

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA GENERAL PARA EL CÁLCULO DE
ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES PRODUCTORAS DE
HIDROCARBUROS**

**JORGE MARIO PADILLA REYES
NAFIS DE JESÚS BADRAN LIZARAZO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA GENERAL PARA EL CÁLCULO DE
ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES PRODUCTORAS DE
HIDROCARBUROS**

**JORGE MARIO PADILLA REYES
NAFIS DE JESÚS BADRAN LIZARAZO**

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTORA
Dra. ZULY CALDERÓN CARRILLO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A Dios por darme la oportunidad de vivir y permitirme culminar esta etapa de mi vida.

A mi padre *Jorge* por haberme acompañado y apoyado en cada uno de los momentos importantes de mi vida, a mis dos madres *Luz Alba* quien desde el cielo me ha dado fortaleza para afrontar las dificultades y *Janeth* que junto a mi padre me a dado todo el amor y el entendimiento que me han permitido crecer y desarrollarme personal y profesionalmente.

A mis hermanos *Carolina, Jessyka, Jonathan* y *Jeana* por su cariño, apoyo y paciencia.

A mi novia *Lorena* por su paciencia, amor e indudable comprensión.

A mi familia, amigos y compañeros que de una u otra manera contribuyeron para alcanzar esta meta.

JORGE MARIO

A Dios por haberme dado la vida y oportunidad de alcanzar todas las metas que me he propuesto.

A mis padres Rina y Nafis por haberme apoyado en todos los momentos difíciles, por siempre alentarme a seguir adelante sin importar las dificultades y tropiezos.

A mis hermanos Yineth, Neil, y Rina por su apoyo incondicional y estar siempre motivándome a seguir adelante.

A mi familia, en especial a mis abuelos, por ser un gran ejemplo de vida y porque siempre estuvieron disponibles para mi cuando necesite un consejo.

Y a todos mis amigos y compañeros que de una u otra manera colaboraron para que este sueño hoy sea una realidad.

Nafis

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. CONCEPTOS BÁSICOS	21
1.1 GEOMECÁNICA	21
1.2 ESTABILIDAD DE POZOS	21
1.3 ESFUERZO	24
1.4 DEFORMACIÓN	27
1.5 RESISTENCIA DE LA ROCA	29
1.6 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LAS ROCAS	29
1.6.1 Teoría de la Elasticidad Lineal	30
1.6.2 Teoría de la Elasticidad no Lineal	31
1.6.3 Módulo de Young (E)	31
1.6.4 Relación de Poisson (ν)	32
1.6.5 Módulo de Rigidez (G)	33
1.6.6 Módulo de Bulk (K)	33
1.7 ANISOTROPÍA	34
1.8 POROELASTICIDAD	35
1.8.1 Teoría Poroelástica de Biot	35
1.8.2 Presión de Poro (P_o)	36
1.8.3 Esfuerzo Efectivo	37
1.9 ESFUERZOS IN-SITU	38
1.9.1 Esfuerzo Vertical	39
1.9.2 Esfuerzos Horizontales	41
1.9.3 Orientación y Magnitud del Campo de Esfuerzos In-Situ	43

2. REGISTROS DE POZOS	44
2.1. REGISTROS SÓNICOS	44
2.1.1 Propagación de Ondas en Medios Finitos e Infinitos	44
2.1.1.1 Propagación de Ondas en un Medio Infinito	44
2.1.1.2 Propagación de Ondas en un Medio Finito	45
2.1.2 Tipos de Perfiles	46
2.1.2.1 Perfil Acústico Compensado	46
2.1.2.2 Perfil Sónico de Espaciamiento Largo LSS	47
2.1.2.3 Perfil Sónico Digital	48
2.1.3 Velocidad del Sonido en Algunas Formaciones	48
2.2 REGISTROS DE RESISTIVIDAD	49
2.2.1 Registros de Laterolog	51
2.2.2 Fullbore Formation Micro Imager (FMI)	52
2.2.3 Formation Micro Scanner (FMS)	54
2.3 REGISTROS DE DENSIDAD DE LA FORMACIÓN	55
2.4 REGISTRO GAMMA RAY	57
2.5 REGISTRO NEUTRÓN	57
2.6 REGISTRO CALIPER	58
2.7 REGISTROS ULTRASÓNICOS	59
2.7.1 Ultrasonic Borehole Imagen (UBI)	59
2.7.2 BoreHole TeleViewer (BHTV)	63
3. TÉCNICAS Y METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE ESFUERZOS	65
3.1 TÉCNICAS DE CAMPO	65
3.1.1 Técnica de Breakout	65
3.1.1.1 Identificación de los Breakouts	66
3.1.1.2 Medición de la Magnitud de los Esfuerzos a partir de los Breakouts	67
3.1.1.3 Ecuaciones de Kirsch para la Determinación del σ_H	67
3.1.2 Fracturas de Tensión Inducidas Durante la Perforación	72
3.1.2.1. Determinación de la Magnitud del σ_H	73

3.1.3 Pruebas de Integridad de Presión	75
3.1.3.1 Prueba de Integridad de Formación (FIT)	75
3.1.3.2 Prueba de Leak-off (LOT)	76
3.1.3.3 Prueba Extendida de Leak-off (ELOT)	79
3.1.4 Fracturamiento Hidráulico	85
3.1.4.1 Determinación del Esfuerzo Máximo y Mínimo Horizontal	86
3.1.5 Determinación del Esfuerzo Vertical a partir de Registros de Densidad	87
3.1.6 Correlación de Eaton para el Cálculo del Esfuerzo Vertical	90
3.1.7 Métodos para la Aproximación de σ_h en Zonas de Fallas Normales	92
3.1.8 Cálculo de los Esfuerzos a partir de Registros Sínicos	95
3.1.9 Mapa Mundial de Esfuerzos	95
3.2 TÉCNICAS DE LABORATORIO	102
3.2.1 Anelastic Strain Recovery (ASR)	102
3.2.2 Differential Strain Curve Analysis (DSCA)	107
4. METODOLOGÍA GENERAL PARA EL CÁLCULO DE ESFUERZOS IN SITU EN FORMACIONES PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS	115
5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA PARA EL CÁLCULO DE ESFUERZOS	123
5.1 RESUMEN DE LA PERFORACIÓN POZO B-2ST	124
5.2 RESUMEN DE LA PERFORACIÓN POZO Q-6	125
5.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DE LOS POZOS B-2ST Y Q-6	125
5.4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ASUMIENDO QUE NO SE DISPONE DE INFORMACIÓN.	127
5.4.1 Estimar la Orientación de los Esfuerzos Mediante el Mapa Mundial de Esfuerzos.	127
5.5 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA CONTANDO CON LA INFORMACIÓN ADECUADA.	130
5.5.1 Cálculo de la Magnitud del Esfuerzo Vertical (σ_v)	130

5.5.2 Cálculo de la Magnitud del Esfuerzo Mínimo Horizontal (σ_h)	133
5.5.3 Cálculo de la Magnitud del Esfuerzo Máximo Horizontal (σ_H)	137
5.5.4 Determinación de la Orientación de los Esfuerzos Horizontales	143
5.6 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	146
5.6.1 Magnitud Esfuerzo Vertical (σ_v)	146
5.6.2 Magnitud Esfuerzo Mínimo Horizontal (σ_h)	148
5.6.3 Magnitud Esfuerzo Máximo Horizontal (σ_H)	148
6 CONCLUSIONES	150
7. RECOMENDACIONES	152
BIBLIOGRAFÍA	153
ANEXO	157

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Fuerza por Unidad de Área.	24
Figura 2. Esfuerzo Compresivo	25
Figura 3. Esfuerzo De Corte	25
Figura 4. Componentes de Esfuerzos en un Diferencial de Volumen Cúbico.	26
Figura 5. Deformación Longitudinal	27
Figura 6. Deformación de Cizalladura.	28
Figura 7. Principales Esfuerzos In-Situ.	39
Figura 8. Configuración de la Herramienta FMI (izquierda). (Derecha) Configuración del patín y el Flat Utilizados de la Herramienta.	54
Figura 9. A la Izquierda se Observan Varios Tamaños de Transductores y a la Derecha la Configuración de la Herramienta UBI.	60
Figura 10. Visualización de la Amplitud y el Radio del Pozo.	61
Figura 11. Corte Transversal del Radio del Pozo. Breakout Indicado por el Alargamiento de las Líneas Punteadas en B (izquierda) y Keyseat (derecha).	62
Figura 12. Imagen BHTV Mostrando una Sección de Breakout.	64
Figura 13. Registro UBI.	70
Figura 14. Comportamiento Típico Leak-off.	77
Figura 15. Diagrama Típico de una Prueba ELOT	79
Figura 16. Prueba LOT.	81
Figura 17. Prueba LOT Pozos Buenos Aires, Cálculo del Gradiente del Esfuerzo Mínimo Horizontal.	83
Figura 18. Prueba LOT Pozos Cupiagua, Cálculo del Gradiente del Esfuerzo Mínimo Horizontal.	83

Figura 19. Prueba LOT Pozos Cusiana, Cálculo del Gradiente del Esfuerzo Mínimo Horizontal.	84
Figura 20. Dirección de los Esfuerzo en Relación a la Fractura Creada.	86
Figura 21. Registro de Densidad para Calcular el σ_v .	88
Figura 22. Gradiente de Sobrecarga para Formaciones Normalmente Compactadas en las Formaciones de las Costas del Golfo	90
Figura 23. Mapa Mundial de Esfuerzos del 2003.	98
Figura 24. Mapa Mundial de Esfuerzos del 2003.	100
Figura 25. Mapa de Esfuerzos para Colombia.	101
Figura 26. Equipo ASR	105
Figura 27. Grafica de Deformación del Núcleo vs. Tiempo.	106
Figura 28. Curva de Esfuerzo-Deformación de la Prueba de Laboratorio DSA.	108
Figura 29. Posición de los Medidores en la Muestra.	111
Figura 30 Modificado y Adaptado de: The Integrated Stress Measurement Strategy (ISMS) Outlined by Zoback et al. (1993) and Brudy et al. (1997)	118
Figura 31. Diagrama de Flujo, para Aplicar la Metodología Desarrollada.	119
Figura 32. Diagrama de Flujo.	120
Figura 33. Mapa de Ubicación de la cuenca del Piedemonte Llanero	124
Figura 34. Interpretación Estructural del pozo B-2 st1	126
Figura 35. Interpretación Estructural del Pozo Cupiagua Q-6.	127
Figura 36. Mapa de Esfuerzos para Nuestra Zona de Interés.	128
Figura 37. Cálculo por Regresión Lineal del Gradiente de Magnitud para el Pozo B-2ST.	135
Figura 38. Cálculo por Regresión Lineal del Gradiente de Magnitud para el Pozo Q-6.	136
Figura 39. Lectura del Registro UBI Pozo B-2ST.	144
Figura 40. Lectura del Registro UBI Pozo Q-6.	145

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Velocidad del Sónico y Tiempo de Transito para las Rocas más Comunes	48
Tabla 2. Calculo del Esfuerzo Máximo Horizontal para el Pozo BA-3X, Mediante la Técnica de Breakout.	71
Tabla 3. Calculo del Esfuerzo Máximo Horizontal para el Pozo BA-3X Mediante la técnica de Fracturas por Tensión Inducidas Durante la Perforación	74
Tabla 4. Reporte de Prueba LOT	81
Tabla 5. Resultados Prueba LOT Pozos Buenos Aires y Cupiagua	82
Tabla 6. Resultados Prueba LOT Pozos Cusiana	84
Tabla 7. Valores del Registro de Densidad, Canal de Santa Bárbara	88
Tabla 8. Cálculo del Esfuerzo Vertical a Partir de un Registro de Densidad	89
Tabla 9. Cálculo del Esfuerzo Vertical a Partir de la Correlacion de Eaton	91
Tabla 10. Criterio de Clasificación en el Mapa Mundial de Esfuerzos (WSM)	99
Tabla 11. Información de orientación del Esfuerzo Horizontal Máximo.	129
Tabla 12. Estimación del Esfuerzo Vertical para los pozos B-2ST y Q-6, Empleando la Correlación del Gradiente de Sobrecarga de Eaton	129
Tabla 13. Estimación del Esfuerzo Mínimo Horizontal a partir de la Correlación de Hubbert y Willis, Pozo B-2ST y Q-6	130
Tabla 14. Estimación del Esfuerzo Máximo Horizontal Pozos B-2ST y Q-6	130
Tabla 15. Calculo del Esfuerzo Vertical para el Pozo B-2ST	132
Tabla 16. Calculo del Esfuerzo Vertical para el Pozo B-2ST	133
Tabla 17. Pozos Cercanos al B-2ST para el Cálculo del Esfuerzo Mínimo Horizontal a partir de LOT's	135
Tabla 18. Pozos Cercanos al B-2ST para el Cálculo del Esfuerzo Mínimo Horizontal a partir de LOT's	136

Tabla 19. Cálculo del Esfuerzo Máximo Horizontal Basado en las Ecuaciones 3.18 y 3.19 para el Pozo B-2ST, Utilizando la Presión de Fractura de la Prueba	139
Tabla 20. Cálculo del Esfuerzo Máximo Horizontal Basado en las Ecuaciones 3.18 y 3.19 para el pozo B-2ST, Utilizando la Presión de Fractura a partir de la Correlación de Hubbert y Willis	140
Tabla 21. Cálculo del Esfuerzo Máximo Horizontal Basado en las Ecuaciones 3.18 y 3.19 para el Pozo Q-6, Utilizando la Presión de Fractura de la Prueba.	141
Tabla 22. Cálculo del Esfuerzo Máximo Horizontal Basado en las Ecuaciones 3.18 y 3.19 para el Pozo Q-6, Utilizando la Presión de Fractura a partir de la Correlación de Hubbert y Willis.	142
Tabla 23. Orientación de Fracturas Inducidas por Tensión pozo B-2ST	143
Tabla 24. Orientación de Fracturas Inducidas por Tensión pozo Q-6	144
Tabla 25. Comparación de la Magnitud del Esfuerzo Vertical Calculado a partir de Registros de Densidad y Gráfico de Eaton para el Pozo B-2ST	146
Tabla 26. Comparación de la Magnitud del Esfuerzo Vertical Calculado a partir de Registros de Densidad y Gráfico de Eaton para el Pozo Q-6	147
Tabla 27. Comparación del Gradiente de Magnitud del Esfuerzo Mínimo Horizontal Calculado a partir de la Correlación de Hubbert & Willis y Prueba Leak-off para los Pozos B-2ST y Q-6	148
Tabla 28. Comparación de la Magnitud del Esfuerzo Máximo Horizontal Calculado a partir Presión de Fractura y Ec.3.17. Pozo B-2ST	149
Tabla 29. Comparación de la Magnitud del Esfuerzo Máximo Horizontal Calculado a partir Presión de Fractura y Ec.3.17. Pozo Q-6	149

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA GENERAL PARA EL CÁLCULO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS*

**AUTORES: JORGE MARIO PADILLA REYES
NAFIS DE JESUS BADRAN LIZARAZO****

Palabras claves: Esfuerzos In-Situ, Pruebas de Integridad de Presión (PIT's), Mapa Mundial de Esfuerzos, Geomecánica, Breakouts, Fracturas por Tensión, Gradiente de Sobrecarga de Eaton.

Gran parte del dinero invertido en el desarrollo de un campo petrolero, es gastado en la etapa de perforación de los pozos. En dicha etapa suelen presentarse problemas de inestabilidad, esta es afectada principalmente por los Esfuerzos In-Situ y otros factores como la presión del pozo, las propiedades del lodo y la temperatura.

Un aspecto de suma importancia sobre la estabilidad de los pozos se presenta cuando la perforación se realiza en ambientes de esfuerzos activos, lo que eleva los costos a causa de eventos imprevistos como pérdida de circulación, colapso del pozo, pega de tubería.

Como una solución a la estimación de esfuerzos este proyecto propone una metodología general para su evaluación, describiendo las diferentes técnicas y métodos disponibles en la actualidad. Dicha aplicación de la metodología será función de la cantidad y calidad de datos disponibles para la evaluación de los esfuerzos. Además se desarrolla un procedimiento para calcular los principales esfuerzos in-situ cuando no se posee la suficiente información.

Al final de este trabajo se presenta un ejemplo de la aplicación de la metodología desarrollada a un mismo caso suponiendo primero que la zona a evaluar es una zona desconocida de la cual no se tiene información alguna. Luego se evalúa el estado de esfuerzos con toda la información disponible y se comparan los resultados obtenidos.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Dir. Zuly Calderón

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A GENERAL METHODOLOGY FOR THE CALCULATION OF IN-SITU STRESS IN OIL PRODUCERS FORMATIONS*

**AUTHORS: JORGE MARIO PADILLA REYES
NAFIS DE JESUS BADRAN LIZARAZO****

Keywords: In-Situ Stress, Pressure Integrity Tests (PIT's), World Stress Map, Geomechanical, Breakouts, Tensile Failures, Eaton Overburden Gradient.

Plenty of the money invested in developing an oil field, is spent specially on the stage of drilling wells. This stage often comes with problems of instability; which is mainly affected by the In-Situ Stress and other factors such as wellbore pressure, mud properties and temperature.

An important aspect of the well stability can be appreciated during the drilling phase when it is carried out in an environment of active stress, which increases costs due to unforeseen events such as lost circulation, wellbore collapse, and stick pipe.

As a solution for the stress estimations, this project proposes a general methodology of evaluation, describing the different techniques and methods available and more used currently. The application of this methodology will depend on the quantity and quality of data available for the evaluation of stresses. It also develops a procedure for calculating the main in-situ stress when is not available enough or any information.

At the end of this paper there is an example of the methodology application, developed to the same case assuming first that the area to evaluate is an unknown area which does not have any information. After assessing the state of stress with all available information and compares the results obtained.

* Degree project

** Faculty physic chemical engineering, petroleum engineering school. Dir. Zuly Calderón

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la industria petrolera en Colombia pasa por un momento de auge en producción de crudo logrando casi sobrepasar el millón de barriles diarios, una cifra inimaginable años atrás. Es por esto que se requiere de nuevas técnicas y desarrollos tecnológicos que permitan aumentar la producción de hidrocarburos y disminuir los costos operacionales. La evaluación y el conocimiento de los Esfuerzos In-Situ se constituye en una herramienta clave para las empresas vinculadas al sector de exploración y explotación de hidrocarburos; ya que estos, nos permiten hacer frente a un amplio rango de problemas que son encontrados durante el ciclo de vida del yacimiento.

Gran parte del dinero invertido en el desarrollo de un campo petrolero, es gastado en la etapa de perforación de los pozos. En dicha etapa suelen presentarse problemas de inestabilidad, esta es afectada principalmente por los Esfuerzos In-Situ y otros factores como la presión del pozo, las propiedades del lodo y la temperatura.

Las empresas operadoras y de servicios se ven obligadas a calcular los esfuerzos In-Situ y su impacto en los costos de perforación, completamiento, producción, trabajos de Workover y EOR, ya que con el conocimiento de los esfuerzos se pueden reducir notablemente los costos y problemas, especialmente en la fase de perforación.

En la literatura existen diversidad de métodos y técnicas para la evaluación de los esfuerzos in-situ, pero la disponibilidad de información se constituye en un factor crítico para la aplicación de las mismas. La adquisición de información requiere muchas veces la realización de pruebas adicionales a las que convencionalmente

se realizan, representando un costo adicional que usualmente las compañías prefieren no asumir y más cuando la zona de interés no se encuentra en un área tectónicamente activa.

Como una solución a la estimación de esfuerzos este proyecto propone una metodología general para su evaluación, describiendo las diferentes técnicas y métodos disponibles en la actualidad. Dicha aplicación de la metodología será función de la cantidad y calidad de datos disponibles para la evaluación de los esfuerzos. Además se desarrolla un procedimiento para calcular los principales esfuerzos in-situ cuando no se posee la suficiente información.

El libro consta de cinco capítulos; los cuales se encuentra organizados de tal manera que el lector pueda familiarizarse con el tema haciendo más fácil su entendimiento. El capítulo (I) contiene los conceptos básicos de geomecánica, en el capítulo (II) se presentan los principales registros de pozo, el capítulo (III) contiene un resumen de las principales técnicas y métodos para la evaluación de los Esfuerzos In – Situ, en el capítulo (IV) se presenta la metodología desarrollada para el cálculo de los Esfuerzos In – Situ, el capítulo (V) presenta la aplicación de la metodología a un caso en el cual cuento con la información necesaria para el cálculo de los Esfuerzo y otro en el cual carezco de información, por ultimo; se presentan las recomendaciones y conclusiones.

1. CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 GEOMECÁNICA

La geomecánica tiene su origen en la ingeniería civil, principalmente por el uso de suelos y rocas como material de construcción en obras de gran envergadura como: presas, túneles, vías, etc. Posteriormente se usó la geomecánica para fines mineros en la construcción de túneles en minería subterránea y estabilidad de taludes en minería a cielo abierto¹⁴.

En la década de los 50's a los 60's se comienza a implementar la geomecánica en las actividades petroleras; la geomecánica del petróleo es la rama de la ingeniería que trata con las propiedades mecánicas y el comportamiento de las formaciones geológicas, las cuales tienen gran incidencia en operaciones de exploración, perforación y producción de petróleo y/o gas. Esta permite el estudio de fenómenos a escala de yacimientos tales como evolución de fallas y fracturas en el tiempo geológico, compactación y subsidencia causada por la producción de fluidos, fallamiento y sismicidad. También incluye fenómenos a escala de pozo, tales como la estabilidad de pozo durante la perforación, fracturamiento hidráulico, interacción formación / casing durante la producción, entre otros³⁹.

1.2 ESTABILIDAD DE POZOS

La inestabilidad de pozos ocurre por efectos mecánicos, químicos o por combinaciones entre ellos; causa problemas considerables en operaciones de perforación, completamiento, evaluación de formaciones, cementación, registros y producción. Dichos problemas producen elevados costos y pérdidas; con el fin de

minimizar o eliminar las inestabilidades mecánicas en el pozo es necesario entender la interacción entre factores como:

- Campo de esfuerzos in-situ.
- Presiones de poro.
- Fracturas naturales.
- Resistencia de la roca.
- Peso del lodo.
- Trayectoria del pozo.
- Litología de la formación.
- Propiedades físico-químicas del lodo.
- Tiempo.
- Temperatura.
- Aspectos operacionales.
- Fenómenos de compactación y subsidencia.

El correcto entendimiento de la interacción e incidencia entre los factores mencionados y las prácticas de producción e ingeniería; permite crear y/o implementar modelos que predigan el comportamiento del yacimiento y del pozo en particular, para desarrollar y emplear las estrategias más adecuadas que permitan obtener una condición más estable del pozo¹⁴.

Algunas circunstancias especiales hacen que la evaluación de la estabilidad sea particularmente problemática, por ejemplo:

- La broca de perforación está varios cientos de metros abajo y no hay métodos disponibles para la observación directa de lo que está pasando.
- Pueden haber grandes variaciones en los esfuerzos de formación y los esfuerzos in-situ no son medidos sistemáticamente.
- Hay grandes variaciones en las propiedades mecánicas de la formación, pero

los costos de corazonamiento son tan altos que solo pequeñas cantidades de material están disponibles para pruebas mecánicas de roca.

- Muchas fuerzas actúan en la formación alrededor del pozo: química del lodo, redistribución de esfuerzos, cambios de temperatura.

Todas estas condiciones ilustran que la realidad no puede ser descrita exactamente por un modelo matemático, sin importar que tan complicado sea este. Basados en algunas suposiciones ideales el análisis de la estabilidad puede dar alguna guía, de cómo están relacionadas las condiciones prácticas

Muchos son los problemas asociados con la estabilidad de pozos, algunos de ellos son:

- Ensanchamiento del pozo.
- Reducción del tamaño del pozo debido al flujo plástico de la roca dentro del pozo (flujo de shale y sal).
- Pérdida de circulación.
- Exceso de torques y altas presiones de bombeo en la perforación.
- Daño del pozo inducidos por los esfuerzos.
- Fallas de pozo inducidas por la perforación.
- Deterioro del casing debido a los esfuerzos de corte (deformaciones en el revestimiento y en la tubería de producción).
- Pega de tubería.
- Consolidación.
- Subsistencia.
- Producción de arena.
- Dificultades en la toma de registros.
- Side-tracking inadvertidos (poco control direccional).
- Problemas en los viajes: Washouts o zonas de lavado (que generan

deformación del pozo en todas las direcciones) y Reaming.

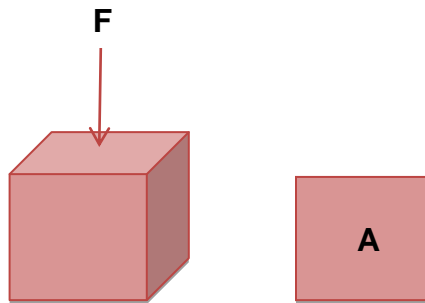
- Pobre cementación con sus respectivos problemas.

1.3 ESFUERZO¹⁸

Es la fuerza por unidad de área aplicada a un cuerpo (figura 1). En la mecánica de rocas se acostumbra que los esfuerzos de tipo compresivos sean positivos; ya que, la mayoría de los esfuerzos relacionados a la geología son compresivos. En general son expresados así:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad 1.1$$

Figura 1. Fuerza por Unidad de Área.



Modificado de: Petroleum Related Rock Mechanics. FJÆR, E. et al.

En general existen 3 tipos de esfuerzos que pueden ser aplicados sobre un cuerpo: Esfuerzos compresivos, Esfuerzos de corte y Esfuerzos de tensión. Pero para el caso de la mecánica de rocas solo vamos a considerar los Esfuerzos compresivos y de corte; ya que, de acuerdo con la geología en la naturaleza no encontramos ningún cuerpo sometido a tensión.

- **Esfuerzo Compresivo (σ):** también llamado *Esfuerzo normal*, se presentan cuando las fuerzas externas son aplicadas en un mismo plano pero en direcciones opuestas; lo cual, produce reducción en el volumen (figura 2).

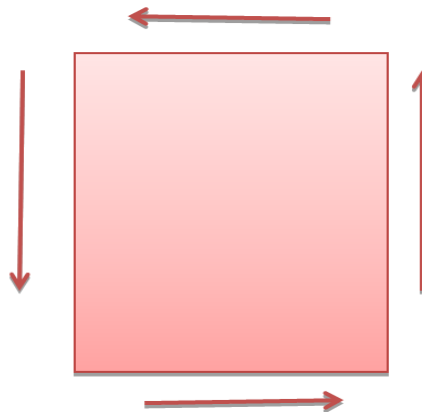
Figura 2. Esfuerzo Compresivo



Modificado de: Petroleum Related Rock Mechanics. FJÆR, E. et al.

- **Esfuerzo de Corte (τ):** se presenta cuando las fuerzas externas son paralelas y en direcciones opuestas, pero en diferentes planos; lo cual, tiende a desplazar algunas partes del material con respecto a otras (figura 3).

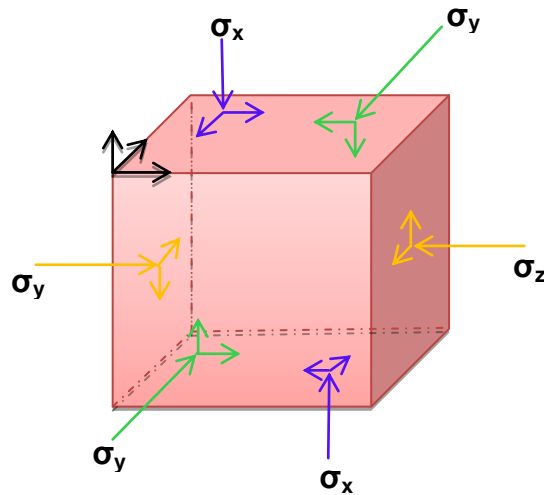
Figura 3. Esfuerzo De Corte



Modificado de: Petroleum Related Rock Mechanics. FJÆR, E. et al.

- **Tensor de Esfuerzos:** Así como un escalar es definido a través de una magnitud; y un vector a partir de magnitud y dirección; un tensor es completamente definido por magnitud, dirección y por el plano en el cual este actúa. El tensor de esfuerzos da una completa descripción del estado de esfuerzos en un punto dentro de una muestra, de tal forma que es necesario identificar los esfuerzos relacionados a las superficies orientadas en las tres direcciones ortogonales (Figura 4).

Figura 4. Componentes de Esfuerzos en un Diferencial de Volumen Cúbico.



Modificado de: ROEGIERS, Rocks Mechanics for Engineers and geologist, University Oklahoma.

Cáp 1.

Los esfuerzos se sub-dividen en:

- El esfuerzo máximo principal.
- El esfuerzo intermedio principal.
- El esfuerzo mínimo principal.

De los cuales dos son horizontales y uno vertical.

1.4 DEFORMACIÓN¹⁸

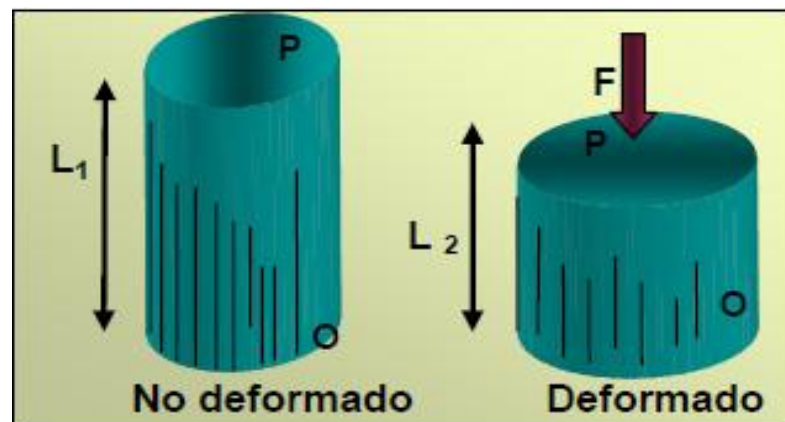
Es la compresión o extensión de un cuerpo que resulta de la aplicación de fuerzas externas. La cantidad de deformación se incrementa con la magnitud de los esfuerzos y también con el tiempo.

- **Deformación Longitudinal (Elongación):** Se define como el límite de la elongación cuando la longitud L tiende a cero (figura 5).

$$\varepsilon = \lim_{l \rightarrow 0} \frac{\Delta l}{l} = \frac{-l_2 - l_1}{l_1} \quad 1.2$$

La deformación es considerada positiva cuando es producto de una fuerza compresiva y negativa cuando es producto de una fuerza de tensión.

Figura 5. Deformación Longitudinal



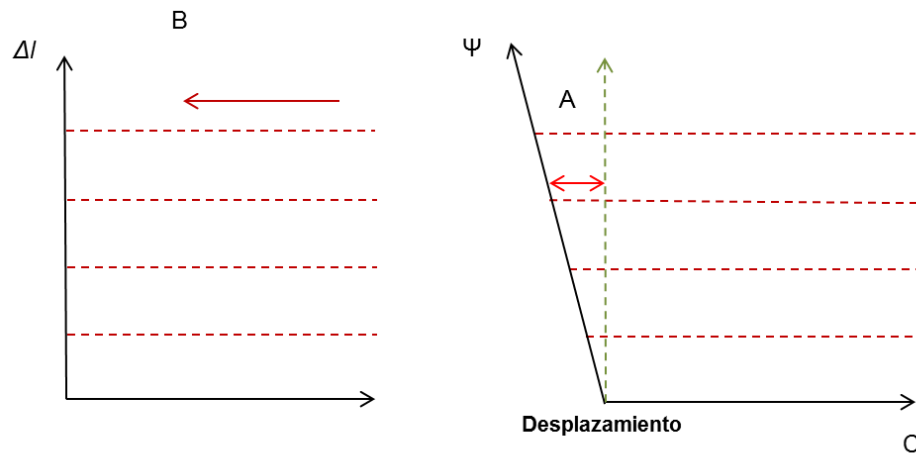
Fuente: CABRERA J. R., and DE GENNARO S. Aplicaciones Prácticas de la Geomecánica en la Industria Petrolera y Gasífera, ICP, Diciembre 2003.

- **Deformación de Cizalladura (cambio de angular):** Es expresada por el cambio (Ψ) del ángulo entre dos direcciones inicialmente ortogonales (figura 6).

$$\gamma = \frac{1}{2} \tan \psi \quad 1.3$$

Debido a que por convención la deformación compresiva es positiva, el desplazamiento se considera positivo cuando este resulta de fuerzas compresivas (La deformación de corte es positiva cuando el ángulo aumenta). Por el contrario, la deformación de corte es negativa cuando es el resultado de una fuerza de tensión (La deformación de corte es negativa cuando el ángulo disminuye).

Figura 6. Deformación de Cizalladura.



Fuente: Petroleum Related Rock Mechanics. FJÆR, E. et al.

Debido a la presencia de una deformación longitudinal y de corte o cizalladura. También puede ser definido un tensor de deformación con el fin de conocer el estado de la deformación en cada punto de una muestra.

Las deformaciones pueden clasificarse como:

- Heterogénea, cuando magnitud y dirección de la deformación no es igual a lo largo del material.
- Homogénea, sí la magnitud y dirección de la deformación es igual a lo largo del material.

1.5 RESISTENCIA DE LA ROCA³¹

La resistencia es la habilidad de la roca para resistir los esfuerzos y está dominada por la mineralogía de la roca y el carácter de las partículas en contacto; la resistencia de la roca refleja su historia geológica.

Comúnmente la resistencia de la roca se mide en laboratorio mediante pruebas de compresión uniaxial y triaxial y pruebas de carga puntual.

1.6 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LAS ROCAS¹⁸

La mayoría de las rocas tienen un comportamiento no lineal cuando están sujetas a grandes esfuerzos, pero su comportamiento puede ser descrito normalmente por relaciones lineales para cambios en los esfuerzos suficientemente pequeños.

Dentro de las propiedades elásticas se encuentran el módulo de Young, relación de Poisson, módulo de rigidez y módulo de bulk.

1.6.1 Teoría de la Elasticidad Lineal

Cuando encontramos que un sólido presenta una relación lineal entre esfuerzos y deformaciones empleando la siguiente ecuación:

$$\sigma = E * \varepsilon \quad 1.4$$

Donde σ corresponde al esfuerzo aplicado, E es el modulo de Young y ε es la deformación producida.

Cuando eso sucede decimos que tenemos un sólido elástico lineal. Básicamente la teoría de la elasticidad lineal es el estudio de sólidos elásticos lineales sometidos a pequeñas deformaciones de tal manera que además los desplazamientos y deformaciones sean *lineales*. Cuando un sólido elástico lineal es sometido a grandes desplazamientos no cumple esta condición. Por lo que esta teoría solo puede aplicarse cuando:

- Sólidos elásticos lineales, en los que los esfuerzos y deformaciones estén relacionadas linealmente.
- Deformaciones pequeñas, en ese caso se pueden deformar manteniendo desplazamiento lineales; permitiendo el uso del tensor de la deformación lineal de Green –L’Grange para representar el estado de la deformación de un sólido.

Como se dijo anteriormente la linealidad se cumple para desplazamientos y deformaciones pequeñas; por lo tanto se pueden emplear las siguientes simplificaciones y aproximaciones:

- Los esfuerzos se relacionan con las superficies no deformadas.

- Las condiciones de equilibrio se presentan para el sistema no deformado.
- Para determinar la estabilidad de un sistema hay que presentar las condiciones de equilibrio para el sistema deformado.

1.6.2 Teoría de la Elasticidad no Lineal

En principio, el abandono del supuesto de pequeñas deformaciones obliga a usar un tensor deformación no-lineal y no-infinitesimal, como en la teoría lineal de la elasticidad donde se usaba el tensor deformación lineal infinitesimal de Green-L'Grange. Eso complica mucho las ecuaciones de compatibilidad. Además matemáticamente el problema se complica, porque las ecuaciones resultantes de la anulación de ese supuesto incluyen fenómenos de no-linealidad geométrica (pandeo, abolladura).

Si además de eso el sólido bajo estudio no es un sólido elástico lineal nos vemos obligados a substituir las ecuaciones de Lamé-Hooke por otro tipo de ecuaciones constitutivas capaces de dar cuenta de la no-linealidad material.

1.6.3 Módulo de Young (E)

Es una medida de la propiedad que tiene la roca para resistir la deformación. El principio básico es que si a un cuerpo se le aplica un esfuerzo, y después de un tiempo este se retira, el cuerpo retorna a su cuerpo y tamaño original.

Matemáticamente está dado por:

$$\sigma = E * \epsilon_{ax} \quad 1.5$$

Donde ϵ_{ax} corresponde a la deformación axial del cuerpo. Esta propiedad puede ser obtenida de pruebas de esfuerzo-deformación.

El módulo de Young (E) puede ser calculado de diversas maneras, y las más comunes son:

- **Modulo Tangente de Young, ET:** es la inclinación de la curva *esfuerzo axial/deformación-axial* a algún porcentaje fijo, generalmente 50% del pico de la resistencia en una prueba de compresión uniaxial.
- **Módulo de Young Promedio, EP:** es el promedio de inclinación de la porción aproximadamente lineal de la curva *esfuerzo-axial / deformación-axial*.
- **Módulo de Young Secante, ES:** inclinación de la línea que une el origen de la curva *esfuerzo-axial / deformación-axial* al punto en la curva de algún porcentaje fijo de la resistencia pico.

1.6.4 Relación de Poisson (ν)

Es la relación entre la deformación transversal y la deformación axial. Es decir, si una muestra de roca se somete a un esfuerzo paralelo a lo largo de su eje (bajo tensión), el diámetro de la muestra se vuelve más pequeño y la muestra se alarga. De forma contraria, si la muestra se somete a un esfuerzo de compresión, el diámetro de la muestra aumenta. La relación de Poisson matemáticamente está dada por:

$$\nu = \frac{\epsilon_{lat}}{\epsilon_{ax}} \quad 1.6$$

Donde ϵ_{lat} y ϵ_{ax} corresponden a la deformación transversal y axial del cuerpo respectivamente.

1.6.5 Módulo de Rigidez (G)

Representa la medida de la resistencia de un cuerpo a cambiar de forma. El módulo de rigidez matemáticamente está dado por:

$$G = \frac{\tau}{\gamma} \quad 1.7$$

Donde τ y γ representan el esfuerzo de corte y la resistencia al corte respectivamente.

1.6.6 Módulo de Bulk (K)

Es la relación entre el cambio de la presión hidrostática (esfuerzo) y la deformación volumétrica correspondiente. El módulo de Bulk es el recíproco de la compresibilidad de la matriz de la roca. Matemáticamente está dado por:

$$K = \frac{\Delta P}{\frac{\Delta V}{V_0}} \quad 1.8$$

o

$$K = \frac{1}{C_r} \quad 1.9$$

Donde ΔP es el cambio en la presión hidrostática, ΔV es el cambio en volumen y V_0 es el volumen original.

1.7 ANISOTROPÍA²³

Una roca es considerada anisotrópica cuando su respuesta elástica es dependiente de la orientación que tenga, para una configuración de esfuerzos dados.

El origen de la anisotropía siempre son heterogeneidades a pequeña escala, que van de secuencias de diferentes tipos de roca hasta diferente configuración molecular. En el caso de las rocas sedimentarias, estas se crean durante el proceso de depositación donde los granos normalmente son depositados de una manera estricta, por ejemplo: en un ambiente de río hay una dirección predominante (la dirección de la corriente) a lo largo de la cual los granos tendrán la tendencia a orientarse. El módulo elástico de la roca, dependerá de la orientación del material, es decir, será anisotrópico, en conclusión el módulo elástico de un material anisotrópico es diferente para varias direcciones dentro del material. Debido a este origen, la anisotropía de este tipo es llamada *litológica* o *intrínseca*.

Otro importante tipo de anisotropía es la causada por microfracturas, generadas por un esfuerzo desviador el cual esta generalmente orientado de forma normal al esfuerzo mínimo principal.

En los cálculos de elasticidad de la roca, algunas veces se desprecia la anisotropía; ya que, una descripción anisotrópica requiere de mucha información acerca del material, información que a veces puede no estar disponible. Sin embargo, despreciar la anisotropía; puede se constituye en una importante fuente de error al momento de realizar los cálculos.

1.8 POROELASTICIDAD¹⁸

En la mecánica de rocas aplicada a la ingeniería de yacimientos se deben tener en cuenta parámetros muy importantes como la porosidad y la permeabilidad; es así como un concepto adicional, que no era tenido en cuenta en la teoría elástica de los materiales sólidos *la poroelasticidad* debe ser analizado. Hasta ahora solamente se han considerado las rocas como homogéneas y materiales sólidos; pero es el punto de partida para analizar las propiedades mecánicas teniendo en cuenta que el material rocoso es permeable y poroso, como lo explica la teoría de A. Biot (1962)

1.8.1 Teoría Poroelástica de Biot

Considerando un medio isotrópico, poroso y permeable que está compuesto por una parte sólida y fluida; donde el tensor de esfuerzos representa los esfuerzos externos totales en un elemento de volumen adjunto al armazón sólido. El elemento de volumen balancea este esfuerzo parcialmente por los esfuerzos en el armazón sólido y parcialmente por la presión hidrostática en el fluido (presión de poro, P_0). Para un elemento de volumen adjunto al sólido, las deformaciones están dadas como las derivadas de los componentes de u_s :

$$\epsilon_v = \nabla \cdot \mathbf{u}_s \quad 1.10$$

Y para la deformación volumétrica de la parte fluida sería:

$$\zeta = \varphi \cdot \nabla \cdot \mathbf{u}_s - \mathbf{u}_f \quad 1.11$$

(Biot 1962) mostro como las relaciones lineales esfuerzo – deformación para ese sistema de dos fases puede ser expresado en términos de los parámetros de

deformación ε y ζ , que son los elementos del tensor de esfuerzos y la presión de poro:

$$\sigma_x = \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_y - C \zeta \quad 1.12$$

$$\sigma_y = \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_y - C \zeta \quad 1.13$$

- **Constante Poroelástica de Biot**

La constante poroelástica de Biot esta expresada en términos de C y M , que representan los módulos elásticos requeridos para describir un medio de dos fases. C describe la deformación del sólido y del fluido, M las propiedades elásticas del fluido de poro.

$$\alpha = \frac{C}{M} = 1 - \frac{C_m}{C_{bc}} \quad 1.14$$

Además, se puede dar en términos de C_m que es la compresibilidad de la matriz en la roca o módulo total del esqueleto sólido y C_{bc} que es la compresibilidad total de la roca o módulo total del sólido.

Siempre se va a cumplir que $C_m < C_{bc}$, donde teóricamente el límite superior para C_m es: $(1 - \varphi) * C_{bc}$ y el límite inferior es "0". Por otro lado α está restringido a la región $1 \geq \alpha > \varphi$ y en rocas inconsolidadas o débiles α es cercano a 1.

1.8.2 Presión de Poro (P_o)

La presión de poro se define como la presión a la cual se encuentran sometidos los fluidos dentro de los poros de una roca enterrada a cierta profundidad de la superficie y sometida a fuerzas externas e internas. La presión de poro puede ser calculada a partir de información: sísmica, geología regional, registros sísmicos, de resistividad y densidad.

La presión de poro puede clasificarse en:

- **Presión de Poro Normal o Hidrostática:** se define como la presión de los fluidos dentro de la roca causada por una columna de fluido (agua) que va desde la superficie hasta la profundidad a la cual está la roca en la formación.
- **Presión de Poro Anormal:** La presión de poro anormal o sobrepresión se presenta cuando la presión de poro es mucho mayor que la presión hidrostática y se halla limitada por la presión de sobrecarga.
- **Presión de Poro Subnormal:** La presión subnormal o presión negativa anómala se define como la presión de poro cuando su valor es inferior a la presión hidrostática.

1.8.3 Esfuerzo Efectivo

El concepto de esfuerzo efectivo fue introducido para rocas saturadas por Terzaghi, (1923), en trabajos de campo experimentales, donde estableció que:

- Si los esfuerzos hidrostáticos externos $\sigma_1=\sigma_2=\sigma_3$ y la presión de poro son incrementados en la misma cantidad hay un cambio despreciable en el volumen del material.
- En la falla de corte no hay un incremento en la resistencia de corte si tanto el esfuerzo normal σ_N y la presión de poro son incrementados en la misma cantidad.

La ecuación para el esfuerzo efectivo σ_e :

$$\sigma_e = \sigma - \alpha P_o \quad 1.15$$

La ecuación anterior fue planteada por Terzaghi donde asumió un $\alpha=1$. Sin embargo, para suelos está es una suposición razonable, pero su desviación de uno ($\alpha=1$) debe ser considerado para rocas.

La connotación física de la ley de esfuerzos efectivos, expresa que “el esqueleto sólido del material soporta sólo una parte del esfuerzo total externo σ , mientras la presión del fluido aporta αP_o , para contrarrestar la parte restante del esfuerzo total. La otra parte de la presión de poro $(1-\alpha)P_o$, se disipa en esfuerzos internos en el sólido.

Como el esfuerzo total no es quien gobierna el comportamiento mecánico de la roca, si no el esfuerzo efectivo ecuación 1.15, que en forma de tensor de esfuerzos se expresa de la siguiente manera:

$$\begin{array}{ccccccc}
 \sigma_{ex} & \tau_{exy} & \tau_{exz} & & \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} & & P_o & 0 & 0 \\
 \tau_{eyx} & \sigma_{ey} & \tau_{eyz} & = & \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} & - \alpha & 0 & P_o & 0 \\
 \tau_{ezx} & \tau_{ezy} & \sigma_{ez} & & \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z & & 0 & 0 & P_o
 \end{array} \quad 1.16$$

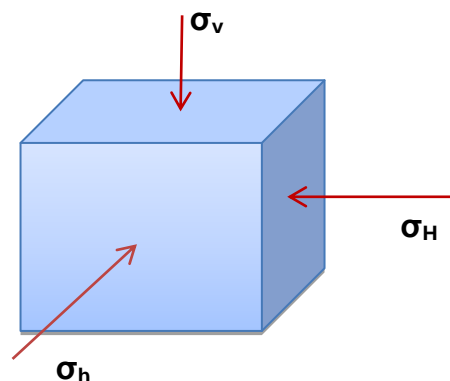
Puesto que P_o es un escalar (igual en todas las direcciones), solo afecta a las componentes normales del esfuerzo.

1.9 ESFUERZOS IN-SITU⁴⁴

Los esfuerzos in-situ (Figura 7) son aquellos que actúan en la roca durante mucho tiempo y en el mismo lugar. Generalmente las formaciones se clasifican en términos de los esfuerzos in-situ ya sea en formaciones normalmente estresadas o formaciones tectónicamente estresadas.

- **Región Normalmente Estresada;** es aquella en la cual el máximo esfuerzo in-situ es el vertical (σ_v) y es igual al esfuerzo de overburden. Además, los otros dos esfuerzos principales in-situ (σ_H y σ_h), localizados sobre el plano horizontal, son iguales o muy parecidos. Para formaciones bien compactadas y cementadas, el esfuerzo de overburden varía linealmente con la profundidad, con un gradiente de aproximadamente 1 psi/ft. En cuencas sedimentarias que aún están sometidas a procesos de compactación, el gradiente de overburden varía con la profundidad.
- **Regiones Tectónicamente Estresadas;** incluyen todas las condiciones de esfuerzo que no fueron consideradas en las regiones normalmente estresadas. Las regiones tectónicamente activas con frecuencia son asociadas con áreas que presentan fallas activas, domos salinos o que se presentan en las estribaciones de las montañas. En las áreas tectónicamente activas, los esfuerzos principales in-situ no están necesariamente orientados en las direcciones vertical y horizontal, sino que pueden estar rotados ciertos grados. Además, las magnitudes de los tres esfuerzos principales son usualmente diferentes.

Figura 7. Principales Esfuerzos In-Situ.



Modificado de: ZOBACK M., "Reservoir Geomechanics." Cambridge University Press. 2007

1.9.1 Esfuerzo Vertical¹⁸

El esfuerzo vertical es un esfuerzo gravitacional y aumenta con la profundidad debido al peso de overburden, este esfuerzo constituye uno de los tres esfuerzos principales, excepto en situaciones donde los procesos tectónicos están predominando. Se puede calcular directamente multiplicando la unidad de peso por la profundidad o se puede utilizar la siguiente ecuación que expresa la magnitud en una profundidad específica H.

$$\sigma_v = \int_0^H \rho H g dH \quad 1.17$$

Donde ρ es la densidad de la roca que expresa la masa por la unidad de volumen y sus unidades son libras masa por pie cúbico y la g es la aceleración de la gravedad y sus unidades son pies por segundo al cuadrado.

El esfuerzo vertical también se puede expresar como la sumatoria de la densidad de cada capa por su respectivo espesor como se muestra a continuación:

$$\sigma_v = g \sum_i^n \rho_i * z_i \quad 1.18$$

Donde ρ_i y z_i representan la densidad y el espesor de cada capa.

1.9.2 Esfuerzos Horizontales

Asumiendo deformaciones horizontales los otros dos esfuerzos principales se encuentran en el mismo plano y son perpendiculares al esfuerzo vertical. La predicción de estos esfuerzos se basa en dos premisas completamente diferentes, pero en áreas tectónicamente activas predicen aproximadamente la misma relación de $\frac{1}{3}$ entre el esfuerzo efectivo horizontal y el esfuerzo vertical⁴⁴.

- Primera premisa (Hubbert y Willis 1953), asume que la roca está en un estado incipiente de falla, comenzando con el componente de esfuerzo efectivo de overburden y se expresa de la siguiente manera.

$$\sigma_e = \sigma - P_o \quad 1.19$$

Donde σ_e es el esfuerzo efectivo y P_o es la presión de poro del yacimiento.

Usando el criterio de falla de Mohr-Coulomb y asociándolo con el esfuerzo efectivo horizontal tendremos las siguientes magnitudes, asumiendo que $\beta=30^\circ$.

$$\sigma_{eh} = \frac{\sigma - P_o}{3} \quad 1.20$$

$$\sigma_{eH} = 3 \sigma - P_o \quad 1.21$$

Con lo anterior tenemos que estado de esfuerzo es definido por la envolvente de falla y es independiente de las propiedades elásticas de la roca.

- La segunda premisa asume que los esfuerzos horizontales dependen únicamente del comportamiento elástico de la roca y es independiente de la envolvente de falla. Debido al efecto de Poisson, la presión de overburden resulta asociada con los componentes de los esfuerzos horizontales, cuya magnitud depende de las condiciones laterales de frontera.

En cuencas no sometidas a deformaciones tectónicas, los componentes de los esfuerzos horizontales pueden tener la misma magnitud en cada dirección, porque la sección adyacente de una formación de capas se dirige para inhibir el movimiento lateral de la roca, donde las deformaciones y pueden ser cero ϵ_2 y ϵ_3 esto conduce las siguientes ecuaciones:

$$\varepsilon_i = \frac{1}{E} \sigma_v - \nu \sigma_h + \sigma_H \quad 1.22$$

$$\sigma_h = \nu \sigma_v + \sigma_H \quad 1.23$$

$$\sigma_H = \nu \sigma_v + \sigma_h \quad 1.24$$

Considerando que $\sigma_h = \sigma_H$ tenemos:

$$\sigma_h = \sigma_H = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_v = k_o \sigma_v \quad 1.25$$

Donde k_o representa el coeficiente de la presión de la tierra en forma estática.

1.9.3 Orientación y Magnitud del Campo de Esfuerzos In-Situ

El estado de esfuerzos in-situ en una zona específica generalmente refleja la densidad de la formación, la historia de los movimientos tectónicos, los esfuerzos térmicos y residuales en la región.

Estudios hechos en donde se midieron los esfuerzos in-situ en varias partes del mundo han encontrado que la relación entre el esfuerzo horizontal promedio y el esfuerzo vertical va de (1 a 2,25) a 3000 m de profundidad, mientras que la relación varía considerablemente cuando se está cercano a la superficie (0,3 a 7). Generalmente la relación entre los esfuerzos horizontales (σ_h/σ_H) varía de 1 a 2 y la relación entre el esfuerzo mínimo horizontal y el esfuerzo vertical (σ_h/σ_v) varía entre 0,3 y 1,5 para profundidades típicas de yacimientos⁴⁴.

Se debe considerar que la estabilidad del pozo es altamente dependiente de la dirección del hueco y de los ángulos de desviación, así como del régimen de esfuerzos in-situ.

2. REGISTROS DE POZO

Dentro del análisis de un pozo petrolero es indispensable hacer un continuo monitoreo que permita dar una idea del comportamiento de las propiedades de las formaciones que han sido “alteradas” durante el proceso de perforación, el conocimiento de las zonas de interés requiere de una serie de herramientas que ayudan a comprender el estado del hueco y por tanto al estudio de la estabilidad del mismo. Esto solo explica por qué los registros son una herramienta útil para obtener información valiosa como lo es la permeabilidad, la litología, y la productividad de un yacimiento^{11, 12}.

2.1. REGISTROS SÓNICOS^{7,36}

Las ondas acústicas se propagan en cualquier medio solido. En el ejemplo simple de una varilla o barra en donde golpeamos un extremo, podemos detectar un tiempo después, una onda acústica en el otro extremo. Nótese que necesitamos una fuente de energía acústica y un detector. Si conocemos el tiempo que toma la onda de sonido para viajar de un extremo a otro, y la longitud de la varilla, podemos calcular la velocidad de la onda de sonido y usar esta velocidad como una característica del material de la varilla.

2.1.1 Propagación de Ondas en Medios Finitos e Infinitos

2.1.1.1 Propagación de Ondas en un Medio Infinito. Se propagan dos tipos de ondas sonoras: compresionales o depresión y de cizallamiento o distorsionales.

- **Ondas Compresionales**

Las ondas compresionales, algunas veces llamadas “*Ondas de Presión*” son un tipo particular de ondas longitudinales. La onda se propaga en el modo compresional, esto es, la dirección de propagación es paralela a la dirección de desplazamiento de las partículas.

- **Ondas de Cizallamiento(Shear)**

Las ondas de cizallamiento, algunas veces llamadas ONDAS DISTORCIONALES son un tipo particular de onda transversal y su dirección de propagación es perpendicular a la dirección del desplazamiento de las partículas.

A causa de su rigidez, los sólidos tienden a oponerse al esfuerzo cortante o cizallamiento, esto es, las fuerzas tienden a causar que dos partes continuas de un cuerpo se deslicen una relativa a la otra. En consecuencia las ondas de cizallamiento pueden propagarse a través de sólidos y no a través de líquidos y gases puesto que estos últimos no tienen rigidez, si la viscosidad es despreciable. En los principales tipos de formaciones, la velocidad de las ondas de cizallamiento (v_s), es 1,6 a 2,4 veces menor que la velocidad de las ondas de presión (v_p). La medición de la velocidad (v_s) de cizallamiento puede mejorar la evaluación de la propiedad mecánica de las rocas.

2.1.1.2 Propagación de Ondas en un Medio Finito. Otros dos tipos de ondas se propagan en un medio finito: las ondas Rayleing y las Stoneley.

- **Onda Rayleing**

Ocurre en la interface lodo-formación y su velocidad es bastante cercana a la de las ondas de cizallamiento:

$$v_R \approx 0.9v_S \quad 2.1$$

La onda es una combinación de dos desplazamientos, uno paralelo y el otro perpendicular a la superficie y que se atenúa rápidamente con la distancia.

- **Onda Stoneley**

Ocurre en el lodo por interacción entre el lodo y la formación; es muy sensible a la rigidez de la pared. La energía se propaga en una frecuencia baja con poca atenuación y su velocidad es menor que la velocidad en el lodo.

2.1.2 Tipos de perfiles

2.1.2.1 Perfil Acústico Compensado. El objetivo de este perfil es la determinación de la porosidad de la roca en los yacimientos y se basa en la propagación de ondas de sonido. Existe también un registro de amplitud de la onda sónica, que es otro tipo de medición de onda sónica, que se aplica muy ampliamente en el completamiento de pozos, determinando el grado de adherencia del cemento con los revestimientos.

- Medición

En su forma más simple, el dispositivo sónico consta de un transmisor que emite un impulso sónico y de un receptor que lo capta y registra el tiempo “t” requerido por esa onda de sonido para recorrer un pie de formación. Se le conoce también como tiempo de tránsito por intervalos Δt y es el recíproco de la velocidad de la onda sónica. Este tiempo de tránsito en una formación dada, depende de su litología y de su porosidad. Conocida su litología, la dependencia de la porosidad, hace que el perfil sónico sirva como registro para medir esta propiedad.

- Principio

La propagación del Sonido en un pozo es un fenómeno complejo que está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes.

Estos incluyen la formación, la columna de fluido del pozo y la misma herramienta del registro.

El sonido emitido por el transmisor choca contra las paredes del hueco. Esto establece ondas de compresión y de cizallamiento dentro de la formación, ondas de superficie a lo largo de la pared del hueco y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido.

En el caso de registros de pozos, la pared y rugosidad del hueco, las capas de la formación, y las fracturas pueden presentar discontinuidades acústicas significativas. Por lo tanto, los fenómenos de refracción, reflexión y conversión de ondas dan lugar a la presencia de muchas ondas acústicas en el hueco cuando se está corriendo un registro sísmico.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, no es extraño que muchas llegadas de energía acústica sean captadas por los receptores de una herramienta de registro sísmico.

2.1.2.2 Perfil Sísmico de Espaciamiento Largo LSS. Fue diseñado para resolver problemas que se presentan cuando se perfila para fines sísmicos. Debido a que algunas lutitas tienen un gradiente de velocidad lateral, las ondas sonoras viajan a una velocidad menor, cerca del pozo que a cierta distancia de la pared del mismo, donde se supone que se propagan a la velocidad verdadera.

Otro problema es que en pozos de gran diámetro, a veces en el receptor cercano se capta primero el arribo de una onda que viaja a través del lodo, que la que viaja a través de la formación, como se presenta con frecuencia a bajas profundidades. En todos estos casos, se requiere un dispositivo sísmico con espaciamiento largo, para obtener lecturas correctas de la velocidad en la zona no alterada, porque cuando los receptores están lo suficientemente lejos del transmisor, el primer

arriba no es la onda refractada que viaja por la pared del pozo, sino la onda que penetra hasta más allá de la pared, en la zona no alterada, donde viaja con mayor velocidad.

2.1.2.3 Perfil Sónico Digital. Está basado en el registro del patrón de la onda en su forma total y una técnica de procesamiento de dicha forma de onda. En lugar de limitarse sólo al registro de la onda compresional, esta técnica de procesamiento de formas de onda identifica y analiza todas las ondas del tren de ondas. Mediante este perfil, ahora se puede obtener de manera rutinaria lecturas del tiempo de tránsito de las ondas transversales o de cizallamiento, además del de las ondas compresionales.

2.1.3 Velocidad del Sonido en Algunas Formaciones

En las formaciones sedimentarias la velocidad del sonido depende de muchos factores, principalmente del tipo de litología que la constituya (arenisca, caliza, dolomita) y de la porosidad (Tabla1).

Tabla 1. Velocidad del Sonido y Tiempo de Transito para las Rocas más Comunes.

	v_{ma}(pie/seg)	ΔtM(μseg/pie)	ΔtM (μseg/pie) “de uso común”
Areniscas	18000-19500	55.50-51.00	55.50-51.00
Calizas	21000-23000	47.60-43.50	47.50
Dolomitas	23.00	43.50	43.50
Anhidritas	20.00	50.00	50.00
Sal	15.00	66.70	67.00
Tubería de hierro	17.50	57.00	57.00

Tomada de Bendeck, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para la Evaluación de Yacimientos.1992.

Los valores de la Tabla se dan para sustancias no porosas. La adición de porosidad a las matrices de las rocas de la formación disminuye la velocidad del

sonido a través de ellas y por consiguiente, aumenta el valor de Δt .

2.2 REGISTROS DE RESISTIVIDAD^{7,36}

Los registros de resistividad, por oposición a los de micro-resistividad, tienen gran profundidad de investigación y reducida resolución vertical; son los registros utilizados para determinar la verdadera resistividad de la zona virgen (para lo cual utilizan la información obtenida por los registros de micro resistividad) y se los denomina de “registros de resistividad profunda”. Existen dos tipos básicos de herramientas de resistividad profunda: las de inducción y las laterolog.

Los registros de resistividad profunda pueden ser utilizados para:

- Detección rápida de hidrocarburos.
 - Determinación de la saturación de agua.
 - Determinación del diámetro de invasión.
 - Determinación de la resistividad del agua.
 - Determinación del espesor de capas.
 - Correlación con otros registros / otros pozos.
- Principio
A partir de la ley de Ohm, y en función de la proporcionalidad que existe entre la resistencia r y la resistividad R de una muestra, podemos escribir:

$$R = K \frac{V}{I} \quad 2.2$$

Para entender el principio de la medida de resistividad de una roca deformación, es necesario considerar primero, el caso de una formación homogénea, isotrópica y de extensión infinita, donde las superficies

equipotenciales que circundan un electrodo emisor de corriente A son esferas.

Considere la caída de potencial dV entre dos esferas equipotenciales concéntricas con centro en A y de radios r y dr , con un electrodo de corriente localizado en un medio infinito. Por la Ley de Ohm se tiene:

$$dV = -\frac{RI}{4\pi r^2} \quad 2.3$$

El signo negativo se incluye, ya que a medida que aumentan los valores de $dr > 0$, disminuye el potencial, V . Integrando, se obtiene

$$R = 4\pi a \frac{V}{I} \quad 2.4$$

Donde a es la distancia entre el centro de las esferas y un punto fuera de ellas, y R es la resistividad del medio.

Con base en el resultado anterior, es claro que un dispositivo con una geometría fija, que puede medir V e I , puede usarse para determinar la resistividad. En la realidad, los dispositivos que miden la resistividad de la formación, utilizan corriente continua conmutada, pulsatoria, o una corriente alterna con el fin de evitarla polarización de los electrodos.

Mediante el análisis de mediciones de resistividad, es posible diferenciar entre las formaciones que contienen fluidos conductores y fluidos no conductores; los fluidos conductores en la formación por lo general consisten en el filtrado de agua o lodo y los no conductores constan principalmente de petróleo y gas. Para las mediciones de resistividad se considera que la matriz de la roca es un

perfecto aislante que no conduce electricidad, presentándose la conducción únicamente por el fluido contenido en el espacio poroso existente en la roca.

El uso de ecuaciones como la fórmula de Archie (1940), muestra que se pueden establecer las proporciones relativas entre los hidrocarburos y el agua alojados en los espacios porosos de la formación, así:

$$R_t = \frac{R_w}{F * S_w^2} \quad 2.5$$

Donde:

R_t : Resistividad de la formación.

R_w : Resistividad del agua en la formación.

S_w : Saturación de agua en la formación.

F: Factor de formación, definido por la siguiente fórmula:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad 2.6$$

Donde:

ϕ : Porosidad de la formación.

a, m: Constantes determinadas experimentalmente.

2.2.1 Registros de Laterolog

El registro laterolog mide la resistividad de la formación en Ohm-m²/m, simplificado (Ohm-m), presentada generalmente en escala logarítmica en escala de 0.2 a 2000 Ohm-m.

La herramienta tiene electrodos de corriente y de medición; los electrodos de corriente fuerzan la circulación de corriente eléctrica dentro de la formación enfocándola radialmente y limitándola dentro de un espesor de aproximadamente

2 ft. Midiendo el potencial eléctrico necesario para generar la corriente medida, puede obtenerse la resistividad de la formación.

- *Interpretación*

El valor de la resistividad profunda después de corregido por condiciones ambientales, puede ser tomado en primera aproximación como representativo de la resistividad de la zona virgen (R_t) de la zona virgen. Sin embargo, es necesario verificar que el diámetro de invasión no sea excesivamente alto para que no exista necesidad de corregir también por efecto de invasión.

Como regla práctica puede decirse que después de corregir los efectos de las condiciones ambientales, para diámetros de invasión mayores que 40", los registros de micro-resistividad no necesitan corrección por invasión, indicando el valor de resistividad de la zona invadida (R_{xo}). Cuando el diámetro de la invasión es menor que 40", el registro de inducción no necesita de corrección por efecto de invasión, indicando el valor de resistividad R_t de la zona virgen; en cambio el registro laterolog siempre necesita corrección por invasión.

2.2.2 Fullbore Formation Micro Imager (FMI)

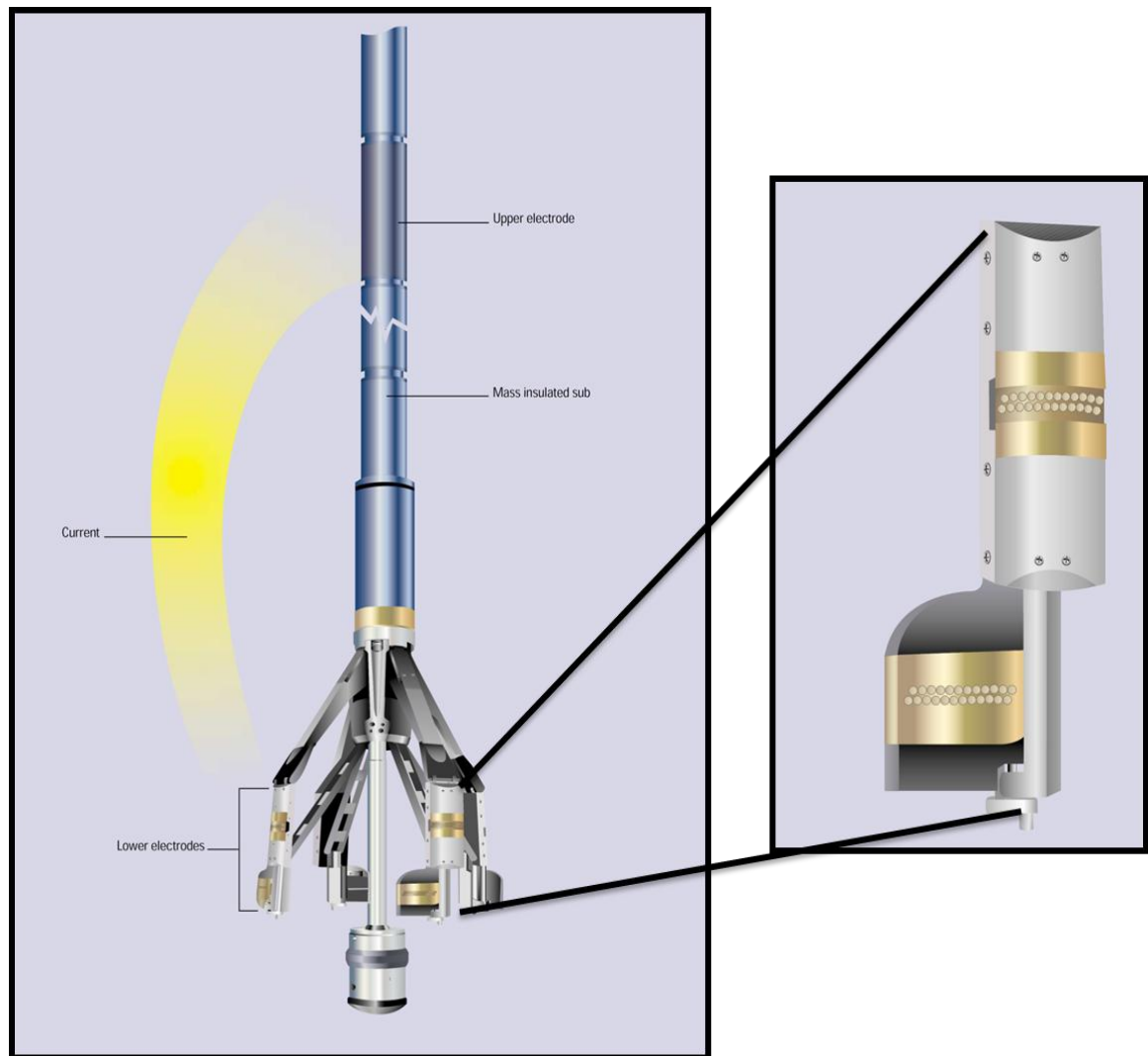
Es una herramienta empleada en lodos base agua, para proveer una imagen eléctrica a la totalidad del pozo ofreciendo información cuantitativa especialmente utilizada en análisis de fracturas. El registro suministra una imagen de la formación con un cubrimiento del 80% del hueco y una resolución de 0.2 in en la dirección vertical. Además tiene un procesamiento de los datos de rumbo y buzamiento en tiempo real y la facilidad de poderse combinar con otras herramientas.

Posee un módulo dipmeter que permite la adquisición de información de inclinación de estructuras (Figura 8). Esta herramienta se aplica en análisis

estructurales, caracterización de cuerpos sedimentarios, ampliación de análisis texturales con sensores de alta resolución, evaluación de los patrones de fracturas y caracterización de yacimientos. Las características útiles en el análisis del registro serían:

- La utilización de la herramienta FMI suministra una identificación clara de las fracturas naturales o inducidas dentro de la formación que se ha perforado, permitiendo determinar la apertura de la fractura.
- En las imágenes de la herramienta FMI se pueden realizar análisis estratigráficos, donde se puede obtener la interpretación de ambientes de depositación de la roca que se está perforando.
- A partir de la identificación de las fracturas inducidas y breakout en las imágenes del FMI es posible determinar la dirección de los esfuerzos horizontales y plantear un modelo geomecánico que permite predecir la ubicación y el tipo de las fracturas inducidas, generando soluciones para el diseño de programas de lodo en el momento de perforar.

Figura 8. Configuración de la Herramienta FMI (izquierda). (Derecha) Configuración del patín y el Flat Utilizados de la Herramienta.



Fuente: FMI. Borehole Geology, Geomechanics and 3D Reservoir Modeling. Schlumberger.2002

2.2.3 Formation Micro Scanner (FMS)

La herramienta posee 4 dispositivos articulados que contiene 2 conjuntos de electrodos. Un conjunto suministra información de la deformación del pozo y el otro las imágenes del mismo. La disposición del arreglo de las imágenes está localizada en dispositivo separado 90°.

La respuesta del FMS está influenciada por la porosidad, por las características texturales de la roca y por la rugosidad del pozo. Esta herramienta captura dos dimensiones orientadas del pozo y da una imagen de alta resolución de las variaciones de micro resistividad alrededor de las paredes del pozo. Además puede detectar fracturas en un rango desde fracciones de milímetro hasta varios centímetros y dar una excelente resolución vertical para distinguir fracturas abiertas de cerradas. Ciertas características adicionales pueden ser encontradas en este registro como:

Las imágenes del FMS parecen estar altamente influenciadas por cambios a pequeña escala en el tamaño del pozo.

- Las respuestas a la resistividad en el FMS pueden ser probablemente afectadas por la disminución de contacto del patín en intervalos con el ensanchamiento del pozo.
- Las imágenes del registro no son probablemente una sustitución perfecta para núcleos o corazones, especialmente en un reservorio estratificado muy delgado. La veracidad de las imágenes deben ser probadas por calibración con núcleos al menos una vez en cada área.
- Arenas fuertemente cementadas son fácilmente distinguidas en las imágenes del FMS.

2.3 REGISTROS DE DENSIDAD DE LA FORMACIÓN³⁶

Esta herramienta se empezó a utilizar en 1953, con el nombre de Gamma – Gamma o registro de densidad, para determinar las densidades in-situ de las

formaciones y ayudar a la geofísica a corregir las mediciones gravimétricas mediante las variaciones de la densidad con la profundidad.

Posteriormente se descubrió que también podría utilizarse para determinar la porosidad. En la actualidad se utiliza como una herramienta que se compensa automáticamente y esto se llama Registro de Densidad de Formación Compensado (FDC).

Los registros lito-densidad o LDT (“Lito-Density-Tool”) mide la densidad media de la formación en ρ_b gr/cc. Para ello, la radioactividad que la formación emite llega a dos detectores ubicados a pocas pulgadas de la fuente, en la herramienta de registro, permite determinar los parámetros mencionados.

- *Interpretación*

La densidad ρ_b de una formación limpia y acuífera puede obtenerse como la suma de las densidades de cada elemento, ponderada por su volumen en formación. En el caso de una formación limpia con porosidad y una lavada de más de 30 cm de extensión, puede obtenerse la porosidad aparente de densidad ϕ_{Da} para la formación:

$$\phi_{Da} = \frac{\rho_{bma} - \rho_{blog}}{\rho_{bma} - \rho_{bmf}} \quad 2.7$$

Donde:

ρ_{blog} es la densidad de la formación [gr/cc].

ϕ_{Da} es la porosidad de la formación, [0-1]

ρ_{bmf} es la densidad del filtrado en la zona investigada por el registro [gr/cc]).

ρ_{bma} es la densidad de la matriz limpia, en gr/cc [2.65-2.87].

2.4 REGISTRO GAMMA RAY^{7,36}

La curva de rayos gamma representa la radioactividad natural de las formaciones y es presentada en unidades API; cada unidad API es definida como 1/200 de la respuesta generada por un calibrador patrón constituido por una formación artificial que contiene cantidades definidas de uranio, torio y potasio, mantenida por el API en Huston, Texas, USA.

El registro Gamma Ray puede aplicarse para:

- Detectar capas permeables.
- Determinar la arcillosidad de las capas.
- Evaluar los minerales radioactivos.
- Definir minerales radioactivos.
- Correlación con registros a pozo revestido.
- Correlación pozo a pozo.

2.5 REGISTRO NEUTRÓN⁷

La herramienta de neutrón compensado utiliza una fuente radioactiva (emisor de neutrones rápidos) y dos detectores. Su medición se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación se refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y esto depende del fluido (índice de hidrogeno) contenido en los poros de la roca y por lo tanto, la porosidad.

La herramienta es útil como indicador de gas. Esto es porque mide el índice de hidrogeno y el gas contiene un bajo índice, entonces la porosidad aparente medida será baja. Al comparar esta porosidad aparente con la determinada por

otras herramientas tales como el litodensidad o el sónico, es posible determinar la posible presencia de gas.

Las principales aplicaciones son:

- Determinación de la porosidad.
- Identificación de la litología.
- Análisis del contenido de arcilla.
- Detección de gas.

2.6 REGISTRO CALIPER^{7,36}

El registro Caliper efectúa un conjunto de mediciones del tamaño y la forma de un pozo anteriormente perforado. La herramienta mide la variación de diámetro del pozo con respecto a la parte central del mismo, es decir modela la forma de la rugosidad de las paredes. Es construido con dos o más brazos articulados que se empujan contra la pared del pozo para efectuar mediciones. Este tipo de registro ayuda en la determinación de la inclinación y dirección del pozo, también en la determinación de espesores de formación.

La mayoría de los equipos para este tipo de registros están compuestos por acelerómetros y magnetómetros que se colocan en el interior de la sonda de cada herramienta. Existen 3 acelerómetros uno a largo del eje en la dirección "Z" y otros dos en la dirección de los ejes "X" e "Y" en dirección de 90° con respecto al eje de la herramienta. Los acelerómetros miden la aceleración y el equipo puede determinar si la herramienta está entrando y saliendo por las paredes del pozo perforado. También hay 3 magnetómetros que miden la orientación "X", "Y" y "Z" de la herramienta con respecto a las direcciones del campo magnético de la tierra. Estas medidas ayudan a determinar la inclinación y dirección de la perforación, y también el ángulo de inmersión entre cada formación.

La forma de representar las mediciones del registro es realmente sencilla, ya que solo se muestra una ventana de Diámetro (in) vs. Profundidad (ft) del pozo, algunas veces va acompañado de imágenes acústicas del pozo.

2.7 REGISTROS ULTRASÓNICOS³⁶

En general estas herramientas proporcionan una imagen de la reflexión acústica como del tiempo de viaje para así inferir el radio del pozo. Dentro de estos registros encontramos:

- Ultrasonic Borehole Imagen (UBI) de Schlumberger.
- Bore Hole Tele Viewer (BHTV) de Schlumberger.
- Borehole Imaging Log (CBIL) de Western Atlas.
- Circumferential Acoustic Scanning Tool (CAST) de Halliburton.

A continuación se explica los dos registros utilizados por la compañía Schlumberger para identificar fallas de pozo.

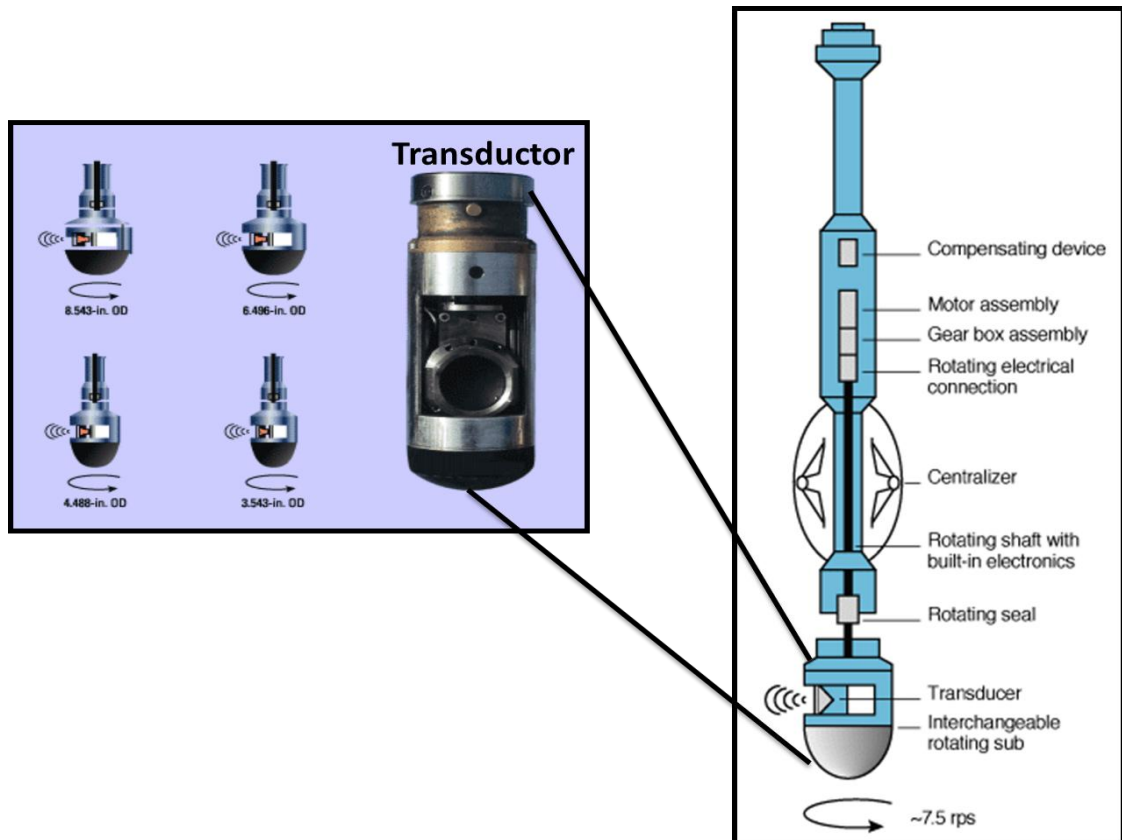
2.7.1 Ultrasonic Borehole Imagen (UBI)

Fue introducido a la industria en 1990 por Schlumberger y desde entonces ha tenido una amplia aplicación para determinar las características de la pared y el diámetro del pozo. La herramienta (Figura 9) consiste de una sonda con un transductor de alta resolución, el cual está disponible en diferentes tamaños para diferentes tipos de broca para proveer imágenes acústicas exactas de hueco abierto en lodos base agua o aceite; proporcionando una mejor y alta resolución de la geometría del pozo que la herramienta caliper.

El transductor a medida que rota emite pequeños pulsos ultrasónicos los cuales reproducirán un eco al chocar con la pared registrándose el tiempo de

viaje o tránsito el cual es convertido al radio del pozo usando la medida de la velocidad acústica en el fluido del pozo; y las amplitudes del eco emitido. El transductor que rota en una frecuencia de 250 a 500 KHz tiene las dos funciones, trasmite y recibe. Las altas frecuencias tienen mejores resoluciones de imagen, pero las bajas frecuencias proveen medidas más robustas en lodos altamente dispersivos.

Figura 9. A la Izquierda se Observan Varios Tamaños de Transductores y a la Derecha la Configuración de la Herramienta UBI.

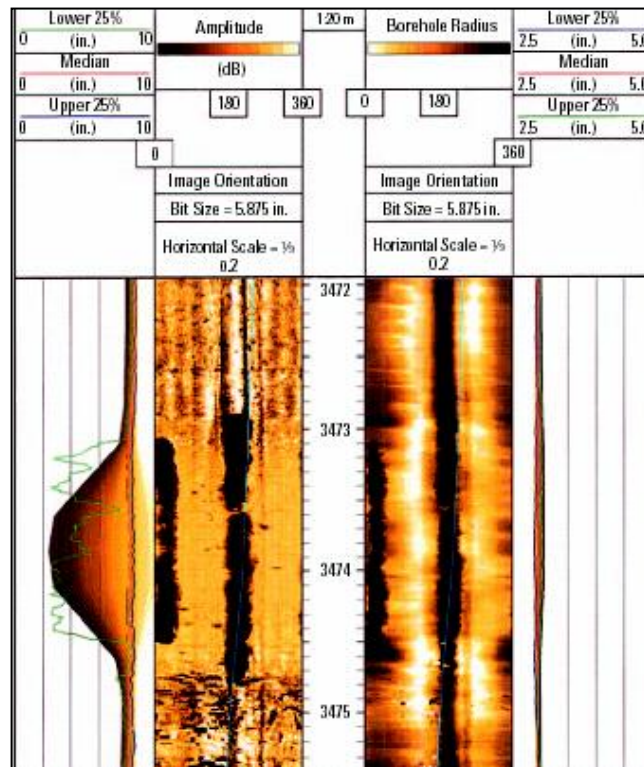


Modificado de: ELLIOTT, W. UBI Processing, Image Interpretation and Hosana Analysis. Schlumberger, 1997.

La herramienta al medir la amplitud y el tiempo de tránsito produce dos imágenes, desplegadas como imágenes del pozo a 360°, donde una imagen es la amplitud y la otra es el radio del pozo (Figura 10). Los colores oscuros en la

imagen representan amplitudes bajas y radios grandes indicando rugosidades del hueco. Esta herramienta es sensible a excentricidades hasta de ¼ de pulgada dando imágenes claras, limpias y fáciles de interpretar aún en pozos desviados. Las medidas son orientadas con respecto al norte o con respecto al tope del hueco. Los efectos de excentricidad, la amplitud y el radio son corregidos usando un algoritmo que no es afectado por la presencia de fracturas y breakouts.

Figura 10. Visualización de la Amplitud y el Radio del Pozo.

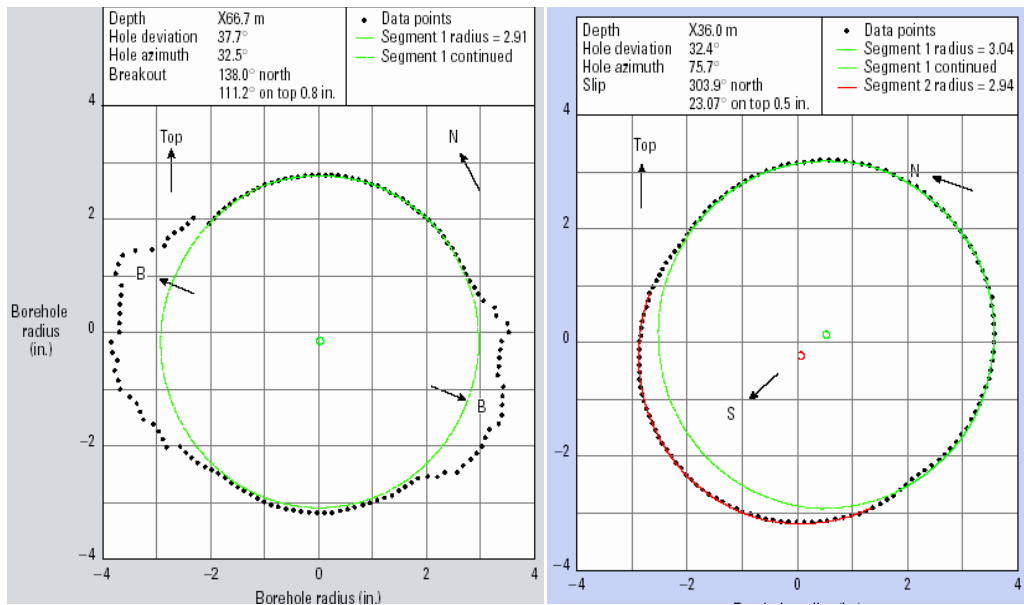


Fuente: ELLIOTT, W. UBI Processing, Image Interpretation and Hosana Analysis. Schlumberger, 1997.

La formación de los breakouts se observa en estos perfiles, donde el hueco tiende a derrumbarse en la dirección del σ_h . Este derrumbe se visualiza como una banda oscura vertical Figura 10. La acumulación de detritos derivados de los breakouts es una de las principales causas de la pega de la tubería, y

usualmente estos problemas son corregidos aumentando el peso del lodo. Los breakouts son diagnosticados por dos alargamientos del hueco a 180° (uno frente a otro), (Hayman, 1995) como se puede ver en la Figura 11.

Figura 11. Corte Transversal del Radio del Pozo. Breakout Indicado por el Alargamiento de las Líneas Punteadas en B (izquierda) y Keyseat (derecha).



Fuente: ELLIOTT, W. UBI Processing, Image Interpretation and Hosana Analysis. Schlumberger, 1997.

Al incrementar el peso del lodo se puede prevenir la formación de breakouts pero puede tener un efecto opuesto como reabrir fracturas, fallas, planos de estratificación o crear un desplazamiento por cizalla. La cual es otra deformación que frecuentemente se observa en las imágenes UBI. Los Keyseat al igual que las deformaciones mencionadas anteriormente se pueden observar en los cortes transversales, los cuales se identifican como suaves extensiones del arco desde el círculo de referencia y son iguales al radio de la tubería o al collar (Figura 11).

Además de la aplicación en la determinación de las deformaciones en el pozo como keyseat y breakouts, esta herramienta permite identificar la dirección del buzamiento de las capas estratificadas y fracturas naturales e inducidas.

Entre las desventajas de la herramienta se tienen:

- Si el hueco presenta varias zonas de derrumbe, estas aparecen en el registro como una zona oscura y no se distinguen los rasgos de la formación.
- Un lodo con abundantes partículas en solución limita e impide la visualización de las paredes del hueco y generan una imagen borrosa.
- Las secciones donde la tubería se recuesta sobre la pared del hueco, se muestran en la imagen como una banda oscura que no permite observar los detalles de la pared del pozo.
- Las fracturas inducidas que se formen con la misma tendencia de las fracturas naturales, en las imágenes es difícil diferenciarlas.

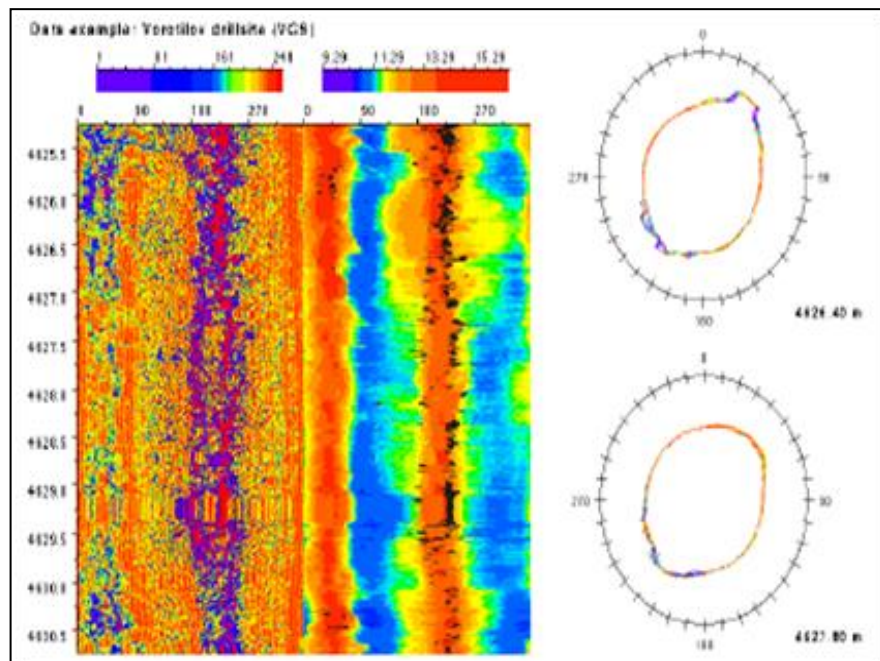
2.7.2 BoreHole TeleViewer (BHTV)

Son registros obtenidos por una sonda sismo acústica con un emisor piezo-eléctrico que envía señales de alta frecuencia (1,2 MHz) que se reflejan luego en las paredes del pozo. El aparato mide el tiempo de retorno de dichas ondas, entre 200 y 600 veces (pulsos) por cada giro del emisor- receptor, lo cual garantiza un cubrimiento denso de la superficie estudiada y permitir así el reconocimiento de rugosidades, grietas, desprendimientos y deformaciones elípticas, según lo describen Bell & Gough (1993), Hickman (1985), Zoback et. Al (1985), Plumb & Hickman (1985) y Bluming (1986).

El lado izquierdo de la Figura 12. muestra una vista desenvuelta de la pared del pozo para la amplitud de los rayos ultrasónicos reflejados y el radio como una función de la profundidad y el azimut versus el norte geográfico. El lado derecho

muestra una sección transversal de pozo por la superposición de 10 líneas escaneadas consecutivas (representando una distancia vertical de 5 cm en el pozo). En la vista desenvuelta de la pared del pozo los breakouts pueden ser vistos como una línea difusa corriendo verticalmente a lo largo del pozo a orientaciones de aproximadamente NE y SW.

Figura 12. Imagen BHTV Mostrando una Sección de Breakout.



Fuente: GÖLKE M., WENZELL F., Borehole Failure Used for the Analysis of Tectonic Stress, 1992.

3. TÉCNICAS Y METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE ESFUERZOS

Entre las técnicas para la determinación de los esfuerzos in-situ encontramos técnicas de campo y laboratorio.

3.1 TÉCNICAS DE CAMPO

3.1.1 Técnica de Breakout ^{20,34}

La información de los breakout puede ser adquirida mediante dipmeter o mediante herramientas de imágenes de pozo (registros UBI o FMI), son una forma fácil, económica y constituyen una gran base de datos para la determinación de la orientación de los esfuerzos in-situ. Actualmente se puede llegar a estimar la magnitud de los esfuerzos a partir de la geometría de los breakouts.

Los breakouts son ensanchamientos quebradizos en el diámetro del hueco en la dirección paralela al σ_h , debido a la alta concentración de esfuerzos anisotrópicos alrededor del pozo. Esto ocurre a lo largo de la intercepción de fracturas de corte generadas tempranamente durante la perforación las cuales progresan con el tiempo. Las microfracturas cercanamente resultantes crecen y se agrupan para formar microfracturas cercanamente espaciadas en la dirección del σ_h . Esto puede ser visualizado con los registros mencionados anteriormente UBI o FMI como ensanchamientos, en dos franjas simétricas que se mantienen como ranuras rectilíneas en intervalos a profundidad de metros. El análisis de que dichas deformaciones son de carácter tectónico se basa en la experiencia en diversos lugares del mundo, donde los ejes de las franjas de ensanchamiento presentan

arreglos sistemáticos coincidentes con los de las direcciones de mínima compresión horizontal de otros métodos como:

- Medición de esfuerzos in-situ por overcording.
- Análisis de mecanismos focales.
- Inversión de planos de falla.
- Fracturamiento hidráulico.

Con los breakouts a parte de poder conocer la orientación de los esfuerzos también se puede llegar a determinar la magnitud de los mismos mediante el uso de las ecuaciones de Kirsch.

3.1.1.1 Identificación de los Breakouts. Los breakouts son identificados con mayor facilidad en zonas profundas de las perforaciones, ya que, en zonas más superficiales el dipmeter presenta problemas.

En ocasiones se tiende a asociar cualquier ensanchamiento elíptico del pozo a breakouts producto de la acción de esfuerzos, siendo esta apreciación errada; ya que, otras causales de elipticidad del pozo como lo son keyseat y los washouts. Si el pozo presenta desviación estos pueden no ser paralelos a la dirección del oh.

Plumb y Cox (1987) discutieron 4 aspectos para el cálculo de los esfuerzos a partir de datos de dipmeter:

- Las fallas y elongaciones del pozo son producto de fracturas frágiles mas no de la deformación plástica.
- La elongación no se debe a la intersección de fracturas naturales.
- El pozo es perforado paralelo a uno de los esfuerzos principales.
- La elongación del pozo es simétrica.

3.1.1.2 Medición de la Magnitud de los Esfuerzos a Partir de los Breakouts

- Haimson y Herrick; Zoback et al. (1986), se hace necesario emplear una técnica alterna para la medición de la magnitud de los esfuerzos cuando la medición se realiza mediante fracturamiento hidráulico a condiciones de altas temperaturas y presiones.
- Haimson (1987) la medición de la magnitud de los esfuerzos a partir de los breakouts es factible, siempre y cuando, las dimensiones de la zona fallada puedan ser determinadas.
- Barton et al. (1988) propuso usar imágenes BHTV (BoreholeTeleviewer), para estimar las magnitudes basándose en el ancho del breakout.
- Bell (1990) señaló que era muy difícil obtener medidas confiables a partir de la geometría del breakout; así como la necesidad de mejorar el entendimiento del mecanismo de falla de la roca.
- Vernik y Zoback (1992) ratificaron que los estimados del σ_H a partir de breakouts, son similares a los obtenidos de un fracturamiento hidráulico.

3.1.1.3 Ecuaciones de Kirsch para la Determinación del σ_H ²³. Uno de los modelos más conocidos en el cual se describe la concentración de esfuerzos elásticos alrededor de un pozo perforado en la dirección de uno de los esfuerzos principales, es realizado por las ecuaciones de Kirsch (Kirsch 1898; Jaeger y Cook, 1979).

En este caso, la falla es principalmente controlada por las magnitudes de los tres esfuerzos principales (dos horizontales y uno vertical), además de la resistencia de la roca, la temperatura y la presión de los fluidos presentes en la formación.

Las ecuaciones de Kirsch consideran un hueco cilíndrico en una placa densa, homogénea, isotrópica y elástica sujeta a dos esfuerzos principales ortogonales. La solución Kirsch (1898) modificada por Jaeger & Cook (1961), es una buena estimación del estado de esfuerzos alrededor del pozo, tomando en cuenta el ΔP , el cual es la diferencia entre la presión de fluido en el hueco y la presión en la formación ($\Delta P = P_w - P_o$).

Las ecuaciones de Kirsch describen la distribución de esfuerzos elásticos alrededor de un pozo perforado a lo largo del eje vertical en un campo de esfuerzos arbitrarios, los cuales en el sistema de coordenadas cilíndricas son las siguientes:

- *Esfuerzo Radial*

$$\sigma_r = \frac{1}{2} (\sigma_H + \sigma_h) \left(1 - \frac{R^2}{r^2} \right) + \frac{1}{2} (\sigma_H - \sigma_h) \left(1 - 4 \frac{R^2}{r^2} + 3 \frac{R^4}{r^4} \right) \cos 2\theta + \Delta P \frac{R^2}{r^2} \quad 3.1$$

- *Esfuerzo Tangencial*

$$\sigma_\theta = \frac{1}{2} (\sigma_H + \sigma_h) \left(1 + \frac{R^2}{r^2} \right) - \frac{1}{2} (\sigma_H - \sigma_h) \left(1 - 3 \frac{R^4}{r^4} \right) \cos 2\theta - \Delta P \frac{R^2}{r^2} \quad 3.2$$

- *Esfuerzo de Corte*

$$\tau_{r\theta} = -\frac{1}{2} (\sigma_H - \sigma_h) \left(1 + 2 \frac{R^2}{r^2} - 3 \frac{R^4}{r^4} \right) \sin 2\theta \quad 3.3$$

Bajo condiciones elásticas, la concentración de máximo esfuerzo ocurre en la pared del pozo donde $r=R$. Para el caso particular de un pozo vertical y un estado de esfuerzos en el cual uno de los esfuerzos principales es vertical, el esfuerzo

circunferencial, radial efectivo y tangencial de corte descrito por Kirsch se reducen en la pared del pozo a:

$$\sigma_{\theta} = \sigma_H + \sigma_h - 2 \sigma_h - \sigma_H \cos 2\theta - 2P_o - \Delta P \quad 3.4$$

$$\sigma_r = P_w \quad 3.5$$

$$\sigma_z = \sigma_v - 2\nu \sigma_H - \sigma_h \cos 2\theta \quad 3.6$$

El punto de máxima concentración de esfuerzos alrededor del pozo vertical ocurre cuando $\theta=90^\circ$, de tal forma que este punto es paralelo al σ_h , reemplazando es ángulo en la Ec.3.4 tenemos la siguiente expresión:

$$\sigma_{\theta_{max}} = 3\sigma_H - \sigma_h - 2P_o - \Delta P \quad 3.7$$

En contraste donde la concentración de esfuerzos es mínima $\theta = 0^\circ$, la cual es paralela al σ_H , al evaluar la condición en la Ec. 3.4 se obtiene la siguiente expresión:

$$\sigma_{\theta_{min}} = 3\sigma_h - \sigma_H - 2P_o - \Delta P \quad 3.8$$

Retomando de la Ec. 3.4 es notable que en el punto de máximo ancho de breakout, la concentración de esfuerzos alrededor del pozo este en equilibrio con la resistencia compresiva de la roca, por lo tanto tenemos:

$$C_o = \sigma_{\theta} = \sigma_H + \sigma_h - 2 \sigma_h - \sigma_H \cos 2\theta_b - 2P_o - \Delta P \quad 3.9$$

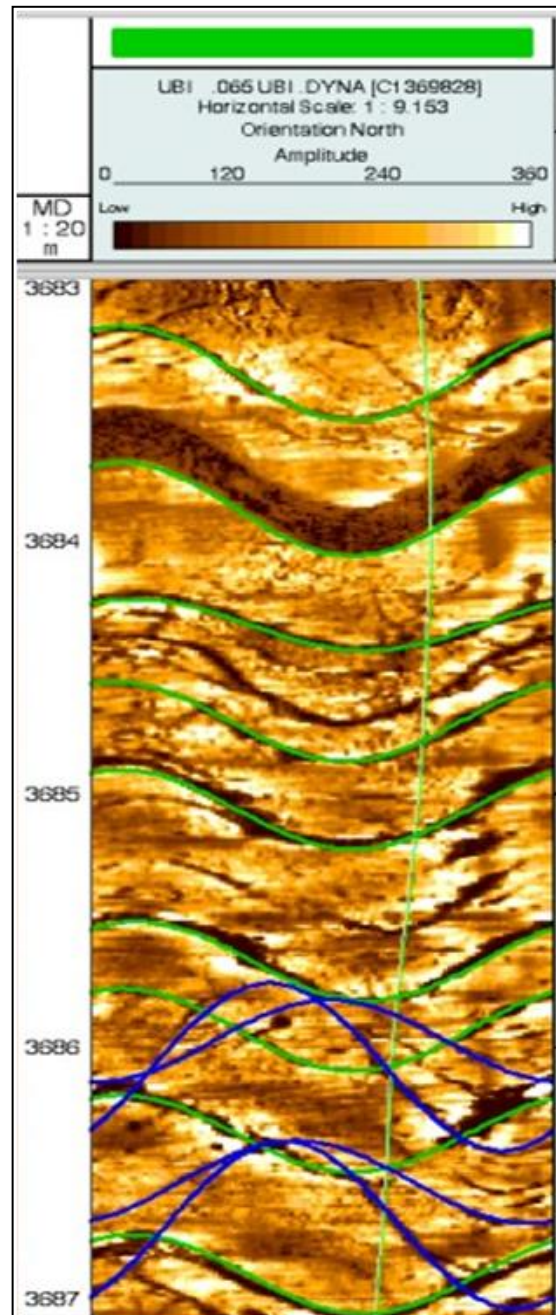
Donde θ_b es el ángulo medido del Breakout medido desde el azimut del σ_h .

Al despejar el σ_H de la Ec. 3.9 se tiene:

$$\sigma_H = \frac{C_o + P_w + P_o - \sigma_h (1 - 2 \cos 2\theta_b)}{1 + 2 \cos 2\theta_b} \quad 3.10$$

Con esta ecuación queda resuelta la aplicación de la solución de Kirsch en el cálculo del esfuerzo máximo horizontal (σ_H) a partir del breakout (θ_b) el cual puede ser determinado a partir de registros de imágenes como el UBI (Figura 13).

Figura 13. Registro UBI.



Fuente: E. R. (Ross) Crain, P.Eng. Crain's Petrophysical Handbook. Acoustic Image Logs.

Ejemplo 1.

A continuación se presentan los resultados dados a conocer en el paper 81074 de la SPE “In-Situ State Eastern Cordillera (Colombia)”. En el cual se calcula la magnitud del σ_H ; a partir de la técnica de Breakout.

Se aplicó la técnica de breakout en el pozo BA-3X (Tabla 2) del campo Cusiana, con el fin de determinar la magnitud del σ_H en el intervalo de (13824 – 14535) [ft], que abarca las formaciones Los Cuervos, Mirador y Guadalupe. Solamente los Breakouts registrados en areniscas fueron usados. La presión de poro (P_o) se obtuvo de datos del MDT, la presión del pozo (P_w) a partir de datos del RFT y la resistencia al confinamiento de la roca (C_o) se obtuvo de test triaxial simulando las condiciones de esfuerzo de confinamiento del yacimiento. El ángulo del ancho del breakout (θ_b) se obtuvo del análisis de la deformación mediante software.

Tabla 2. Calculo del Esfuerzo Máximo Horizontal para el Pozo BA-3X, Mediante la Técnica de Breakout.

INTERVALO TVD [ft]	P_o [psi]	P_w [psi]	C_o [psi]	$2\theta_b$	σ_H [psi] Kirsh	Gradiente [psi/ft]
13764,73	4607,70	6963,71	72173,91	54	34125,20	2,48
13847,64	4670,00	7008,02	72246,38	59	35287,03	2,55
14694,34	5355,96	7408,30	47826,09	28	24291,84	1,65
14709,24	5361,35	7415,74	47826,09	42	32410,32	2,20
15179,71	5607,98	7645,97	47826,09	47	24320,69	1,60
15192,70	5612,38	7651,97	47826,09	47	24327,47	1,60

Modificado de TORRES M., In-Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia). Bogota-Colombia. SPE 81074. 2003.

A continuación se muestra como se calculó la magnitud del σ_H empleando las ecuaciones de Kirsh y asumiendo un gradiente de σ_h de 0,77 [psi/ft]:

$$\sigma_H = \frac{72246,38 + 4670 + 7008,02 - 0,77 * 13850,63}{1 + 2 \cos 59} \cdot 1 + 2 \cos 59$$
$$= 35287,03 \text{ psi}$$

$$\text{Gradiente} = \frac{\sigma_H}{\text{Profundidad}} = \frac{35287,03}{13847,64} = 2,55 \text{ psi ft}$$

3.1.2 Fracturas de Tensión Inducidas Durante la Perforación ^{2,5,6,20}

Varios métodos se han propuesto para estimar el campo de esfuerzos in-situ a partir de datos de fracturas de tensión inducidas durante la perforación (Okabe et al., 1998). Estas fracturas son aberturas verticales que aparecen en las paredes del pozo, dispuestas como un par de fisuras con un azimut diametralmente opuesto, una de otra, es decir aparecen separadas 180°. Se producen como respuesta a la perturbación del campo de esfuerzos locales cuando se ejecuta la perforación de un pozo y están orientados paralelamente a la dirección del σ_H .

Las fracturas de tensión son el resultado de la concentración de σ_θ alrededor del pozo durante la perforación que excedió la resistencia a la tensión de la roca (Moos y Zoback, 1990). Además también son producto de la presión ejercida por el lodo de perforación y de los esfuerzos termales causados por el enfriamiento de la superficie del pozo.

Para no confundir las fracturas inducidas con las fracturas naturales; hay que tener en cuenta, que las fracturas inducidas están a unos pocos grados con la vertical, y suelen extenderse por varios pies en la vertical a lo largo del pozo. Además suelen carecer de picos y bajas sinusoidales lo que es evidencia de que fueron producidas dentro del pozo. Por otra parte las fracturas naturales, aunque pueden presentar algunas de estas características, suelen extenderse a lo largo de todo el pozo y presentar su forma característica de forma sinusoidal con los respectivos picos y bajos. Para identificar la magnitud del σ_H a partir de este tipo de fracturas se utilizan registros ultrasónicos (BHTV, UBI) y resistivos (FMS, FMI) y si las empleamos para determinar la orientación de los esfuerzos podemos recurrir a las fuentes anteriores y a registros Caliper.

3.1.2.1. Determinación de la Magnitud del σ_H . Asumiendo el esfuerzo compresivo como positivo, entonces tenemos que:

$$\sigma_\theta < -T_o \quad 3.11$$

En materiales porosos el esfuerzo total puede reemplazarse por el esfuerzo efectivo y la ecuación anterior se transforma en:

$$\sigma_\theta - P_o < -T_o \quad 3.12$$

El σ_H es calculado en el intervalo para el cual se identifica la fractura mediante una imagen UBI o FMI. La fractura es generada paralela al σ_H por lo tanto se establece que la dirección y el sitio donde el σ_θ es mínimo ($\theta = 0^\circ$). El $\sigma_{\theta\min}$ es definido por:

$$\sigma_\theta = 3\sigma_h - \sigma_H - P_w - P_o \quad 3.13$$

Para que se inicie la fractura por tensión debe cumplirse que ($\theta = 0^\circ$), para que el esfuerzo tangencial sea igual a la resistencia a la tensión de la roca.

$$\sigma_\theta = T_o \quad 3.14$$

Si se reemplaza la Ec.3.9 en la Ec.3.13 se tiene que la magnitud del σ_H es:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - T_o - P_w - P_o \quad 3.15$$

Incluyendo el parámetro poroelástico de Biot (α), la expresión anterior queda:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - T_o - \alpha P_w - 2 - \alpha P_o \quad 3.16$$

Si no se conocen P_o , P_w y T_o la magnitud del σ_H es aproximadamente²⁸:

$$\sigma_H = 1,2\sigma_h \quad 3.17$$

Ejemplo 2.

A continuación se presentan los resultados dados a conocer en el paper 81074 de la SPE “In-Situ State Eastern Cordillera (Colombia)”. En el cual se calcula la magnitud del σ_H (Tabla 3).

Para la identificación de las fracturas por tensión en el pozo se emplearon registros FMI y UBI. En el pozo BA-3X del campo Cusiana se corrió un registro FMI a lo largo de la formación Mirador (con una deformación por tensión promedio de 2,7 MPa o 391,60 psi)

Tabla 3. Calculo del Esfuerzo Máximo Horizontal para el Pozo BA-3X Mediante la Técnica de Fracturas por Tensión Inducidas Durante la Perforación

INTERVALO [ft]	σ_h [psi]	P_o [psi]	P_w [psi]	T_o [psi]	σ_H [psi]
14754,8 – 14756,6	11361,20	5371,41	7811,32	391,60	20964,86
14769,4 – 14773,4	11372,44	5373,30	7815,59	391,60	20992,42
14779,0 – 14782,0	11379,83	5375,31	7819,86	391,60	21008,32
14784,0 – 14789,4	11383,68	5376,70	7825,07	391,60	21013,27
14795,2 – 14802,0	11392,30	5378,16	7800,66	391,60	21062,09
14810,0 – 14811,6	11403,70	5382,29	7817,96	391,60	21074,85
14831,4 – 14835,0	11420,18	5388,91	7845,64	391,60	21089,98
14836,8 – 14838,6	11424,34	5389,73	7849,10	391,60	21098,18
14853,4 – 14854,2	11437,12	5397,32	7836,59	391,60	21141,44
14874,0 – 14876,0	11452,98	5415,50	7869,23	391,60	21138,21
14899,2 – 14902,6	11472,38	5420,91	7887,81	391,60	21172,43
14921,4 – 14925,0	11489,48	5416,34	7884,63	391,60	21231,46

Modificado de TORRES M., In-Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia). Bogota-Colombia. SPE 81074. 2003.

A continuación se muestra como se calculó la magnitud del σ_H para el intervalo (14754,8 – 14756,6) [ft] empleando la técnica de fallas inducidas por tensión y asumiendo un gradiente de σ_h de 0,77 [psi/ft]:

$$\sigma_H = 3 \cdot 11361,20 - 391,60 - 7811,32 - 5371,41 = 20964,86 \text{ psi}$$

3.1.3 Pruebas de Integridad de Presión³

Las Pruebas de Integridad de Presión (PITs) son de uso obligatorio en diferentes operaciones alrededor del mundo, algunos ejemplos de esto son programas de diseño de casing, tolerancia de fugas y prevención de reventones. Dentro de estas pruebas encontramos:

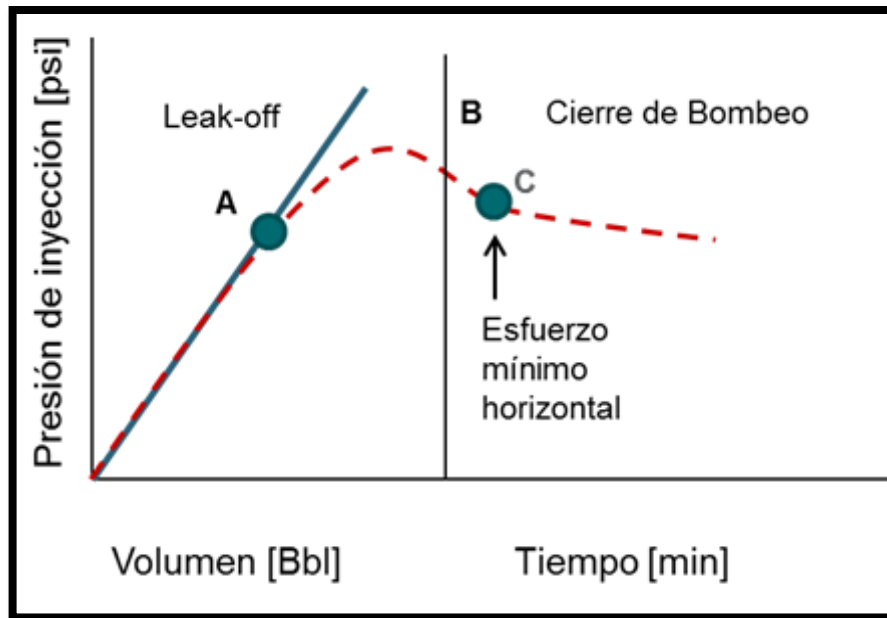
- *Prueba de Integridad de Formación* de sus siglas en ingles FIT; la cual es una prueba presurizada para un valor máximo predefinido durante el cual no se observa leak-off.
- *Prueba de Leak-off* de sus siglas en ingles LOT; es una PIT la cual continúa hasta que la rata de incremento de presión declina, esto es un indicativo de que la compresibilidad del sistema ha caído y por lo tanto ha ocurrido un leak-off en la formación.
- *Prueba de Leak-off Extendido* de sus siglas en ingles ELOT, el cual es un LOT que se repite por dos o más ciclos, y donde más fluido es bombeado dentro de la formación.

3.1.3.1 Prueba de Integridad de Formación (FIT). Esta prueba es empleada cuando no es recomendado fracturar la formación. En un FIT el pozo es presionado a una determinada densidad de lodo y si la formación soporta la presión aplicada se considera como exitosa la prueba. Por lo tanto, en esta prueba

no se determina la presión de fractura; simplemente se utiliza para saber si el zapato resiste el máximo peso previsto del lodo que se diseñó para la siguiente sección de tubería. Esta prueba solo proporciona un estimado del límite inferior del gradiente de fractura; por lo tanto, no puede ser comprado con el esfuerzo mínimo horizontal.

3.1.3.2 Prueba de Leak-off (LOT). Las pruebas leak-off (Figura 14) tradicionalmente se han empleado para la estimación de la presión máxima o el máximo peso del lodo permitido por la formación sin llegar a fracturarse, además de proporcionar información sobre la integridad de la formación y del casing. Esta prueba también puede emplearse para obtener un estimativo de los esfuerzos en exploración y perforación. Estos esfuerzos deben ser interpolados o extrapolados de la data original; debido a que el principal objetivo de estas pruebas es realizar una evaluación de la integridad del cemento en la parte inferior del casing. En esta prueba se asume que la presión de leak-off indica que una fractura es formada y por lo tanto otorga un estimado del σ_h . Breckels & Eekelen (1982) estudiaron la relación entre la presión de LOT y el σ_h , los resultados obtenidos arrojaron que las presiones de LOT son un 10% más grandes que los correspondientes esfuerzos in-situ.

Figura 14. Comportamiento Típico Leak-off.



Modificado de CORZO R., RINCÓN O., Medición y Evaluación de la Magnitud y Dirección de los Esfuerzos In-Situ en Campo. Universidad Industrial de Santander, 2004.

La estimación de los esfuerzos a partir de un LOT se basa en pruebas realizadas en pozos verticales, ya que para estos la iniciación de las fracturas es causada por la acción de los esfuerzos horizontales en el tensor de esfuerzos. Para un LOT la presión de fractura (P_{lo}) está dada por:

$$P_{lo} = 3\sigma_h - \sigma_H + T_o - P_o \quad 3.18$$

Despejando el esfuerzo máximo e incluyendo el parámetro poroelástico de Biot (α), la ecuación queda:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - \alpha P_{lo} - 2 - \alpha P_o + T_o \quad 3.19$$

La resistencia a la tensión es usualmente desconocida, pero el asumirla despreciable no es correcto, a no ser que la formación se encuentre pre-fracturada.

Para estimar el σ_h a partir de datos LOT se debe:

- Igualar la presión de leak-off, como el gradiente de iniciación de la fractura en diferentes graficas LOT.
- Asumir la presión de fractura como el mínimo esfuerzo horizontal.
- Emplear la presión instantánea de cierre (ISIP), cuando las bombas son cerradas en la LOT, como una indicación del esfuerzo mínimo.

Para asumir la P_{io} como una presión a la cual inicia la fractura se requiere considerar un diámetro de hueco impermeable el cual actué elásticamente durante la presurización. Por otra parte; asumir que la presión instantánea de cierre (ISIP), para un ciclo de presurización es representativa del σ_h , requiere que la fractura iniciada en la pared del pozo a la P_{io} tenga el tamaño suficiente para sentirse y tener la influencia de los esfuerzos mínimos lejanos del campo.

Los esfuerzos in-situ también pueden ser estimados a partir de unos modelos empíricos construidos a partir de datos de LOT's por Berckeler y Van Eekelen (1982). Ellos desarrollaron sus modelos a partir, de LOT's corridos en Brunei, Costas del golfo de U.S., Venezuela y el Mar del Norte; confrontando los valores obtenidos para P_{io} contra la profundidad. Los valores obtenidos del P_{io} fueron un 11% mayor que el σ_h estimados de la presión instantánea de cierre (ISIP). La expresión obtenida para arenas normalmente presionadas es la siguiente:

$$\sigma_h = 0.053D^{1.145} + 0.46 P_o - P_{on} \quad \text{para } D \leq 3500 \text{ m} \quad 3.20$$

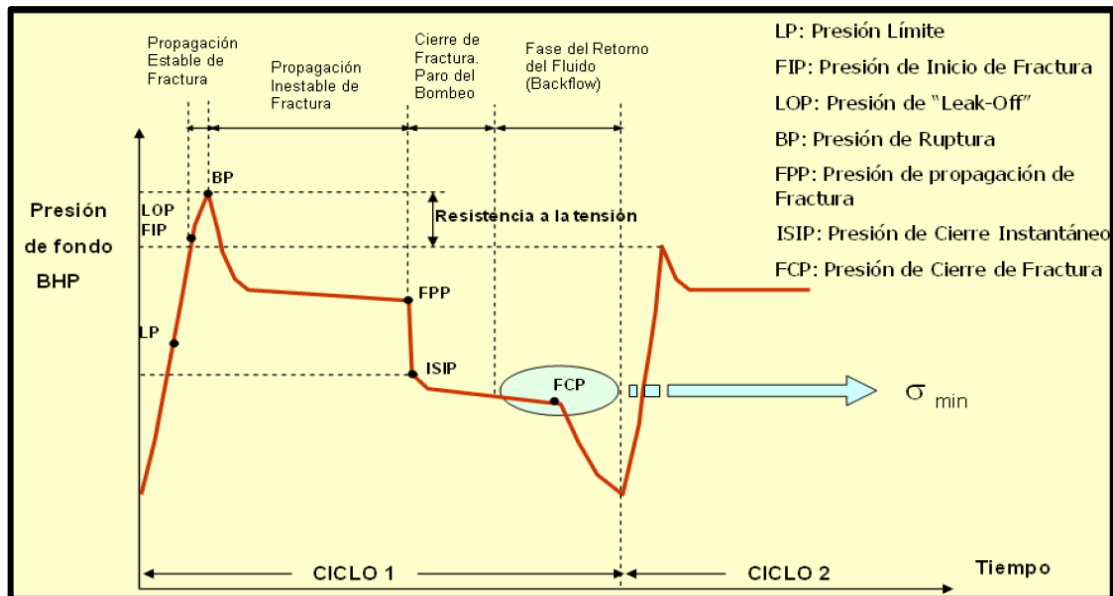
$$\sigma_h = 0.264D - 317 + 0.46 P_o - P_{on} \quad \text{para } D > 3500 \text{ m} \quad 3.21$$

Donde D es la profundidad, P_o es la presión de poro y P_{on} es la presión normal de poro correspondiente a un gradiente de 0.465 psi/ft.

3.1.3.3 Prueba Extendida de Leak-off (ELOT). Una prueba ELOT (Figura 15) se aproxima a una Fracturamiento hidráulico, el cual es considerado como la mejor técnica para determinar los esfuerzos in-situ.

Se realizan de forma similar a un LOT, pero se realizan varios ciclos de presurización, lo cual mejora la estimación de los esfuerzos. La interrupción en la curva de declinación de presión indica el cierre del bombeo. Esto produce la primera estimación de la magnitud del σ_h . Un ciclo o más son realizados para vencer la resistencia a la tensión de la formación y concentración de esfuerzos alrededor del pozo. En el segundo ciclo, una cresta a presión constante es registrada: la presión de propagación de la fractura. La segunda presión de cierre de fractura usualmente da las mejores estimaciones de la magnitud del esfuerzo mínimo.

Figura 15. Diagrama Típico de una Prueba ELOT



Fuente: Aplicaciones Prácticas de la Geomecánica en la Industria Petrolera y Gasífera. ICP, 2003.

La magnitud del σ_h es estimada a partir de la presión de cierre, la orientación del σ_H se estima directamente de la orientación de la fractura.

La magnitud del σ_H puede ser estimada a partir de:

- Iniciación de la fractura:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - \alpha P_i + T_o - 2 - \alpha P_o \quad 3.22$$

- Reapertura de la fractura:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - \alpha P_r - 2 - \alpha P_o \quad 3.23$$

Ejemplo 3.

A continuación se presentan los resultados dados a conocer en el paper 81074 de la SPE “In-Situ State Eastern Cordillera (Colombia)”. En el cual se calcula la magnitud del σ_h ; a partir de unas pruebas LOT (Figura 16).

Para obtener la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal σ_h en los campos de Cusiana y Cupiagua, se tomo la información proveniente de unos Leak Off Test (Tabla 4) tomados desde 1992 al 2000; los cuales se almacenaron en la base de datos de producción de BP. Hay 258 pruebas reportadas. Estos datos han sido cuidadosamente seleccionados y sólo las pruebas que reportaron pérdidas en la formación se utilizaron, por lo tanto, las pruebas fueron seleccionadas sólo si alcanzaron la presión de fractura de la formación. Ochenta y cuatro pruebas para describir el Leak Off se tomaron, distribuidas a lo largo del campo Cupiagua (Pozos Buenos Aires y Cupiagua) (Tabla 5) y en el campo de Cusiana (pozos Cusiana) (Tabla 6). El conjunto de datos fue analizado en dos grupos, el primer grupo corresponde a los datos de entre 1.000 pies a 2.100 pies y el segundo grupo corresponde a profundidades de entre 8.000 pies a 16.000 pies. Los datos analizados por la distribución lineal y las presiones de Leak Off frente a la profundidad registrada (Figura 17, 18,19).

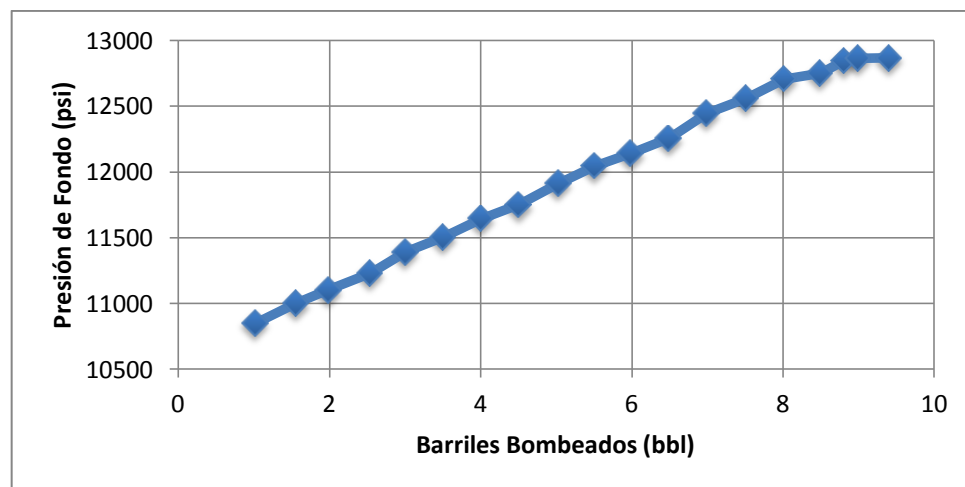
A continuación se presentan los resultados de la prueba LOT:

Tabla 4. Reporte de Prueba LOT.

Barriles Bombeados (bb)	Presión de Fondo (psi)
1,02	10849,6
1,55	11002,3
1,98	11104,1
2,54	11231,3
3,00	11390,2
3,50	11504,8
4,00	11644,7
4,50	11752,9
5,02	11911,8
5,51	12045,4
5,99	12140,9
6,49	12255,4
6,99	12446,1
7,51	12560,6
8,01	12706,9
8,49	12751,6
8,81	12847,0
8,99	12866,1
9,40	12866,4

Modificado de TORRES M., In-Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia). Bogota-Colombia. SPE 81074. 2003.

Figura 16. Prueba LOT.



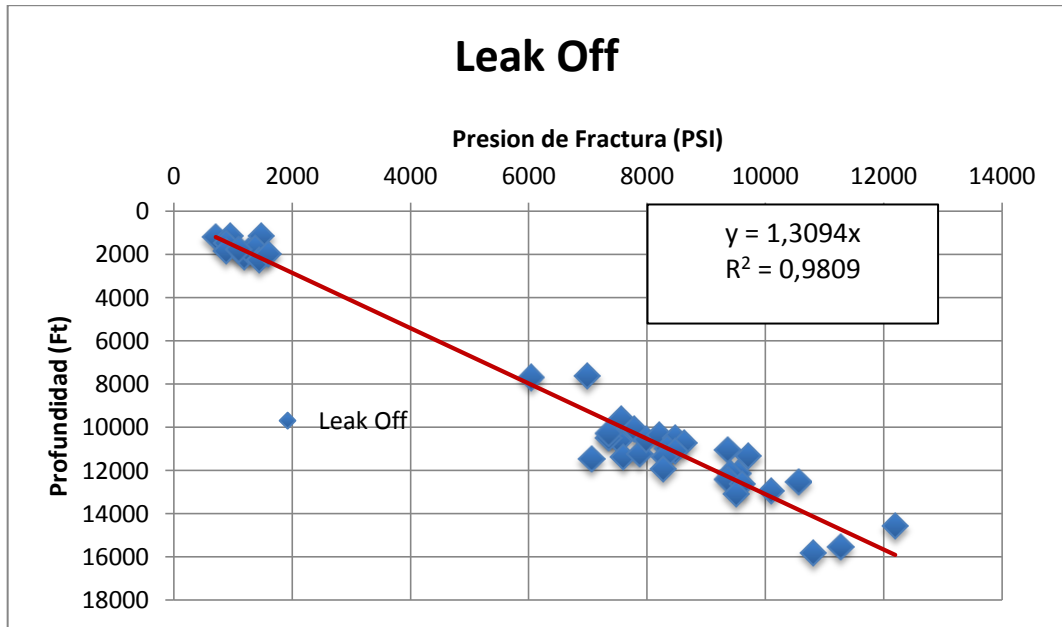
Modificado de TORRES M., In-Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia). Bogota-Colombia. SPE 81074. 2003.

Tabla 5. Resultados Prueba LOT Pozos Buenos Aires y Cupiagua

Pozos Buenos Aires		Pozos Cupiagua	
Presión de Fractura (psi)	Profundidad (ft)	Presión de Fractura (psi)	Profundidad (ft)
707,07	1227,27	634,76	1290,57
883,83	1500,00	705,29	1154,72
954,54	1159,09	846,34	1222,64
1095,96	1772,73	1093,20	1426,42
1202,02	2113,64	1057,93	1969,81
1272,73	1840,91	1340,05	1901,89
1378,79	1704,55	1445,84	2037,74
1449,49	2250,00	3949,62	6520,75
1484,85	1159,09	7017,63	8558,49
1590,91	1977,27	7229,22	8422,64
6045,45	7704,55	7793,45	9713,21
7000,00	7636,36	8216,62	10256,60
7070,71	11454,50	8992,44	10596,20
7353,54	10295,50	8463,48	11003,80
7530,30	10636,40	8110,83	11750,90
7565,66	9613,64	7299,75	11750,90
7601,01	11386,40	10544,10	14128,30
7777,78	10090,90	10826,20	14128,30
7883,84	11250,00	11002,50	14128,30
7989,90	10568,20	11355,20	13924,50
8202,02	10363,60	11848,90	14060,40
8272,73	11931,80	12942,10	16098,10
8308,08	11386,40	10790,90	14739,60
8626,26	10704,50		
9368,69	12409,10		
9404,04	12136,40		
9510,10	13090,90		
9545,45	12136,40		
9616,16	12613,60		
9722,22	11318,20		
10111,10	12954,50		
10570,70	12545,50		
10818,20	15818,20		
11277,80	15545,50		
12197,00	14590,90		

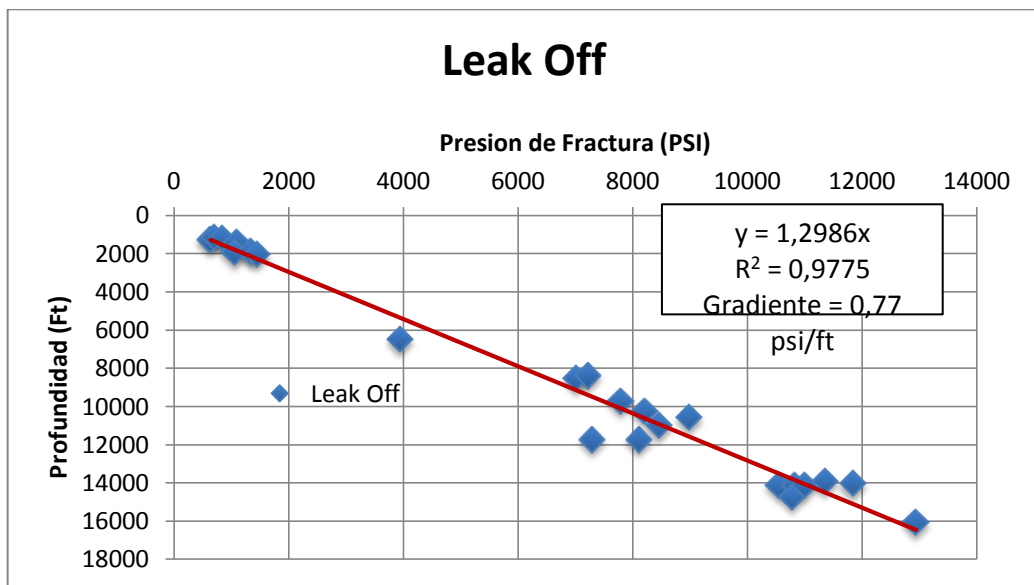
Modificado de TORRES M., In-Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia). Bogota-Colombia. SPE 81074. 2003.

Figura 17. Prueba LOT Pozos Buenos Aires, Cálculo del Gradiente del Esfuerzo Mínimo Horizontal.



Modificado de TORRES M., In-Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia). Bogota-Colombia. SPE 81074. 2003.

Figura 18. Prueba LOT Pozos Cupiagua, Cálculo del Gradiente del Esfuerzo Mínimo Horizontal.



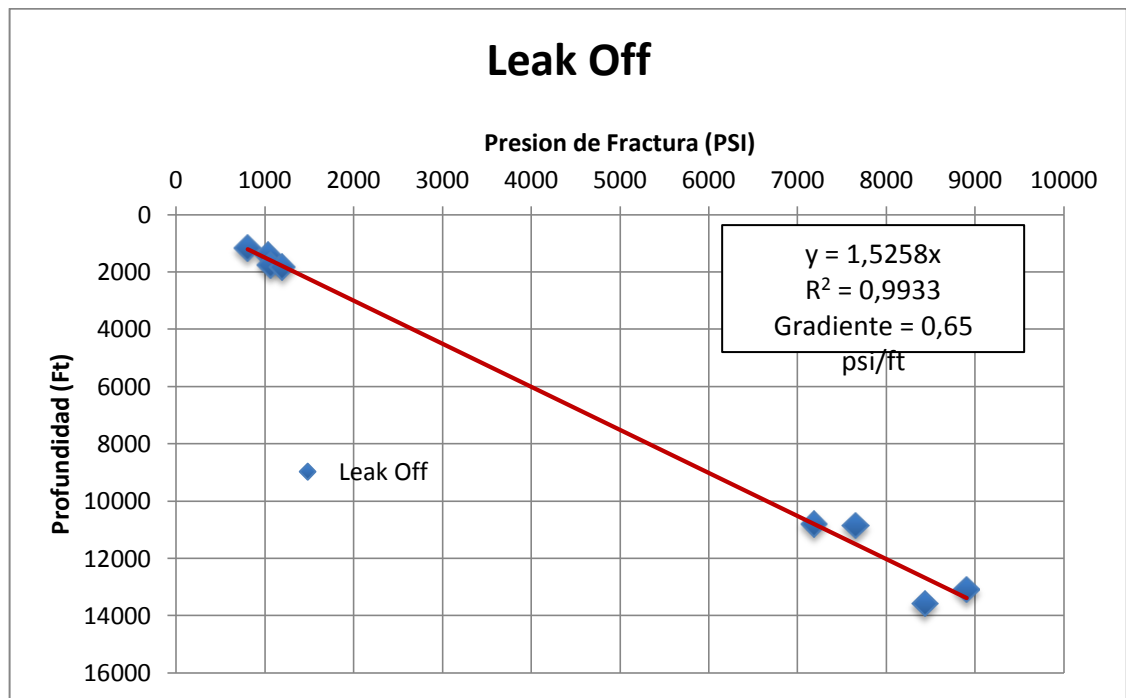
Modificado de TORRES M., In-Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia). Bogota-Colombia. SPE 81074. 2003.

Tabla 6. Resultados Prueba LOT Pozos Cusiana.

Pozos Cusiana	
Presión de Fractura (PSI)	Profundidad (Ft)
807,29	1180,81
1041,67	1416,97
1067,71	1771,22
1197,92	1830,26
7187,50	10804,40
7656,25	10863,50
8906,25	13107,00
8437,50	13579,30

Modificado de TORRES M., In-Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia). Bogota-Colombia. SPE 81074. 2003.

Figura 19. Prueba LOT Pozos Cusiana, Cálculo del Gradiente del Esfuerzo Mínimo Horizontal.



Modificado de TORRES M., In-Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia). Bogota-Colombia. SPE 81074. 2003.

Los gradientes calculados anteriormente se obtienen del inverso de la pendiente como se muestra a continuación para el caso de los pozos de Cusiana:

$$\text{Gradiente} = \frac{1}{1.5258} = 0.65 \text{ psi ft}$$

Con dicho gradiente se puede estimar la magnitud del σ_h para una determinada profundidad. A continuación se estima el valor del σ_h para una profundidad de 14015 [ft] para un pozo de Cusiana:

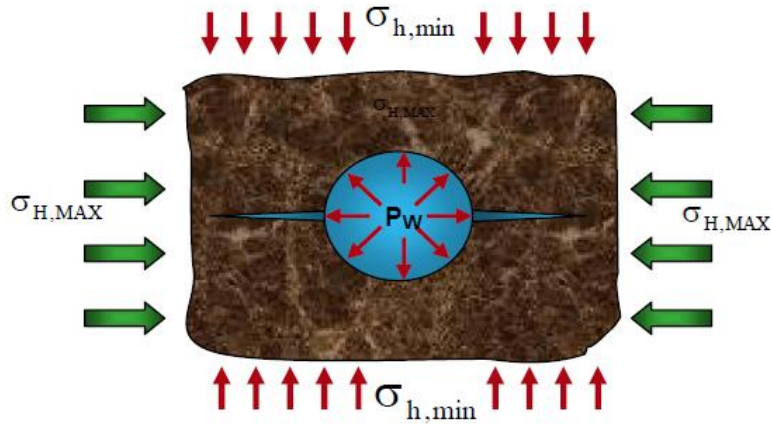
$$\sigma_h = 14015 * 0.65 = 9109.75 \text{ psi}$$

3.1.4 Fracturamiento Hidráulico²⁷

El fracturamiento hidráulico, es una de las técnicas de estimulación más utilizadas en el mundo, que tiene como objetivo incrementar la producción de aceite y gas de la formación, mediante la inyección de un fluido fracturante a presión, hasta que se produzca una fractura en la roca. A esta fractura se le inyecta un material de soporte, llamado propante o apuntalante, que busca mantener abierta la fractura para crear grandes canales de flujo y mayor área de drenaje y así optimizar la producción del pozo. Aunque no se implemente para el cálculo de esfuerzo in-situ de sus resultados si se puede hacer un análisis de estos.

La orientación de las fracturas hidráulicas (Figura 20) es función de los esfuerzos en la formación. Si el esfuerzo menos importante en la formación es horizontal, entonces se obtendrá una fractura vertical. Por otra parte, si el esfuerzo menos importante es vertical, entonces tendrá lugar una fractura horizontal. Esta técnica usa la respuesta de la presión obtenida en la prueba durante la iniciación, propagación y cierre de la fractura inducida hidráulicamente y determina exactamente el estado de esfuerzo.

Figura 20. Dirección de los Esfuerzo en Relación a la Fractura Creada.



Fuente: Aplicaciones Prácticas de la Geomecánica en la Industria Petrolera y Gasífera. ICP, 2003.

3.1.4.1 Determinación del Esfuerzo Máximo y Mínimo Horizontal ⁴⁴. En una perforación vertical, en un medio continuo con los esfuerzos in-situ orientados según la vertical y horizontal las fracturas aparecerán en la dirección horizontal si:

$$P > \sigma_v + T_o \quad 3.24$$

Y en dirección vertical si:

$$P > \sigma_\theta + T_o \quad 3.25$$

Cuando se produce una fractura, la magnitud del σ_h en el plano normal al eje del hueco puede ser determinada. Para esto hay que considerar una serie de suposiciones:

- La roca es elástica, lineal, isotrópica e impermeable.
- La fractura se forma y propaga paralela al σ_H .
- La presión del fluido para generar la fractura es suficiente para superar la resistencia a la tensión (T_o) de la roca.
- La presión necesaria para mantener abierta la fractura inducida tiene que ser igual o superior al σ_h que actúa perpendicular a la fractura.

Con las suposiciones anteriores y determinando la magnitud del σ_h determinada de la presión instantánea de cierre (ISIP); la magnitud del σ_H es determinada así:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - \alpha P_b + T_o - 2 - \alpha P_o \quad 3.26$$

Donde P_o representa la presión de ruptura en el primer ciclo.

$$\sigma_H = 3\sigma_h - \alpha P_b + T_o - 2 - \alpha P_o \quad 3.27$$

Si la fractura formada es normal al esfuerzo mínimo, entonces el esfuerzo horizontal mínimo sería:

$$\sigma_h = ISIP \quad 3.28$$

3.1.5 Determinación del Esfuerzo Vertical a Partir de Registros de Densidad¹⁸

La forma más simple de un esfuerzo bajo la tierra es un esfuerzo vertical sobre un punto a una profundidad Z , causado por una columna homogénea de material suprayacente, de tal forma que:

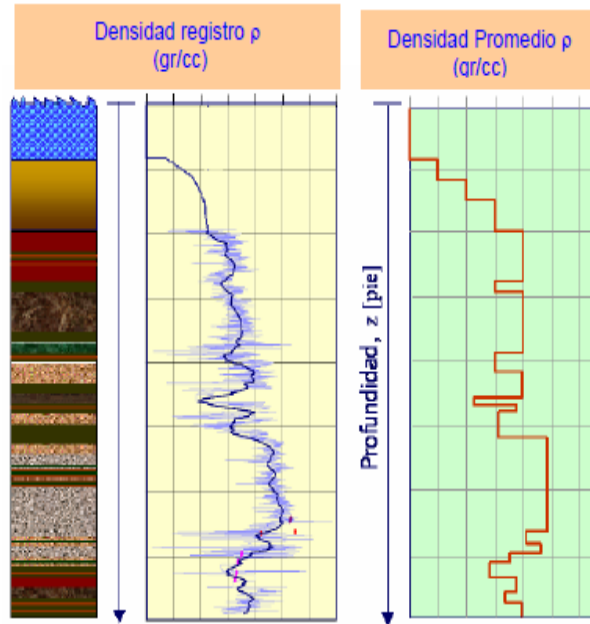
$$\sigma_v = \rho g z \quad 3.29$$

Si la densidad varía con la profundidad, el esfuerzo vertical a una profundidad determinada sería:

$$\sigma_v = 0.052 * \int_0^z \rho z dz \quad 3.30$$

La variación de la densidad con respecto a la profundidad se puede conocer de un registro de densidad (Figura 21).

Figura 21. Registro de Densidad para Calcular el σ_v .



Fuente: Aplicaciones Prácticas de la Geomecánica en la Industria Petrolera y Gasífera.
ICP, 2003.

Ejemplo 4.

A continuación; se presentan (Tabla 7) los resultados de un registro de densidad de un pozo perforado en la Cuenca del canal de Santa Bárbara (USA), y en base a estos se calcula el esfuerzo vertical para cada profundidad (Tabla 8):

Tabla 7. Valores del Registro de Densidad, Canal de Santa Bárbara.

Profundidad (ft)	ρ_b (g/cc)
0	2,050
500	2,100
1000	2,140
1500	2,180
2000	2,210
2500	2,260
3000	2,290
3500	2,320
4000	2,340
4500	2,370

Profundidad (ft)	ρ_b (g/cc)
5000	2,400
5500	2,420
6000	2,440
6500	2,460
7000	2,470
7500	2,480
8000	2,490
8500	2,495
9000	2,500
9500	2,505
10000	2,510

Tomado de:

http://www.pe.tamu.edu/schubert/public_html/PETE%20625/5.%20Pore%20Pressure.ppt

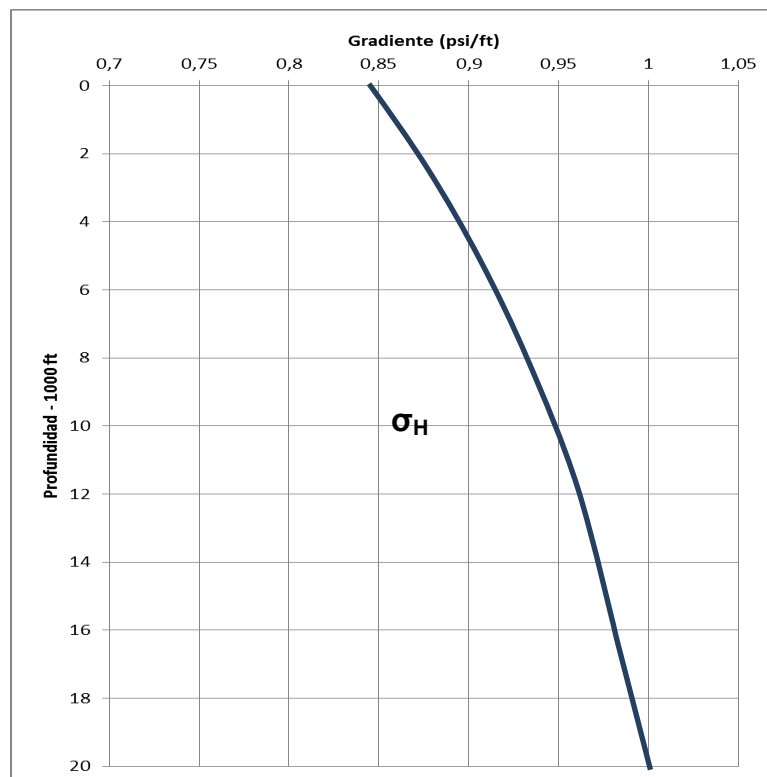
Tabla 8. Cálculo del Esfuerzo Vertical a Partir de un Registro de Densidad.

Profundidad(ft)	ρ_b (gr/cc)	ρ_b (lpg)	(ρ *dz)	σ_v (psi)
0	2,050	17,077	0,000	0,000
500	2,100	17,493	454,818	454,818
1000	2,140	17,826	463,481	918,299
1500	2,180	18,159	472,144	1390,444
2000	2,210	18,409	478,642	1869,085
2500	2,260	18,826	489,471	2358,556
3000	2,290	19,076	495,968	2854,524
3500	2,320	19,326	502,466	3356,990
4000	2,340	19,492	506,797	3863,787
4500	2,370	19,742	513,295	4377,082
5000	2,400	19,992	519,792	4896,874
5500	2,420	20,159	524,124	5420,997
6000	2,440	20,325	528,455	5949,453
6500	2,460	20,492	532,787	6482,239
7000	2,470	20,575	534,953	7017,192
7500	2,480	20,658	537,118	7554,310
8000	2,490	20,742	539,284	8093,595
8500	2,495	20,783	540,367	8633,962
9000	2,500	20,825	541,450	9175,412
9500	2,505	20,867	542,533	9717,945
10000	2,510	20,908	543,616	10261,560

3.1.6 Correlación de Eaton para el Cálculo del Esfuerzo Vertical¹⁵

Cuando no se cuentan con registros de densidad, y ninguna otra información que nos ayude a determinar el esfuerzo vertical, es necesario recurrir a correlaciones de la literatura, de las cuales una de las más usadas fue preparada por Eaton (1968). Esta grafica (Figura 22) muestra un gradiente de esfuerzo de sobrecarga contra la profundidad para formaciones normalmente compactadas de la Costa del Golfo. Esto fue derivado de un análisis de un conjunto de registros de densidad de varios pozos de la Costa del Golfo. Esta correlación nos da un estimativo del esfuerzo vertical pero lo ideal sería desarrollar esta correlación para la cuenca sedimentaria en donde nos encontremos.

Figura 22. Gradiente de Sobrecarga para Formaciones Normalmente Compactadas en las Formaciones de las Costas del Golfo



Modificado de: Eaton B., "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations".
SPE-AIME, Continental Oil Co.

Ejemplo 5.

A continuación se presenta la solución (Tabla 9) del *Ejemplo 4*. aplicando la correlación de Eaton y comparando los resultados:

Tabla 9. Cálculo del Esfuerzo Vertical a Partir de la Correlación de Eaton.

Profundidad(ft)	Gsc(psi/ft)	σ_v(psi)	% Error
500	0,850	425,0	6,56
1000	0,860	860,0	6,35
1500	0,865	1297,5	6,68
2000	0,870	1740,0	6,91
2500	0,875	2187,5	7,25
3000	0,880	2640,0	7,52
3500	0,885	3097,5	7,73
4000	0,895	3580,0	7,34
4500	0,900	4050,0	7,47
5000	0,910	4550,0	7,08
5500	0,915	5032,5	7,17
6000	0,925	5550,0	6,71
6500	0,925	6012,5	7,25
7000	0,930	6510,0	7,23
7500	0,934	7005,0	7,27
8000	0,936	7488,0	7,48
8500	0,937	7964,5	7,75
9000	0,938	8442,0	7,99
9500	0,940	8930,0	8,11
10000	0,950	9500,0	7,42

Como se puede apreciar el % de error entre el cálculo del σ_v a partir de registros de densidad, frente a los obtenidos mediante el uso de la correlación de Eaton se encuentra dentro de un rango aceptable, por lo que la correlación de Eaton puede ser un buen estimativo del estado del σ_v cuando no se dispone de registros de densidad; aclarando que no se debe considerar como el estado real del σ_v ya que esta correlación fue realizada para una litología específica.

3.1.7 Métodos para la Aproximación de σ_h en Zonas de Fallas Normales⁴⁴

Cuando están disponibles las pruebas LOT o fracturamiento hidráulico se puede determinar con cierta exactitud al menos un esfuerzo principal, σ_h . El conocimiento de un esfuerzo principal es necesario por que provee información importante para una perforación estable de los pozos. Durante la perforación, el peso del lodo debe mantenerse por debajo del σ_h para prevenir fracturamientos hidráulicos accidentales y perdidas de circulación, pero por encima de la presión de poro (para evitar una patada) y el mínimo peso del lodo requerido para prevenir un excesivo fallamiento del pozo (presión de colapso). Por esto se han propuesto varias correlaciones empíricas para la determinación de al menos un esfuerzo principal en ausencia de mediciones directas. Este problema es particularmente importante en zonas normales fallas (como el Golfo de México), donde la sobrepresión está presente en profundidad. En zonas de fallas normales sobrepresionadas las diferencias entre la P_o y σ_h pueden ser extremadamente pequeñas, la cual me definen la región de la ventana de lodo.

A continuación se muestran brevemente diferentes técnicas para estimar al menos un esfuerzo principal como función de la profundidad en la región del Golfo de México.

En su paper tradicional de fracturamiento hidráulico, Hubbert & Willis (1957) propusieron una relación empírica para la magnitud de al menos un esfuerzo principal como función de la profundidad en la región del Golfo de México,

$$\sigma_h = 0.3 \sigma_v - P_o + P_o \quad 3.31$$

Donde la constante 0.3 fue empíricamente determinada del análisis de datos fracturamiento hidráulico.

Matthews & Kelly (1967) propusieron una relación similar para la presión de fractura, o la magnitud de la presión de poro en la que la circulación se pierde. Ya que esto requiere la propagación de una fractura hidráulica a una distancia de la cara del pozo, este valor es esencialmente equivalente a uno de los esfuerzos principales. Por lo tanto, ellos propusieron

$$\sigma_h = K_i \sigma_v - P_o + P_o \quad 3.32$$

Donde K_i es una función de la profundidad, z . Utilizando esta relación, funciones para la costa del Golfo de Louisiana y sur de Texas, se han propuesto que variaban de una manera no lineal entre 0,4 y 0,48 a 2000 pies, a valores superiores a 0,7 a profundidades mayores a 10.000 pies.

Eaton (1969) sugirió una técnica en base física para la determinación de al menos un esfuerzo principal basado en la relación de Poisson, ν .

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - P_o + P_o \quad 3.33$$

A pesar del uso generalizado de esta relación, el autor reconoció que era necesario el uso de una relación efectiva Poisson determinada empíricamente, que tuvo que ser obtenida por calibración contra al menos una medida del esfuerzo principal obtenida de pruebas de LOT. Para ajustarse a los datos disponibles de LOT en la costa del Golfo, la relación efectiva de Poisson se debió incrementar de 0,25 a ~ 1000 pies, a valores excesivamente altos acercándose a 0,5 a 20.000 pies. En otras palabras, fue necesario sustituir el término de la relación de Poisson en la Ec.3.33 con una variación empírica respecto a la profundidad similar a la Ec.3.32.

La Ec.3.32 se basa en la solución de un problema en elasticidad conocido como la restricción bilateral, que es también un método usado para estimar al menos la magnitud de al menos un esfuerzo principal de registros. Fundamentalmente, el método se deriva del supuesto de que la única fuente de esfuerzo horizontal es la sobrecarga. Si se aplica un esfuerzo de sobrecarga instantáneo a un semiespacio poroelástico, la roca experimentará un aumento igual en el esfuerzo horizontal en todas las direcciones, σ_h , queda tal como es definido por la Ec.3.33, teniendo en cuenta, por supuesto, que ν es rigurosamente definido como el coeficiente de Poisson, y no un valor empírico.

La razón de porque el esfuerzo horizontal aumenta cuando el esfuerzo vertical es aplicado es que como una unidad de volumen al expandirse lateralmente (efecto de Poisson), implica que el material adyacente también se expanda, de manera que no hay tensión lateral. Por lo tanto, el aumento en el esfuerzo horizontal resulta del incremento del esfuerzo vertical sin tensión lateral.

Breckels & Van Eekelen (1981) propusieron una serie de relaciones empíricas entre la magnitud de por lo menos un esfuerzo principal y la profundidad (en unidades de psi y pies) de diversas regiones del mundo. Para la región del Golfo de México, sostienen que si la presión de poro es hidrostática

$$\sigma_h = 0,197D^{1.145} + 0,46 P_o - P_h \quad 3.34$$

Que se ajusta a los datos disponibles y $D < 11.500$ pies; para $D > 11.500$ pies, ellos propusieron

$$\sigma_h = 1.167D - 4596 + 0,46 P_o - P_h \quad 3.35$$

Implícitamente, esto supone un aumento específico de la tasa de cambio de la presión de poro con la profundidad, así como una densidad promedio de

sobrecarga. Para incluir una sobrepresión, se agrega un término igual a $0,46 (P_o - P_h)$ para cada ecuación, donde P_h es la presión de poro hidrostáticas.

Holbrook, Maggiori et al. (1993) proponen una técnica basada en la porosidad para la estimación de uno de los esfuerzos principales basados en un concepto de balance de fuerzas:

$$\sigma_h = 1 - \phi \sigma_v - P_o + P_o \quad 3.36$$

Como la porosidad de shales sobrepresionados es típicamente $\sim 35\%$, se obtienen valores similares a los que predijeron con $K_i \sim 0,65$ en la relación de Matthews and Kelly (1967) para shales sobrepresionados en profundidad.

3.1.8 Cálculo de los Esfuerzos a Partir de Registros Sónicos¹²

A partir de los registros sínicos se puede estimar la magnitud del σ_h empleando la Ec.3.33 propuesta por Eaton. Determinando de ellos la relación de Poisson como se muestra a continuación:

$$\nu = \frac{\frac{V_p^2}{V_s^2} - 2}{2 \frac{V_p^2}{V_s^2} - 2} \quad 3.37$$

Donde;

V_p =Velocidad de las ondas P.

V_s =Velocidad de las ondas S.

Estas se obtienen de registros sínicos.

3.1.9 Mapa Mundial de Esfuerzos⁴³

El proyecto Mapa Mundial de Esfuerzos (World Stress Map (WSM)) (Figura 23) es la compilación global de información de los esfuerzos tectónicos de campo en la

corteza terrestre. Este es un proyecto conjunto entre universidades, industrias y organizaciones gubernamentales que tienen como objetivo entender las fuentes de esfuerzos en la corteza terrestre. Este fue emprendido por Mary Lou Zoback en 1986 patrocinado por el Programa Internacional Litosfera. Desde 1995 el WSM es un proyecto de investigación de Heidelberg Academy of Sciences and Humanities localizado en el Geophysical Institute of the University of Karlsruhe in Germany.

El mapa está siendo usado hoy en día por varias instituciones académicas e industriales que trabajan en las disciplinas de las ciencias de la tierra como geodinámica e ingeniería de explotación de hidrocarburos con el propósito de determinar los regímenes dominantes de esfuerzos en diferentes regiones del mundo, sin embargo estos esfuerzos varían con la profundidad en cada locación; de tal manera que cuando se procede a perforar en una región es necesario estimar adecuadamente las magnitudes y direcciones para los tres esfuerzos principales a cierta latitud, longitud y profundidad.

La versión 2008 de este mapa cuenta con una recopilación de 21750 datos de medición de esfuerzos.

Los datos recopilados se agrupan en 4 categorías:

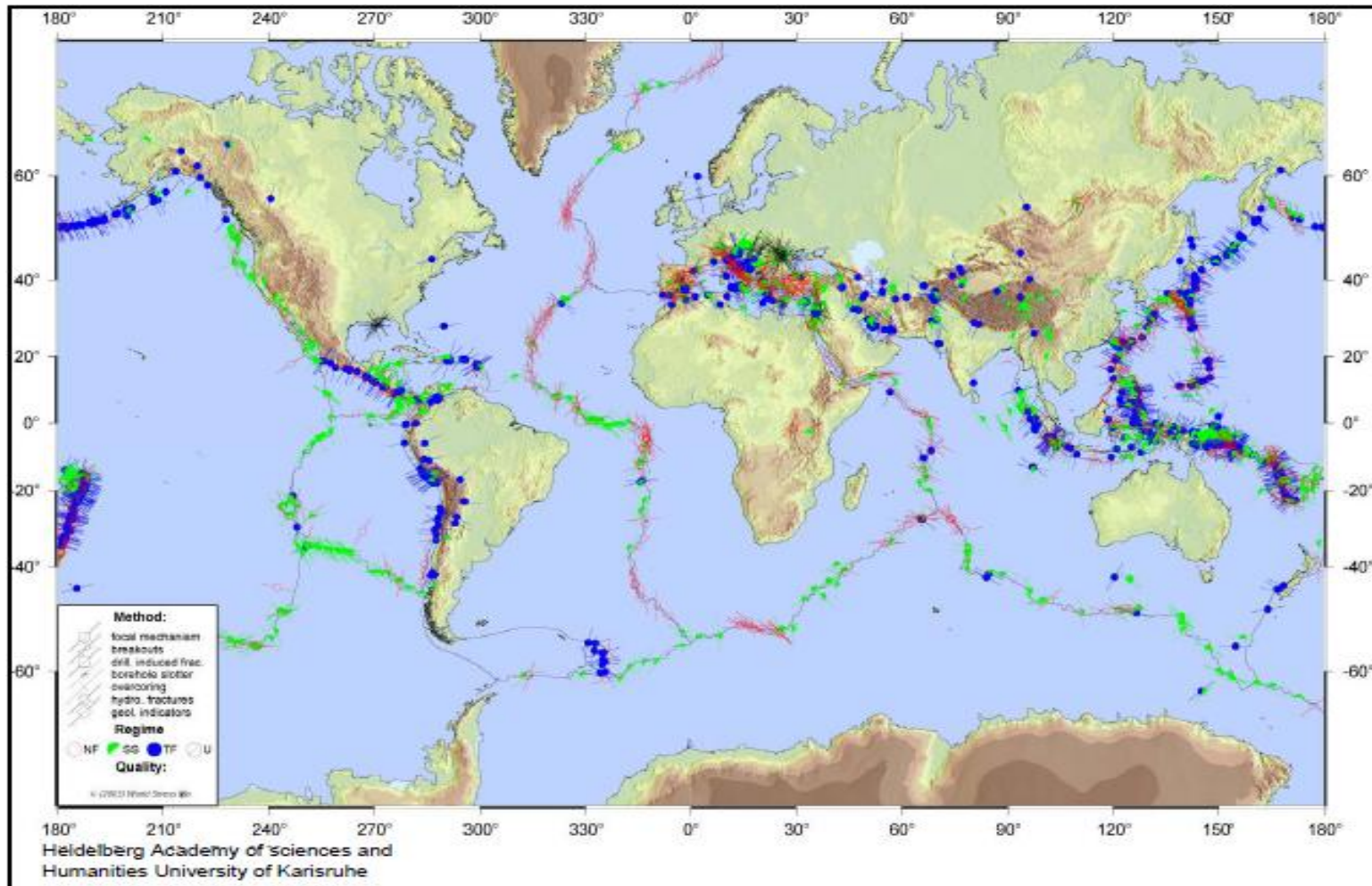
- Mecanismos focales.
- Breakouts de pozo y fracturas inducidas durante la perforación.
- Medición de esfuerzos in-situ (overcoring y fracturamiento hidráulico).
- Observaciones geológicas recientes e interpretaciones de patrones de fallamiento (5%).

El éxito del WSM se basa en un esquema estándar de evaluación de la calidad de los indicadores individuales de esfuerzos (Tabla 10), haciéndolos comparables en una escala global. El esquema de clasificación se basa principalmente en el

número, la precisión y la profundidad de las mediciones. El esquema de evaluación de la calidad fue introducido por Zoback and Zoback (1989), y Zoback and Zoback (1991), perfeccionado y ampliado por Sperner et al. (2003). Es aceptado internacionalmente y garantiza la fiabilidad y la comparación global de los datos de esfuerzos.

Cada registro de datos de esfuerzo se le asigna una calidad entre A y E, siendo A la de mayor calidad y E la de menor. La calidad A (Figura 24) significa que la orientación del máximo esfuerzo compresional horizontal SH tiene una precisión de $\pm 15^\circ$, la calidad B de $\pm 20^\circ$, la calidad C dentro de $\pm 25^\circ$, y la calidad de D dentro de $\pm 40^\circ$. Para la mayoría de los métodos esta clasificación de calidad se define a través de la desviación estándar de SH. Los registros de datos de calidad E no proporcionan información suficiente o tienen desviaciones estándares mayores a 40° . En general, los datos de esfuerzos de calidad A, B y C se consideran confiables para ser usados en el análisis de los patrones de esfuerzos y la interpretación de los procesos geodinámicos.

Figura 23. Mapa Mundial de Esfuerzos del 2003.



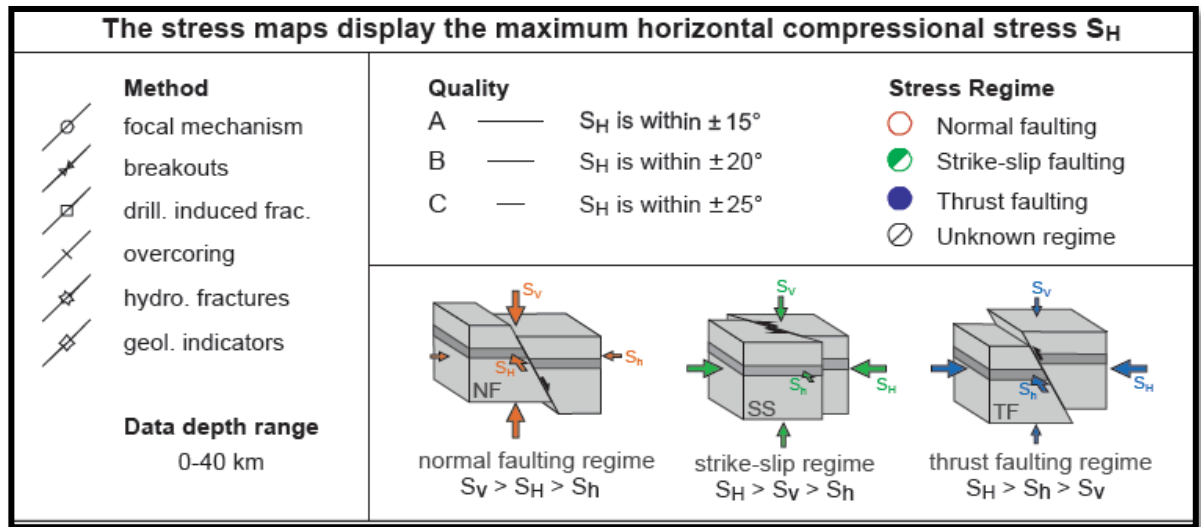
Fuente: World Stress Map 2003.

**Tabla 10. Criterio de Clasificación en el Mapa Mundial de Esfuerzos (WSM),
en Orden de Decrecimiento de Confiabilidad de A – E, Donde s.d. es la
Desviación Estándar.**

	A	B	C	D	E
Mecanismo Focal	Solución de ≥ 4 eventos geográficos cercanos, por lo menos 1 de $M > 4$, otros eventos $M > 3$	Solución de un único evento $M > 4.5$ o 2 eventos únicos con $M > 3.5$	Solución de un solo evento $M > 2.5$ y promedio de varios eventos $M > 2$	Solución de eventos aislados o únicos $M < 2.5$	Eventos con los ejes P, T y B inclinados 25° a 40° . Eventos con los ejes P, T inclinados a 40°
Breakout	Identificación de ≥ 10 zonas de breakouts en un pozo con s.d. $\leq 12^\circ$ en una longitud $>$ a 300 m. Promedio de los breakouts en 2 o más pozos eográficamente cercanos, longitud > 300 m y s.d. $\leq 12^\circ$	≥ 6 zonas de breakouts distintas en un solo pozo con s.d. $\leq 20^\circ$ y longitud combinada $>$ 100 m.	≥ 4 zonas de breakouts distintas con s.d. $< 25^\circ$ y longitud combinada > 300 m.	< 4 zonas de breakouts orientados < 30 m de longitud en un solo pozo. Breakouts en un solo pozo con s.d. $\geq 25^\circ$	Pozos donde no es detectada la formación de breakouts. Extrema variación de las direcciones con s.d. $> 40^\circ$
Overcoring	Promedio de medición en ≥ 2 perforaciones con s.d. $< 12^\circ$ cuya profundidad haya sido 2 veces mayor al radio de la excavación a una profundidad > 300 m.	Múltiple medición consistente en ≥ 1 perforaciones cuya profundidad haya sido > 2 veces el radio de excavación s.d. $< 20^\circ$ profundidad > 100 m	Múltiples mediciones realizadas cerca de superficie entre $> 5-10$ m en ≥ 2 sitios muy profundos entre si, s.d. $< 25^\circ$. Múltiples mediciones a una profundidad > 100 m con $20^\circ < \text{s.d.} < 25^\circ$	Toda medición realizada cerca de la superficie con s.d. $> 15^\circ$ y profundidad < 5 m. Múltiples mediciones en profundidad con s.d. $> 25^\circ$	Múltiples mediciones en un solo sitio con s.d. $> 40^\circ$
Fractura hidráulica	≥ 4 datos orientación de hidro fracturas en un solo pozo con s.d. $< 12^\circ$ y profundidades $>$ a 300 m. Promedio de orientación de hidrofracturas en 2 o más pozos geográficamente cercanos.	≥ 3 datos de orientación de hidrofracturas en un solo pozo con s.d. $< 20^\circ$. Orientaciones de hidro fracturas n un solo pozo con $12^\circ < \text{s.d.} < 25^\circ$	Orientación de hidro fracturas en un pozo con $20^\circ < \text{s.d.} < 25^\circ$. Distinta orientación de hidrofracturas que cambian con la profundidad. Se asume válida 1 o 2 orientaciones en un solo pozo	Medición de hidrofracturas en un solo pozo a una profundidad < 100 m	Pozos en los cuales solo se tiene la magnitud del esfuerzo y no la orientación.

Fuente: WORLD STRESS MAP 2003.

Figura 24. Mapa Mundial de Esfuerzos del 2003.



Fuente: World Stress Map 2003.

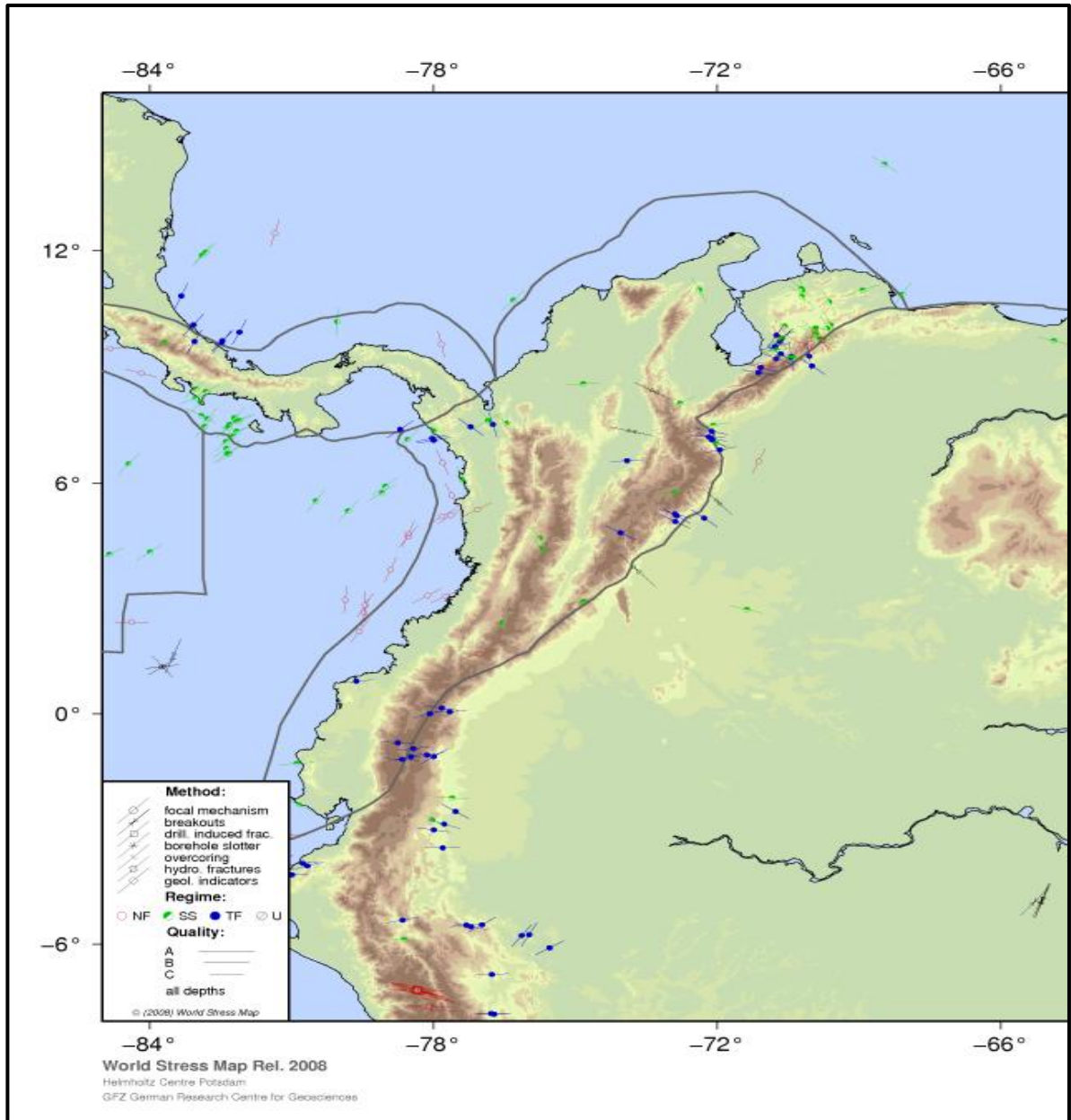
El proyecto de mapa mundial de esfuerzos provee una herramienta en línea (http://dc-app3-14.gfzpost.de/pub/casmo/content_frames/stress_maps_frame.html) para la elaboración de nuestro propio mapa de esfuerzos utilizando la herramienta CASMO.

CASMO es una herramienta web basada en HTML que nos permite crear nuestro propio mapa de esfuerzos usando la base de datos del WSM. CASMO crea mapas con los datos de orientaciones de los esfuerzos disponibles para la zona en cuestión. Se puede seleccionar el tipo de indicador de esfuerzo o la calidad de los datos. Las características adicionales como topografía, ríos etc., se pueden agregar.

CASMO también genera un archivo pdf con las referencias originales de los datos de esfuerzos utilizados.

Ejemplo: General el mapa de esfuerzos disponibles para Colombia (Figura 25) utilizando la herramienta CASMO.

Figura 25. Mapa de Esfuerzos para Colombia.



Fuente: www.world-stress-map.org/

3.2 TÉCNICAS DE LABORATORIO^{1,9,32,33}

A continuación se presentan algunas de las técnicas de laboratorio más usadas para la determinación de esfuerzos in-situ:

3.2.1 Anelastic Strain Recovery (ASR)

Consiste básicamente en la medición de las deformaciones en una muestra de roca cilíndrica que es cortada desde el corazón. Cuando el barril de corazonamiento alcanza la superficie, el proceso de recuperación es monitoreado por varias horas en un equipo especial que controla la temperatura y la humedad, hasta desaparecer la deformación plástica, es decir alcanza la relajación total.

La finalidad de este procedimiento es que durante y después de la extracción de la muestra de roca, esta se relaja de la deformación obtenida durante la depositación y compactación de los sedimentos. La relajación de deformación elástica y la segunda parte la recuperación plástica depende del tiempo. La primera recuperación puede ser observada durante la extracción del núcleo y la medida de la recuperación de deformación puede ser relacionada a los componentes totales de esfuerzos.

La prueba ASR mide la deformación de la roca en seis direcciones que son las orientaciones principales. La orientación de deformación es generalmente asociada al pozo a través de la extracción del núcleo, dos muestras son cortadas de 20 y 30 cm de largo, el diámetro varía de 3 hasta 5 ½ pulgada y son probadas simultáneamente, las orientaciones principales son dadas por los vectores desde la Ec.3.38, que es la matriz para determinar las direcciones de las deformaciones.

$$\begin{array}{ccc}
\varepsilon_{xx}^i & \frac{\varepsilon_{xx}^i - 2\varepsilon_{aa}^i + \varepsilon_{yy}^i}{2} & \frac{\varepsilon_{zz}^i - 2\varepsilon_{bb}^i + \varepsilon_{xx}^i}{2} \\
\frac{\varepsilon_{xx}^i - 2\varepsilon_{aa}^i + \varepsilon_{yy}^i}{2} & \varepsilon_{yy}^i & \frac{\varepsilon_{yy}^i - 2\varepsilon_{cc}^i + \varepsilon_{zz}^i}{2} \\
\frac{\varepsilon_{zz}^i - 2\varepsilon_{bb}^i + \varepsilon_{xx}^i}{2} & \frac{\varepsilon_{yy}^i - 2\varepsilon_{cc}^i + \varepsilon_{zz}^i}{2} & \varepsilon_{zz}^i
\end{array} \quad 3.38$$

Sin embargo algunos autores hacen alusión a la deformación parcial como Voight (1968) quien primero sugirió que la suposición de recuperación parcial de la deformación es proporcional a la recuperación de la deformación total y que una estimación del estado de esfuerzo In-Situ en profundidad puede ser orientado del núcleo inmediatamente en su retiro desde el hueco perforado, él notó que había una justificación empírica para considerar que la recuperación de la deformación plástica es proporcional a la recuperación total y relacionó el estado del esfuerzo in-situ. Si la roca es isotrópica o transversalmente isotrópica, homogénea en profundidad, la recuperación del comportamiento es linealmente viscoelástico, la deformación de alivio a lo largo de la dirección de la deformación principal será uniforme con el tiempo y la dirección de la deformación principal de alivio determinada sobre un intervalo de tiempo dado corresponderá a las condiciones iniciales de la deformación in-situ.

Otro autor como Blanton ha considerado dos casos para la determinación de los esfuerzos In-Situ y son las siguientes:

- La recuperación del núcleo es isotrópica.
- La recuperación del núcleo es transversalmente isotrópica.

Para el primer caso las siguientes suposiciones fueron realizadas:

- La viscosidad de la roca puede ser caracterizada por un parámetro de viscoelasticidad (el creep compliance o el modulo de relajación).
- La muestra de roca es homogénea y linealmente viscoelástica.

- La relación de Poisson es independiente del tiempo.
- Los esfuerzos In-situ son instantáneamente removidos.

Si las suposiciones anteriores son validas, las magnitudes de los esfuerzos principales pueden ser calculados si se conocen los siguientes parámetros:

- La recuperación de las 3 principales deformaciones.
- La relación de Poisson.
- El esfuerzo de overburden.

El segundo caso es proyectado para representar una roca cuyas propiedades mecánicas son perpendiculares a la estratos y son diferentes, en este caso el parámetro de viscoelásticidad es menor y suma para los requerimientos del primer caso, el de isotrópica, y necesario para calcular la magnitud de los esfuerzos In-situ. Blauton y Teufel incluyeron el efecto de presión de poro en el modelo de recuperación de viscoelasticidad.

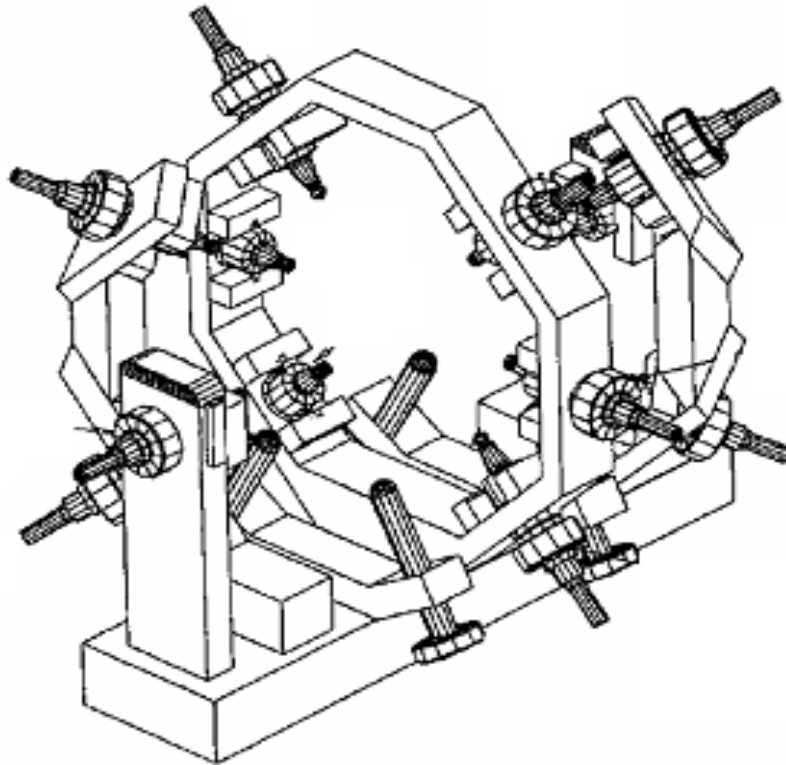
Procedimiento

- Después de la extracción del núcleo, seis traductores de desplazamiento horizontal y uno vertical son puestos alrededor del núcleo. Para evitar los efectos de la evaporación de los fluidos y para estabilizar la temperatura de la muestra; el equipo, el núcleo y todos los traductores son puestos en un baño de aceite, el equipo es puesto también en horno automático y se muestra en la figura 26.
- Todos los datos dados por los traductores y los sensores termales son registrados y digitalizados. En la Figura 27. se muestra una grafica de deformación de la muestra contra tiempo, los puntos A y B muestran la deformación elástica instantánea cuando el núcleo es cortado t_0 , B y C es la relajación durante la recuperación (t_0-t_1) , (t_1-t_2) es el periodo de obtención

del ASR.

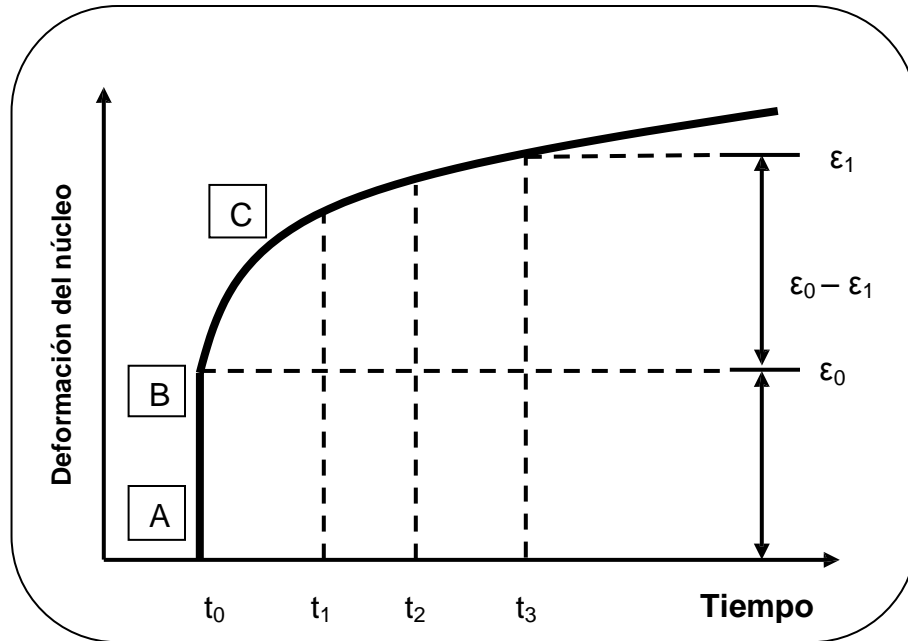
- La orientación de los esfuerzos principales son determinados directamente desde la orientación de la deformación principal registrada.

Figura 26. Equipo ASR



Fuente: M. Bloch, S.M.S. Freitas y M. Socorro. "In-Situ Stress Determination Based Upon Borehole Imaging and Rock-Sample Analyses: A Comparison Among Anelastic Recovery (ASR), Acoustic Velocity, and Acoustic Tomography". SPE 94919.

Figura 27. Grafica de Deformación del Núcleo vs. Tiempo.



Fuente: M. Bloch, C. A. M Siquiera, F. H. Ferreira y J. C. J. Conceicao. "Techniques for Determining In-Situ Stress Direction and Magnitudes". SPE 39075.

Determinación de los Esfuerzos Horizontales

Para calcular las magnitudes de los esfuerzos horizontales principales se requieren los datos de las recuperaciones de las deformaciones de la muestra, las propiedades mecánicas de la roca como el módulo elástico y la relación de Poisson de cada núcleo en función de la orientación y presión de confinamiento. Las propiedades elásticas son determinadas en la prueba de compresión triaxial inconfiada a 10 MPa de presión de confinamiento debido a que esta presión es aproximadamente a la de la roca In-Situ.

También se utiliza el modelo de viscoelasticidad que fue desarrollado por Blanton y Teufel, y es el modelo transversalmente isotrópico que usa las Ec.3.39 y 3.40 para determinar los esfuerzos horizontales.

$$\sigma_H = \alpha \sigma_{ev} \frac{1 - \alpha v_2^2 \Delta \varepsilon_H + v_1 + \alpha v_2^2 \Delta \varepsilon_h + v_2}{1 + v_1} \frac{1 + v_1 \Delta \varepsilon_v}{1 - v_1 \Delta \varepsilon_v + \alpha v_2^2 \Delta \varepsilon_H + \Delta \varepsilon_h} + \alpha P_o \quad 3.39$$

$$\sigma_h = \alpha \sigma_{ev} \frac{1 - \alpha v_2^2 \Delta \varepsilon_h + v_1 + \alpha v_2^2 \Delta \varepsilon_H + v_2}{1 + v_1} \frac{1 + v_1 \Delta \varepsilon_v}{1 - v_1 \Delta \varepsilon_v + \alpha v_2^2 \Delta \varepsilon_H + \Delta \varepsilon_h} + \alpha P_o \quad 3.40$$

Donde en las Ecuaciones 3.39 y 3.40, $\Delta \varepsilon_H$, $\Delta \varepsilon_h$, $\Delta \varepsilon_v$ son los diferenciales de las magnitudes principales de recuperación de deformación, σ_{ev} es el esfuerzo vertical efectivo, αP_o es la presión de poro efectiva, α es la relación de creep compliance en la dirección horizontal y vertical, v_1 y v_2 son relaciones de Poisson en la dirección vertical y horizontal, respectivamente. Usando estas ecuaciones se asume que las propiedades del material son simétricas en el eje de la dirección vertical y el eje es paralelo a uno de los esfuerzos principales, el overburden y este esfuerzo se puede calcular de la carga gravitatoria. Esta suposición se hace aunque el pozo este inclinado. El esfuerzo efectivo vertical se puede calcular de la siguiente ecuación:

$$\sigma_{ev} = \sigma_v - \alpha P_o \quad 3.41$$

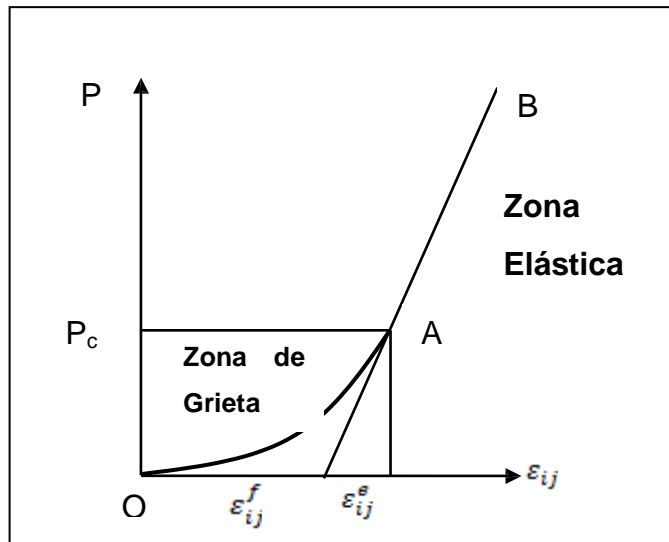
Donde σ_v es el esfuerzo vertical total y se calcula multiplicando el gradiente de overburden por la profundidad, P_o se determina de las pruebas de pozo, α se asume igual a 1, α es la relación creep compliance y se determina desde la relación del modulo elástico en la dirección horizontal ε_2 y el modulo elástico en la dirección vertical ε_1 en la rata de la prueba de deformación y $a = \varepsilon_2/\varepsilon_1$.

3.2.2 Differential Strain Curve Analysis (DSCA)

Este método fue hallado en el trabajo por Simmons et al 1974 y dice que para muchas rocas bajo la compresión de las deformaciones vs la curva de presión consiste en segmentos lineales separadas por diferentes inclinaciones

discontinuas y la medida representada en una dirección que tomada la forma generalmente de la Figura 28. donde estas son dos segmentos lineales distintos separadas por una zona donde la inclinación cambia continuamente.

Figura 28. Curva de Esfuerzo-Deformación de la Prueba de Laboratorio DSA.



Fuente: P.J. Perreau, O. Heugas y F.J. Santarelli. "Test of ASR, DSCA, and Core Discing Analyses to Evaluate In-Situ Stress". SPE 17960.

La posición de la zona de transición de la curva de deformación entre la parte lineal se relaciona para las presiones In-Situ. La agudeza con que esa transición tomada en ese lugar es aparentemente como una función de la mineralogía de la roca, por ejemplo la roca cristalina generalmente producirá un punto de ruptura notable, considerando que las rocas sedimentarias usadas en este estudio fueron producidas en zonas transitoriamente largas, probablemente debido a la buena litificación de los sedimentos. En este caso la deformación en el punto de ruptura puede ser usado para determinar directamente los esfuerzos In-Situ, que vale la pena el cambio de transición de la posición de las curvas que representan las diferentes direcciones en la misma roca. Este cambio será esperado con la curva que entra en la transición más temprana donde representan los esfuerzos in-situ más pequeños.

La primera parte de la línea tiene una pendiente inclinada porque las fracturas únicamente son parcialmente cerradas. La última parte lineal representa la compresibilidad intrínseca de los constituyentes minerales en la matriz de la roca después de todas las fracturas y más el espacio del poro son cerrado. Eso puede ser expresado como la relación de $\Delta\varepsilon$ para ΔP o como la inclinación β de la parte lineal de la curva. Los puntos X y Y son falsos en la primera parte de la curva de deformación y son representadas por los valores de (P_x, ε_x) y (P_y, ε_y) . Los valores de ε'_x y ε'_y son los interceptos de la presión de cero obtenidos por la proyección lineal paralelo a la inclinación de la compresibilidad a través del punto X y Y. La cantidad $(\varepsilon'_y - \varepsilon'_x)$ es el cambio de la deformación que ocurre sobre el rango de presión $(P_y - P_x)$ causado por el cierre parcial o total de las falsas fracturas que donde abre en $P < P_x$.

También realizó una investigación el autor el Strickland en 1979 en la generación de cantidades de fracturas causa por daños en el proceso de recuperación del núcleo. La prueba fue usada en el estudio porque puede determinar los siguientes parámetros:

- La compresibilidad lineal y volumétrica como una función de la presión.
- La deformación asociada con las fracturas de una particular presión de cierre.
- La orientación de las fracturas con la particular presión de cierre.

Durante el estudio temprano él llegó a que la prueba puede ser una fuerte y directa correlación de las fracturas generadas en la matriz de la roca y el campo de esfuerzos original In-Situ. Él ordenó y modificó el DSA para predecir los esfuerzos in-situ y dijo que cuatro suposiciones se necesitan para hacer las pruebas. Las suposiciones son las siguientes:

- Todas las microfracturas se generan debido a la descarga de los esfuerzos in-situ.

- La cantidad suficiente de microfracturas se generan al azar en todas las interpretaciones de las direcciones de las deformaciones principales.
- Para un material isotrópico, las relaciones de deformación principales son similares a las relaciones de los esfuerzos in-situ efectivos, las magnitudes de los esfuerzos puede ser deducido desde el suministro de la deformación que uno de los esfuerzos principales es disponible.

Para una muestra ideal isotrópica, la relación de presión-deformación, o compresibilidad, es la misma en cualquier dirección. Sin embargo, la muestra del núcleo del yacimiento, cuyos esfuerzos In-Situ no son hidrostáticos, pueden exhibir compresibilidad anisotrópica. La reducción máxima ocurre a lo largo de la dirección del esfuerzo mínimo horizontal, probablemente como el resultado preferencialmente en la orientación de las microfracturas.

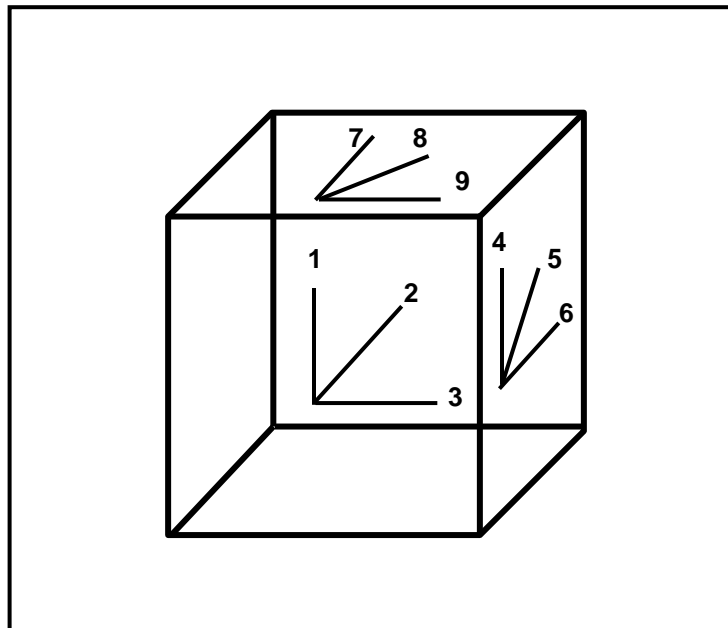
Procedimiento

La preparación de la muestra ha sido estandarizada después de investigar las configuraciones de diferentes medidores de deformación. Primero el cubo es cortado cuidadosamente para evitar la generación de fracturas extensas y es aproximadamente 1-1/2" de cada lado. Se debe tener cuidado en conservar las referencias de las orientaciones. Es importante que todas las caras estén en los ángulos rectos para simplificar el análisis de los datos.

Entonces en cada uno de tres caras que rodean una esquina común, una lamina del medidor de deformación de rosette que incluye 3 medidores a 45 grados de distancia y un medidor montado como se muestra en la Figura 29. El medidor solo es montado perpendicularmente en el medio del medidor de rosette. La configuración de cuatros medidores que permiten la selección de 2 o más rosette que se despliegan para calcular el campo de esfuerzos en ese plano, esto aumenta la exactitud y proporciona un apoyo en caso de que uno

de los medidores falle. Los rosettes se alinean paralelo a los bordes del cubo. Para conseguir la deformación en el punto, los rosettes son montados cerca al punto 0, pero ninguno más cerca que 1/8" al borde del cubo para evitar los efectos del borde. Después de alambrear, la muestra es secada y es introducida en una vasija limpia donde la chaqueta es flexible e impermeable para impedir la entrada de la presión en medio de las fracturas de la muestra. La muestra se seca 120 °F con una calefacción lenta y una tasa refrescante. El cubo junto con una de sílice fundida estándar, entonces se carga en el vaso de presión y se sujeta a una presión hidrostática total de 100 a 140 Mpa, dependiendo de la profundidad del núcleo. La presión hidrostática total se logra iniciando incrementos pequeños de 1 - 3 Mpa y incrementos más grandes de 5-10 Mpa. Las curvas de esfuerzo-deformación son registradas, comparadas con la muestra de sílice fundida y cualquier desviación es eliminada. Finalmente, las curvas son trazadas y enumeradas.

Figura 29. Posición de los Medidores en la Muestra.



Fuente: P.J. Perreau, O. Heugas y F.J. Santarelli. "Test of ASR, DSCA, and Core Discing Analyses to Evaluate In-Situ Stress". SPE 17960.

Determinación de los Esfuerzos

Este método de laboratorio puede ser usado para obtener la intensidad y dirección del estado completo del esfuerzo de una muestra cúbica cortada de un núcleo orientado. El concepto se basa en que el núcleo contiene microfracturas que se han generado al liberarse al estado del esfuerzo y es posible medir la deformación debido al cierre de las microfracturas y por consiguiente para obtener los esfuerzos que los han generado. Este método enumera algunas observaciones que llevan las siguientes suposiciones:

- Si la porosidad es alta entonces la intensidad de las microfracturas son altas en el núcleo.
- Si el módulo de Young es alto entonces la intensidad de las microfracturas son bajas en el núcleo.
- Si la energía de superficie es alta entonces la intensidad de las microfracturas son bajas en el núcleo.

Las primeras dos observaciones indican que la intensidad de este fenómeno es más alta para rocas que contienen las fallas y que no es demasiado estable (la porosidad alta, el módulo Young no es demasiado alto). Afortunadamente, éste es el caso para yacimiento de rocas como las areniscas y los carbonatos fracturados.

También puede notarse que la deformación debido al esfuerzo no es generalmente isotrópico considerando que la distribución de fallas se supone inicialmente al azar y la relajación del núcleo confirma esa anisotropía. Las siguientes suposiciones están justificadas:

- La orientación e intensidad de las microfracturas son controladas por las direcciones principales y los valores principales del tensor de esfuerzo

efectivo.

- La primera aproximación de una ley lineal puede asumirse entre la deformación debido a las microfracturas y el tensor de esfuerzo efectivo definidos de la siguiente manera:

$$\sigma_e = \sigma - \alpha P_o \quad 3.42$$

En este método el núcleo se recarga hidrostáticamente, lo que habilita la deformación debido al cierre de las microfracturas para ser medido como se ilustra en la Figura 29. En esta curva de deformación de presión teórica, una parte no-lineal puede verse (OA) al principio. Esto corresponde al cierre gradual de las microfracturas hasta que la presión (P_A) es alcanzada. A este punto todas las microfracturas están cerradas y un comportamiento elástico es observado (AB).

En cualquier punto de la curva, la deformación puede ser dividida en una parte debido al cierre de microfracturas (ϵ^f) y una parte debido al comportamiento elástico (ϵ^e) según las suposiciones, el tensor de la deformación ϵ^f se relaciona con el tensor de esfuerzo efectivo σ^* y se muestra la siguiente ecuación:

$$\sigma_e = \gamma \epsilon^f \quad 3.43$$

Para calcular la constante γ otra suposición es necesaria, es decir que el de esfuerzo vertical es igual al peso de las capas de la sobrecarga (ningún componente tectónico vertical), según esta suposición se tiene la siguiente ecuación:

$$\sigma_v = \sigma_{zz}^* = \rho_m g z - \alpha P_o = \gamma \epsilon_{zz}^f \quad 3.44$$

Conociendo la constante γ y podemos determinar los esfuerzos horizontales con las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_H = \sigma_{xx}^* = \gamma \varepsilon_{xx}^f \quad 3.45$$

$$\sigma_h = \sigma_{yy}^* = \gamma \varepsilon_{yy}^f \quad 3.46$$

4. METODOLOGÍA GENERAL PARA EL CÁLCULO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS

La evaluación y el conocimiento de los Esfuerzos In-Situ tienen un papel importante en la industria de los Hidrocarburos, ya que estos nos permiten hacer frente a un amplio rango de problemas que son encontrados durante el ciclo de vida del yacimiento.

Una gran parte del dinero que conlleva a desarrollar un campo, es gastado en la perforación de pozos. Al momento de la perforación de un pozo se pueden presentar problemas de inestabilidad, dicha inestabilidad es afectada por los Esfuerzos In-Situ y otros factores como la presión del pozo, las propiedades del lodo y la temperatura.

Un aspecto de suma importancia sobre la estabilidad de los pozos se presenta cuando la perforación se realiza en ambientes de esfuerzos activos, lo que eleva los costos a causa de eventos imprevistos como pérdida de circulación, colapso del pozo, pega de tubería.

En actualidad la industria petrolera, en especial las empresas operadoras y de servicios se ven obligadas a la necesidad de estimar los esfuerzos In-Situ y su impacto en los costos de perforación, completamiento, producción, trabajos de workover y EOR, ya que con el conocimiento de los esfuerzos se pueden reducir notablemente los costos y problemas especialmente en la fase de perforación.

El objetivo de esta tesis es proporcionar una metodología lógica para la evaluación de los esfuerzos in-situ. Dicha aplicación de la metodología será función de la cantidad y calidad de datos disponibles para la evaluación de los esfuerzos.

En los capítulos anteriores se definieron las principales técnicas existentes para la medición de la magnitud y orientación de los esfuerzos in-situ en la figura 30 se presenta un esquema con las principales técnicas.

En la figura 30 tenemos que:

- La **orientación** del σ_H es paralela a las fallas de tensión (Fracturas de tensión en la pared inducidas durante la perforación) y perpendicular a las fallas de compresión (breakouts), las cuales dan la orientación.
- La **magnitud** del σ_h puede ser determinada de las Pruebas Integridad de Presión (PIT) o de correlaciones como Hubbert & Willis, Matthews & Kelly, Breckels & Van Eekelen y Holbrook, Maggiori et al.
- La **magnitud** del σ_v se calcula basada en los datos de densidad de varios pozos representativos o mediante el cálculo del gradiente de sobrecarga de Eaton.
- La **magnitud** σ_H es una tarea muy complicada y generalmente se calcula en base a correlaciones. El conocimiento del σ_h , del σ_v y las fallas de pozo son usados para obtener el rango posible de la magnitud del σ_H .

Registros

- Registros Caliper
- Registros sínicos:
 - ✓ UBI (Ultrasonic Borehole Imager)
 - ✓ BHTV (Borehole Tele Viewer)
- Registros resistivos:

- ✓ FMS (Formation Micro Scanner)
- ✓ FMI (Formation Micro Imager)

En el siguiente diagrama de flujo, se desarrolla el procedimiento lógico que se sugiere cuando se desea evaluar los Esfuerzos In-situ de un pozo o campo en función de la calidad y cantidad de información disponible (Figuras 31 y 32).

Figura 30 Modificado y Adaptado de: The Integrated Stress Measurement Strategy (ISMS) Outlined by Zoback et al. (1993) and Brudy et al. (1997)

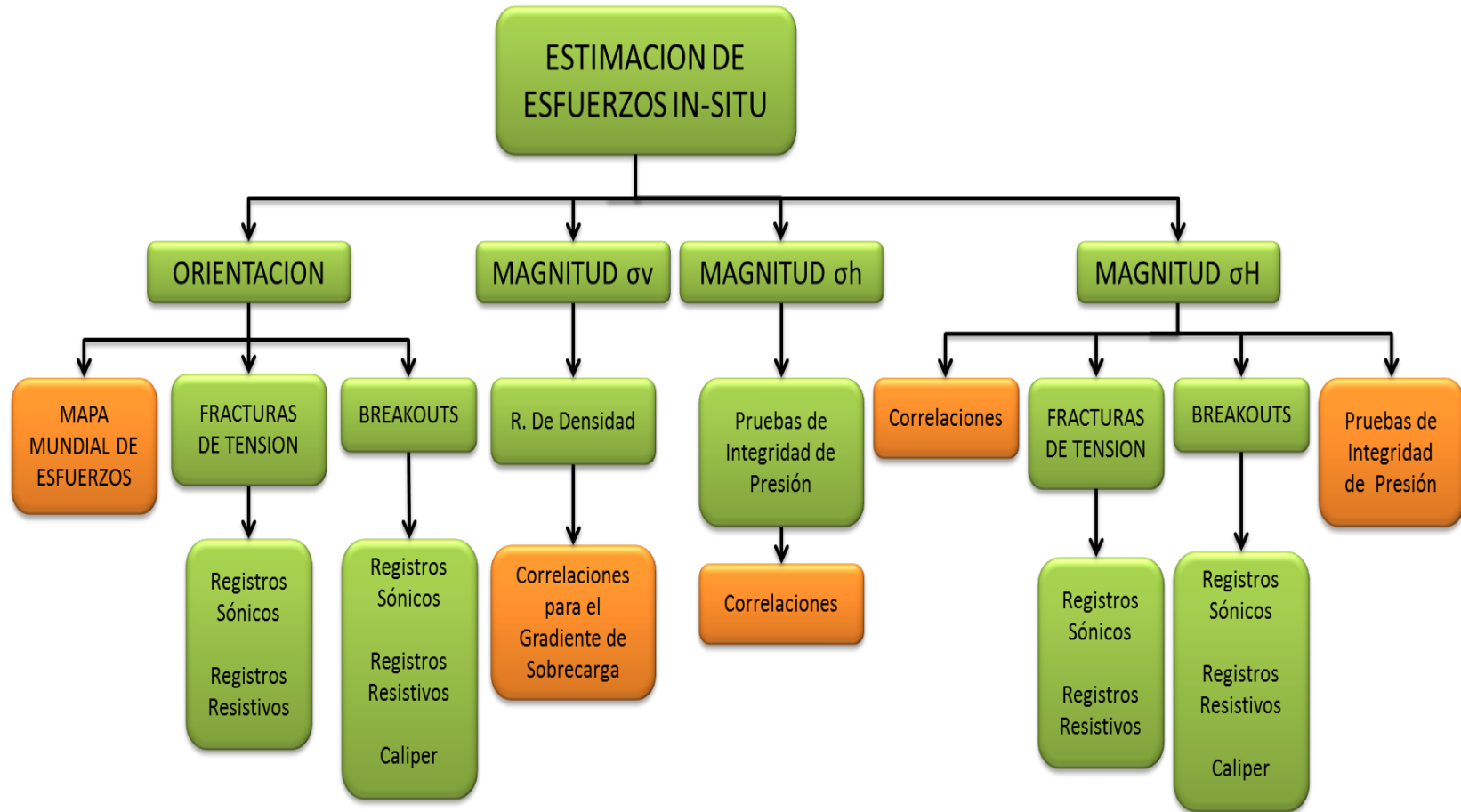


Figura 31. Diagrama de Flujo, para Aplicar la Metodología Desarrollada.

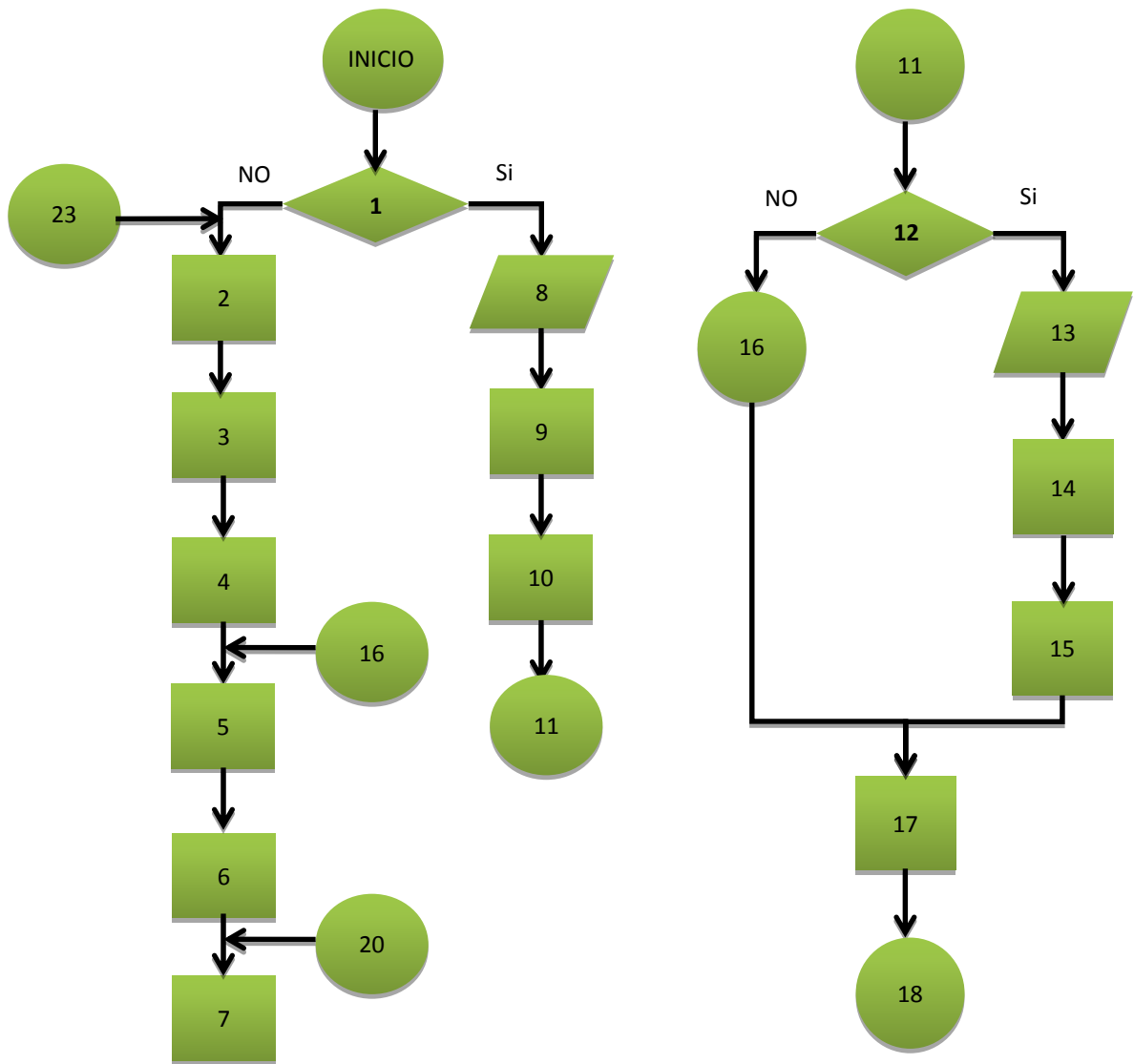
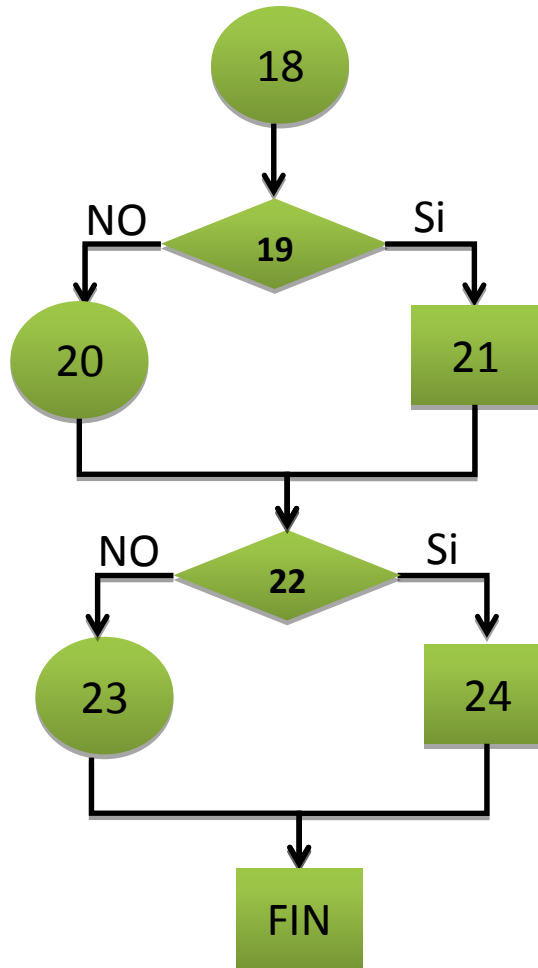


Figura 32. Diagrama de Flujo.



Para el cálculo de los esfuerzos horizontales requiero conocer o tener un estimado de la presión de poro. Para ello debo emplear alguna de las correlaciones para el cálculo de la misma.

1. ¿El área a evaluar ha sido explorada?
2. Recurrir al mapa mundial de esfuerzos para obtener un estimado de la orientación de los esfuerzos en las zonas cercanas.
3. Estimar la magnitud de los tres esfuerzos principales a partir de las correlaciones existentes.
4. Determinar la magnitud del σ_v a partir del gradiente de sobrecarga de Eaton.

5. Para el cálculo de los esfuerzos horizontales requiero conocer o tener un estimado de la presión de poro. Para ello debo emplear alguna de las correlaciones para el cálculo de la misma.
6. Calcular la magnitud del σ_h a partir de alguna de las siguientes correlaciones según convenga:
 - Hubbert & Willis, Ec.3.31
 - Matthews & Kelly, Ec.3.32
 - Eaton, Ec.3.33
 - Breckels & Van Eekelen, Ec.3.34 y Ec.3.35
 - Holbrook et al. Ec.3.36
7. Determinar la magnitud del σ_H mediante la Ec.3.17
8. Recopilar y clasificar la información disponible para el área.
9. La magnitud del σ_v se calcula a partir de la información extraída de los registros de densidad. Capítulo 3.
10. Cálculo de la magnitud del σ_h .
11. Conector
12. ¿Se cuenta con Pruebas de Integridad de Presión (PIT's)?
13. ¿Cuáles?
14. Si cuento con Pruebas de Integridad de Formación (FIT's); solo puedo determinar el límite del σ_h .
15. Si cuento con Prueba de Leak-Off (LOT), Prueba de Leak-Off Extendido (ELOT) o Fracturamiento Hidráulico; puedo determinar la magnitud.
16. Debo calcularlo con las correlaciones del paso 6.
17. Cálculo de la magnitud del σ_H .
18. Conector
19. ¿Cuento con información de Fracturas inducidas durante la perforación (Registros ultrasónicos o de resistividad como UBI, BHTV, FMS o FMI),

- Breakouts (Registros Caliper, ultrasónicos o de resistividad como UBI, BHTV, FMS o FMI) o Pruebas de Integridad de Presión?
20. Debo calcularlo con las correlaciones del paso 7.
 21. Determino la magnitud con la técnica disponible
 22. Determinación de la orientación de los esfuerzos. ¿Cuento con información de Fracturas inducidas durante la perforación (Registros ultrasónicos o de resistividad como UBI, BHTV, FMS o FMI) o Breakouts (Registros Caliper, ultrasónicos o de resistividad como UBI, BHTV, FMS o FMI)?
 23. Puedo recurrir al Mapa Mundial de Esfuerzos para obtener un estimado de la orientación de los esfuerzos.
 24. Analizo las imágenes de pozo suministradas por la técnica disponible y determino la orientación de los esfuerzos.

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA PARA EL CÁLCULO DE ESFUERZOS

En este capítulo se aplica la metodología descrita en el capítulo 4. En la primera parte se calcularán los tres esfuerzos principales asumiendo que la región a evaluar no ha sido explorada y en la segunda parte con toda la información disponible, para así poder comparar la fiabilidad de los esfuerzos calculados a partir de las correlaciones.

La región a la cual se le va a aplicar la metodología es la cuenca del piedemonte llanero (Campo Cupiagua).

La cuenca de los llanos orientales es una cuenca asimétrica, localizada al este de los andes y hace parte de las cuencas Subandinas de antepaís, como se puede observar en la Figura 33.

La cuenca se orienta en dirección Suroeste-Noreste y se extiende unos 100 kilómetros al norte y sur del pueblo de Yopal (Casanare), hasta Venezuela y esta separada de la cuenca de Barinas por el arco de Santa Barbara y hacia el sur se encuentra separada de la cuenca del putumayo por el arco de la macarena-Guaviare. La cuenca se encuentra limitada al oeste por el sistema de fallas de Guaicaramo y al este por el sistema de fallas de Yopal-Borde Llanero³⁸.

Figura 33. Mapa de Ubicación de la cuenca del Piedemonte Llanero



Fuente: WELL Review. Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.

A continuación se presenta un resumen del historial de perforación de los pozos escogidos para aplicar la metodología.

5.1 RESUMEN DE LA PERFORACIÓN POZO B-2ST¹⁴

El pozo B-2ST fue uno de los dos sidetrack que se efectuaron en el pozo B-2 con el objetivo de evaluar la estructura Sur del Campo Cupiagua. El pozo fue comenzado a perforar el 1 de septiembre del 96 hasta una profundidad de 16526 ft MD. El pozo inicialmente comenzó como B-2 y fue planeado de tal manera que se llegara al tope de la Formación Mirador con un casing de 13 3/8” desde el tope de la Formación Carbonera C1; pero debido a los problemas de inestabilidad que se presentaron especialmente en las formaciones Carbonera C6, C7, C8 y la formación cuervos esto no se pudo lograr. Precisamente

debido a estos problemas mecánicos y de inestabilidad hubo la necesidad de efectuar las dos operaciones de sidetrack. Sin embargo los problemas de pozo continuaron ocasionando daños en el casing de 13 3/8", para lo cual se decidió colocar un casing de 9 5/8" en el tope Formación carbonera C5. Mientras se estaba perforando Carbonera C7 a 13416 ft se atravesó una zona sobre presurizada, en la cual hubo la necesidad de aumentar el peso del lodo hasta 15.1 ppg para controlar el pozo. Debido a la incertidumbre geológica, los problemas de pozo y daño en el casing de 9 5/8" continuaron por lo tanto se decidió utilizar un Liner de 7" en el tope de la Formación Mirador.

5.2 RESUMEN DE LA PERFORACIÓN POZO Q-6¹⁴

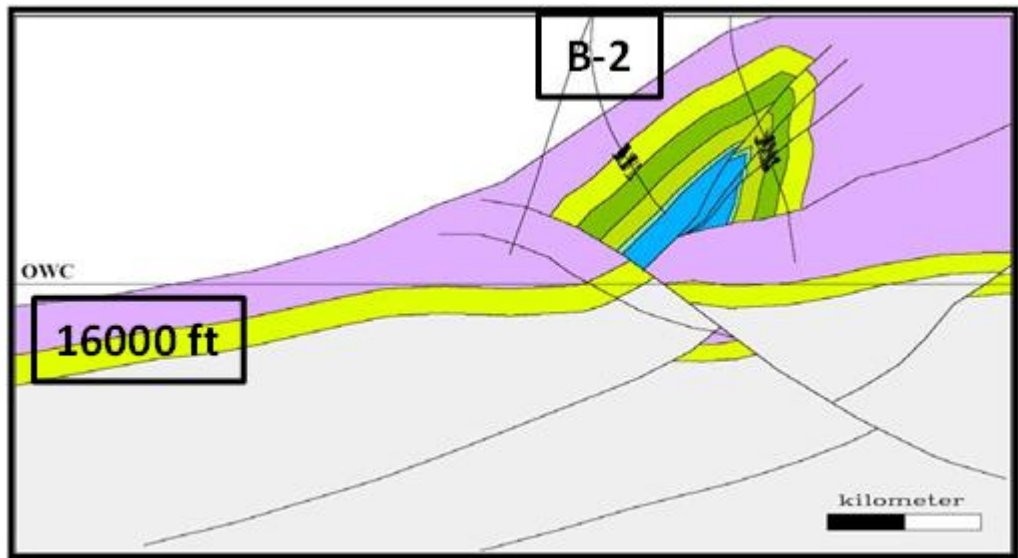
El pozo Q-6 fue planeado a ser perforado en 202 días con un costo total de 20.24 millones de dólares en la etapa de desarrollo del campo Cupiagua, con el fin de precisar el contacto agua-petróleo para las secciones productoras, además se perforó para que funcionara como pozo productor. En este pozo luego de cumplir con los objetivos iniciales, se bajó revestimiento de fondo (Liner) de 7" y se decidió seguir perforando con 6" para probar el modelo geológico del campo. El objetivo no se cumplió, ya que los problemas de inestabilidad (cavings, pega tubería, baja limpieza del hueco) en C-7 y C-8 no pudieron ser manejados y el pozo debió ser abandonado después de perforar un sidetrack.

5.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DE LOS POZOS B-2ST Y Q-6¹⁴

La estructura de estos pozos es un anticlinal compresivo formado por las fallas de cabalgamiento que involucran rocas del cretáceo y terciario. El anticlinal esta acuñado y limitado por debajo y al sureste por la falla Cupiagua. Las

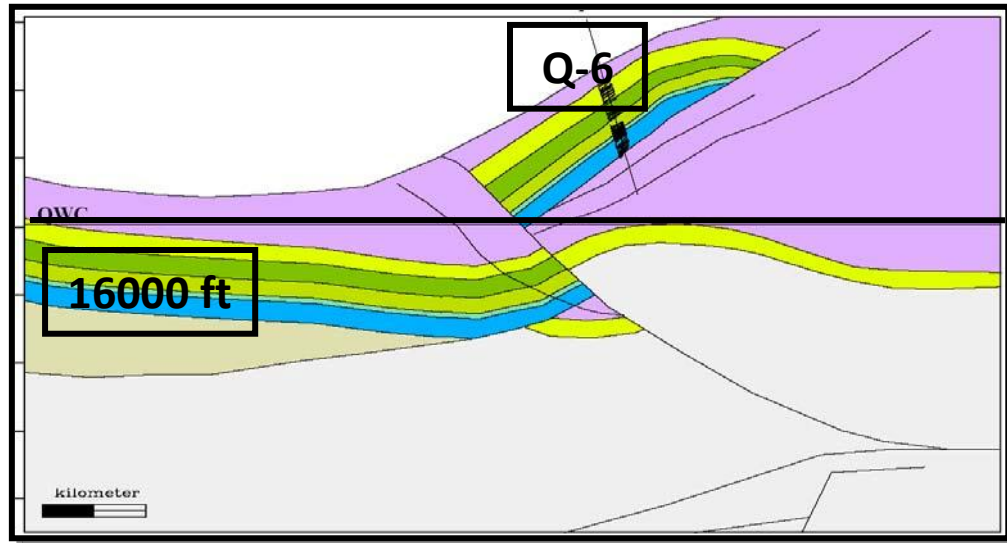
formaciones reservorio forman un anticlinal en dirección Noreste a Suroeste, con una pendiente estructural mayor hacia el Noreste y truncamiento del flanco sureste contra la falla Cupiagua. El anticlinal cabecea hacia el Noreste-suroeste y el cierre de la estructura esta controlado por las fallas que limitan la estructura. El área de interés (ubicación de los pozos B-2ST y Q-6) está en el anticlinal fallado que se encuentra en la zona media de las estructuras mencionadas como se muestra en las Figuras 34 y 35.

Figura 34. Interpretación Estructural del pozo B-2 st1



Fuente: WELL Review Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.

Figura 35. Interpretación Estructural del Pozo Cupiagua Q-6.



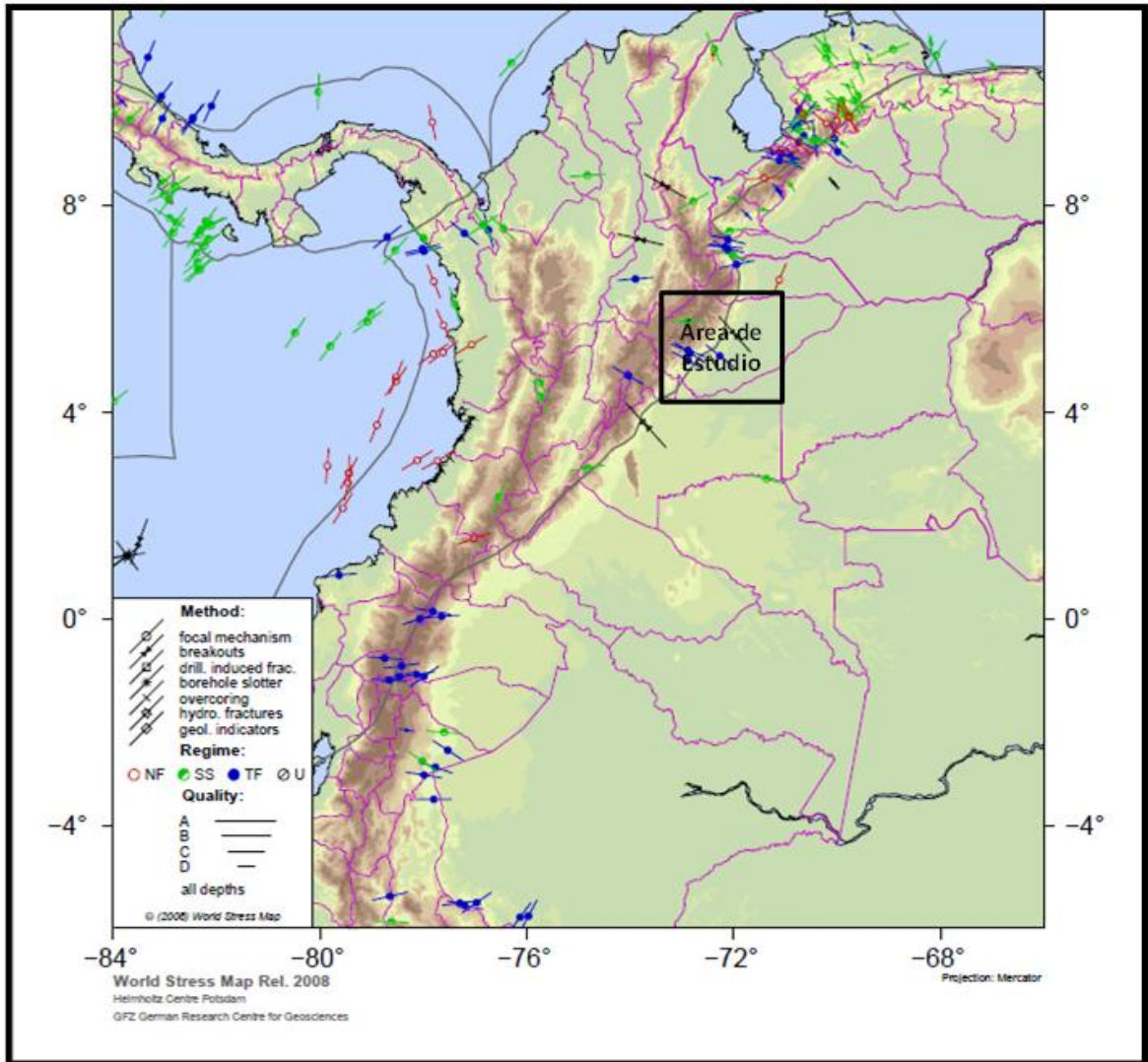
Fuente: WELL Review Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.

5.4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ASUMIENDO QUE NO SE DISPONE DE INFORMACIÓN.

5.4.1 Estimar la Orientación de los Esfuerzos Mediante el Mapa Mundial de Esfuerzos.

Se estimó una orientación aproximada del esfuerzo horizontal máximo mediante el Mapa Mundial de Esfuerzos (Figura 36). El mapa para la zona fue construido previamente utilizando la herramienta software CASMO en el sitio web (http://dc-app3-14.gfz-potsdam.de/pub/casmo/content_frames/stress_maps_frame.html).

Figura 36. Mapa de Esfuerzos para Nuestra Zona de Interés.



Fuente: www.world-stress-map.org/

Descargamos la base de datos del mapa mundial de esfuerzos para buscar los datos de orientación del esfuerzo máximo correspondientes a nuestra región, encontrando los siguientes resultados (Tabla 11).

Tabla 11. Información de Orientación del Esfuerzo Horizontal Máximo.

Identificación	Latitud [Deg]	Longitud [Deg]	Azimut [Deg]	Calidad	Localidad	País
CBIA19	5	-72,4	150	D	Cusiana	Colombia
CBIA2	7,35	-73,8	104	B	Montoyas#1	Colombia
CBIA32	4,72	-74,04	120	C	Eastern Cord	Colombia
CBIA33	7,21	-72,17	95	C	Tachira State	Colombia
CBIA34	8,13	-72,47	118	C	Tachira State	Colombia
CBIA4	3,76	-73,7	138	A	Llanos #1	Colombia

Tomado de: www.world-stress-map.org

5.4.2 A continuación se va a calcular la magnitud del σ_v (Tabla 12) a partir de la grafica de Eaton (Figura 22).

Tabla 12. Estimación del Esfuerzo Vertical para los Pozos B-2ST y Q-6, Empleando la Correlación del Gradiente de Sobrecarga de Eaton.

Profundidad [ft]	G_{sc} Eaton [psi/ft]	σ_v [psi]
3000	0,880	2640
4000	0,890	3560
5000	0,910	4550
6000	0,920	5520
7000	0,925	6475
8000	0,930	7440
9000	0,940	8460
10000	0,950	9500
11000	0,955	10505
12000	0,960	11520
13000	0,965	12545
14000	0,970	13580
15000	0,975	14625
16000	0,980	15680
17000	0,985	16745

5.4.3 A continuación se va a calcular la magnitud del σ_h (Tabla 13) con la correlación de Hubbert & Willis. Los valores de presión de poro se asumirán como valores conocidos.

Tabla 13. Estimación del Esfuerzo Mínimo Horizontal a Partir de la Correlación de Hubbert y Willis, Pozos B-2ST y Q-6.

Profundidad [ft]	P _o [psi]	σ _v [psi]	σ _h [psi]	Gradiente [psi/ft]
11000	6001,8	10505	7352,7	0,67
12000	6418,4	11520	7948,8	0,66
13000	6660,2	12545	8425,6	0,65
14000	6666,6	13580	8740,6	0,62
15000	6854,3	14625	9185,5	0,61
16000	7593,0	15680	10019,1	0,63

5.4.4 El σ_H es estimado (Tabla 14) a partir de la Ec.3.17.

Tabla 14. Estimación del Esfuerzo Máximo Horizontal Pozos B-2ST y Q-6.

Profundidad [ft]	σ _h [psi]	σ _H [psi]
11000	7352,7	8823,3
12000	7948,8	9538,6
13000	8425,6	10110,7
14000	8740,6	10488,7
15000	9185,5	11022,6
16000	10019,1	12022,9

5.5 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA CONTANDO CON LA INFORMACIÓN ADECUADA.

5.5.1 Cálculo de la Magnitud del Esfuerzo Vertical (σ_v)

- **Magnitud del Esfuerzo Vertical Para el Pozo B-2ST (Tabla 15)** Las formaciones presentes en este pozo son de base a superficie: formación Guadalupe, la cual no se perforo completamente, solo los miembros superiores, luego siguen las formaciones Barco, Los Cuervos, Mirador y Carbonera (miembros C-8, C-7), este ultimo cortado por una falla que solo afecta el miembro C-7, posterior a esta repetición de C-7 sigue C-6 que es producto de la repetición que causa la falla Yopal, encima de esta falla

sigue la secuencia normal de los Miembro C-7, C-6, C-5, C-4, C-3, C-2, C-1 y formaciones León y Guayabo.

Los datos de densidad de cada litología se trabajaron en unidades gr/cc. Para las formaciones productoras (Mirador, Barco, Guadalupe) se utilizaron datos generalizados de los campos Cusiana y Cupiagua, como fueron los trabajos realizados por A. Bejarano, E. Villegas (1993) y por Fajardo et al. (1997). Los cuales se elaboraron con base en registros density, estos registros tienen en cuenta la porosidad y contenido de fluidos de la formación a la hora de hacer un análisis de la densidad. Para las formaciones no productoras se tomaron los valores de densidad de las mismas litologías de las formaciones productoras.

- ***Magnitud del Esfuerzo Vertical Para el Pozo Q-6 (Tabla 16)*** Las formaciones presentes en este pozo son de base a superficie: Los miembros C-8, C-7 de la formación Carbonera que aparecen a esta profundidad se presentan a los niveles arcillosos del miembro C-7 que sirve como zona de despegue de una falla, luego sigue la formación Guadalupe, la cual no se encuentra completa, como consecuencia de la falla.

Solo están presentes los miembros superiores (Guadalupe Mdst y Sst), luego siguen las formaciones Barco, los Cuervos, Mirador y Carbonera (miembros C-8, C-7), este ultimo cortado por una falla que solo afecta el miembro C-7, encima de esta falla sigue la secuencia normal de los Miembro C-7, C-6, C-5, C-4, C-3, C-2, C-1 y formaciones León y Guayabo.

Tabla 15. Calculo del Esfuerzo Vertical para el Pozo B-2ST.

ESFUERZO VERTICAL EN B-2ST							
FORMACIÓN	UNIDAD	INTERVALO TOPE TVD (ft)	INTERVALO BASE TVD (ft)	Espesor (ft)	Densidad intervalo (gr/cc)	Esfuerzo vertical psi	Esf Sumatoria en la base
GUAYABO		0	3094	3094	2,668	3501,3	3501,3
LEON		3094	6440	3346	2,674	3795,0	7296,4
CARBONERA	C-1	6440	8963	2523	2,665	2852,0	10148,4
	C-2	8963	9887	924	2,679	1049,8	11198,1
	C-3	9887	10435	548	2,665	619,5	11817,6
	C-4	10435	10790	355	2,665	401,3	12218,9
	C-5	10790	11148,28	358,28	2,570	390,6	12609,4
		11148,28	11347,09	198,81	2,585	218,0	12827,4
		11347,09	11745,31	398,22	2,600	439,2	13266,6
12098	11745,31	11945,12	199,81	2,590	219,5	13486,1	
11945,12	12144,93	199,81	2,600	220,4	13706,4		
CARBONERA	C-6	12144,93	12343,95	199,02	2,600	219,5	13706,4
	12483	12343,95	12541,84	197,89	2,600	218,2	13925,9
	C-7	12541,84	12738,75	196,91	2,600	217,2	14144,1
	12635	12738,75	12934,58	195,83	2,600	216,0	14144,1
	C-6	12934,58	13128,8	194,22	2,600	213,8	14361,3
13041	13128,8	13320,9	192,1	2,595	213,8	14577,3	
CARBONERA	C-7	13128,8	13320,9	192,1	2,465	200,9	14791,0
	13374	13320,9	13510,87	189,97	2,465	198,6	14791,0
	C-7	13510,87	13698,35	187,48	2,470	196,4	14991,9
	13796	13698,35	13882,83	184,48	2,470	196,4	15190,5
	C-8	13882,83	14062,95	180,12	2,600	198,6	15190,5
		14062,95	14290,45	227,5	2,600	250,9	15386,9
		14290,45	14496,38	205,93	2,555	223,2	15590,4
MIRADOR	14854	14496,38	14667,77	171,39	2,550	185,4	15590,4
		14667,77	14836,2	168,43	2,555	182,5	15789,0
CUERVOS	15282	14836,2	15005	168,8	2,595	185,8	16039,9
		15005	15174,15	169,15	2,595	186,2	16263,1
		15174,15	15346,56	172,41	2,565	187,6	16448,5
		15346,56	15511,18	164,62	2,555	178,4	16631,0
BARCO	15655	15511,18	15660,55	149,37	2,555	161,9	16816,8
		15660,55	15754,76	94,21	2,550	101,9	17003,0
GUADALUPE	Sandstone						17190,5
	Mudstone			15754,76		17632,727	17369,0
						GRADIENTE	1,119

Tomado de "Medición y Evaluación de la Magnitud y Orientación de los Esfuerzos In-Situ en Campo", Corzo R., Rincón O. Tesis, 2004.

Tabla 16. Cálculo del Esfuerzo Vertical para el Pozo Q-6.

ESFUERZO VERTICAL EN Q-6							
Formación	UNIDAD	TOPE TVD (ft)	BASE TVD (ft)	Espesor (ft)	Densidad intervalo (gr/cc)	Esfuerzo vertical en psi	Esf Sumatoria en la base
Guayabo		0	5121	5121	2,576	5596,3	5596,3
charte		5121	7206	2085	2,593	2293,6	7889,9
LEÓN	Leon low	7206	7591	385		423,5	8313,4
	Leon CH-A	7591	8092	501		551,1	8864,5
CARBONERA	C-1	8092	9840	1748	2,598	1926,5	10791,0
	C-2	9840	10440	600	2,600	661,7	11452,7
	C-3	10440	10784	344	2,598	379,0	11831,7
	C-4	10784	10989	205	2,600	226,1	12057,8
	C-5	10989	12187	1198	2,600	1321,0	13378,8
	C-6	12187	12504	317	2,599	349,5	13728,2
	C-7	12504	12650	146	2,599	160,9	13889,2
	C-7	12650	13113	463		510,4	14399,6
	C-8	13113	13583	470	2,599	518,2	14917,8
Mirador		13583	14132	549	2,649	616,9	15534,6
cuervos		14132	14618	486	2,649	546,1	16080,7
Barco		14618	14989	371	2,649	416,9	16497,6
Guadalupe	Mudstone	14989	15102	113	2,600	124,6	16622,2
	Sandstone	15102	15641	539	2,550	583,0	17205,2
CARBONERA	C-7	15641	16300	659	2,599	726,5	17931,6
	C-8	16300	16704	404	2,599	445,4	18377,0
				16704		18377,0435	
						Gradiente	1,100

Tomado de "Medición y Evaluación de la Magnitud y Orientación de los Esfuerzos In-Situ en Campo", Corzo R., Rincón O. Tesis, 2004.

5.5.2 Cálculo de la Magnitud del Esfuerzo Mínimo Horizontal (σ_h)

Antes de calcular la Magnitud del σ_h , según la metodología propuesta se debe preguntar: ¿Cuenta con Pruebas de Integridad de Presión? ¿Cuáles?

Para este si se cuenta con ellas; se cuentan con PIT's y LOT's de los pozos en cuestión y de algunos cercanos a ellos.

La magnitud del esfuerzo va a ser calculada a partir de LOT's realizadas en pozos

cercanos (Anexo 1); ya que, los reportes de perforación no mostraban gráficas completas de las LOT's. Por lo tanto, era imposible hacer una lectura del σ_h , después de que el bombeo ha parado y se está analizando como cae la presión con respecto al tiempo. La forma en la cual se determinaron los σ_h se describe a continuación:

- Se seleccionaron los pozos cercanos a los pozos B-2ST y Q-6.
- Se verifico cuáles de ellos contaban con pruebas LOT's.
- Se gráfico la presión de Leak-off vs Profundidad.
- Se realizo una regresión lineal y la pendiente me representa el gradiente de magnitud del σ_h [psi/ft].

Para calcular el gradiente de magnitud del σ_h para el pozo B-2ST se seleccionaron 11 pozos (Tabla 17); por otra parte para el pozo Q-6 se seleccionaron 6 pozos aledaños a este (Tabla 18).

El gradiente obtenido para el pozo B-2ST fue 0,744 [psi/ft] (Figura 37); mientras que, para el pozo Q-6 fue de 0,827 [psi/ft] (Figura 38), el cual es relativamente alto en comparación con el del B-2ST y en los reportados en la literatura. Estas diferencias pueden ser causadas por el alto tectonismo o por diferencias en la configuración geológica de la misma.

Tabla 17. Pozos Cercanos al B-2ST para el Cálculo del Esfuerzo Mínimo Horizontal a partir de LOT's.

Pozo	P. Leak-Off [psi]	TVD Prueba [ft]
B-25	894,54	1190
B-25X	7780,72	9691
E-10	1494,51	1799
E-10	9004,2	11442
XU-17	8210,60	10253
XU-17	988,94	1285
B-2	4906,33	5803
B-2	8602,73	12743
XH-38	952,22	1308
XH-39	885,36	1325
CU-1	1107,47	1836
CU-1	1634,05	2831
CU-1	9086,17	12481

Figura 37. Cálculo por Regresión Lineal del Gradiente de Magnitud para el Pozo B-2ST.

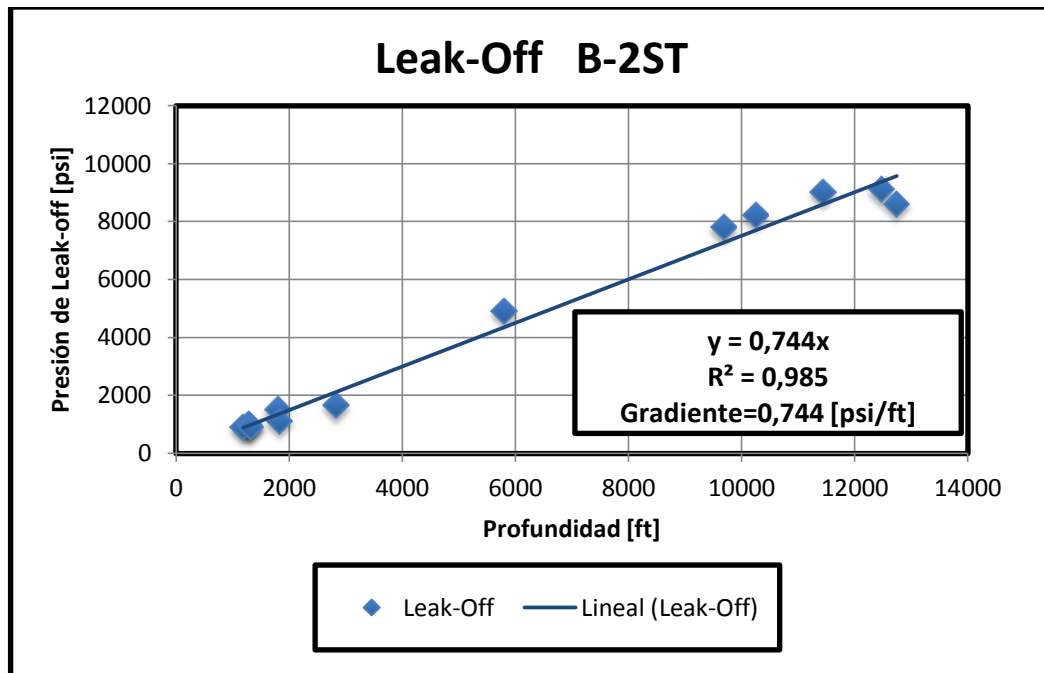
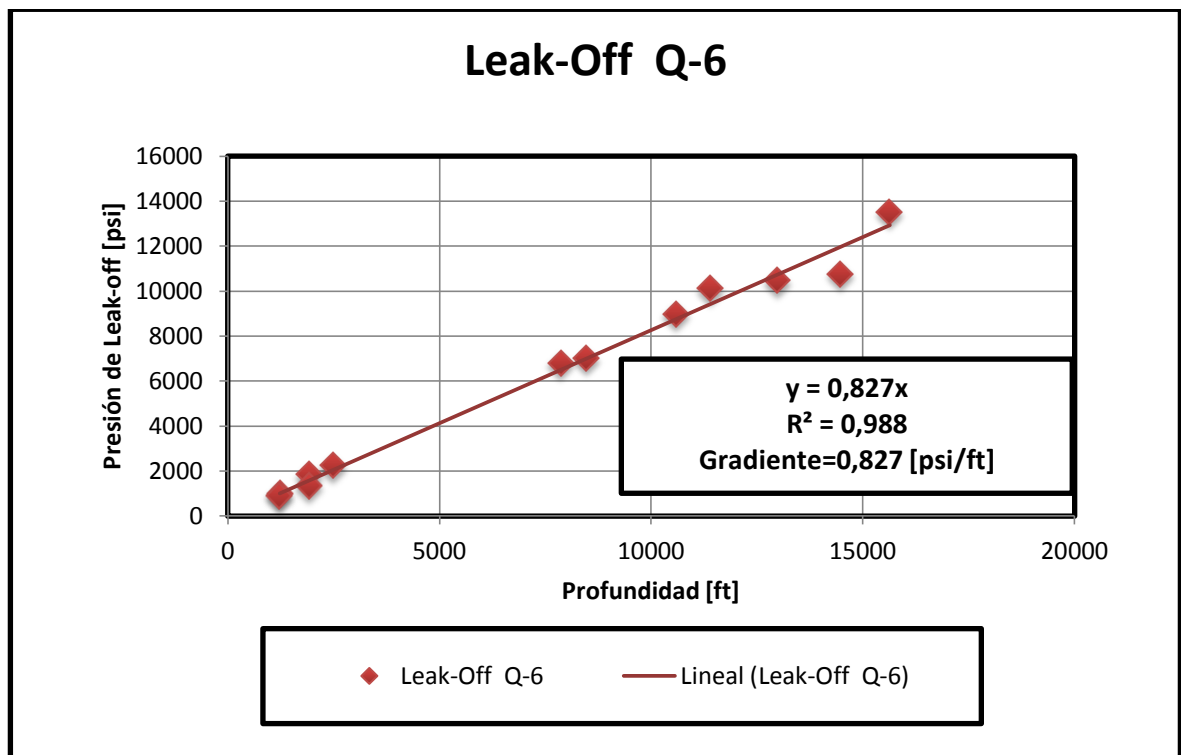


Tabla 18. Pozos Cercanos al Q-6 para el Cálculo del Esfuerzo Mínimo Horizontal a partir de LOT's.

Pozo	P. Leak-Off [psi]	TVD Prueba [ft]
Q-6	8964,40	10600
Q-6	13502,25	15644
U-9	1825,90	1935
U-9	10114,20	11401
T-33	2247,80	2504
T-33Z	10748,50	14480
H-11	1345,80	1935
H-15	973,40	1239
H-15	7011,80	8479
S-22Z	883,30	1222
S-22Z	6791,50	7873
S-22Z	10466,90	12987

Figura 38. Cálculo por Regresión Lineal del Gradiente de Magnitud para el Pozo Q-6.



5.5.3 Cálculo de la Magnitud del Esfuerzo Máximo Horizontal (σ_H)

El cálculo de este esfuerzo es normalmente realizado a partir de correlaciones, ya que la industria del petróleo no cuenta con una técnica o método que permita estimarlo directamente.

Estas correlaciones se basan en pruebas de leak-off, fracturamiento hidráulico, fracturas de tensión inducidas durante la perforación (Registros ultrasónicos o de resistividad como UBI, BHTV, FMS o FMI) y Breakouts (Registros Caliper, ultrasónicos o de resistividad como UBI, BHTV, FMS o FMI).

Para el caso a mostrar a continuación se cuentan con datos de LOT y datos de laboratorio para el coeficiente de poroelasticidad de Biot.

Después de haber estimado los esfuerzos mínimos de los pozos B-2ST y Q-6, se puede calcular el σ_H a partir de las ecuaciones 3.18 y 3.19 para cada uno de los pozos. La ecuación relaciona: la resistencia a la tensión a la cual se ajustó un valor supuesto dado por Marcelo Frydman (Manager de Schlumberger), la presión de poro que viene reportada en la historia de perforación, el σ_H que fue calculado por leak-off y la presión de toma, fuga o fractura que para el caso del B-2ST al no disponer de ninguna prueba leak-off fue necesario tomar la prueba realizada en B-2 (Anexo 1). A partir de este valor de fractura se calculó un gradiente que se utilizó para todas las formaciones pedidas excepto para las dos formaciones presurizadas (C7 y C8) donde esta presión de toma fue menor. En el caso del Q-6 no hubo tanto problema ya que se tenía a disposición varias pruebas de leak-off para sacar un valor de gradiente de fractura cercano para las formaciones evaluadas. Además se utilizó la correlación de Hubbert y Willis para comprobar la presión de leak-off para los dos pozos en estudio.

$$\frac{P_f}{TVD} \min = \frac{1}{3} \frac{\sigma_v}{TVD} + \frac{2P_o}{TVD} \quad \text{Correlación de Hubbert and Willis}$$

El valor del σ_h fue tomado como igual para los dos pozos ya que es muy difícil determinarlo para cada profundidad, debido a que el LOT se realiza a la profundidad que especifique el perforador y además es una prueba costosa.

Al reemplazar todos los valores de las incógnitas se calcula el σ_H para el pozo B-2ST (Tablas 19 y 20) y para el Q-6 (Tablas 21 y 22) como modelo elástico y poroelástico. El parámetro poroelástico de Biot fue calculado en laboratorio.

Tabla 19. Cálculo del Esfuerzo Máximo Horizontal Basado en las Ecuaciones 3.18 y 3.19 para el Pozo B-2ST, Utilizando la Presión de Fractura de la Prueba.

Formación	Intervalo [ft]	TVD [ft]	σ_h [psi/ft]	σ_h [psi]	P_o [ppg]	P_o [psi]	T_o [psi]	Fract. [ppg]	Fract. [psi]	σ_H Elástico [psi]	σ_H [psi/ft]	Biot	σ_H Poroelástico [psi]	σ_H [psi/ft]
C-5	10953 - 12165	11559	0,744	8599,9	9,1	5469,7	800	13,5	8114,4	13015,6	1,126	0,8	13544,5	1,172
C-6	12165 - 12989	12577	0,744	9357,3	9,5	6213	800	13,5	8829,1	13829,8	1,100	0,8	14353,0	1,141
C-7	12989 - 13356	13172	0,744	9800,0	13,7	9383,7	800	9,5	6507	14309,2	1,086	0,8	13733,9	1,043
C-8	13356 - 14291	13823	0,744	10284,3	13,8	9919,4	800	9,5	6828,6	14904,9	1,078	0,8	14286,8	1,034
Mirador	14291 - 14823	14557	0,744	10830,4	8,6	6509,9	800	13,5	10219	16562,3	1,138	0,52	18342,7	1,260
Cuervos	14823 - 15288	15055	0,744	11200,9	8,8	6889,2	800	13,5	10568,6	16945,0	1,126	0,8	17680,8	1,174
Barco	15288 - 15683	14485	0,744	10776,8	9,1	6854,3	800	13,5	10168,5	16107,7	1,112	0,57	17532,8	1,210
Guadalupe	15683 - 16410	16046	0,744	11938,2	9,1	7593	800	13,5	11264,3	17757,4	1,107	0,66	19005,6	1,184

Tomado de "Medición y Evaluación de la Magnitud y Orientación de los Esfuerzos In-Situ en Campo", Corzo R., Rincón O. Tesis, 2004.

Tabla 20. Cálculo del Esfuerzo Máximo Horizontal Basado en las Ecuaciones 3.18 y 3.19 para el pozo B-2ST, Utilizando la Presión de Fractura a partir de la Correlación de Hubbert y Willis.

Formación	Intervalo [ft]	TVD [ft]	σ_h [psi/ft]	σ_h [psi]	P_o [ppg]	P_o [psi]	T_o [psi]	G. Fract. Correlación [psi/ft]	Fract. [ppg]	Fract. [psi]	σ_H Elástico [psi]	σ_H [psi/ft]	Biot	σ_H Poroelástico [psi]	σ_H [psi/ft]
C-5	10953 - 12165	11559	0,744	8599,9	9,1	5469,7	800	0,68213	13,1179	7884,78	13245,2	1,146	0,8	13728,2	1,188
C-6	12165 - 12989	12577	0,744	9357,3	9,5	6213	800	0,696	13,3846	8753,59	13905,3	1,106	0,8	14413,4	1,146
C-7	12989 - 13356	13172	0,744	9800,0	13,5	9246,7	800	0,83467	16,0513	10994,23	9959,0	0,756	0,8	10308,5	0,783
C-8	13356 - 14291	13823	0,744	10284,3	13,5	9703,7	800	0,83467	16,0513	11537,6	10411,6	0,753	0,8	10778,4	0,780
Mirador	14291 - 14823	14557	0,744	10830,4	8,6	6509,9	800	0,6648	12,7846	9677,49	17103,8	1,175	0,52	18624,3	1,279
Cuervos	14823 - 15288	15055	0,744	11200,9	8,8	6889,2	800	0,67173	12,9179	10112,95	17400,6	1,156	0,8	18045,4	1,199
Barco	15288 - 15683	14485	0,744	10776,8	9,1	6854,3	800	0,68213	13,1179	9880,7	16395,5	1,132	0,57	17696,9	1,222
Guadalupe	15683 - 16410	16046	0,744	11938,2	9,1	7593	800	0,68213	13,1179	10945,51	18076,2	1,127	0,66	19216,0	1,198

Tomado de "Medición y Evaluación de la Magnitud y Orientación de los Esfuerzos In-Situ en Campo", Corzo R., Rincón O. Tesis, 2004.

Tabla 21. Cálculo del Esfuerzo Máximo Horizontal Basado en las Ecuaciones 3.18 y 3.19 para el Pozo Q-6, Utilizando la Presión de Fractura de la Prueba.

Formación	Intervalo [ft]	TVD [ft]	σ_h [psi/ft]	σ_h [psi]	P_o [ppg]	P_o [psi]	T_o [psi]	Fract. [ppg]	Fract. [psi]	σ_H Elástico [psi]	σ_H [psi/ft]	Biot	σ_H Poroelástico [psi]	σ_H [psi/ft]
C-5	10902 - 12182	11542	0,827	9542,9	10	6001,8	800	10,67	6404	17023,0	1,475	0,8	17103,4	1,482
C-6	12182 - 12504	12343	0,827	10205,2	10	6418,4	800	10,67	6848,4	18148,8	1,470	0,8	18234,8	1,477
C-7	12504 - 13113	12808	0,827	10589,7	10	6660,2	800	10,67	7106,4	18802,4	1,468	0,8	18891,6	1,475
C-8	13113 - 13545	13329	0,827	11020,4	10	6931,1	800	10,67	7395,5	19534,7	1,466	0,8	19627,5	1,473
Mirador	13545 - 14152	14405	0,827	11910,1	8,9	6666,6	800	10,67	7992,5	21871,1	1,518	0,52	22507,5	1,562
Cuervos	14152 - 14618	13840	0,827	11442,9	8,9	6405,2	800	10,67	7679	21044,5	1,521	0,8	21299,3	1,539
Barco	15288 - 15683	14485	0,827	11976,2	9,1	6854,3	800	10,67	8036,9	21837,4	1,508	0,57	22345,9	1,543
Guadalupe	15683 - 16410	16046	0,827	13266,8	9,1	7593	800	10,67	8903	24104,5	1,502	0,66	24549,9	1,530

Tomado de "Medición y Evaluación de la Magnitud y Orientación de los Esfuerzos In-Situ en Campo", Corzo R., Rincón O. Tesis, 2004.

Tabla 22. Cálculo del Esfuerzo Máximo Horizontal Basado en las Ecuaciones 3.18 y 3.19 para el Pozo Q-6, Utilizando la Presión de Fractura a partir de la Correlación de Hubbert y Willis.

Formación	Intervalo [ft]	TVD [ft]	σ_h [psi/ft]	σ_h [psi]	P_o [ppg]	P_o [psi]	T_o [psi]	G. Fract. Correlación [psi/ft]	Fract. [ppg]	Fract. [psi]	σ_H Elástico [psi]	σ_H [psi/ft]	Biot	σ_H Poroelástico [psi]	σ_H [psi/ft]
C-5	10902 - 12182	11542	0,827	9542,9	10	6001,8	800	0,71667	13,7821	8271,77	15155,2	1,313	0,8	15609,2	1,352
C-6	12182 - 12504	12343	0,827	10205,2	10	6418,4	800	0,71667	13,7821	8845,82	16151,4	1,309	0,8	16636,8	1,348
C-7	12504 - 13113	12808	0,827	10589,7	10	6660,2	800	0,71667	13,7821	9179,07	16729,7	1,306	0,8	17233,5	1,346
C-8	13113 - 13545	13329	0,827	11020,4	10	6931,1	800	0,71667	13,7821	9552,45	17377,7	1,304	0,8	17902,0	1,343
Mirador	13545 - 14152	14405	0,827	11910,1	8,9	6666,6	800	0,67853	13,0487	9774,27	20089,3	1,395	0,52	21581,0	1,498
Cuervos	14152 - 14618	13840	0,827	11442,9	8,9	6405,2	800	0,67853	13,0487	9390,9	19332,6	1,397	0,8	19929,8	1,440
Barco	15288 - 15683	14485	0,827	11976,2	9,1	6854,3	800	0,68547	13,1821	9928,98	19945,3	1,377	0,57	21267,4	1,468
Guadalupe	15683 - 16410	16046	0,827	13266,8	9,1	7593	800	0,68547	13,1821	10999	22008,5	1,372	0,66	23166,5	1,444

Tomado de "Medición y Evaluación de la Magnitud y Orientación de los Esfuerzos In-Situ en Campo", Corzo R., Rincón O. Tesis, 2004.

5.5.4 Determinación de la Orientación de los Esfuerzos Horizontales

Para determinar la orientación se cuenta con información de Fracturas inducidas por tensión. A continuación se presenta el procedimiento y los valores estimados de dicha orientación.

Las fracturas inducidas de tensión se propagan en la misma dirección que las fracturas por leak-off y fracturamiento hidráulico ósea en la dirección del σ_H y perpendicular al σ_h .

Para el pozo B-2ST se determinaron fracturas inducidas por tensión para cuatro intervalos (Tabla 23).

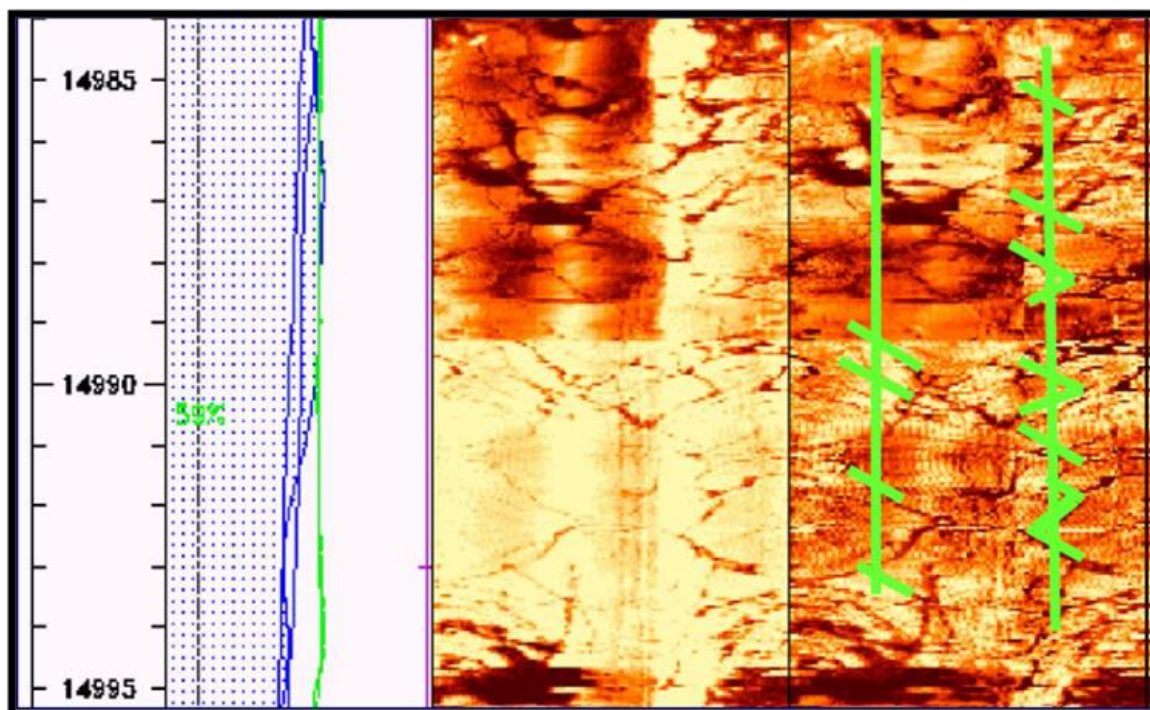
Tabla 23. Orientación de Fracturas Inducidas por Tensión, Pozo B-2ST.

Formación	Intervalo TVD [ft]	TVD [ft]	Azimut σ_H	Rumbo σ_H
Mirador	14483 – 14495	14489	90±15	E - W
Mirador	14574 – 14590	14582	103±15	N 77W
Mirador	14565 – 14572	14568	108±15	N 72W
Mirador	14707 - 14715	14711	85±15	N 85E

Tomado de “Medición y Evaluación de la Magnitud y Orientación de los Esfuerzos In-Situ en Campo”, Corzo R., Rincón O. Tesis, 2004.

Las fracturas que se determinaron en este pozo son muy incipientes, sin embargo se puede observar que las fracturas tienen una tendencia general de W-E, todas dentro la formación Mirador. El margen de error se calculo midiendo el azimut de los extremos de las fracturas y dividiendo en dos (Figura 39).

Figura 39. Lectura del Registro UBI Pozo B-2ST.



Tomado de “Medición y Evaluación de la Magnitud y Orientación de los Esfuerzos In-Situ en Campo”, Corzo R., Rincón O.Tesis, 2004.

Para el pozo Q-6 fue posible determinar fracturas inducidas de tensión para dos intervalos. Ambos intervalos se encuentran dentro la formación Mirador. Las direcciones de estos intervalos se muestran en la Tabla 24.

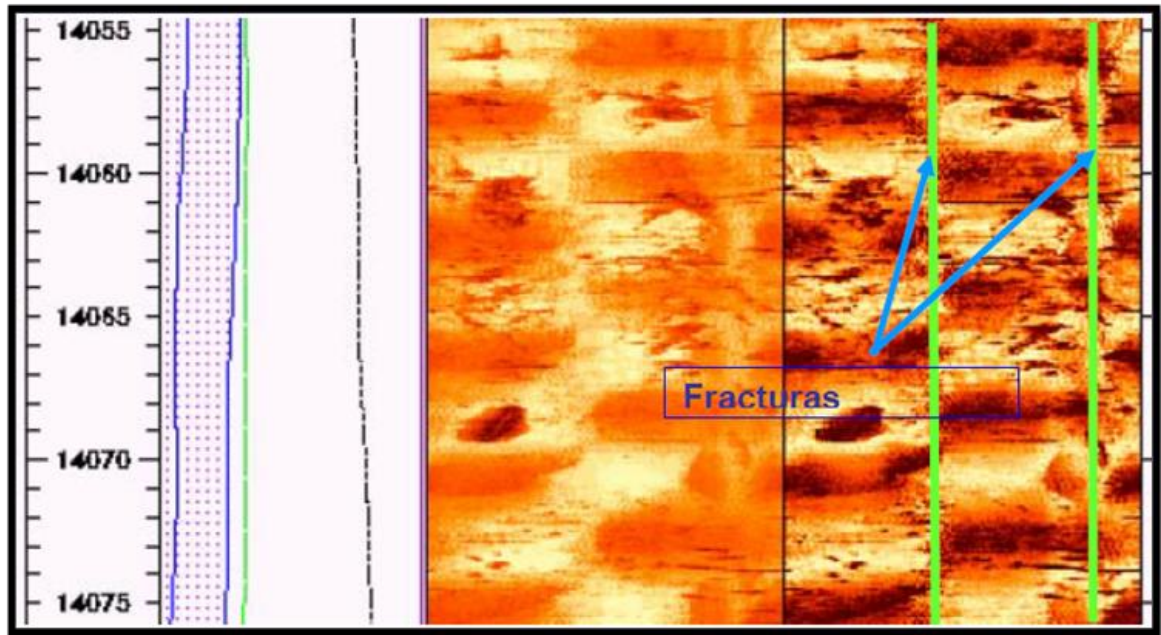
Tabla 24. Orientación de Fracturas Inducidas por Tensión, Pozo Q-6.

Formación	Intervalo TVD [ft]	TVD [ft]	Azimut σ_H	Rumbo σ_H
Mirador	13745 – 13761	13753	157±5	N 23W
Mirador	13843 – 13870	13856	145±5	N 35W

Tomado de “Medición y Evaluación de la Magnitud y Orientación de los Esfuerzos In-Situ en Campo”, Corzo R., Rincón O.Tesis, 2004.

Las fracturas que se determinan en este pozo están más marcadas lo cual permite una mejor lectura. La orientación de estas fracturas muestran una dirección preferencial N30W aproximadamente (Figura 40).

Figura 40. Lectura del Registro UBI Pozo Q-6.



Tomado de "Medición y Evaluación de la Magnitud y Orientación de los Esfuerzos In-Situ en Campo", Corzo R., Rincón O. Tesis, 2004.

5.6 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

5.6.1 Magnitud Esfuerzo Vertical (σ_v)

Tabla 25. Comparación de la Magnitud del Esfuerzo Vertical Calculado a Partir de Registros de Densidad y Gráfico de Eaton para el Pozo B-2ST.

Intervalo Tope TVD [ft]	Intervalo Base TVD [ft]	Espesor [ft]	σ_v [psi] Registro densidad	σ_v [psi] Gsc Eaton	% Error
0,0	3094,0	3094,0	3501,3	2722,7	22,2
3094,0	6440,0	3346,0	7296,4	5860,4	19,7
6440,0	8963,0	2523,0	10148,4	8290,8	18,3
8963,0	9887,0	924,0	11198,1	9244,3	17,4
9887,0	10435,0	548,0	11817,6	9861,1	16,6
10435,0	10790,0	355,0	12218,9	10250,5	16,1
10790,0	11148,3	358,3	12609,4	10646,6	15,6
11148,3	11347,1	198,8	12827,4	10836,5	15,5
11347,1	11745,3	398,2	13266,6	11216,8	15,5
11745,3	11945,1	199,8	13486,1	11407,6	15,4
11945,1	12144,9	199,8	13706,4	11659,1	14,9
12144,9	12344,0	199,0	13925,9	11850,2	14,9
12344,0	12541,8	197,9	14144,1	12040,2	14,9
12541,8	12738,8	196,9	14361,3	12229,2	14,8
12738,8	12934,6	195,8	14577,3	12481,9	14,4
12934,6	13128,8	194,2	14791,0	12669,3	14,3
13128,8	13320,9	192,1	14991,9	12854,7	14,3
13320,9	13510,9	190,0	15190,5	13038,0	14,2
13510,9	13698,4	187,5	15386,9	13218,9	14,1
13698,4	13882,8	184,5	15590,4	13396,9	14,1
13882,8	14063,0	180,1	15789,0	13570,7	14,0
14063,0	14290,5	227,5	16039,9	13861,7	13,6
14290,5	14496,4	205,9	16263,1	14061,5	13,5
14496,4	14667,8	171,4	16448,5	14227,7	13,5
14667,8	14836,2	168,4	16631,0	14391,1	13,5
14836,2	15005,0	168,8	16816,8	14554,9	13,5
15005,0	15174,2	169,2	17003,0	14794,8	13,0
15174,2	15346,6	172,4	17190,5	14962,9	13,0
15346,6	15511,2	164,6	17369,0	15123,4	12,9
15511,2	15660,6	149,4	17530,8	15347,3	12,5
15660,6	15754,8	94,2	17632,7	15439,7	12,4

Tabla 26. Comparación de la Magnitud del Esfuerzo Vertical Calculado a Partir de Registros de Densidad y Gráfico de Eaton para el Pozo Q-6.

Intervalo Tope TVD [ft]	Intervalo Base TVD [ft]	Espesor [ft]	σ_v [psi] Registro densidad	σ_v [psi] Gsc Eaton	% Error
0,0	5121,0	5121,0	5596,3	5092,6	9,0
5121,0	7206,0	2085,0	7889,9	7298,2	7,5
7206,0	7591,0	385,0	8313,4	7689,9	7,5
7591,0	8092,0	501,0	8864,5	8244,0	7,0
8092,0	9840,0	1748,0	10791,0	10143,5	6,0
9840,0	10440,0	600,0	11452,7	10880,1	5,0
10440,0	10784,0	344,0	11831,7	11299,3	4,5
10784,0	10989,0	205,0	12057,8	11515,2	4,5
10989,0	12187,0	1198,0	13378,8	12843,6	4,0
12187,0	12504,0	317,0	13728,2	13179,1	4,0
12504,0	12650,0	146,0	13889,2	13403,1	3,5
12650,0	13113,0	463,0	14399,6	13895,6	3,5
13113,0	13583,0	470,0	14917,8	14395,7	3,5
13583,0	14132,0	549,0	15534,6	15068,6	3,0
14132,0	14618,0	486,0	16080,7	15598,3	3,0
14618,0	14989,0	371,0	16497,6	16085,2	2,5
14989,0	15102,0	113,0	16622,2	16206,6	2,5
15102,0	15641,0	539,0	17205,2	16861,1	2,0
15641,0	16300,0	659,0	17931,6	17573,0	2,0
16300,0	16704,0	404,0	18377,0	18101,3	1,5

Observando los resultados obtenidos para el pozo B-2ST (Tabla 25) se aprecia un porcentaje de error elevado al compararlo con los resultados obtenidos en el pozo Q-6 (Tabla 26); esto puede justificarse con que la grafica de Eaton empleada para la evaluación del σ_v fue desarrollada para el Golfo de México, una cuenca completamente diferente a la analizada.

5.6.2 Magnitud Esfuerzo Mínimo Horizontal (σ_h)

Tabla 27. Comparación del Gradiente de Magnitud del Esfuerzo Mínimo Horizontal Calculado a partir de la Correlación de Hubbert & Willis y Prueba Leak-off para los Pozos B-2ST y Q-6.

Pozo	Gradiente σ_h [psi/ft] Correlación	Gradiente σ_h [psi/ft] Leak-off	%Error
B-2ST	0,640	0,744	13,98
Q-6	0,640	0,826	22,52

El gradiente expresado como gradiente σ_h de correlación corresponde a un promedio de los calculados a diferentes profundidades. La diferencia entre estos valores se debe entre otras cosas; a que la correlación empleada requiere del σ_v que para este caso se obtuvo del grafico de Eaton por lo tanto ya contenía un error asociado, puesto que como se ha explicado anteriormente este grafico fue desarrollada para una cuenca completamente diferente.

5.6.3 Magnitud Esfuerzo Máximo Horizontal (σ_H)

A continuación se presenta la comparación de los resultados obtenidos para el σ_H incluyendo el parámetro poroelastico de Biot (α), frente a los obtenidos del uso de la Ec.3.17. para los pozos B-2ST y Q-6 (Tabla 28 y 29).

**Tabla 28. Comparación de la Magnitud del Esfuerzo Máximo Horizontal
Calculado a partir de Presión de Fractura y Ec.3.17. Pozo B-2ST.**

Profundidad TVD [ft]	σ_H [psi] Poroelastico	σ_H [psi] Ec.3.17.	%Error
11559	13544,5	8877,3	34,5
12577	14353	9659,1	32,7
13172	13733,9	10116,1	26,3
13823	14286,8	10616,1	25,7
14557	18342,7	11179,8	39,1
15055	17680,8	11562,2	34,6
14485	17532,8	11124,5	36,6
16046	19005,6	12323,3	35,2

**Tabla 29. Comparación de la Magnitud del Esfuerzo Máximo Horizontal
Calculado a partir de Presión de fractura y Ec.3.17. Pozo Q-6.**

Profundidad TVD [ft]	σ_H [psi] Poroelastico	σ_H [psi] Ec.3.17.	%Error
11559	17103,4	8877,3	48,1
12577	18234,8	9659,1	47,0
13172	18891,6	10116,1	46,5
13823	19627,5	10616,1	45,9
14557	22507,5	11179,8	50,3
15055	21299,3	11562,2	45,7
14485	22345,9	11124,5	50,2
16046	24549,9	12323,3	49,8

El alto porcentaje de error se debe a que la Ec.3.17 incluye el σ_h , el cual para este caso se halló a partir de una correlación que a su vez requería del esfuerzo vertical que también fue calculado de otra; por lo tanto, tenía un error asociado puesto que estas correlaciones fueron desarrolladas para otras cuencas. Esto era algo que se esperaba; ya que, los cálculos realizados en la primera parte de este capítulo, simplemente nos muestran un estimado de los esfuerzos in-situ cuando se carece de cualquier información.

6 CONCLUSIONES

- Se desarrolló una metodología donde se incluyó un procedimiento general para la evaluación de los esfuerzos in situ en formaciones productoras de hidrocarburos en función de la cantidad y calidad de la información. Constituyéndose en una herramienta robusta para realizar un estimativo del estado de esfuerzos en aquellas zonas en las que se cuenta o no con la información suficiente para realizar una adecuada evaluación de estos.
- Aunque la literatura presenta una gran cantidad de técnicas y métodos para calcular la magnitud y orientación de los esfuerzos; en este trabajo se hizo un compendio de las técnicas más importantes y utilizadas en la industria de los hidrocarburos. Encontrando que las técnicas más confiables para la determinación del estado de esfuerzos in situ son; registros de densidad y pruebas de Leak-Off para la determinación de las magnitudes de los esfuerzos vertical y horizontales respectivamente.
- La aplicación de la metodología desarrollada a un caso real, muestra que pese a que los resultados arrojados por correlaciones distan mucho de los reales, se constituyen en una buena herramienta para proporcionar una idea del estado real de los esfuerzos in situ.
- El esfuerzo más difícil de estimar es el horizontal máximo; ya que, no existe un método para estimarlo directamente, sino que se hace a través de correlaciones que requieren previamente conocer el esfuerzo vertical y mínimo horizontal, además de información adicional. Esto se puede ser apreciado en el capítulo 5; en el cual el esfuerzo que presento mayores complicaciones en el cálculo fue el horizontal máximo.

- La magnitud del esfuerzo vertical estimado a partir del grafico de Eaton presenta un error considerable en cuencas diferentes al Golfo de México debido a que este se desarrollo para esta cuenca.
- El gradiente de magnitud para el Esfuerzo Mínimo Horizontal se puede determinar a partir de pruebas de Leak-off realizadas en pozos cercanos a la zona a evaluar.

7. RECOMENDACIONES

- Sería conveniente desarrollar una herramienta software; en la cual, se integre la metodología desarrollada para así hacer más eficiente el proceso del cálculo de los esfuerzos dependiendo de la información disponible.
- Aplicar esta metodología a campos en los cuales no se hay realizado una evaluación del estado de los esfuerzos in-situ.
- Integrar esta metodología con una para la evaluación de la presión de poro; ya que, para la aquí planteada se asume a la presión de poro como un dato conocido.
- Desarrollar una correlación similar a la desarrollada por Eaton para el gradiente de sobrecarga en la cuenca del Golfo de México, en principales cuencas productoras de hidrocarburos en Colombia.
- Desarrollar las correlaciones para el cálculo de la magnitud de los esfuerzos horizontales basados en la información de las cuencas colombianas.

BIBLIOGRAFÍA

1. AADNOY B., MOSTAFAVI V., HARELAND G., Fracture Mechanics Interpretation of Leak-Off Tests. SPE 126452, 2009.
2. ADDIS M. A., LAST N. C., and YASSIR N. A. Estimation of Horizontal Stresses at Depth in Faulted Regions and Their Relationship to Pore Pressure Variations. SPE Formation Evaluation, 1996.
3. ADDIS M. A., YASSIR N., and ENEVER J. A Comparison off Leak-off Test and Extended Leak-off Test Data for Stress Estimation. SPE 47235, 1998.
4. ALLUN G., LANGLINAIS U. J., and BOURGOYNE A.T. Application of a New Model to Analyze Leak-off Test. SPE Drilling & Completion, 2001.
5. BARTON C. A. Discrimination of Natural Fractures from Drilling Induced Wellbore Failures in Wellbore Image Data – Implications for Reservoir Permeability. SPE 58993.
6. BEJARANO A., VILLEGAS E., Caracterización de Parámetros en Registros de Pozos en los Campos Cusiana y Cupiagua. Bogotá pág. 11, 1993.
7. BENDECK J., Perfiles Eléctricos, Una Herramienta para la Evaluación de Yacimientos. Santa Fe de Bogotá, 1992.
8. BLOCH M., SIQUEIRA C., and FERREIRA F., Techniques for Determining in-situ Stress Direction and Magnitudes. SPE 39075, 1997.
9. BLOCH M., SIQUEIRA C., FERREIRA F., CONCEICAO J., Techniques for Determining In-Situ Stress Direction and Magnitudes. SPE 39075.
10. CABRERA J. R., and DE GENNARO S., Aplicaciones Prácticas de la Geomecánica en la Industria Petrolera y Gasífera. ICP, 2003.

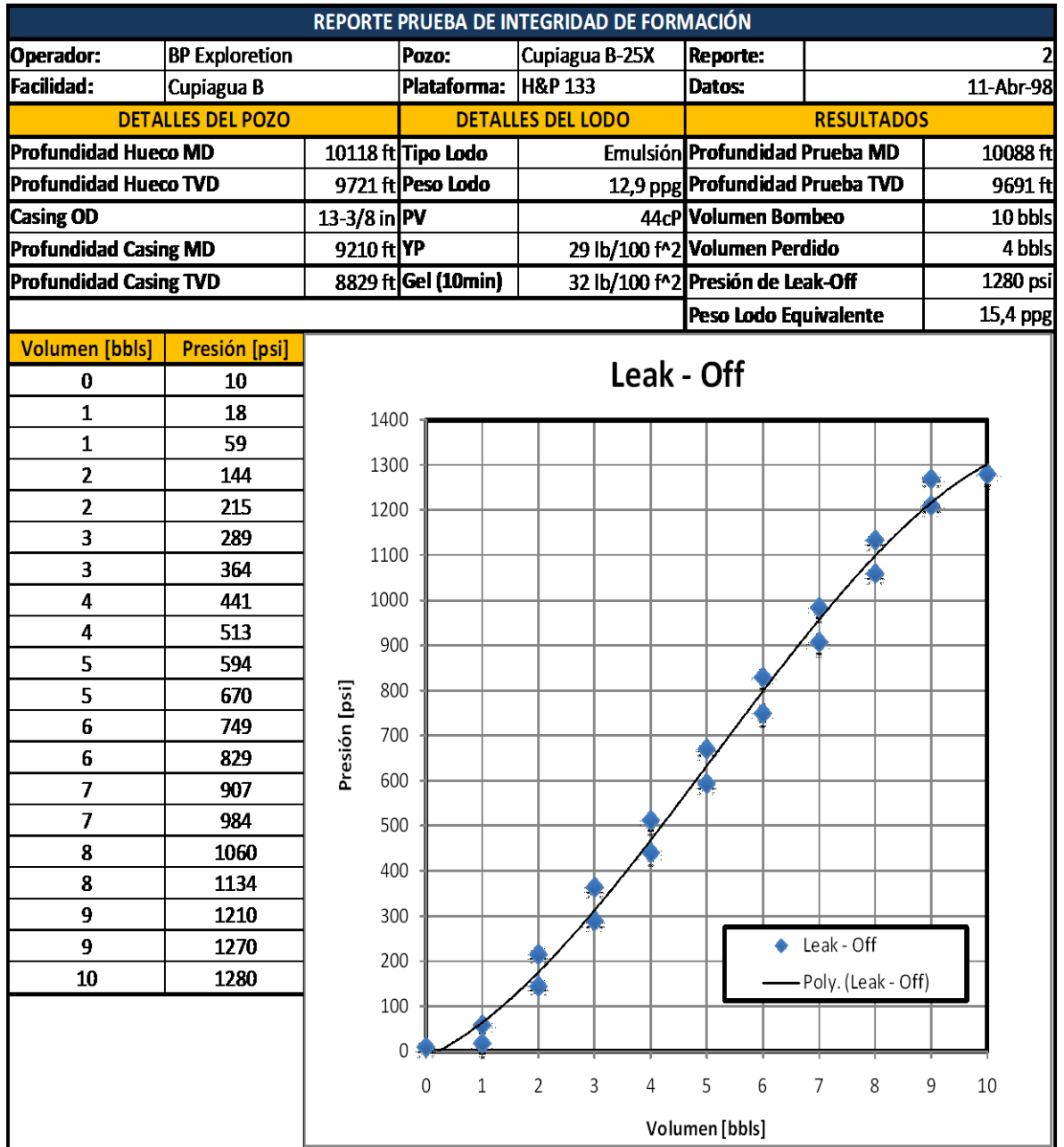
11. CALDERON F., RINCON A., Diseño e Implementación de una Herramienta Software de Edición de Registros Sínicos Reales y Sintéticos para la Estimación de Propiedades Geomecánica de las Rocas. Universidad Industrial de Santander, 2010.
12. CASTRILLON J., PEÑA Y., Estudio de Esfuerzos In-Situ en Formaciones Colombianas Usando Datos de Registro Sínico. Universidad Industrial de Santander, 2008.
13. COMBS G., Prediction of Pore Pressure from Penetration Rate. Society of Petroleum Engineers of AIME. SPE 2162.
14. CORZO R., RINCÓN O., Medición y Evaluación de la Magnitud y Dirección de los Esfuerzos In-Situ en Campo. Universidad Industrial de Santander, 2004.
15. EATON B., Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. SPE-AIME, Continental Oil Co.
16. EDWARDS S., MEREDITH P., An Investigation Off Leak-off Test Data for Estimating In-situ Stress Magnitudes: Application to a BasinWide Study in the North Sea. SPE/ISRM 47272, 1996.
17. FINKBEINER T., ZOBACK M., In-Situ Stress and Pore Pressure in the South Eugene Island Field, Gulf of Mexico. SPE/ISRM 47212, 1996.
18. FJÆR E., HOLT M., HORSRUD P., RAAEN I., RISNES R., Petroleum related rock mechanics. Elsevier Science Publishers, 1992.
19. GEOTECHNICAL Testing in Engineering Geology. ETH Zurich.
20. GÔLKE M., WENZELL F., Borehole Failure Used for the Analysis of Tectonic Stress, 1992.
21. HARELAND G., HARIKRISHNAN R., Comparison and Verification of Two Models which Predict Minimum Principal In-Situ Stress from Triaxial Data. SPE 26955.
22. HARIKRISHNAN R., and HARELAND G. Prediction of Minimum Principal In-situ Stress by Comparison and Verification of Four Methods. SPE 29258, 1995.
23. JAEGER J., COOK N., Fundamentals of Rock Mechanics, 1969.

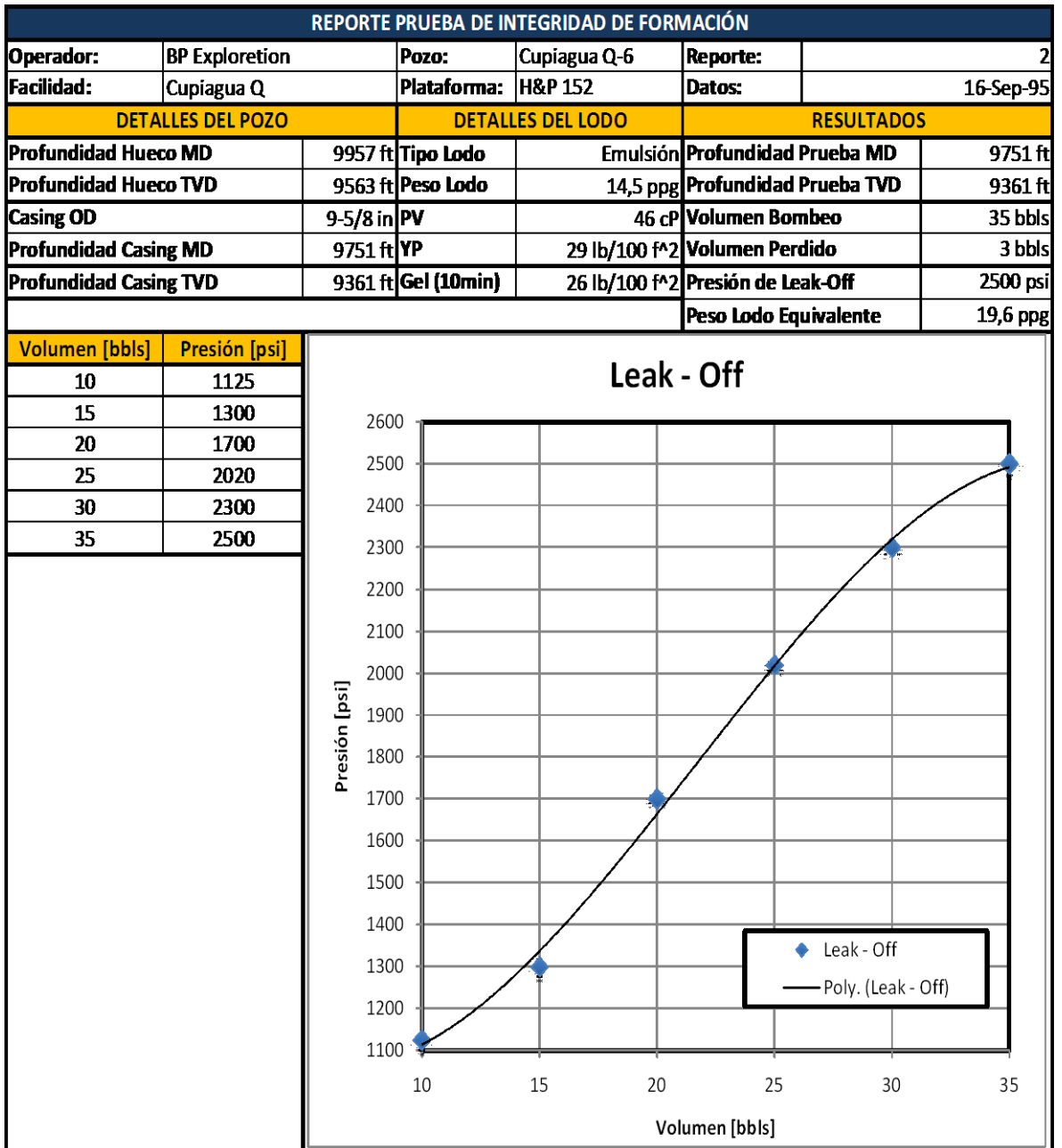
24. KUNZE K., STEIGER R. Extended Leak-Off Tests to Measure In-Situ Stress During Drilling. Exxon Production Research, Houston, Tex. 1991.
25. LAST N., LOPEZ J., MARKLEY M., Case History; Integration of Rock Mechanics, Structural Interpretation and Drilling Performance to Achieve Optimum Horizontal Well Planning in the Llanos Basin Colombia, South America. SPE 38601.
26. LAST N., PLUMB R., An integrated Approach to Evaluating and Managing Wellbore Instability in the Cusiana Field, Colombia, South America. SPE 30464.
27. LIZCANO S., Estudio de Factibilidad Técnico y Económica para la Estimulación de Pozos con Fracturamiento Hidráulico Utilizando Fluidos Energizados en Pozos de un Campo Colombiano. Universidad Industrial de Santander, 2011.
28. MANOHAR L. Drilling Wellbore Stability & Stress Magnitudes and Directions, The World Stress Map and Beyond, 1998.
29. MOOS D., ZOBACK M., BAILEY L., Feasibility Study of the Stability of Open hole Multilaterals, Cook Inlet, Alaska. SPE 52186, 1999.
30. OKABE T., and HAYASHI K., Estimation of Stress Field by Using Drilling Induced Tensile Fractures Observed at Well TG-2 and Study of Critically Stressed Shear Fractures Based on the Stress Field. Proceedings World Geothermal Congress. May 28 – June 10, 2000.
31. PABON E., OBEID Y., Análisis de la Geomecánica Aplicada a la Estabilidad de Pozos de los Campos Cusiana y Cupiagua Mediante Analogías con Yacimientos Sensibles a Esfuerzos. Universidad Industrial de Santander, 2004.
32. PESTMAN B., HOLT R., KENTER C., VAN MUNSTER J., Estimation of In-Situ Stress Magnitudes from Measurements on Cores. SPE 47239.
33. PESTMAN B., HOLT R., KENTER C., VAN MUNSTER J., Field Application of a Novel Core-Based In-Situ Stress Estimation Technique. SPE 78158.

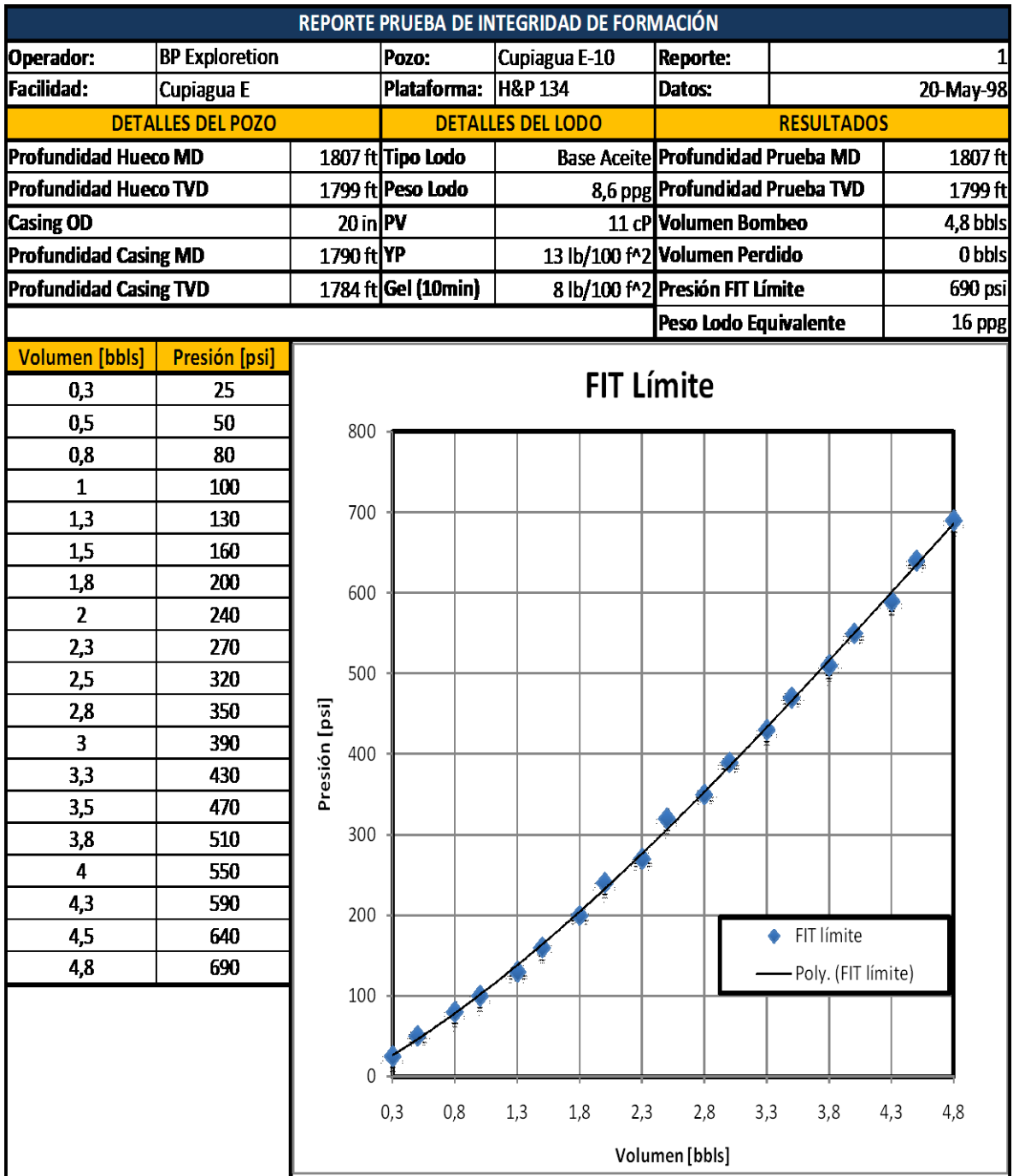
34. PRENSKY S. Borehole Breakouts and In-situ Rock Stress – A Review, The log Analyst, 1992.
35. PUERTAS M., LÓPEZ ., Relación de Esfuerzos, Propiedades Geomecánica y Fracturas Naturales en Yacimientos Sensitivos a Esfuerzos y Deformaciones. Universidad nacional de Medellín, 1998.
36. SCHULUMBERGER. Log Interpretation Principles / Applications. 1989. Pág. 1-16.
37. SOLANO A., Análisis de Información Obtenida de Registros de Pozos y del Modelo Petrofísico y su Integración con la Geología del Yacimiento para Soportar el Plan de Desarrollo del Campo la Cira Infantas. Universidad Industrial de Santander, 2011.
38. SOTO C., SANDOVAL J., GOMEZ J., POSADA C., LINARES R., Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo Cupiagua, Modelo Integrado Campo Cupiagua, ECOPETROL, 2001.
39. TERAN C., Acoplamiento de un Modelo de Flujo de Fluidos y Geomecánica con el Análisis de Estabilidad Mecánica de Pozos en Yacimientos Naturalmente Fracturados Aplicación a un Caso Colombiano. Universidad Industrial de Santander, 2006.
40. THIERCELIN M., ROEGIERS J., Formation Characterization: Rock Mechanics. Oklahoma.
41. TORRES M., In-Situ Stress State Eastern Cordillera(Colombia). Bogota-Colombia. SPE 81074, 2003.
42. WIPRUT D., Stress, Borehole Stability, and Hydrocarbon Leakage in the Northern North Sea, Thesis Stanford University, 2001.
43. World Stress Map, Heidelberg Academy of Sciences and Humanities University, 2003.
44. ZOBACK M., “Reservoir Geomechanics.” Cambridge University Press. 2007.

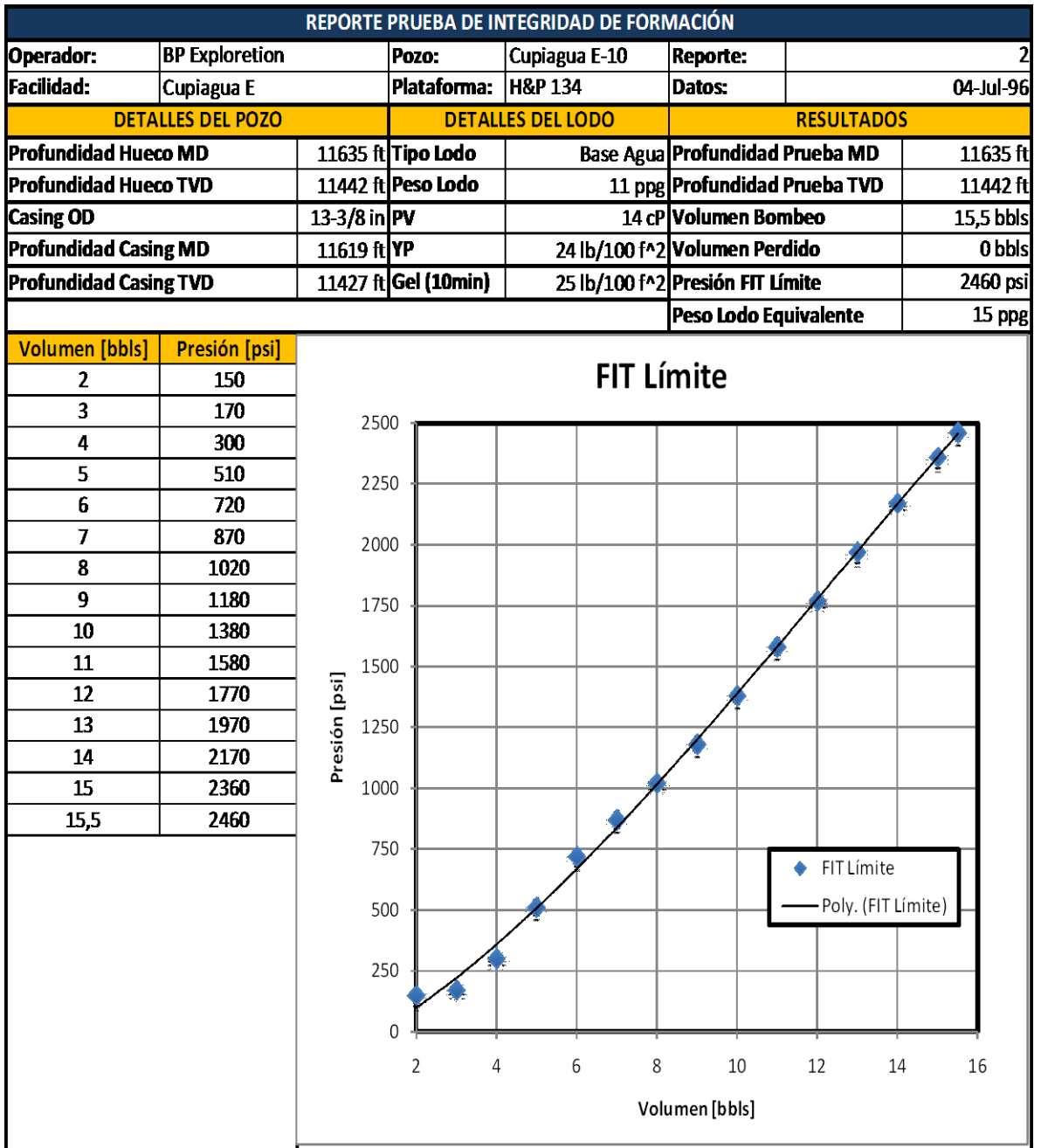
ANEXOS

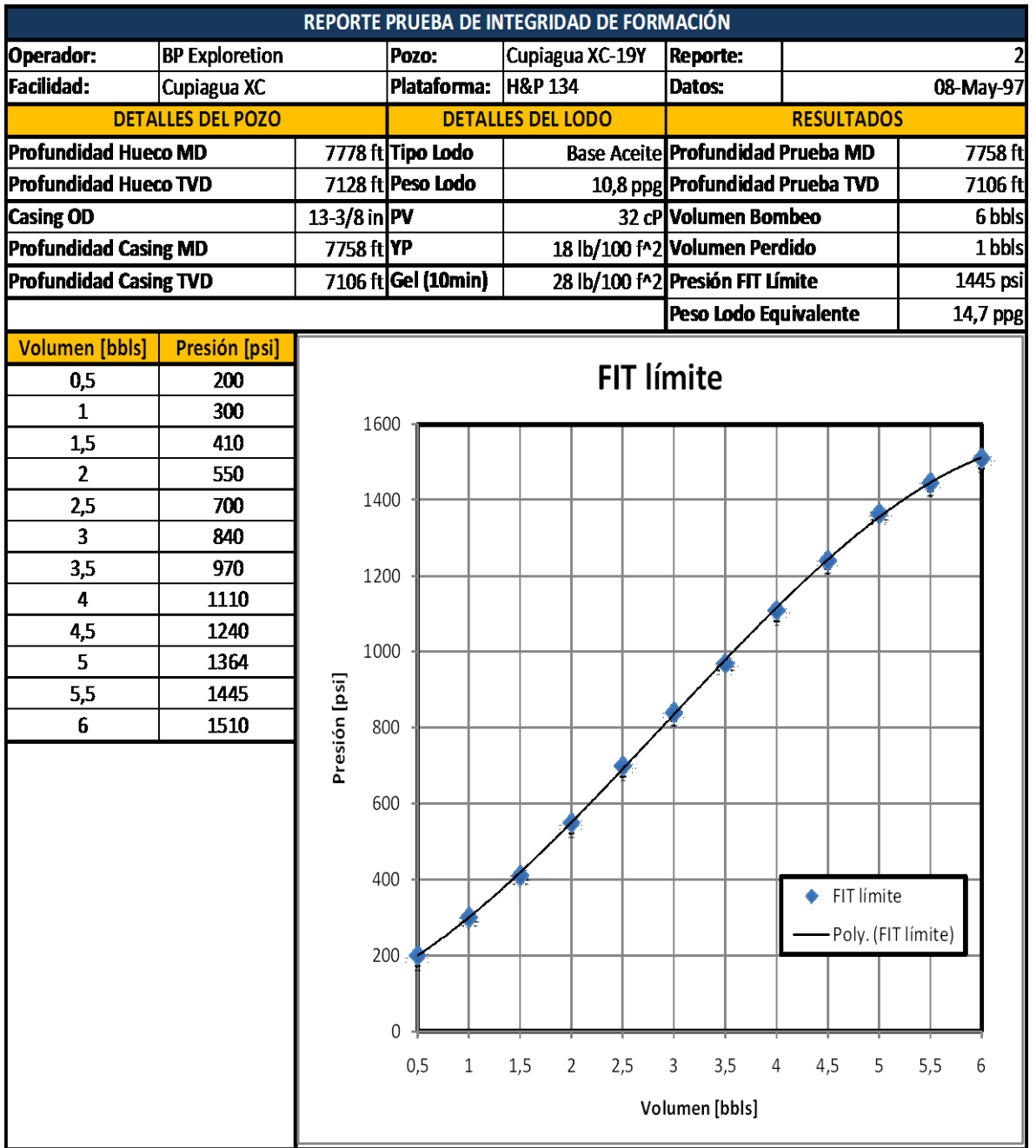
ANEXO 1. PRUEBAS LOT's y PIT's

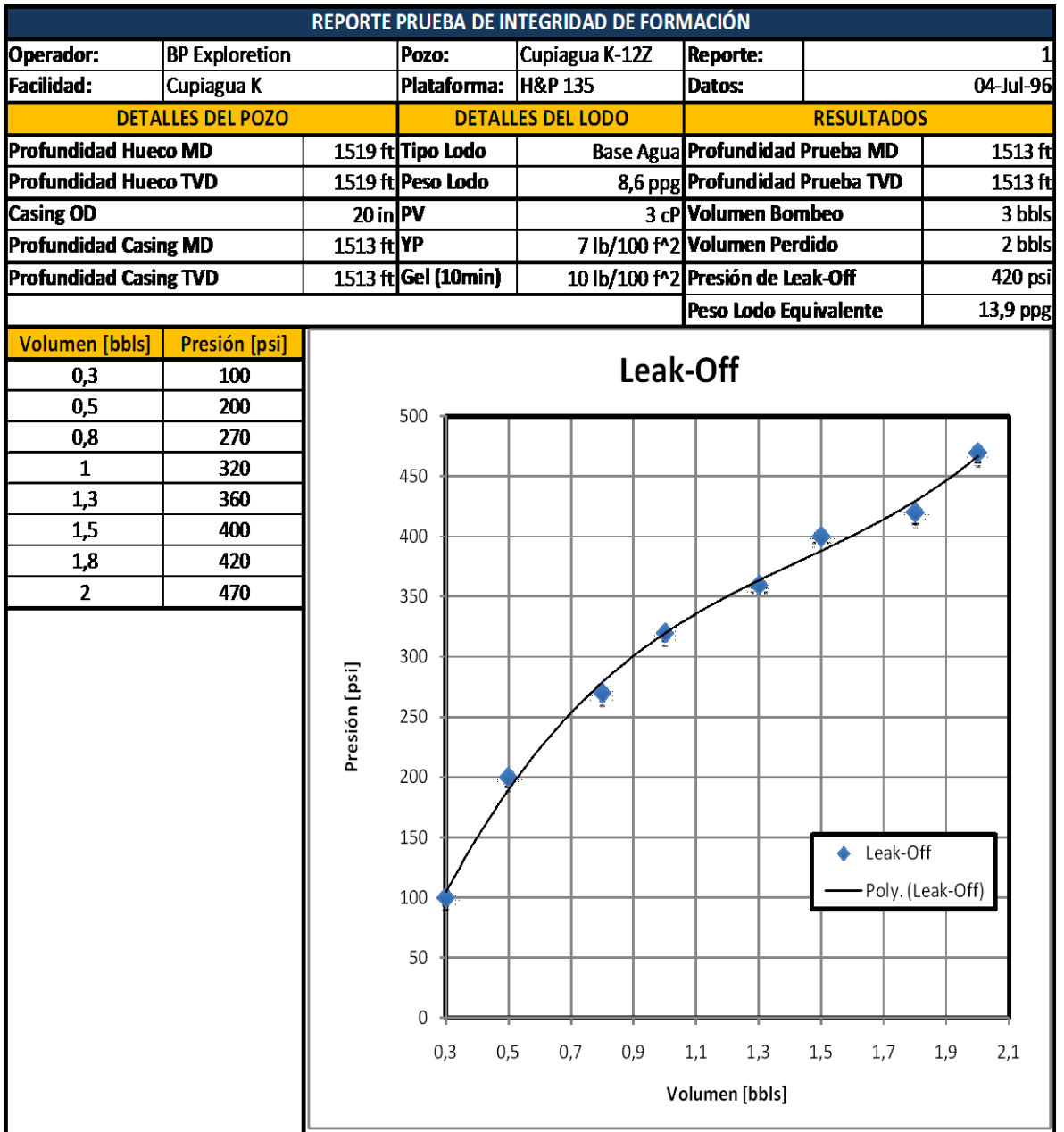


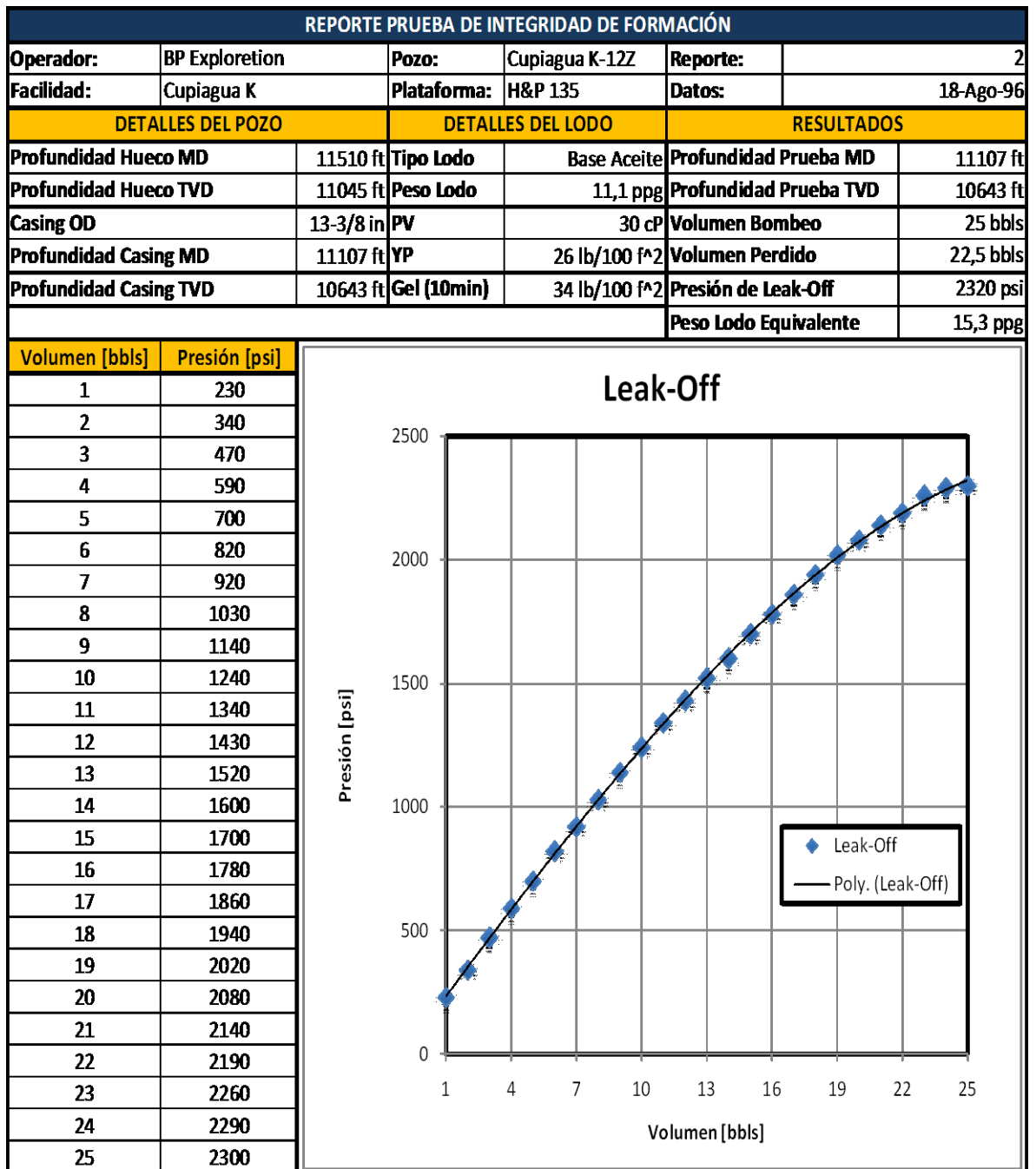


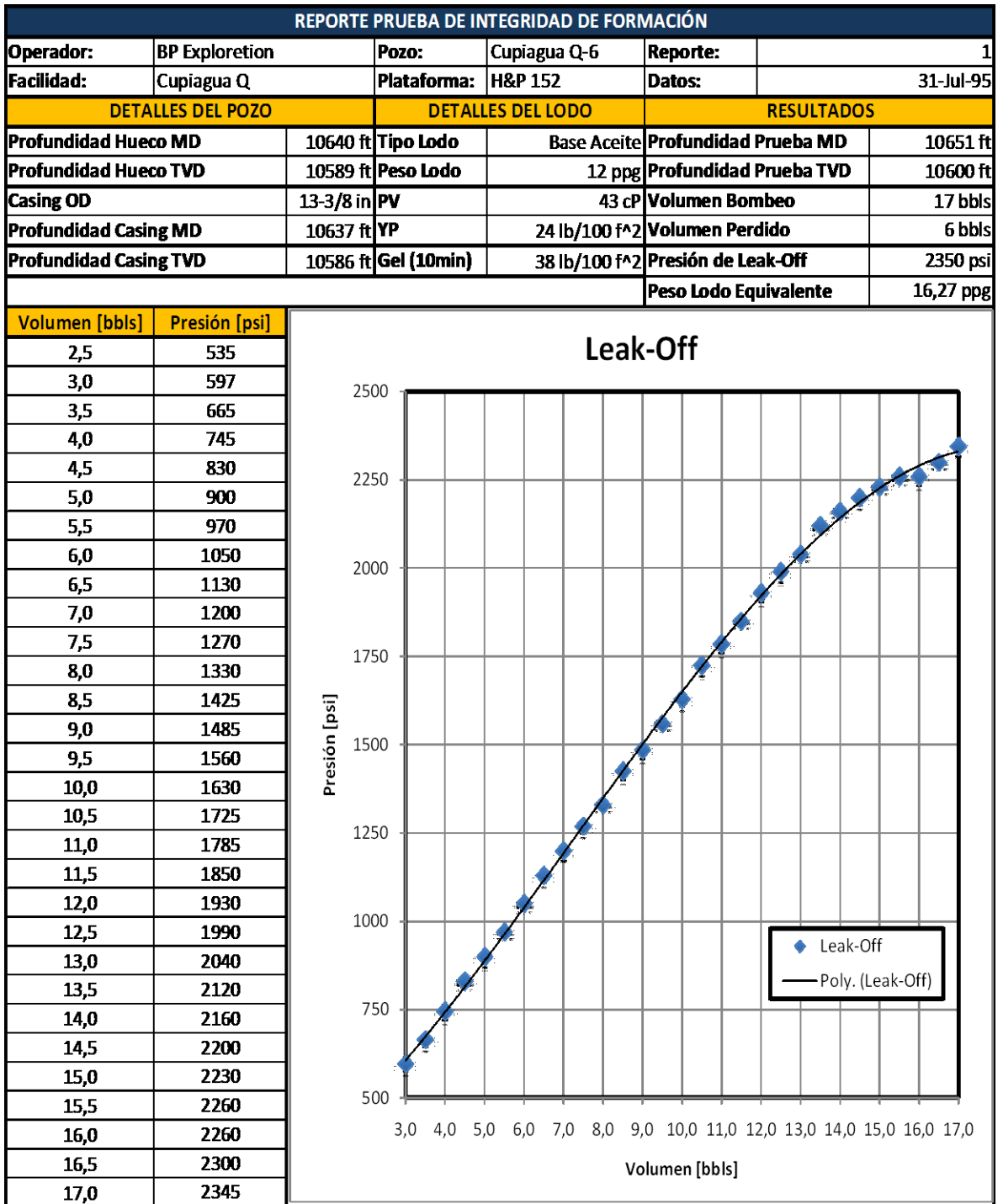


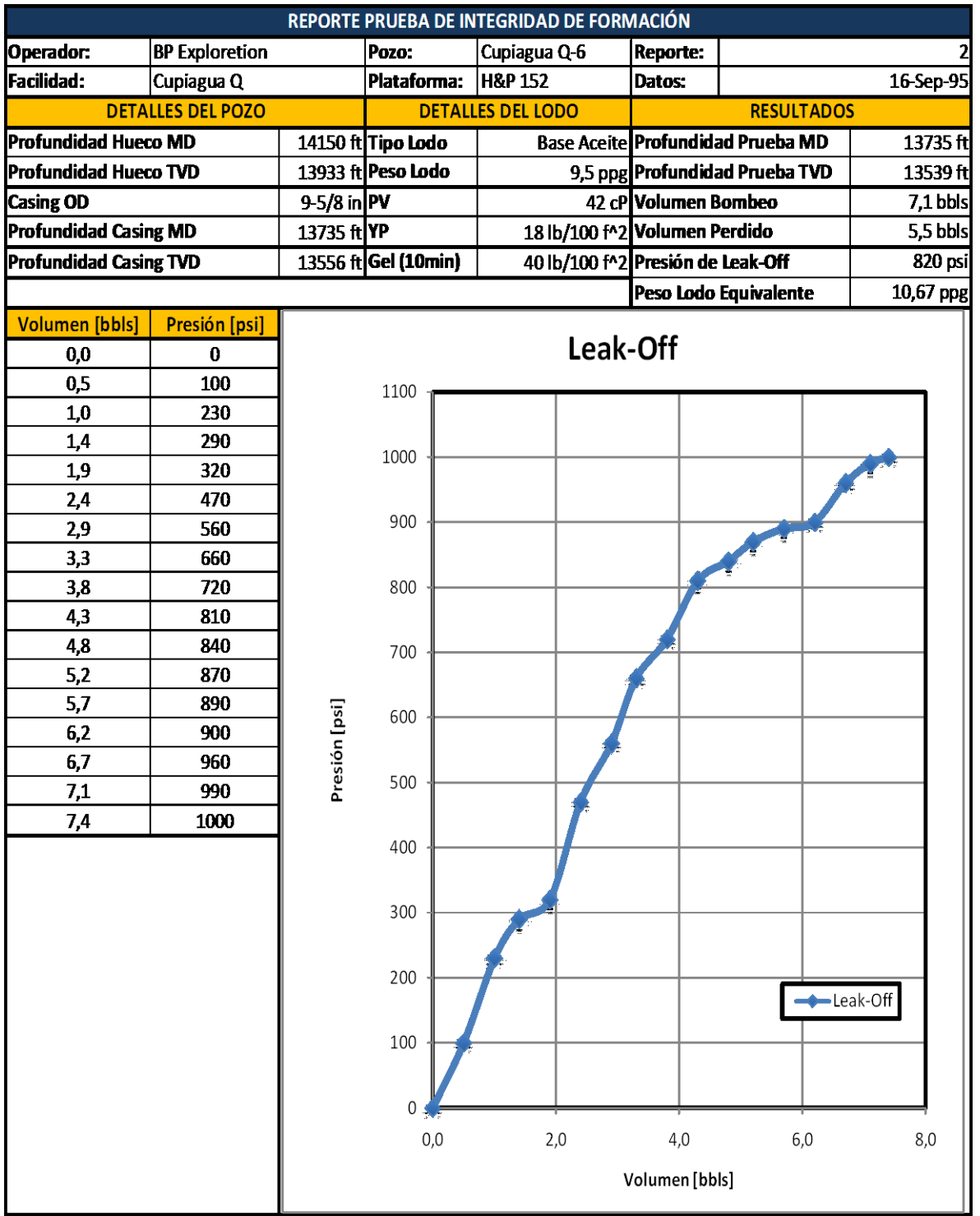


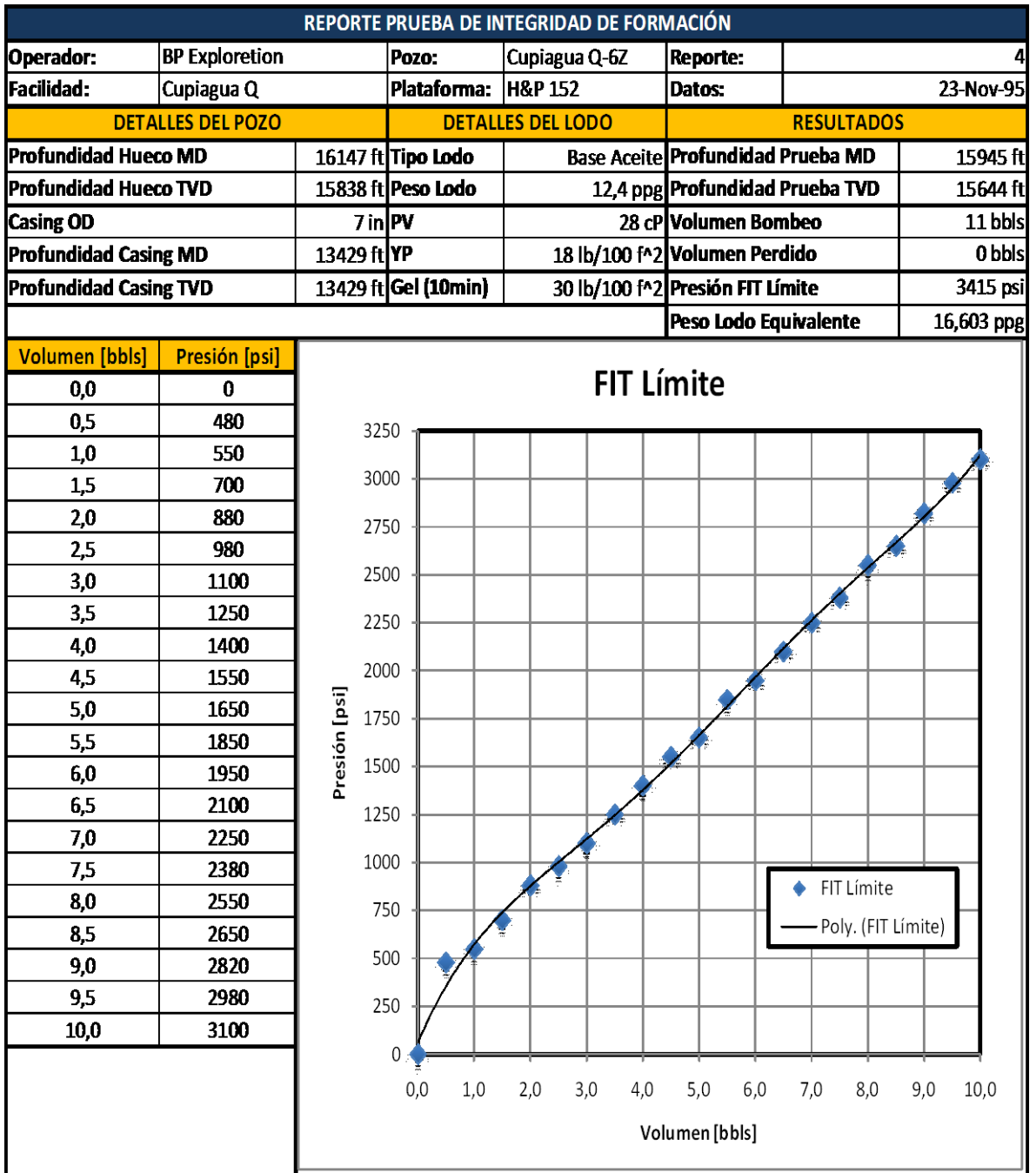


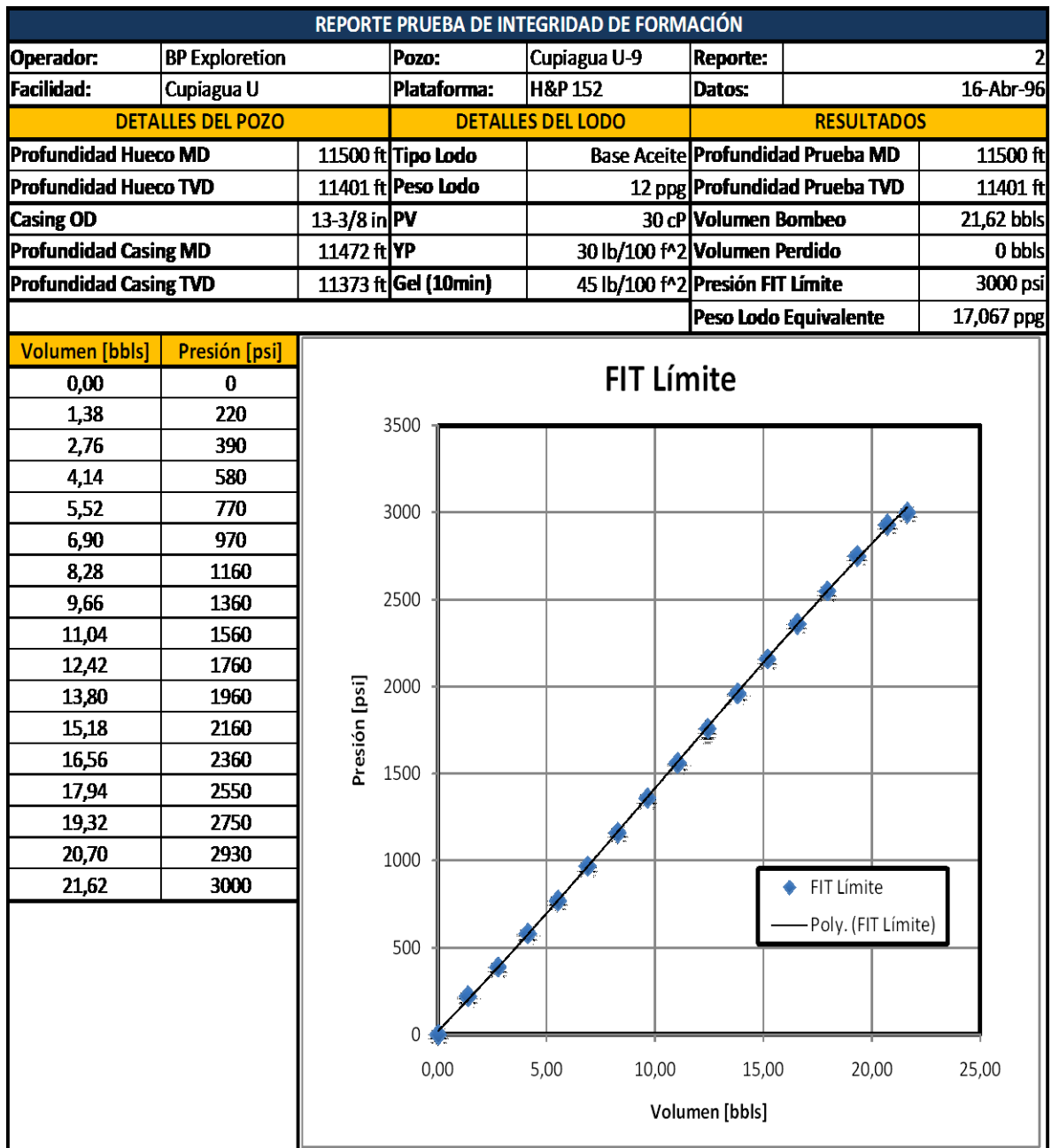






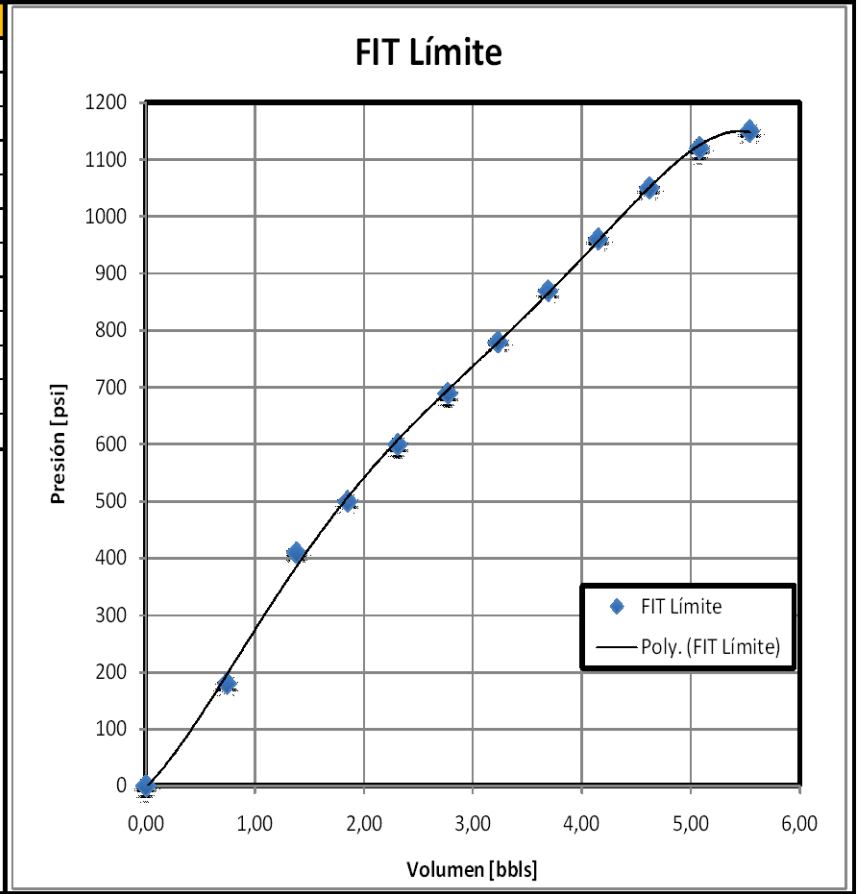






REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN					
Operador:	BP Exploretion	Pozo:	Cupiagua U-9	Reporte:	3
Facilidad:	Cupiagua U	Plataforma:	H&P 152	Datos:	22-May-96
DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	15620 ft	Tipo Lodo	Base Aceite	Profundidad Prueba MD	15620 ft
Profundidad Hueco TVD	15346 ft	Peso Lodo	9 ppg	Profundidad Prueba TVD	15346 ft
Casing OD	9-5/8 in	PV	25 cP	Volumen Bombeo	5,54 bbls
Profundidad Casing MD	14922 ft	YP	25 lb/100 f ²	Volumen Perdido	0 bbls
Profundidad Casing TVD	14678 ft	Gel (10min)	35 lb/100 f ²	Presión FIT Límite	1150 psi
				Peso Lodo Equivalente	10,50 ppg

Volumen [bbls]	Presión [psi]
0,00	0
0,74	180
1,38	410
1,85	500
2,31	600
2,77	690
3,23	780
3,69	870
4,15	960
4,62	1050
5,08	1120
5,54	1150

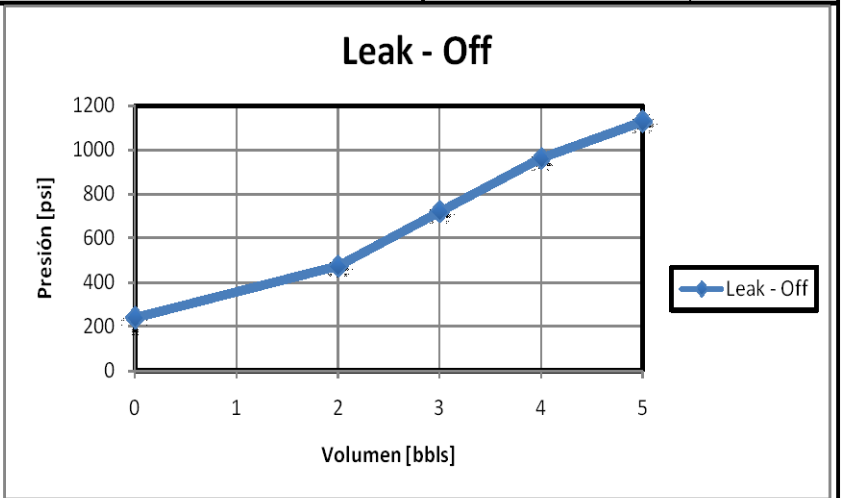


REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

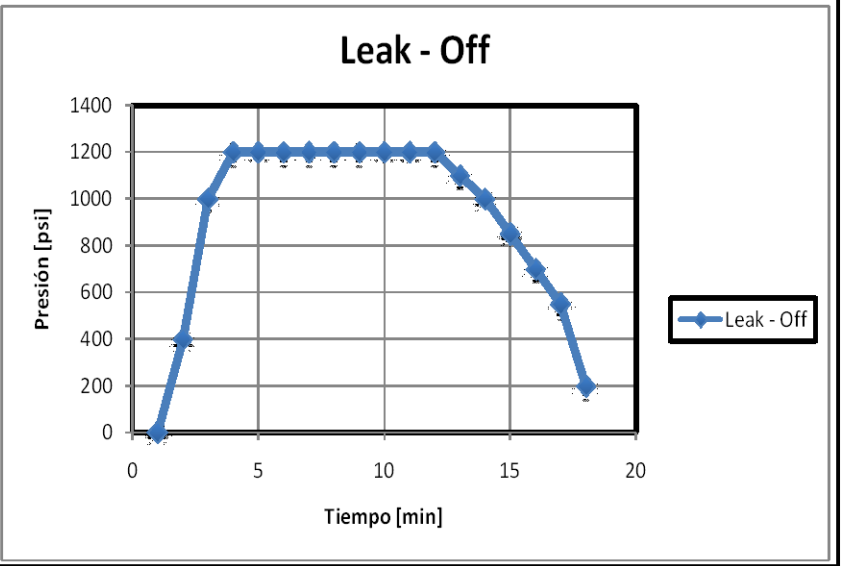
Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua T-33	Reporte:	1
Facilidad:	Cupiagua T	Plataforma:	H&P 152	Datos:	13-Ago-99

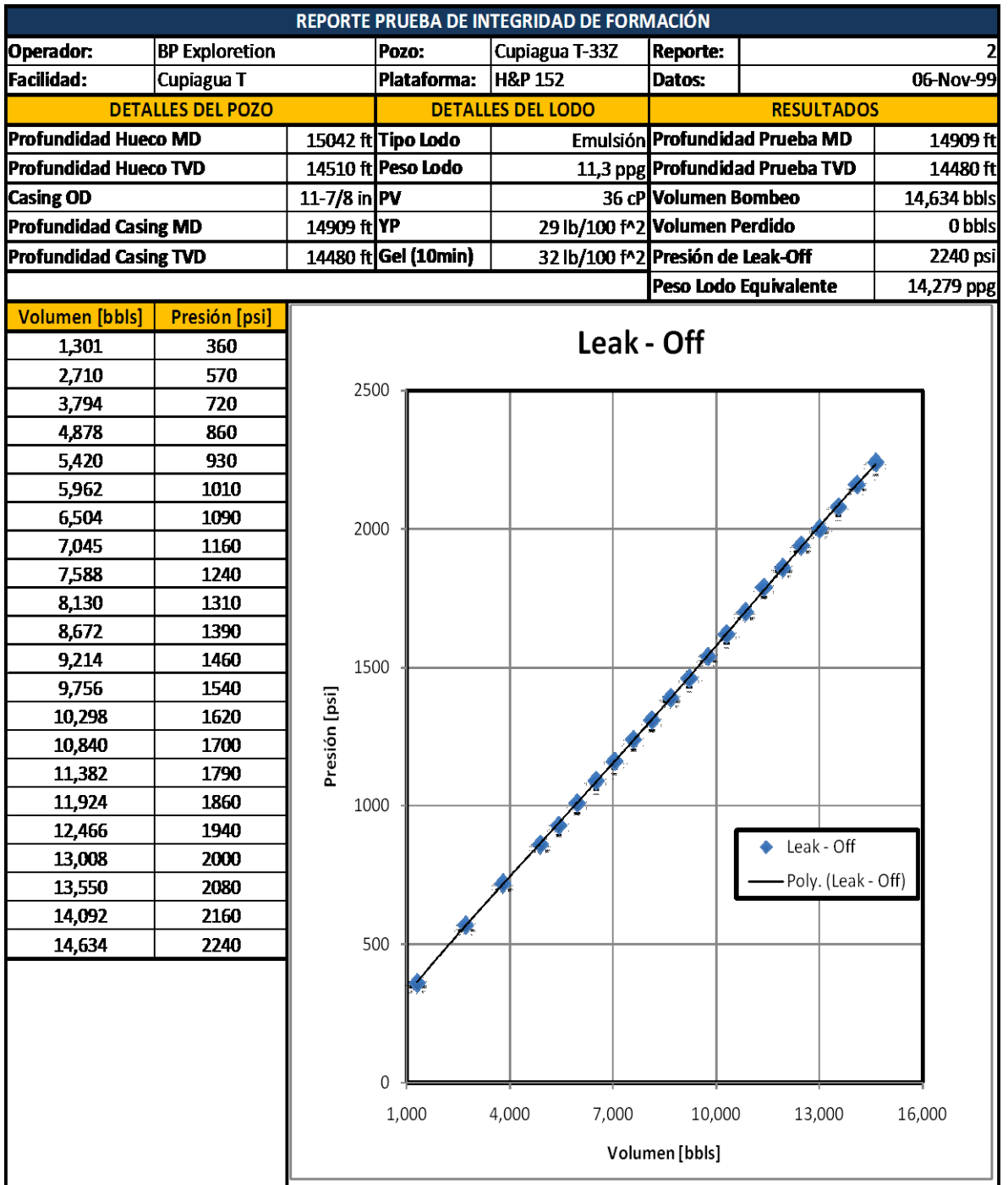
DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	2510 ft	Tipo Lodo	Emulsión	Profundidad Prueba MD	2510 ft
Profundidad Hueco TVD	2504 ft	Peso Lodo	8,6 ppg	Profundidad Prueba TVD	2504 ft
Casing OD	20 in	PV	24 cP	Volumen Bombeo	5 bbbls
Profundidad Casing MD	2490 ft	YP	25 lb/100 f^2	Volumen Perdido	0 bbbls
Profundidad Casing TVD	2484 ft	Gel (10min)	23 lb/100 f^2	Presión de Leak-Off	1128 psi
				Peso Lodo Equivalente	17,275 ppg

Volumen [bbbls]	Presión [psi]
0	240
2	474
3	720
4	962
5	1128



Tiempo [min]	Presión [psi]
1	0
2	400
3	1000
4	1200
5	1200
6	1200
7	1200
8	1200
9	1200
10	1200
11	1200
12	1200
13	1100
14	1000
15	850
16	700
17	550
18	200





REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN					
Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua T-33Z	Reporte:	2
Facilidad:	Cupiagua T	Plataforma:	H&P 152	Datos:	06-Nov-99
DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	15042 ft	Tipo Lodo	Emulsión	Profundidad Prueba MD	14909 ft
Profundidad Hueco TVD	14510 ft	Peso Lodo	11,3 ppg	Profundidad Prueba TVD	14480 ft
Casing OD	11-7/8 in	PV	36 cP	Volumen Bombeo	14,634 bbls
Profundidad Casing MD	14909 ft	YP	29 lb/100 f ²	Volumen Perdido	0 bbls
Profundidad Casing TVD	14480 ft	Gel (10min)	32 lb/100 f ²	Presión de Leak-Off	2240 psi
				Peso Lodo Equivalente	14,279 ppg

Tiempo [min]	Presión [psi]
1	360
2	570
3	720
4	850
5	930
6	1010
7	1090
8	1160
9	1240
10	1310
11	1390
12	1460
13	1540
14	1620
15	1700
16	1790
17	1860
18	1940
19	2000
20	2080
21	2160
22	2240
23	2240
24	2240
25	2240
26	1800
27	1300
28	800
29	500
30	200

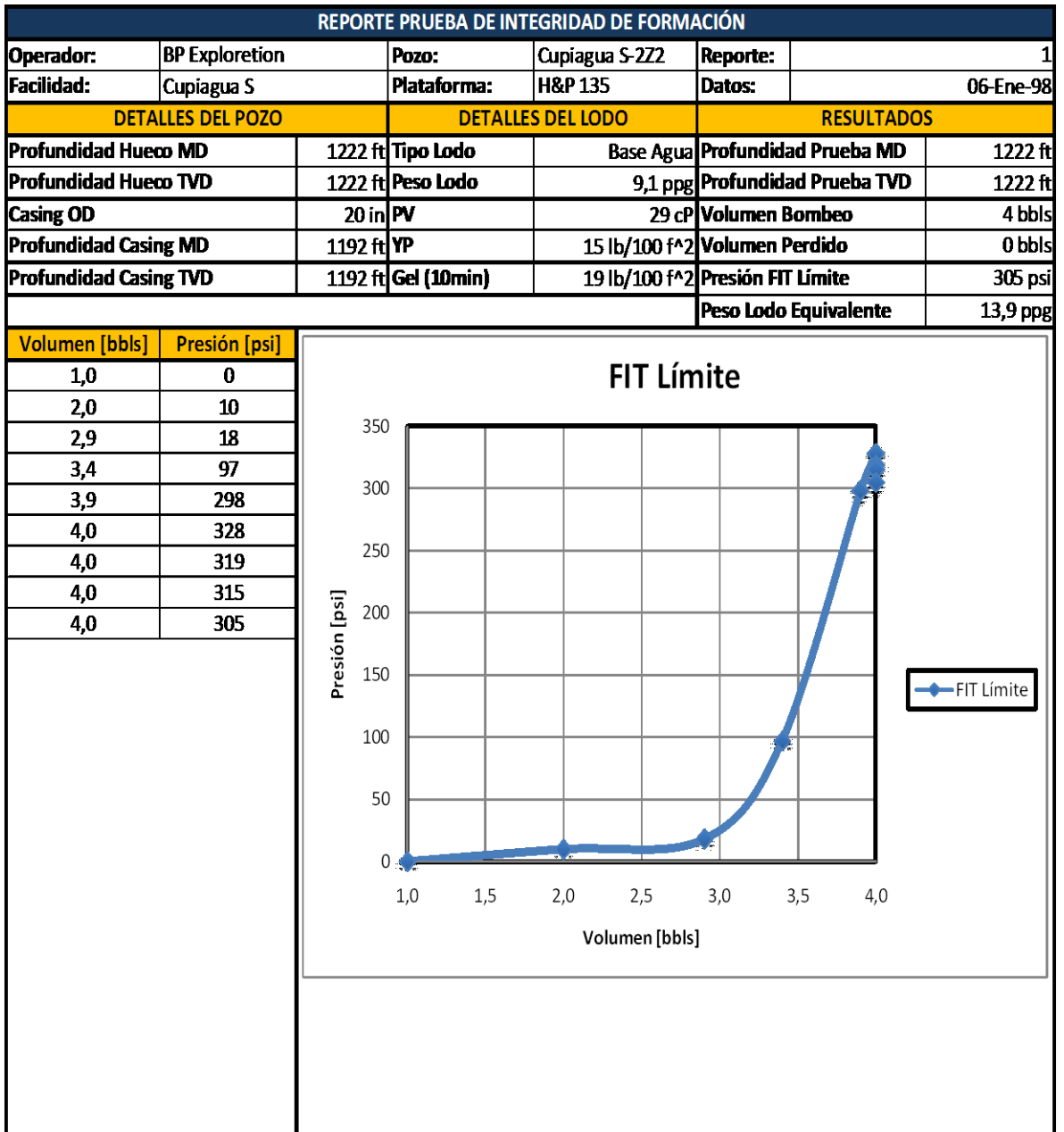
Leak - Off

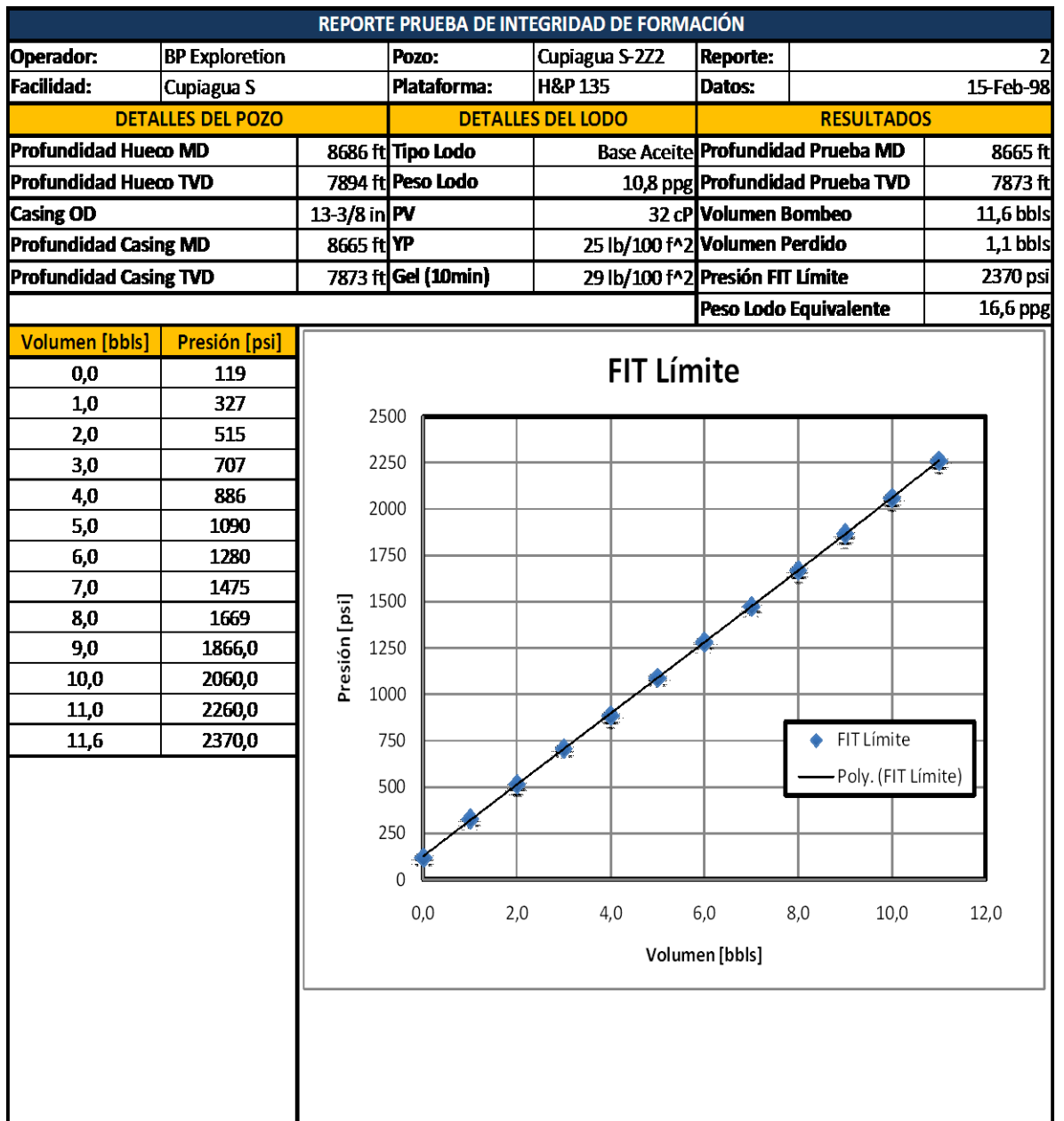
The graph displays a linear increase in pressure over time until approximately 23 minutes, where the pressure reaches a plateau of 2240 psi. Following this, there is a rapid, non-linear decrease in pressure, characteristic of a leak-off event. The data points are as follows:

Time [min]	Pressure [psi]
1	360
2	570
3	720
4	850
5	930
6	1010
7	1090
8	1160
9	1240
10	1310
11	1390
12	1460
13	1540
14	1620
15	1700
16	1790
17	1860
18	1940
19	2000
20	2080
21	2160
22	2240
23	2240
24	2240
25	2240
26	1800
27	1300
28	800
29	500

REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN					
Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua H-11	Reporte:	1
Facilidad:	Cupiagua H	Plataforma:	H&P 133	Datos:	16-Jun-96
DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	1968 ft	Tipo Lodo	Base Agua	Profundidad Prueba MD	1950 ft
Profundidad Hueco TVD	1953 ft	Peso Lodo	9,4 ppg	Profundidad Prueba TVD	1935 ft
Casing OD	20 in	PV	21 cP	Volumen Bombeo	6 bbls
Profundidad Casing MD	1950 ft	YP	18 lb/100 f ²	Volumen Perdido	2 bbls
Profundidad Casing TVD	1935 ft	Gel (10min)	15 lb/100 f ²	Presión de Leak-Off	400 psi
				Peso Lodo Equivalente	13,4 ppg
Volumen [bbls]	Presión [psi]				
0,5	25				
1,0	50				
1,5	75				
2,0	130				
2,5	200				
3,0	160				
3,5	190				
4,0	230				
4,5	270				
5,0	330				
5,5	390				
6,0	410				

REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN					
Operador:	BP Exploretion	Pozo:	Cupiagua H-15	Reporte:	2
Facilidad:	Cupiagua H	Plataforma:	H&P 133	Datos:	04-Dic-96
DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	8890 ft	Tipo Lodo	Base Aceite	Profundidad Prueba MD	8790 ft
Profundidad Hueco TVD	8577 ft	Peso Lodo	10,8 ppg	Profundidad Prueba TVD	8479 ft
Casing OD	13-3/8 in	PV	37 cP	Volumen Bombeo	14,5 bbls
Profundidad Casing MD	8790 ft	YP	19 lb/100 f ²	Volumen Perdido	2,5 bbls
Profundidad Casing TVD	8479 ft	Gel (10min)	30 lb/100 f ²	Presión de Leak-Off	2250 psi
				Peso Lodo Equivalente	15,9 ppg
Volumen [bbls]	Presión [psi]				
0,5	250				
1,0	320				
1,5	450				
2,0	550				
2,5	600				
3,0	700				
3,5	800				
4,0	900				
4,5	1000				
5,0	1100				
5,5	1200				
6,0	1300				
6,5	1400				
7,0	1470				
8,5	1550				
9,0	1650				
9,5	1700				
10,0	1800				
10,5	1900				
11,0	1970				
11,5	2040				
12,0	2060				
12,5	2120				
13,0	2150				
14,0	2250				
14,5	2250				





REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua S-222	Reporte:	3
Facilidad:	Cupiagua S	Plataforma:	H&P 152	Datos:	14-Abr-98
DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	13856 ft	Tipo Lodo	Base Aceite	Profundidad Prueba MD	13856 ft
Profundidad Hueco TVD	12987 ft	Peso Lodo	13,5 ppg	Profundidad Prueba TVD	12987 ft
Casing OD	9-5/8 in	PV	52 cP	Volumen Bombeo	3,8 bbls
Profundidad Casing MD	13799 ft	YP	26 lb/100 f ²	Volumen Perdido	1,0 bbls
Profundidad Casing TVD	12933 ft	Gel (10min)	36 lb/100 f ²	Presión FIT Límite	1350 psi
				Peso Lodo Equivalente	15,5 ppg

Volumen [bbls]	Presión [psi]
0,5	386
1,0	512
1,5	660
2,0	815
2,5	980
3,0	1120
3,5	1270
3,8	1350

