado. Este método es muy reciente, de modo que su aplicación en los casos reales de la industria del petróleo sea de importancia fundamental para su desarrollo. Se acredita que en las expansiones futuras del método, llevarán a la posibilidad de evaluar la magnitud del campo de esfuerzos, así como usar sus principios para una evaluación continua.

10. La técnica de inversión matemática es el modelo matemático que permite obtener la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales in situ en base a datos de pruebas leak off, además usando estos datos, la técnica puede evitar el uso de metodologías actuales para la determinación del estado de esfuerzos, tales como a partir de núcleos y Microfracturamientos.
11. La información obtenida de la técnica de inversión matemática puede utilizarse para resolver también problemas de estabilidad del agujero en pozos con alto grado de inclinación. así como la determinación de efectos geológicos locales y/o regionales. La ventaja del método es que todos los datos necesitados se obtienen de cualquier pozo, permitiendo así aplicar la técnica a pozos viejos.
12. La existencia de métodos para conocer la magnitud y orientación de los esfuerzos, es muy variado, pero entre los métodos más usados son los de pruebas de microfractura, núcleos orientados y registros especiales, desafortunadamente cada uno requiere de una intervención especial y por lo tanto su costo es elevado.
13. No es de uso común en México la práctica de alguno de estos métodos, es por eso que uno de los objetivos de este trabajo es conocer dichos esfuerzos y que sirvan de alguna manera para un conocimiento mayor de la zona perforada.

APÉNDICE.

PROGRAMA PARA LOCALIZAR Y EVALUAR ZONAS CON OVALIDAD MEDIANTE EL
CÁLCULO DE LOS ESFUERZOS HORIZONTALES.

DECLARE SUB ESFUERZO (TETA!, MU!, Dpozol, dr1, TAO!, DELTAP!, SHMIN!, SHMAX!, REL!)

CLS
DIM PROF(10000)

'LLAMANDO AL ARCHIVO DE DATOS

OPEN "A:/MIZILL.DAT" FOR INPUT AS #1

'ABRIENDO ARCHIVO PARA ALMACENAR LOS DATOS DE SALIDA

OPEN "A:/BREAKOUT.DAT" FOR OUTPUT AS #2

'ENTRADA DE DATOS

LOCATE 1, 20: PRINT "INTRODUCE LOS SIGUIENTES DATOS:"

LOCATE 3, 20: PRINT CHR\$(168); "NUMERO DE DATOS DEL REGISTRO:"; : INPUT N

LOCATE 4, 20: PRINT CHR\$(168); "DIAMETRO DEL POZO [ln]:"; : INPUT Dpozol

1968 LOCATE 5, 15: PRINT CHR\$(168); "CONOCES LA RESISTENCIA COHESIVA DE LA ROCA (SN):"; INPUT S\$

IF S\$ = CHR\$(83) OR S\$ = CHR\$(115) THEN LOCATE 6, 20: PRINT CHR\$(168); "RESISTENCIA COHESIVA DE LA ROCA [lb/pg]:"; : INPUT TAO: TAO=TAO/145.039: GOTO 1965

IF S\$ = CHR\$(78) OR S\$ = CHR\$(110) THEN

LOCATE 7, 20: PRINT CHR\$(168); "POROSIDAD DE LA ROCA [%]:"; : INPUT PORO

'CÁLCULO DE LA RESISTENCIA COHESIVA DE LA ROCA

1969 LOCATE 9, 28: PRINT CHR\$(168); "QUE TIPO DE ROCA ES ?"

LOCATE 11, 20: PRINT " A) ROCA BIEN CEMENTADA"

LOCATE 12, 20: PRINT " B) ROCA MAL CEMENTADA"

LOCATE 14, 29: PRINT "ELIGA LA OPCION :"; : INPUT "", ROC\$

IF ROC\$ = CHR\$(65) OR ROC\$ = CHR\$(97) THEN CO = (66889 - 84063 * LOG(PORO) + 26091 * (LOG(PORO)) ^ 2) / 145: GOTO 1966

IF ROC\$ = CHR\$(66) OR ROC\$ = CHR\$(98) THEN CO = (9953 - 7892 * LOG(PORO) + 1203 * (LOG(PORO)) ^ 2) / 145: ELSE BEEP: GOTO 1969

1966 TAO = CO / 8

ELSE BEEP: GOTO 1968

END IF

1965 LOCATE 16, 15: PRINT "COEFICIENTE DE DESLIZAMIENTO FRICCIONAL "; CHR\$(230); " [Adm]:"; : INPUT MU

LOCATE 17, 10: PRINT "DIFERENCIA DE PRESION ENTRE EL POZO Y LA FORMACION "; CHR\$(127); "p [lb/pg²]:"; : INPUT DELTAP: DELTAP = DELTAP / 145.039

'ESCRITURA EN EL ARCHIVO BREAKOUT.DAT

WRITE #2, "PROF", "PIAZ", "C1", "C2", "OVAL", "RBO", "-", "SHMIN", "SHMAX", "REL"

PRINT; "PROF_"; "PIAZ_"; "C1_"; "C2_"; "OVAL_"; "RBO_"; "-_"; "SHMIN_"; "SHMAX_"; "REL_ "

'INICIO DEL CICLO

SUMA = 0

FOR I = 1 TO N

INPUT #1, PROF, PIAZ, C1, C2

'CONDICIONES PARA QUE EXISTA OVALIDAD

```

DIF = ABS(C1 - C2)
IF DIF > .23622 THEN CON = 1 ELSE CON = 0
PROF(I) = PROF
IF CON = 1 THEN
  DIF2 = PROF(I) - PROF(I - 1)
  SUMA = SUMA + DIF2
  IF SUMA >= .3 THEN OVAL = 1 ELSE OVAL = 0
ELSE
  SUMA = 0
  OVAL = 0
END IF

IF C1 AND C2 > Dpozo THEN
  OVAL = 0; RBO = 0; RBO5 = "-"; SHMIN = 0; SHMAX = 0; REL = 0
  GOTO 2000
END IF

```

'CALCULO DEL ANGULO DE LA OVALIDAD

```

IF OVAL = 1 THEN
  IF C1 > C2 THEN
    dr1 = C1
    dr2 = C2
  ELSE
    dr1 = C2
    dr2 = C1
  END IF
  X = SQRT(((dr1 / 2) ^ 2 * (dr2 / 2) ^ 2) - ((dr1 / 2) ^ 2 * (Dpozo / 2) ^ 2)) / ((dr2 / 2) ^ 2 - (dr1 / 2) ^ 2)
  Y = SQRT((Dpozo / 2) ^ 2 - X ^ 2)
  PHI = ATN(Y / X) * (180 / 3.14159)
  TETA = 90 - PHI

```

'CALCULO DE LOS ESFUERZOS HORIZONTALES

```

CALL ESFUERZO(TETA, MUL, Dpozo, dr1, TAOL, DELTAP, SHMIN, SHMAX, REL)
ELSE OVAL = 0; RBO = 0; RBO5 = "-"; SHMIN = 0; SHMAX = 0; REL = 0; GOTO 2000
END IF

```

```

'RUMBO DE LA OVALIDAD CUANDO C1 > C2
IF C1 >= C2 THEN
  IF PIAZ < 90 AND PIAZ > 0 THEN RBO5 = "NE"
  IF 90 < PIAZ AND PIAZ < 180 THEN RBO5 = "NW"
  IF 180 < PIAZ AND PIAZ < 270 THEN RBO5 = "SW"
  IF PIAZ > 270 AND PIAZ < 360 THEN RBO5 = "SE"
END IF

```

```

'RUMBO DE LA OVALIDAD CUANDO C2 > C1
IF C2 > C1 THEN
  PIAZ = PIAZ + 90
  IF PIAZ > 360 THEN PIAZ = PIAZ - 360
  IF PIAZ < 90 AND PIAZ > 0 THEN RBO5 = "NE"
  IF 90 < PIAZ AND PIAZ < 180 THEN RBO5 = "NW"
  IF 180 < PIAZ AND PIAZ < 270 THEN RBO5 = "SW"
  IF PIAZ > 270 AND PIAZ < 360 THEN RBO5 = "SE"
END IF

```

```

'CALCULO DEL RUMBO EN GRADOS
IF PIAZ < 90 THEN RBO = PIAZ
IF 90 < PIAZ AND PIAZ < 180 THEN RBO = 180 - PIAZ
IF 180 < PIAZ AND PIAZ < 270 THEN RBO = PIAZ - 180
IF PIAZ > 270 AND PIAZ < 360 THEN RBO = 360 - PIAZ

```

```

IF C2 > C1 THEN
  IF PIAZ < 90 AND PIAZ > 0 THEN PIAZ = PIAZ + 270 ELSE PIAZ = PIAZ - 90
END IF

```


' ESCRITURA DE RESULTADOS EN EL ARCHIVO BREAKOUT.DAT

```

2000 SHMAX = 145.039 * SHMAX
    SHMIN = 145.039 * SHMIN
    WRITE #2, PROF, P1AZ, C1, C2, OVAL, RBO, RBO5, SHMIN, SHMAX, REL
    X = 0; Y = 0; dr1 = 0; dr2 = 0; TETA = 0
    PRINT ; PROF; P1AZ; C1; C2; OVAL; RBO; RBO5; SHMIN; SHMAX; REL
NEXT I
CLOSE #1
CLOSE #2

```

END

SUB ESFUERZO (TETA!, MU!, Dpozo!, dr1, TAO!, DELTAP!, SHMIN!, SHMAX!, REL!)

' RADIO DEL POZO

```

R2 = (Dpozo / 2) ^ 2 / (dr1 / 2) ^ 2
R4 = (Dpozo / 2) ^ 4 / (dr1 / 2) ^ 4

```

' CALCULO DE LAS VARIABLES PARA DETERMINAR LOS ESFUERZOS HORIZONTALES

```

A1 = -MU * (1 - 2 * COS(2 * TETA / 180 * 3.1416))
A2 = (1 + MU ^ 2) ^ .5 * (1 - 2 * COS(2 * TETA / 180 * 3.1416))
B1 = -MU * (1 + 2 * COS(2 * TETA / 180 * 3.1416))
B2 = (1 + MU ^ 2) ^ .5 * (1 + 2 * COS(2 * TETA / 180 * 3.1416))
C1 = -MU * (1 + 2 * R2)
C2 = (1 + MU ^ 2) ^ .5 * (1 - R2 + 3 * R4)
D1 = -MU * (1 - 2 * R2)
D2 = (1 + MU ^ 2) ^ .5 * (-1 + 3 * R2 - 3 * R4)
E = -(1 + MU ^ 2) ^ .5
F = -(1 + MU ^ 2) ^ .5 * R2

```

```

SHMIN = 2 * (((A1 + A2) * (TAO + F * DELTAP) - (C1 + C2) * (TAO - E * DELTAP)) / ((A1 + A2) * (D1 + D2) - (B1 + B2) * (C1 + C2)))
SHMAX = 2 * (((D1 + D2) * (TAO - E * DELTAP) - (B1 + B2) * (TAO + F * DELTAP)) / ((A1 + A2) * (D1 + D2) - (B1 + B2) * (C1 + C2)))
REL = SHMAX / SHMIN

```

END SUB

NOMENCLATURA.

ΔA	Diferencial de área.
ΔF	Diferencial de fuerza.
σ	Esfuerzo total aplicado.
σ'	Esfuerzo efectivo.
τ	Componente de esfuerzo de corte.
σ_{11}	Esfuerzo horizontal máximo.
σ_h	Esfuerzo horizontal mínimo.
σ_{θ}	Esfuerzo tangencial sobre la pared del agujero.
σ_z	Esfuerzo en la dirección del eje del pozo.
σ_r	Esfuerzo en la direccional radial.
P_{LUDU}	Presión ejercida por el fluido de perforación.
P_{fm}	Presión de poro o de la formación.
ρ	Densidad de las rocas suprayacentes.
H	Profundidad a la que se encuentra el estrato considerado.
ν	Relación de Poisson.
α	Constante poroelástica.
g	Aceleración de la gravedad.
$P \frac{P_o}{D}$	Gradiente de presión de poro.
$\frac{\sigma_v}{D}$	Gradiente de sobrecarga.
$\left(\frac{P}{D}\right)_n$	Gradiente normal de agua.
R_n	Resistividad normal.
R_o	Resistividad del registro.
σ_{ef}	Tensión efectiva.
e_i	Índice de vacíos correspondientes a la tensión efectiva.

C_c	Índice de compresión.
ϕ	Porosidad.
τ_p	Tiempo de tránsito.
τ_{ma}	Tiempo de tránsito de la matriz.
τ_f	Tiempo de tránsito del fluido en el poro.
dt	Tiempo de viaje sónico compresional.
dt_{sm}	Tiempo de viaje sónico de cizallamiento.
PCI	Presión de cierre instantáneo.
P_h	Presión hidrostática.
P_b	Presión de ruptura.
T_o	Resistencia a la tracción de la roca.
Pro	Presión de reapertura.
β_{ij}	Tensor de coeficientes de Biot de la presión de poro.
δ_{ij}	Función delta de Kronecker.
t	tiempo.
S_{ijkl}	Matriz de resistencia elástica.
$V(t)$	Función viscoelástica temporal de arrastre.
$\Delta\epsilon_{ij}$	Deformación relativa.
n, D_n	Constantes de arrastre.
V_p	Velocidad de la onda P.
V_s	Velocidad de la onda S.
P_{wf}	Presión en el fondo del pozo.
$\tau_{r\theta}$	Esfuerzo de corte sobre la pared del pozo.
R, r	Radio del pozo, distancia radial o radio alargado por la ovalidad.
ΔR	Deformación diametral.
ΔP	Presión diferencial en la cara del pozo.
G	Módulo de cizallamiento.
E	Módulo de Young.
τ_o	Resistencia cohesiva de la roca.
μ	Coefficiente de fricción.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Castrejón Vacío et al. Registros geofísicos de pozos y localización de intervalos fracturados en formaciones carbonatadas de México.
2. Joshi S.D. Horizontal Well Technology. Penn Well Book, Tulsa Oklahoma.
3. Aadonoy and Chenevert. Stability of highly inclined boreholes, SPE, Diciembre 1987.
4. Aadnoy Bernt Sigve, Bratli Rolf K. In situ Strees Modelling of the Snorre Field, Eurock 94, Rotterdam 1994.
5. Economides, M and Nolten K. Reservoir Estimulation, Prentice Hall Second Edition.
6. Allen, T.Q., and Roberts, A.P., 1982 "Production Operations - Chapter 4 (Sand Control), Oil & Gas Consultants International, Inc., Tulsa, Sec. ed.
7. Fjaer, F, Holt, R.M., Hosrud, P., Raaen, A.M., Risnes, R., Petroleum Related Rock Machanics , Elsevier, Amsterdam (1992).
8. Last, N.C.,Mclean, M.R. SPE 30465, Assesing the impact of trajectory on wells Drilled in an Overthrust Region.
9. Islas Silva Carlos. Apuntes de la materia de estimulación de pozos, Postgrado de Ingeniería 1996.
10. Alixant J., Desbrandes r. "Explicit pore-pressure evaluation: concept and aplication",1991 (SPE 19336).
11. Bourgoyne Jr., Adam T., Millhem, Keith K., Chenevert, M.E. and Young Jr., F.S., Applied drilling engineering. SPE TEXTBOOK SERIES, vol 2, p.p.246-299 (1986).
12. Eaton B. "Fracture gradient prediction and its applications in oilfield operations", J.P. Tech p.p.1353-1360, oct 1969.
13. Eaton B. "The equation for geopressure prediction from well logs". 1975 (SPE 5544).
14. Terzagui, Karl and Peck, R.B. Soil Mechanics in Engineering Practice, John Willey & Sonc Inc. New York, P. 566 (1948).
15. Moos, D. y M. D. Zoback. "Utilization of observations of wellbore failure to constrain the orietation and magnitude of crustal stresses: application to continental, deep sea drilling project, and ocean drilling program boreholes", J. Geophys, Res.95:9305-9325, 1990.

16. Werner, K.S., E.P. Graven, T.A. Berkman y M.J. Parker. "Direction of maximum horizontal compression in Western Oregon determined by borehole breakouts", *Tectonics* 10:948-958, 1991.
17. Zoback, M.D., Moos, D. y Mastin, L.: "Well Bore Breakouts and In situ Stress", U.S. Geological Survey, 1985.
18. Zoback, M.D., Moos, D., "Determination of the Horizontal Principal Stresses from Wellbore Breakout", *Eos Trans. AGU*, 63, 1118, 1982.
19. Plumb R. A., and S.H. Hickman.: "Stress Induced Borehole Elongation: A comparison between the four arm Dipmeter and the borehole Televiewer in the Auburn Geothermal well", *Journal of Geophysical Research*, vol. 90, no. B7, 5513-5521, 1985.
20. Haimson, B.C. y C.G. Herrick 1985, "In situ Stress evaluation from borehole breakouts, experimental studies". *Proceedings 26th U.S. Symposium on rock mechanics*, p. 1207-1218, rotterdam: Balkema.
21. Lawrence W. T. 1985, "Insights into the relationship between wellbore breakouts, natural fractures and in situ stress". *Proceedings 26th U.S. Symposium on rock machanics*, p. 1199-1205.
22. Haimson, B.C. "Status of in situ stress determination methods", *Key questions in rock mechanics*", Balkema, Rotterdam, 1988.
23. Hickman S.H., Healy J.H. and Zoback M.D.: "In situ stress natural fracture distribution, and borehole elongation in the Auburn geothermal well, Auburn, N.Y.", *Journal of geophysical research*, vol. 90, no.B7, 5497-5512, June 10 1985.
24. Zheng, Z., and N.G.W. Cook. "Borehole breakouts and stress measurements", *Key in rocks mechanics*, Balkema, Rotterdam, 1988.
25. Springer, J.A. "Stress orientations from wellborebreakouts in the Coalinga region". *Tectonics* 6:667-676, 1987.
26. Paillet F. L. and Kunsoo K.: "Character and distribution of borehole breakouts and their relationship to in situ stress in deep Columbia River basalts", *Journal of geophysical research*, vol.92, no. B7, 6223-6234, 1987.

27. Fleming N.H., Ronaldi R, Bruce S y Haryanto. "the aplications of mechanical borehole stability theory to development well planing. Spe 19943, Houston, March 1990.
28. Osinsaya, S.O., and Chenevert M.E., "Rigsite shale evaluation techniques for control of shale - related wellbore instability problem, " SPE/IADC paper 16054, Drill. Conf., March 15 - 18, 1987, New Orleans L.A.
29. Chenevert M.E., "Shale alteration by water adsortion", J. Petrol. Technol. (Sept., 1970). pp. 1141-1148.
30. Dider G., Thierry F., Boisson M., Piau J., "Wellbore failure mechanisms in shale, prediction and prevention". SPE/iadc paper 28851.
31. Dobereiner, L., Nunes, A.L.L., e Dyke, C.G. "Development in measuring the deformability of sandstone. Sixth International Congress-International Association of Engineering Geology, Amsterdam, August 1990.p. 345-355.
32. Smits, R.M.M., De Wall, J.A. e Van Kooten, J.F.C. "Prediction of abrupt reservoir compaction and surfase subsidence caused by pore callapse in carbonates". Society of Pretoleum Engineers Formation Evaluation (SPEFE), 1988, p. 340-346.
33. International Society for Rock Mechanics(ISRM). "Comission on standardization of laboratory and field test. Suggested methods for determining the uniaxial compressive strength and deformability of rocks material".
34. Deere, D.V., Miller, R.P., "Engineering classification and index properties for intact rock. Ph. D. thesis, Univ. Illinois, 1965.
35. Vutukuri, V.S., Lama, R.D., "handbok on mechanical properties of rock. Vol. II. Trans Tech Publication, 1978.
36. Kunze K.R. y Steiger R.P. "Accurate in situ stress measurements during drilling operations". Spe 24593, Washington D.C., October 1992.
37. Daneshy A. A, Slusher et al. "In situ stress measurements during drilling". JPT, August 1986.
38. Coates D.F. "Fundamentos de mecanica de rocas, Ministerio de energia, minas y recursos naturales. Canada, Abril 1973.
39. Hsu, C., and Schoenberg, M., (1993). Elastic waves through a simulated fractured medium. Geophysics, Vol. 58 No. 7, p. 964-977.

40. Ramos, G., Katahara, K., Keck, R. and Batzle, M., (1994). "In situ stress predictions and measurements in unconsolidated reservoir sandstones", Lower Frio formation, east Texas.
41. Rathore, J.S., Fjaer, E., Hilt, R.M. and Renlie, L., (1994). P and S waves anisotropy of a synthetic sandstone with controlled crack geometry. *Geophysical Prospecting*, no. 43, Pp. 711-728.
42. Thomsen, L., (1995). Elastic anisotropy due to aligned cracks in porous rock. *Geophysical Prospecting*, no. 43, p. 805-829.
43. Vernik, L., y M.D. Zoback, "Strength anisotropy in crystalline rock: Implications for assessment of in situ stresses from wellbore breakouts", *Rock mechanics contributions and challenges*, 1990 Balkema, Rotterdam.
44. Smith M, Sorrells and Teufel L. A comprehensive fracture diagnostic experiment part 2, Comparison of fracture azimuth measuring procedures. *SPE Production Eng.* 1986.
45. Byerlee, J.D., "Friction of Rocks", *Pure Appl. Geophys.*, 116. p. 615-626, 1978.
46. Kading H.W. "Computer caliper, singertrints of the hole, from Austin chalk to Ellenburger", 18th annual, SPWLA symposium, June 1977.
47. NL Mc Cullouch (Now Atlas Wireline Services), "Multifinger Caliper Tool (MSC)", Brochure, Houston Texas, 1985.
48. Kinley Corp. "The worldwide petroleum services can cut your production costs", Houston Texas, 1992.
49. Sondex, "Multifinger Caliper", London, UK, 1992.
50. Schlumberger, "Cased hole log interpretation principles-applications document SMP-7025, Houston Texas, 1989.
51. Cuthbert, J.F., and Johnson W.M., "New casing inspection log", 1975, AGA, operating-section transmission conference, Bal Harbour, Florida, May 1975.
52. Dumont, A., Patin, J.B., and Le Floch, G., "A single tool for corrosion and cement evaluation", paper SPE 13140, 59th Annual technical conference, Houston Texas, September 1984.
53. Bettis, F.E., Crane, L.R., Schwanitz, B.J., and Cook, M.R., "Ultrasound logging in cased borehole pipe wear", paper SPE 26318, 68th annual SPE conference, Houston Texas, 1993.

54. Palmer, I.D., and Sparks, D.P., "Measurement of induced fractures by downhole TV camera in black warrior basin Coalbeds", JPT, pp. 270-275, March 1991.
55. BP Exploration (Alaska) Inc. "Video survey of well H-12", Anchorage, Alaska, September 1991.
56. Halliburton and WesTech "Downhole video services", Houston Texas, 1994.