



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

APLICACIÓN DE LA GEOMECÁNICA PARA LA  
PREDICCIÓN DE ARENAMIENTO EN POZOS  
PETROLEROS

***INFORME POR EXPERIENCIA PROFESIONAL***  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
**INGENIERA CIVIL**

PRESENTA:  
**Mónica Martínez Lázaro**

AVAL:  
**Dra. Anna Paula Lougon Duarte**



MÉXICO, D.F.

ABRIL DE 2009

---

## DEDICATORIA

---

A *mis padres* y a *mi hermano*, por ser un apoyo incondicional, por todo lo que han sacrificado, por creer en mí y por ser un ejemplo de fortaleza y perseverancia. Son lo más valioso en mi vida.

A *Francisco*, por estar a mi lado en los momentos dulces y en los difíciles, por ser mi gran cómplice y por albergar mis sueños.

A *Gaby, Rodrigo, Aldo, Ricardo, Oscar U. y Evelyn*, por ser mi gran equipo, por el tiempo compartido, por ser testigos y compañeros en esta gran aventura. Los admiro, son un ejemplo a seguir.

Con todo mi amor

---

## **AGRADECIMIENTOS**

---

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería, por darme la oportunidad de tener una formación profesional privilegiada, por darme todas las herramientas que necesité y por las gratas experiencias que viví en sus aulas. Es un orgullo ser universitaria.

A mis profesores, por compartir sus conocimientos y experiencias, por enseñarme a ser una ingeniera responsable, comprometida, crítica y exigente.

A mi aval, la Dra. Anna Paula Lougon, por hacer realidad este proyecto, por su entrega y por creer en mi trabajo.

Al equipo de Geomecánicos de Schlumberger en la Región Marina, en especial a David Durán y Erick Iturbe, por todo el tiempo dedicado y su infinita paciencia, por su apoyo y su amistad incondicional.

A mis sinodales, Ing. Rodolfo Solís, Ing. Marcos Trejo, Ing. Jorge Guevara, M.I. Agustín Deméneghi, M.I. Héctor Sanginés y un agradecimiento especial al M.I. Miguel Ángel Rodríguez Vega, por su apoyo y consejos a lo largo del desarrollo de este proyecto.

A mis amigos, a todos aquellos que siempre me brindaron una sonrisa y una palabra de aliento cuando las cosas no marchaban bien.

---

## INDICE

---

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>CAPÍTULO 1</b>	
<b>Aspectos generales del estudio de la geomecánica en la industria petrolera</b>	<b>5</b>
1.1    Importancia de las geociencias	6
1.2    Procedimientos involucrados en la producción de petróleo	7
1.2.1    Prospección: Levantamiento sísmico	7
1.2.2    Exploración y perforación	8
1.2.3    Producción	13
1.2.4    Abandono	13
1.3    Participación de la geomecánica en los procedimientos de producción de petróleo	14
<b>CAPÍTULO 2</b>	
<b>Fundamentos técnicos de la geomecánica</b>	<b>15</b>
2.1    Propiedades físicas de la roca	16
2.2    Conceptos básicos de la geomecánica	19
2.3    Comportamiento mecánico de la roca y criterio de resistencia	21
2.4    Estado de esfuerzos en el subsuelo	26
2.5    Esfuerzos alrededor del agujero: Estabilidad de pozo	31
2.5.1    Estimación de esfuerzo tangencial y esfuerzo radial	32
2.5.2    Fallas durante la perforación	34
2.6    Esfuerzo generados durante la producción	38
<b>CAPÍTULO 3</b>	
<b>Construcción y calibración del modelo geomecánico</b>	<b>43</b>
3.1    Auditoria de datos	45
3.2    Estructura geológica	49
3.3    Mecánica estratigráfica	51
3.4    Sobrecarga	52
3.5    Cálculo de la presión de poro	52
3.6    Resistencia de la roca y sus propiedades elásticas	58
3.6.1    Propiedades elásticas dinámicas	59
3.6.2    Propiedades elásticas estáticas	61
3.6.3    UCS y $\phi$	64
3.7    Dirección de esfuerzos horizontales	67
3.8    Esfuerzo horizontal mínimo y máximo: poroelástica	69
3.9    Ventana operacional	73
3.10    Validación del modelo geomecánico	76

**CAPÍTULO 4**

<b>Interpretación del modelo geomecánico</b>	<b>77</b>
4.1    Aplicación de la metodología Schlumberger para la construcción del MEM	78
4.2    Interpretación de las geopresiones	100
4.3    Aplicación del modelo geomecánico en la perforación	101
4.4    Aplicación del modelo geomecánico en la terminación y producción	103

**CAPÍTULO 5**

<b>Evaluación de probabilidad de producción de arena</b>	<b>105</b>
5.1    Modelo de arenamiento	107
5.1.1    Estimación de los esfuerzos horizontales	108
5.1.2    Estimación de la presión crítica del yacimiento	109
5.2    Determinación de caída de presión crítica para diferentes Escenarios	111
5.3    Interpretación del modelo de arenamiento	112
<b>Conclusiones y recomendaciones</b>	<b>117</b>
<b>Glosario</b>	<b>119</b>
<b>Referencias y bibliografía</b>	<b>125</b>

---

## INTRODUCCIÓN

---

El conocimiento y la predicción de las condiciones en las cuales se presenta la estabilidad de las formaciones perforadas y las formaciones productoras de hidrocarburos en un pozo petrolero pueden marcar la diferencia entre un proyecto económica y técnicamente viable y un proyecto que no lo sea. Para ello, se deben realizar estudios de comportamiento mecánico del subsuelo que involucren la participación de diversas disciplinas y de las geociencias, a fin de comprender cómo se afectan las formaciones durante las actividades de perforación y producción.

Por medio de estudios de estabilidad de pozo, también llamados estudios geomecánicos, es posible modelar el comportamiento mecánico y propiedades de las formaciones, minimizar los riesgos y tiempos no productivos, y establecer directrices que optimicen las actividades a realizar en el pozo. Debido a los grandes retos que enfrenta la industria petrolera, en años recientes este tipo de estudios han cobrado mayor importancia en el desarrollo integral de proyectos, por lo que se requieren trabajos, documentos e investigación al respecto que enriquezcan su aplicación.

El presente Informe por Experiencia Profesional tiene por objetivo mostrar un proyecto de perforación de pozo petrolero en el que se construye e interpreta un modelo geomecánico siguiendo la metodología de la Compañía *Schlumberger*, con la finalidad de que dicho modelo sea aplicado en la predicción de la producción de sólidos durante la etapa de extracción de hidrocarburos, y que también sea una herramienta de decisión en acciones preventivas al respecto.

Para el desarrollo del modelo es necesario proporcionar los fundamentos técnicos que permitan establecer los parámetros de interés, basándose en la teoría elástica y tomando como criterio de falla el de Mohr-Coulomb. Ante la falta de fuentes bibliográficas formales relacionadas con el tema, a excepción de las referenciadas y para los fines de este trabajo, se utilizó información técnica y material elaborado por la *Dra. Anna Paula Lougon* –Ing. Geomecánica Senior– durante su ejercicio profesional y sus actividades docentes, el cual no ha sido publicado.

El trabajo se divide en los siguientes apartados:

Capítulo 1, "*Aspectos generales del estudio de la geomecánica en la industria petrolera*", en el cual se proporciona un panorama general de la participación e importancia del estudio de la geomecánica en cada uno de los procesos involucrados en la producción de hidrocarburos.

Capítulo 2, "*Fundamentos técnicos de la geomecánica*", donde se establecen las bases técnicas de mecánica de rocas y la teoría de esfuerzos generados durante los procesos de perforación y producción para el análisis geomecánico.

Capítulo 3, "*Construcción y calibración del modelo geomecánico*", el cual hace la descripción detallada de cada uno de los pasos que se deben llevar a cabo para la construcción de un modelo geomecánico.

Capítulo 4, "*Interpretación del modelo geomecánico*", que presenta la memoria de cálculo de un modelo geomecánico para un pozo del Sureste de México en costa afuera y explica las posibles aplicaciones del modelo.

Capítulo 5, "*Evaluación de probabilidad de producción de arena*", describe a detalle los pasos a seguir para evaluar la probabilidad de producción de arena durante la extracción de hidrocarburos a partir de un modelo geomecánico previamente realizado.

"*Conclusiones y recomendaciones*"; donde se presentan las conclusiones y comentarios finales del trabajo realizado.

"*Glosario*"; se trata de un apartado en donde se definen términos y conceptos utilizados en el informe.

"Anexo A", se trata de un archivo electrónico (A12.xls) donde se presenta de manera resumida los cálculos realizados para la elaboración del modelo geomecánico y el modelo de arenamiento.

"*Referencias y Bibliografía*".

---

## **CAPÍTULO 1**

### **Aspectos generales del estudio de la geomecánica en la industria petrolera**

---

#### **Objetivo**

Dar un panorama general de la participación e importancia del estudio de la geomecánica en cada uno de los procesos involucrados en la producción de hidrocarburos

#### **INTRODUCCIÓN**

Muchos de los proyectos de perforación de pozos petroleros actuales presentan grandes desafíos técnicos y económicos. La comprensión y aplicación de la geomecánica en dichos proyectos se ha convertido en una herramienta valiosa en la identificación de riesgos potenciales, en la disminución de tiempos no productivos, así como en la planeación y diseño de diversas actividades (Plumb et al, 2000).

En este capítulo se abordan conceptos básicos y se proporciona una breve descripción de las etapas involucradas en la producción de hidrocarburos, así como la relación que tienen con la geomecánica.

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos formados a partir de la materia orgánica acumulada en los sedimentos de cuencas marinas. Esta materia orgánica proviene de acumulación masiva en el fondo del mar de organismos microscópicos que flotan en el agua, junto con sedimentos arenosos y arcillosos. La transformación de la materia orgánica en petróleo consiste en una serie de reacciones complejas desarrolladas en ambientes con poco oxígeno por la acción de las bacterias anaerobia, a temperaturas entre 50° y 60° C

cuando los sedimentos de los restos orgánicos están a más de uno kilómetro de profundidad. La roca que contiene la materia orgánica que se transforma en petróleo es la *roca madre*, mientras que la roca o formación que lo almacena se llama *yacimiento*, que está constituido por rocas sedimentarias, principalmente areniscas y calizas. Dichas rocas almacenan los hidrocarburos por presentar mayor porosidad efectiva y permiten su extracción por tratarse de material permeable. Para que sea posible extraer el petróleo, además de encontrarse en una roca permeable, es necesario que esté almacenado, para lo cual se deben presentar *sellos* o formaciones arcillosas a los extremos del yacimiento, que al ser material impermeable, confinan los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

Para la explotación de un yacimiento se debe planear la excavación de uno o varios pozos, lo cual implica la participación de diferentes disciplinas, de manera que se estime la viabilidad técnica y económica del proyecto. Con el paso del tiempo, la tecnología ha permitido mejorar las técnicas de perforación de pozos y la mejora de equipos, logrando mayor profundidad e incremento en la extracción de hidrocarburos, pero también ha implicado mayor complejidad en los proyectos y grandes retos en cuanto a la seguridad de las actividades realizadas.

### **1.1 Importancia de las geociencias**

A medida que los pozos logran mayor profundidad se hace extensiva la aplicación de la mecánica de rocas y la geomecánica en la industria petrolera, ya que los colapsos y problemas de inestabilidad en las formaciones se vuelven más frecuentes y las medidas preventivas más costosas. Los problemas de inestabilidad derivan en tiempos no productivos (NPT - non productive time) y en el aumento de los costos de perforación, inclusive al grado de considerarse un proyecto no viable.

El campo de estudio de las ciencias que participan en un estudio de estabilidad de pozo se describe a continuación:

#### *Mecánica de rocas*

Es la ciencia que estudia el comportamiento mecánico de las rocas, es decir, es la rama de la mecánica ocupada de la respuesta de la roca a las fuerzas presentes en su ambiente físico, así como la caracterización de los estratos rocosos y la cuantificación de sus propiedades mecánicas e hidráulicas.

#### *Geomecánica*

Estudio multidisciplinario que aplica conceptos de ingeniería, geología y física para medir y predecir cómo las rocas y fracturas responden a incrementos de esfuerzos, incrementos de presiones, temperatura, flujo de hidrocarburos y otros fenómenos. En otras palabras, la geomecánica es la aplicación de la mecánica de rocas, la geología y la física al comportamiento de una roca.

La importancia técnica de ambas ciencias en la industria petrolera está relacionada con la estabilidad de la roca durante la perforación, el comportamiento mecánico del pozo ante las actividades de perforación y producción, y sobre todo en la necesidad de explicar y evaluar, cualitativa y cuantitativamente, situaciones inesperadas en cuanto a la respuesta del yacimiento o fallas catastróficas, producción de arenas y problemas de estabilidad del pozo.

El impacto económico de la participación de la mecánica de rocas y la geomecánica en un proyecto integral de perforación de pozo radica en que aproximadamente 24 al 27% del costo total está asociado a problemas operativos, de los cuales el 40% corresponde a problemas de estabilidad de pozo como derrumbes, gasificaciones, atrapamientos, fracturamiento de rocas y pérdidas de circulación (Thiercelin, Roegiers, 2000). Lo anterior significa que alrededor del 10% del costo total de perforación está relacionado con problemas geomecánicos.

## 1.2 Procedimientos involucrados en la producción de petróleo

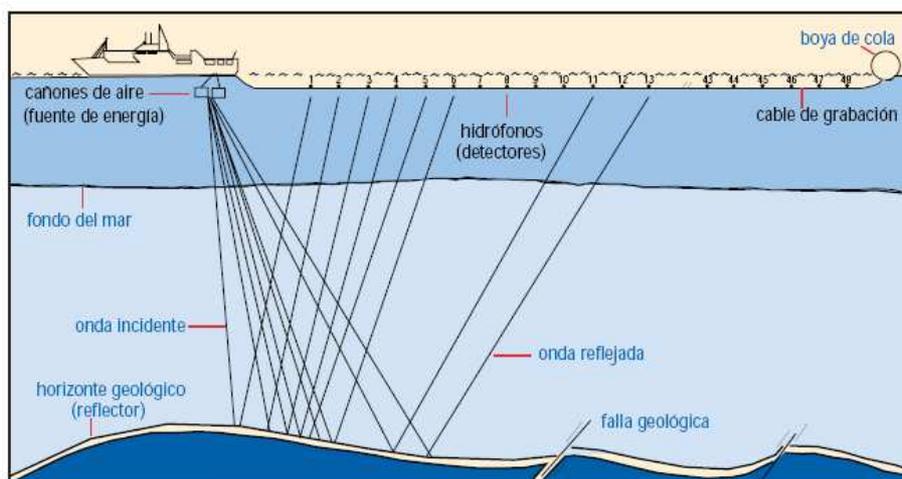
### 1.2.1 Prospección: Levantamiento sísmico

Consiste en todas aquellas actividades que tienen por objetivo hacer una caracterización preliminar de la geología de la zona de interés mediante levantamiento sísmico. Es importante notar que el procedimiento de adquisición sísmica en tierra y costa afuera tiene notables diferencias. La sísmica terrestre es un procedimiento que requiere gestionar permisos en predios, preparar terreno, abrir caminos, etc. Por otro lado, la sísmica costa afuera no presenta los problemas antes mencionados ni impacto ambiental severo, pero es mucho más costosa.

En este apartado sólo se hará referencia al procedimiento de levantamiento sísmico en costa afuera.

#### *Sísmica tridimensional (3D)*

La sísmica 3D consiste en realizar un levantamiento de los datos sísmicos en líneas paralelas separadas entre sí una distancia igual a los canales receptores (Fig. 1.1). De esta manera todos los puntos en superficie serán mostrados esquemáticamente en un modelo, utilizando código de colores para mejor visualización e interpretación de la información, proporcionando un alto grado de definición en estratos geológicos a un costo relativamente bajo.

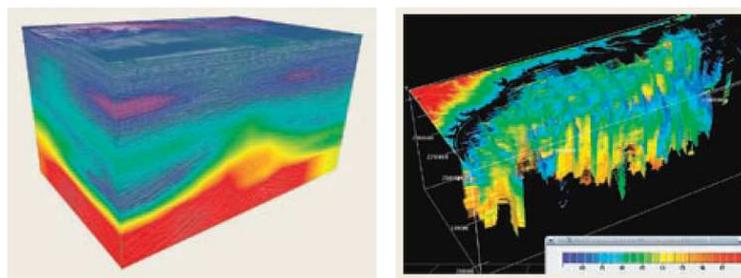


**Fig. 1.1 – Esquema de un levantamiento sísmico en regiones marinas  
(Fuente: Barberii; ob. cit.)**

La velocidad de ondas sísmicas está en función de la densidad, tamaño de grano, absorción de agua, cementación, porosidad y de la constante elástica del medio. Consecuentemente, esta velocidad depende de la constitución mineral de la roca, grado de cementación, estado de compactación, temperatura y presencia de microfracturas. Valores muy bajos de velocidad son característicos de rocas con alta porosidad y/o con alto grado de saturación, pudiendo ser potenciales yacimientos de petróleo.

El procesamiento de datos busca producir imágenes de las superficies de las formaciones con la máxima fidelidad posible. Los especialistas interpretan estas imágenes en busca de intervalos porosos, situaciones más favorables para la acumulación de hidrocarburos, para caracterización previa de yacimientos productores y para direccionar el pozo en busca del área óptima de drenado.

La información obtenida a través de los cubos sísmicos tiene como objeto final la predicción de condiciones y características del subsuelo, localización de yacimientos, posibles riesgos y situaciones críticas que pueden presentarse durante la exploración y producción del pozo (Fig. 1.2). Sin embargo, los resultados obtenidos representan la posibilidad de ocurrencia, mas no una certeza. La verificación de lo previsto con lo que se encontrará sólo podrá hacerse una vez perforado el pozo.



**Fig. 1.2 – Cubo sísmico (Fuente: Sayers et al; ob. cit.)**

### **1.2.2 Exploración y perforación**

Se refiere a aquellas actividades que tienen como propósito el estudio y caracterización del subsuelo, con la finalidad de buscar y localizar yacimientos de petróleo y gas. Si el análisis de la sísmica arroja alta probabilidad de encontrar uno o más yacimientos productores, entonces se procederá a la planeación y ejecución de un pozo exploratorio.

El programa exploratorio consiste básicamente en la realización de un estudio geológico con el propósito de reconstruir las condiciones de estratificación y deposición mediante sondas, registros de imágenes y otras mediciones mientras se perfora el pozo. El programa tiene dos objetivos: 1) localizar las situaciones geológicas que tengan condiciones de acumulación de petróleo y 2) verificar cuál de estas situaciones tiene mayor posibilidad de contener petróleo.

Dependiendo de los resultados del programa exploratorio se decide si es factible planear la perforación de uno o varios pozos para verificar los resultados obtenidos en la región de estudio.

Los pozos pueden ser perforados en dirección vertical, inclinados o direccionados, horizontales, o bien, un mismo pozo puede presentar trayectoria vertical en su trecho inicial y terminar como direccional u horizontal en sus últimas etapas. La dirección de trayectoria del pozo dependerá de las formaciones a excavar, de las condiciones de esfuerzos en la región, de las propiedades mecánicas y elásticas de las rocas, por mencionar algunas.

El conocimiento de las condiciones mecánicas y de equilibrio en el pozo es de vital importancia, pues de ello depende un adecuado diseño y aplicación del fluido de perforación a determinada profundidad, y por ende lograr la estabilidad deseada al menor costo posible.

### ***Perforación y fluido de perforación***

La perforación del pozo se caracteriza por el corte de formaciones rocosas durante la excavación, mientras circula un fluido o lodo de perforación que lubrica el proceso. Este fluido es una mezcla compuesta de partículas sólidas, líquido y productos químicos. Sus funciones principales son las siguientes:

1. Limpiar el fondo del pozo de los fragmentos producidos por la broca y transportarlos a la superficie.
2. Ejercer presión hidrostática sobre las formaciones, a modo de evitar el flujo de fluidos indeseables y estabilizar las paredes del pozo.
3. Lubricar la columna de perforación.
4. Evitar el calentamiento excesivo de la broca.

El lodo debe ejercer una presión hidrostática mayor que la presión de la formación para evitar que el fluido presente en la formación invada el pozo mientras se está perforando, y menor que la presión que lleva a la roca a la falla o fractura.

La proporción de sólidos en el lodo debe mantenerse al mínimo posible, ya que su aumento trae como consecuencia la modificación de ciertas propiedades, desgaste del equipo, fractura de formaciones debido a la presión, presión de columna y reducción de tasa de penetración.

### ***Registros***

Los registros geofísicos son los datos de entrada para la construcción del modelo geomecánico. La obtención de un registro se realiza por medio de una sonda que va recorriendo la trayectoria del pozo, mientras que un equipo en superficie procesa la información enviada por la sonda a través de un cable. Los registros de pozos no identifican cuantitativamente el tipo de roca perforada, sino que miden propiedades químicas y físicas de las rocas, las cuales son correlacionadas posteriormente con muestras de núcleos extraídos durante la perforación.

A continuación se describen los registros más utilizados para nuestros fines.

### Registro potencial espontáneo - SP

La curva de potencial espontáneo es un registro de la diferencia entre el potencial de un electrodo móvil en el agujero y en un electrodo superficial, respecto a la profundidad.

El SP es útil para

- detectar capas permeables y/o porosas,
- localizar límites de capas,
- determinar valores de resistividad de agua de formación, y
- detectar el contenido de arcillas en las rocas

### Registro sísmico - DT

Mide el tiempo requerido de viaje de una onda sonora, ya sea compresional (DTCO) o de cizalla (DTSM), a través de una parte de la formación en  $\mu\text{s}/\text{ft}$ . El registro sísmico es la respuesta del recíproco de la velocidad de la onda como un registro continuo ( $DT = 1/V$ ).

Es utilizado para

- la estimación de porosidad,
- estimación de grado de compactación de las rocas,
- estimación de constantes elásticas, y
- detección de fracturas y apoyo a la sísmica para la elaboración de sismograma sintético.

### Registro densidad – RHOB

Es un registro radiactivo de pared de pozo. Su principal objetivo medir la densidad de capa en  $\text{g}/\text{cm}^3$ , y es utilizado para los siguientes aspectos:

- Determinación de la densidad de los hidrocarburos,
- Cálculo de porosidad,
- Identificación de zonas de gas, y
- Evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas.

### Registro neutrón - NPFI

Estos registros responden a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. En formaciones limpias cuyos poros se encuentran saturados con aceite y/o agua, el registro neutrón refleja la cantidad de porosidad saturada de algún líquido. Las zonas de gas pueden ser identificadas mediante la comparación de registros neutrón con otro tipo de registros de porosidad. Se utilizan principalmente en

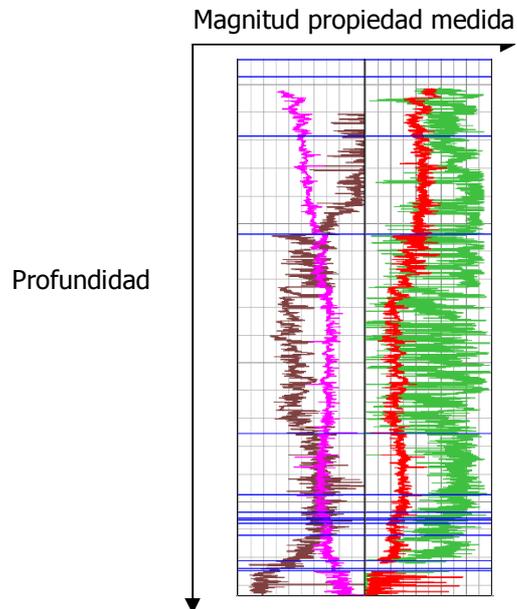
- La delineación de formaciones porosas, y
- La determinación de la porosidad.

### Registro Gamma Ray

Los registros de rayos gama consisten en mediciones de la radiactividad natural de la formación. De esta forma, el registro es útil en la detección y evaluación de depósitos minerales radiactivos, tales como el potasio y el uranio. En las formaciones sedimentarias los registros de

rayos gamma normalmente reflejan el contenido y volumen de arcillas de las formaciones, ya que los elementos radiactivos pueden estar concentrados en este tipo de litología.

La forma en cómo son presentados los registros es por medio de perfiles, es decir, se relaciona la propiedad medida con la profundidad alcanzada (Fig 1.3).



**Fig. 1.3 – Perfiles de diferentes propiedades (Fuente: Lougon, apuntes)**

### ***Obtención de núcleos***

En algunas ocasiones, durante la perforación, se obtienen muestras de roca de la pared del pozo en estratos específicos, los cuales serán analizados para caracterizar el contenido de hidrocarburos, permeabilidad, porosidad y litología. Los núcleos o muestras tienen un papel importante en el estudio geomecánico, ya que proporcionan información al realizarse pruebas respecto a propiedades elásticas y al comportamiento mecánico bajo determinadas condiciones simuladas.

Los núcleos son obtenidos mediante el corte de barrena, la cual puede ser diámetro 2" ó 4" y de longitud 3, 6 o 9 metros. Las muestras son transportadas con el mayor cuidado y sólo en ocasiones excepcionales son conservadas en cilindros que les proporcionan confinamiento, simulando las condiciones originales (Fig. 1.4).

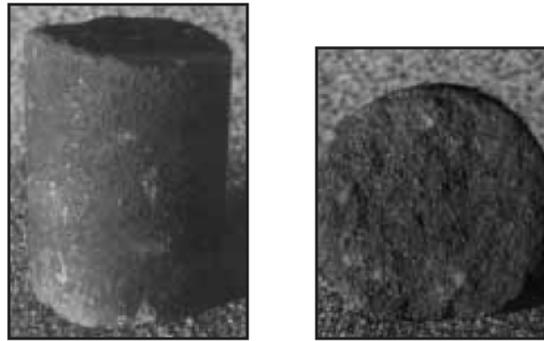


Fig. 1.4 – Núcleos extraídos de formaciones productoras (Fuente: Barberii; ob. cit.)

### ***Revestimiento***

A medida que se perfora el pozo es necesario revestir sus paredes a fin de evitar contaminación tanto de los fluidos del pozo a las formaciones, como de las formaciones al fluido extraído; evitar el derrumbe o erosión de zonas de roca débil, evitar filtraciones, y actuar como soporte de maquinaria.

Cada una de las fases de un pozo –tres a cinco fases generalmente, hasta 8 en casos especiales– es concluida con una columna de revestimiento y su cimentación, llamada zapata o TR (Fig 1.5). El revestimiento constituye una de las partes más caras de un pozo petrolero, del orden de 15 al 20% del costo de operación de plataforma en pozos marinos, y hasta un 50% en pozos de tierra.

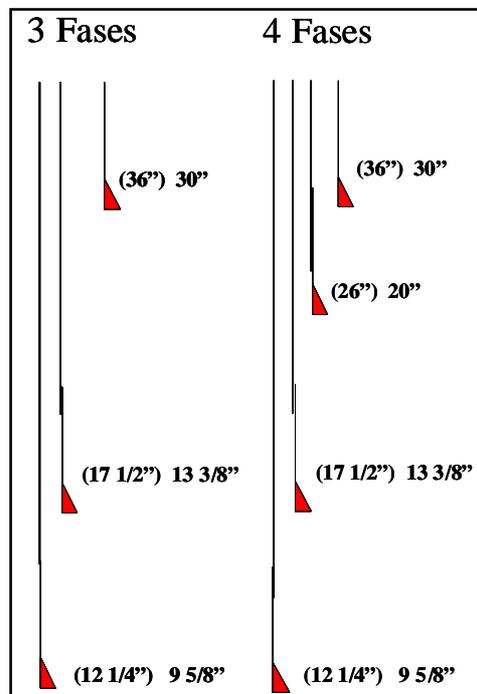


Fig. 1.5 – Fases de un pozo (Fuente: Lougon, apuntes)

### ***Completación o terminación***

Cuando el pozo ya ha sido perforado y revestido se llevan a cabo las actividades de terminación, que consisten en realizar pruebas de aforo para determinar las condiciones reales de producción: tipo de hidrocarburos presentes, gastos de producción, presiones en yacimiento, riesgos presentes, etc.

Finalmente, en la etapa de exploración y perforación es posible confirmar las predicciones hechas durante la prospección, identificar la zona técnica y económicamente más factible de explotar, caracterizar cualitativa y cuantitativamente las reservas encontradas, e identificar riesgos potenciales.

#### **1.2.3 Producción**

Una vez perforado y revestido, y siendo satisfactorias las pruebas de aforo, se puede iniciar la etapa de producción, la cual consiste en la extracción del hidrocarburo contenido en el yacimiento. Durante la producción de un pozo se extrae la mayor cantidad de hidrocarburo posible durante su vida económica, la cual está en función de las características del yacimiento y de los problemas técnicos que se presenten.

El gasto y volumen extraído, así como las técnicas de explotación, a lo largo del periodo productivo dependerán de muchos factores:

- características geológicas de las formaciones,
- presión en el yacimiento,
- extensión y espesor del yacimiento,
- porosidad y permeabilidad de los estratos,
- condiciones del ambiente,
- características del hidrocarburo: tipo de fluido, estado, viscosidad, etc.

A medida que el pozo produce, existe un decrecimiento en la presión y con ello un cambio en las condiciones de extracción del hidrocarburo.

#### **1.2.4 Abandono**

El abandono es la última etapa del pozo, en la que se preparan todas las actividades para finalizar el proyecto inicial, sin embargo, no significa que el pozo deje de ser utilizado permanentemente. En muchas ocasiones el abandono sólo implica una adecuación de las condiciones de operación del pozo para una función distinta a la original.

Por ejemplo, existen pozos que son perforados con fines exploratorios y que son abandonados temporalmente hasta que se lleva a cabo la fase de producción, reactivándolo. Por otro lado, se tienen los pozos productores en etapa de abandono que son adaptados como pozos de estimulación de producción, exploratorios, realizar funciones de monitoreo del yacimiento o ser utilizados parcialmente para la perforación de un pozo nuevo.

### 1.3 Participación de la geomecánica en los procedimientos de producción de petróleo

El análisis geomecánico tiene aplicación específica en cada uno de los procesos anteriormente descritos, lo cual permite su retroalimentación y mejoramiento constante. A continuación se presenta una tabla en la que se detalla la aplicación del estudio de la geomecánica en cada una de las etapas involucradas en la producción de petróleo.

Etapa	Participación y aplicaciones
Perforación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estabilidad de pozo</li> <li>• Perfil de peso de lodos, ventana operativa</li> <li>• Optimización de la trayectoria</li> <li>• Identificación de zonas inestables o con problemas geomecánicos: fracturamiento de formaciones, ruptura en la pared del pozo, gasificaciones o invasión de fluidos de la formación en el pozo, etc.</li> <li>• Ajuste de modelos preliminares</li> </ul>
Producción	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zona óptima y dirección de los disparos en la pared del pozo (cañonamiento)</li> <li>• Tramos revestidos y tramos a pozo abierto</li> <li>• Gasto de producción, ventana operativa</li> <li>• Caídas de presión crítica en el yacimiento</li> <li>• Cambio de esfuerzos</li> <li>• Desmoronamiento de formaciones rocosas</li> </ul>
Abandono	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Régimen de esfuerzos</li> </ul>

Todas las aplicaciones mencionadas se traducen en una reducción de los tiempos no productivos, y en una consecuente reducción de costos de proyecto.

Como se puede observar, la geomecánica juega un papel clave en todo el proceso de extracción de hidrocarburos. Para conocer las condiciones de estabilidad en las diferentes etapas de extracción de hidrocarburos es necesario construir modelos que representen de la mejor manera el comportamiento mecánico de un pozo a lo largo de su trayectoria, basándose en registros, pruebas realizadas dentro del pozo e información geológica de la región.

---

## **CAPÍTULO 2**

### **Fundamentos técnicos de la geomecánica**

---

#### **Objetivo**

Proporcionar los fundamentos técnicos de mecánica de rocas y la teoría de esfuerzos generados durante los procesos de perforación de pozo y producción de petróleo para el análisis geomecánico

#### **INTRODUCCIÓN**

La importancia de revisar a detalle los fundamentos de mecánica de rocas y teoría de esfuerzos en la construcción del modelo geomecánico es establecer los criterios de estabilidad de pozo, fracturamiento y falla en los procesos involucrados en la perforación y durante la extracción de hidrocarburos.

Los fundamentos técnicos de la geomecánica sientan las bases teóricas para comprender los problemas a los que se enfrenta el ingeniero al determinar las condiciones de estabilidad del pozo y producción libre de producción de sólidos –arena, bloques, partículas de caliza-. La asimilación de estos conceptos permite proponer soluciones que lleven a la reducción de costos y tiempos perdidos (NPT) asociados a problemas geomecánicos, como son la elección de la técnica de perforación, características del fluido de perforación, detalles de completación, tasa de producción, dirección de disparos, etc.

## 2.1 Propiedades físicas de la roca

Las rocas son agregados naturales duros y compactos de partículas minerales con fuertes uniones de carácter cohesivo. Su clasificación se hace en función de los minerales que las componen, la estructura granular y el origen geológico (Vallejo, Ferrer, 2004). De acuerdo a su comportamiento mecánico, las rocas se pueden dividir en dos grupos:

**Roca frágil:** Es aquella roca que presenta poca deformación plástica antes de la ruptura. A este tipo de ruptura se le conoce como súbita. Es un comportamiento común de granitos, areniscas cementadas y rocas con gran contenido de calcitas.

**Roca dúctil:** Es aquella roca que presenta gran deformación plástica antes de llegar a la ruptura. Presentan este comportamiento algunas margas y carbonatos.

Las propiedades físicas de las rocas dependen de factores geológicos, ambientales, estructurales y de la composición mineralógica, por mencionar algunos. Estas propiedades determinan el comportamiento frágil o dúctil, la resistencia y deformación de las rocas.

A continuación se hará una descripción de las propiedades físicas de mayor importancia en la construcción del modelo geomecánico.

### Porosidad

La porosidad es la relación que existe entre el volumen de los espacios porosos presentes en una muestra de roca, y el volumen total. Esta propiedad afecta directamente las propiedades mecánicas, como resistencia y deformación.

La acumulación del petróleo, en el espacio llamado yacimiento, se puede dar en cualquier tipo de roca porosa, con espacios interconectados, o en rocas que sean naturalmente fracturadas. Estas rocas, además, deben permitir la transmisión del hidrocarburo a través de los poros, es decir, tener sus vacíos interconectados.

Los poros de una roca pueden estar o no conectados, sin embargo, debido a la cementación, algunos poros pueden quedar totalmente aislados. Es por ello que se distinguen varios tipos de porosidad:

- *Porosidad absoluta:* es la razón entre el volumen de poros (interconectados o no) y el volumen total de una roca.
- *Porosidad efectiva:* es la razón de volumen de poros interconectados y el volumen total de una roca, es decir, que puede existir transmisión de fluidos entre los poros. Es esta propiedad la que interesa para la producción de hidrocarburos.
- *Porosidad primaria:* es aquella porosidad inherente presente en la roca.
- *Porosidad secundaria:* se da cuando una roca está sometida a esfuerzos mecánicos, ocasionando su fracturamiento.

Con las interpretaciones petrofísicas de registros es posible obtener los perfiles de porosidad, los cuales nos darán un indicio del tipo de roca presente. A mayor profundidad, se registrará menor porosidad en las formaciones, debido a la presión de las formaciones subyacentes. Es de esperarse entonces que el tren de registros de porosidad sea decreciente.

**Tabla 2.1**

<b>Porosidad de las rocas Valores típicos</b>	
<b>Roca</b>	<b>Porosidad (%)*</b>
Arenisca	5 - 25 (16.0)
Basalto	0.1 - 2
Caliza	5 - 20 (11.0)
Carbón	10
Diorita	--
Dolomía	0.5 - 10
Esquisto	3
Granito	0.5 - 1.5 (0.9)
Lutita	2 - 15
Sal	5
Toba	14 - 40

\*Entre paréntesis algunos valores medios de porosidad eficaz.  
 Datos seleccionados a partir de Goodman (1989), Rahn (1986),  
 Walthan (1999), Farmer (1968)  
 Fuente: González de Vallejo, Luis I; ob. cit.

En realidad, las rocas formadoras de yacimientos no sólo deben tener elevada porosidad efectiva, sino también permitir la extracción de hidrocarburos. En el caso de las arcillas, por ejemplo, podemos encontrar rocas almacenadoras con elevada porosidad, pero la baja permeabilidad que caracteriza a este tipo de rocas no permite la extracción del fluido contenido en sus poros.

### Resistividad

Es la propiedad de la roca que mide la resistencia que pone un medio al paso de una corriente eléctrica, y depende en gran medida de los fluidos que ellas contengan. De esto se infiere que la resistividad está en función, también, de la porosidad de las rocas y de las características de los fluidos en los poros y, en especial, de los minerales disueltos en los fluidos.

Si los poros de la roca contienen agua salada o minerales disueltos la resistividad será baja; con agua dulce será alta, y si están llenos de hidrocarburos será muy alta. En condiciones normales, a mayor profundidad se debe registrar menor resistividad, ya que la porosidad disminuirá y con ello la cantidad de fluidos contenidos en la roca.

Así, el tren de registros de resistividad será decreciente.

**Tabla 2.2**

<b>Resistividad de las rocas Valores típicos</b>	
<b>Roca</b>	<b>Resistividad (<math>\Omega \cdot m</math>)</b>
Arenisca	50 – 5,000
Caliza	30 – 10,000
Marga	50 – 5,000
Granito	300 – 10,000
Lutita	1 – 20

Fuente: González de Vallejo, Luis I; ob. cit.

### Densidad

Es la relación de la cantidad de masa asociada a un volumen de roca definido. Usualmente se considera el mismo valor el de densidad y el de peso específico por representarse con las mismas unidades.

A mayor profundidad, se debe presentar mayor densidad en las formaciones, debido a la presión de las formaciones subyacentes y a la disminución de porosidad. Con esto inferimos que el tren de registros de densidad es creciente.

**Tabla 2.3**

<b>Peso específico y Velocidad de onda longitudinal Valores típicos</b>		
<b>Roca</b>	<b><math>\rho</math> (<math>g/cm^3</math>)</b>	<b>Vp (m/s)</b>
Arenisca	2.3 - 2.6	1,400 - 4,200
Basalto	2.7 - 2.9	4,500 - 6,500
Caliza	2.3 - 2.6	2,500 - 6,000
Carbón	1.0 - 2.0	--
Conglomerado	--	2,500 - 5,000
Cuarcita	--	5,000 - 6,500
Dolomía	2.5 - 2.6	5,000 - 6,000
Esquisto	2.5 - 2.8	--
Gneiss	--	3,100 - 5,500
Granito	2.6 - 2.7	4,500 - 6,000
Lutita	2.2 - 2.6	1,400 - 3,000
Marga	--	1,800 - 3,200
Mármol	--	3,500 - 6,000
Pizarra	--	3,500 - 5,000
Sal	2.1 - 2.2	4,500 - 6,000
Toba	1.9 - 2.3	--
Yeso	--	3,000 - 4,000

Datos seleccionados a partir de Goodman (1989), Rahn (1986), Walthan (1999), Farmer (1968)

Fuente: González de Vallejo, Luis I; ob. cit.

## 2.2 Conceptos básicos de la geomecánica

Antes de abordar los fundamentos técnicos de mecánica de rocas es importante definir algunos conceptos propios de la geomecánica que serán ampliamente utilizados en lo subsecuente.

### Presión de poro

Es definida como la presión que actúa en los fluidos contenidos en los espacios porosos de la roca. La presión de poro puede ser igual a la presión hidrostática (presión ejercida por una columna de agua a determinada profundidad de la formación, Fig. 2.1), mayor (sobrepresión) o menor (subpresión).

### Esfuerzos principales

Los esfuerzos principales son aquellos que representan el estado de tres esfuerzos normales (ortogonales entre sí) al que un elemento puede estar sometido:

1. Esfuerzo principal mayor  $\sigma_1$
2. Esfuerzo principal mínimo  $\sigma_3$
3. Esfuerzo principal intermedio  $\sigma_2$

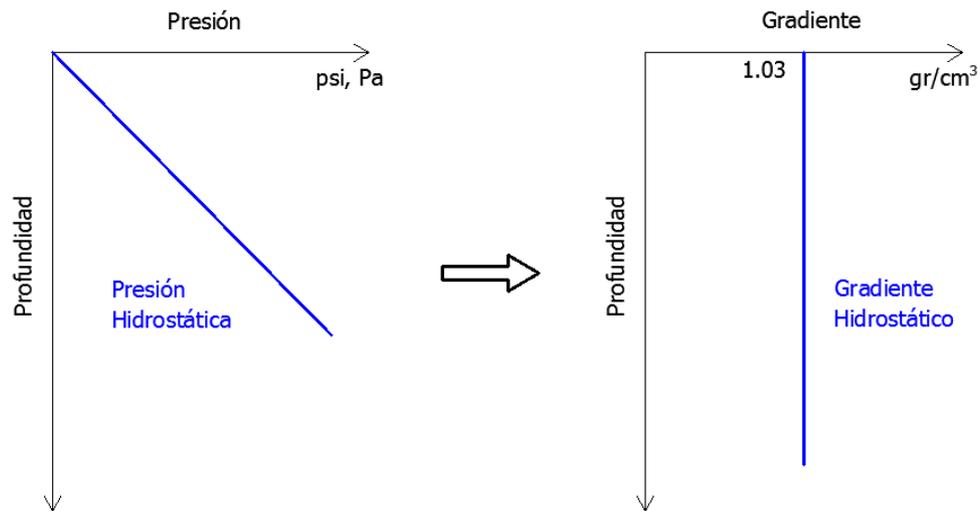
### Breakout

Cuando se presenta la falla de la roca, se tendrá derrumbe o desmoronamiento en dirección del esfuerzo horizontal menor ( $\sigma_h$ ), fenómeno que es llamado breakout. El breakout se presenta en lados opuestos del pozo, llevando al pozo a tomar una sección transversal elíptica.

Para fines prácticos y con el objeto de homologar unidades de manera que sean comparables con aquellas en las que se presenta el peso del fluido de perforación, todas aquellas magnitudes de los esfuerzos y presiones de interés, así como la presión de poro son representadas en términos de *gradiente*, es decir, el cociente de la magnitud del esfuerzo entre la profundidad vertical perforada ( $g/cm^3$ ). El gradiente que es utilizado como punto de referencia es el hidrostático, el cual es lineal y de magnitud igual a uno.

$$\text{Gradiente} = \frac{\text{Presión}}{c \times \text{TVD}} \quad [g/cm^3]$$

De esta manera, el gradiente de presión de poro es aquel que se utiliza como referencia para el resto de los gradientes, mientras que las unidades que se manejan son las que se utilizan para medir la densidad del fluido de perforación, que en nuestro caso son  $g/cm^3$  (Fig. 2.1).



**Fig. 2.1 – Presión y Gradiente hidrostático**

*Esfuerzo y gradiente de sobrecarga*

Es aquella presión total generada por el peso de formaciones superiores.

*Esfuerzo y gradiente de Fractura (GF)*

Es la presión dentro del pozo que lleva al fracturamiento de las formaciones.

*Esfuerzo y gradiente de colapso inferior (GC inf)*

Es la mínima presión que mantiene a las paredes del pozo estables, evitando así un desmoronamiento parcial o total.

*Esfuerzo y gradiente de colapso superior (GC sup)*

Es el máximo estado de presión en el pozo que mantiene a las paredes del pozo estables, evitando un desmoronamiento parcial o total.

*Depletación*

Es el término con el que se refiere a la caída de la presión inicial en un yacimiento debido a la extracción de hidrocarburos. La estabilidad del pozo mientras se encuentra en la etapa de producción depende de la cantidad de fluido extraído y la resistencia de la roca a los esfuerzos generados por esta actividad.

*Drawdown*

El término *drawdown* hace referencia a la caída de presión máxima permisible en el yacimiento -respecto a la presión original- al que determinada formación puede ser sometida para mantener su estabilidad durante la producción de hidrocarburos.

### 2.3 Comportamiento mecánico de la roca y criterio de resistencia

Para poder determinar cuantitativamente el comportamiento de una muestra de roca se establece la relación que existe entre los esfuerzos a los que es sometida una muestra y las deformaciones que se presentan. Para la elaboración de estudios de geomecánica nos basaremos en la teoría elástica, la teoría más sencilla y ampliamente utilizada. En dicha teoría se asume que existe una relación lineal única entre esfuerzo y deformación, con lo cual se acepta una restitución del material cuando la carga deja de ser aplicada.

Para el caso de compresión uniaxial, esta relación esfuerzo-deformación se representa como

$$\sigma_1 = E \varepsilon_1$$

$$\varepsilon_1 = \frac{\Delta L}{L}$$

donde  $E$  es conocido como *Módulo de Young*, o constante elástica, y representa la rigidez del material. En la Fig. 2.2 se ilustra la deformación presentada debida a un esfuerzo.

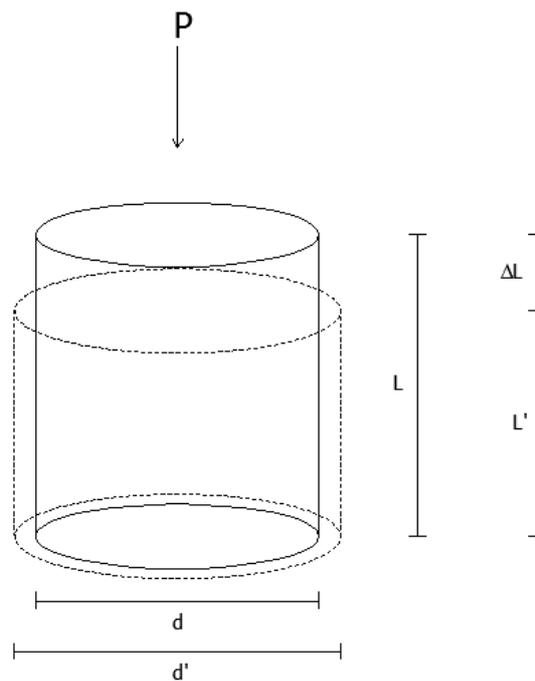


Figura 2.2 – Esquema de deformaciones de una muestra de roca

Otro parámetro importante a considerar en lo que se refiere a deformaciones es la *Relación de Poisson* ( $\nu$ ), el cual relaciona la deformación longitudinal a lo largo de la aplicación de la carga (contracción) y la deformación lateral (expansión).

$$\nu = - \frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1}$$

$$\varepsilon_2 = \frac{d - d'}{d}$$

El signo negativo se debe a que la Relación de Poisson siempre es positiva; en nuestra convención la compresión tiene signo positivo, mientras que la expansión tiene signo negativo. Para los casos de aplicación consideraremos válido un valor de  $\nu$  entre 0 y 0.5. Para rocas en general, los valores típicos están en el rango de 0.15 a 0.4. Para rocas porosas la relación puede acercarse a cero, mientras que en fluidos y arenas no consolidadas se acerca a 0.5.

Otras constantes de importancia son:

$$\text{Módulo de Cortante:} \quad G = \frac{E}{2(1+\nu)}$$

$$\text{Módulo de Bulk:} \quad K = \frac{E}{3(1-2\nu)}$$

El Módulo de Cortante representa la resistencia del material a la deformación por esfuerzos de cizalla, mientras que el Módulo de Bulk representa la variación volumétrica respecto al esfuerzo principal.

### **Criterio de resistencia de la roca**

Se denomina *resistencia de la roca* a aquella combinación de esfuerzos principales en la que la roca falla, es decir, cuando la roca pierde integridad y continuidad; varía de un pozo a otro y dentro de un mismo pozo, pudiendo variar con la profundidad o con las características geoconstitutivas.

La resistencia de una roca depende de la interacción entre factores intrínsecos y extrínsecos. Los principales factores extrínsecos son el estado de tensión, la tasa de deformación y la temperatura. Por otro lado, los principales factores geológicos intrínsecos son la porosidad, tamaño de grano, mineralogía y el material cementante entre granos. Todos estos parámetros determinan la estabilidad del agujero, por lo que su correcta estimación es muy importante.

A grandes profundidades la resistencia de la roca está en función de otros factores adicionales a los ya mencionado, como son la cohesión, el ángulo de fricción interna, los esfuerzos mínimo y máximo y la presión de poro. Para determinar la resistencia de la roca y las condiciones críticas de estabilidad en uno o varios intervalos de interés, se recurre al modelo de falla dado por el criterio de Mohr-Coulomb, el cual es usado para representar los esfuerzos principales efectivos, analizando el efecto de la presión de poro en la cohesión y el ángulo de fricción interna de la roca.

El *Círculo de Mohr* es la representación gráfica bidimensional que muestra todas las posibles combinaciones de esfuerzos normales y cortantes a los que puede estar sometido un cuerpo sólido, conocidos el esfuerzo principal mayor y el esfuerzo principal menor.

En suelos y rocas es posible establecer un comportamiento de ruptura, llamado *Envolvente de*

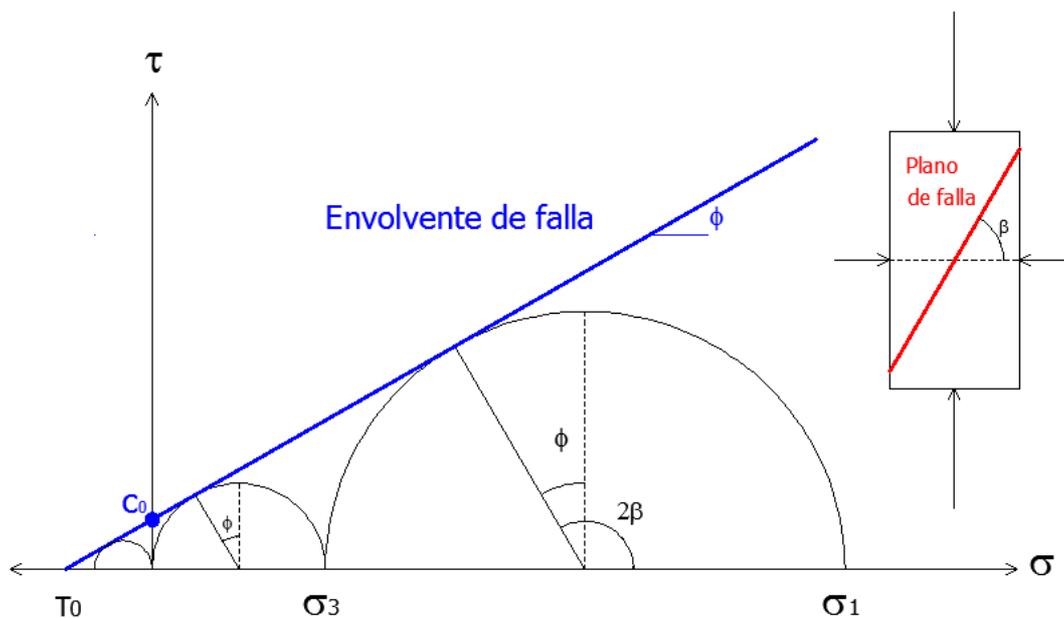
*falla*, el cual es obtenido llevando a la falla muestras del mismo material bajo diferentes condiciones de esfuerzos confinantes y cargas axiales (Fig. 2.3). La envolvente puede ser representada por una ecuación, que de acuerdo al criterio de Mohr-Coulomb, se escribe de la siguiente forma:

$$\tau = C_0 + \sigma \tan(\phi)$$

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}$$

Donde:

- $\tau$  – Esfuerzo tangencial
- $C_0$  – cohesión del material
- $\sigma$  – esfuerzo normal
- $\phi$  – ángulo de fricción interna
- $\beta$  – ángulo en el que se presenta la falla en la roca



**Figura 2.3 – La relación de esfuerzos cortantes y normales que inducen la falla del material está determinada por la envolvente de falla**

Por debajo de esta curva se encuentran las posibles combinaciones estables, mientras que aquellos círculos de Mohr que intersecan con la envolvente representan las combinaciones de esfuerzos inestables que llevan a la falla del material.

Se observa en la Fig. 2.3 que mientras mayor sea el esfuerzo confinante  $\sigma_3$ , mayor es el esfuerzo normal máximo permisible  $\sigma_1$ . De esto se concluye que la ruptura por cortante de la roca está en función de la diferencia entre los esfuerzos normales –esfuerzo desviador– y no de la magnitud de los esfuerzos.

Podemos definir los esfuerzos normal y cortante en el punto de contacto con la envolvente de falla en función de los esfuerzos principales:

$$\tau = \frac{1}{2} (\sigma_1 - \sigma_3) \cdot \text{sen} (2\beta)$$

$$\sigma = \frac{1}{2} (\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2} (\sigma_1 - \sigma_3) \cdot \cos (2\beta)$$

Es posible graficar de otra forma los esfuerzos principales, teniendo a los esfuerzos mayores  $\sigma_1$  en el eje de las ordenadas y los esfuerzos menores  $\sigma_3$  en el eje de las abscisas (Fig. 2.4). La ventaja de graficar en este espacio es que los esfuerzos principales son representados por un punto y no por un círculo (Lougou, apuntes).

$$\sigma_1 = S_0 + \sigma_3 \cdot \text{tag} (\lambda)$$

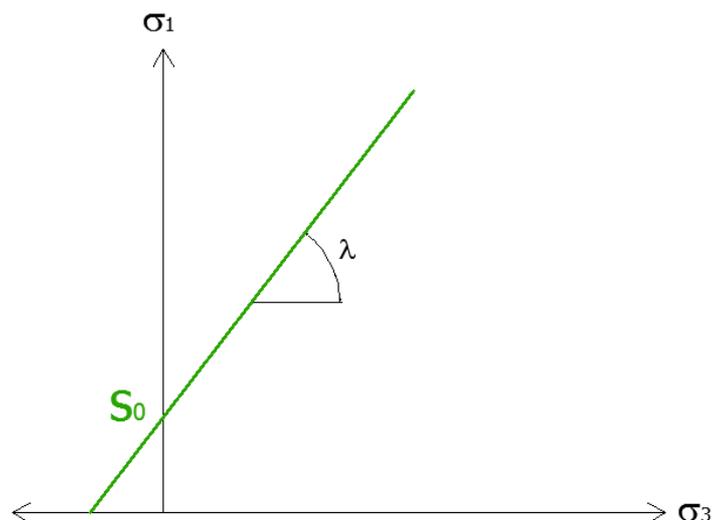
Donde:

$S_0$  – representa la resistencia a la compresión simple (UCS), cuando no existe esfuerzo de confinamiento

y

$$S_0 = 2C_0 \frac{\cos (\phi)}{1 - \text{sen} (\phi)}$$

$$\text{tag} (\lambda) = \frac{1 + \text{sen} (\phi)}{1 - \text{sen} (\phi)}$$



**Figura 2.4 – Esfuerzo principal mínimo Vs Esfuerzo principal máximo**

Si hacemos la sustitución de estas expresiones con la que ya habíamos definido anteriormente, tenemos:

$$\sigma_1 = \text{UCS} + \sigma_3 \cdot \text{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right)$$

El criterio de Mohr-Coulomb expresado de esta manera facilitará, posteriormente, la presentación de otros conceptos de importancia.

### Falla de la roca

Cuando una roca es sometida a fuerzas externas, se deforma generando esfuerzos internos a manera de mantener su equilibrio. La falla de la roca es función de los esfuerzos a los que está sometida y de sus propias características. En nuestro caso llamaremos falla de la roca cuando se presente ruptura, es decir, cuando se supere la capacidad de deformación de la roca y ya no exista continuidad.

La falla de la roca ocurre bajo tensión, compresión o, más comúnmente, cuando la diferencia entre los esfuerzos mínimo y máximo es suficientemente grande para producir esfuerzos cortantes excesivos (Fig. 2.5).

#### Falla por cortante

Es aquella falla que se presenta cuando existe una combinación de esfuerzos por compresión que alcanza la envolvente de falla. El círculo de Mohr que representa las condiciones de falla se encuentra en el primer cuadrante del gráfico.

#### Falla por tensión

Es aquella falla que se presenta cuando la diferencia entre los esfuerzos  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$  es tal que se llegan a invertir los esfuerzos, siendo el esfuerzo confinante el mayor y alcanzando un estado de esfuerzos de tensión.

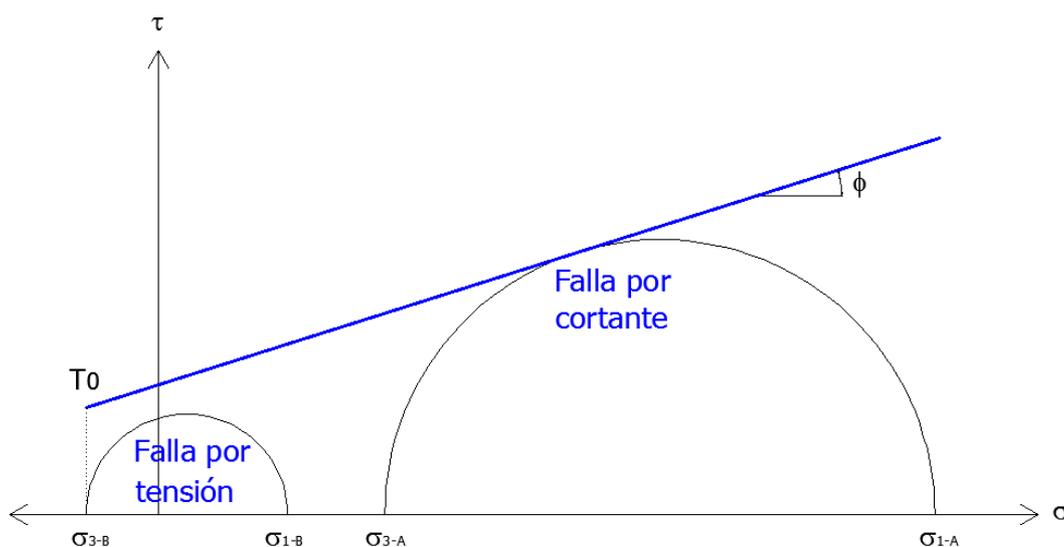


Fig. 2.5 – Representación de fallas por cortante y tensión con Círculos de Mohr

Ambas fallas siempre están relacionadas con la orientación de los esfuerzos horizontales. La falla por tensión ocurrirá en la dirección del esfuerzo horizontal mayor, mientras que la falla por cortante se presentará en dirección del esfuerzo horizontal menor.

## 2.4 Estado de esfuerzos en el subsuelo

Se llama *esfuerzos in situ* a aquellos existentes en el subsuelo antes de cualquier alteración o excavación en el subsuelo (Fig. 2.6). En un caso general, el esfuerzo principal mayor es el correspondiente a la sobrecarga ( $\sigma_v$ ), el esfuerzo principal mínimo es el esfuerzo horizontal menor ( $\sigma_h$ ), y el esfuerzo principal intermedio es el esfuerzo horizontal mayor ( $\sigma_H$ ). Es posible que donde exista actividad tectónica el esfuerzo principal mayor sea el máximo horizontal, mientras que el esfuerzo vertical será el esfuerzo intermedio o el menor de los tres.

El estado de esfuerzo en la tierra depende de una serie de factores que determinan su generación, orientación e incluso su modificación. Los factores más predominantes son los siguientes:

- Deposición de sedimentos
- Tectonismo
- Domos salinos
- Migración o extracción de fluidos
- Diagénesis
- Presencia de fallas geológicas y fracturamiento

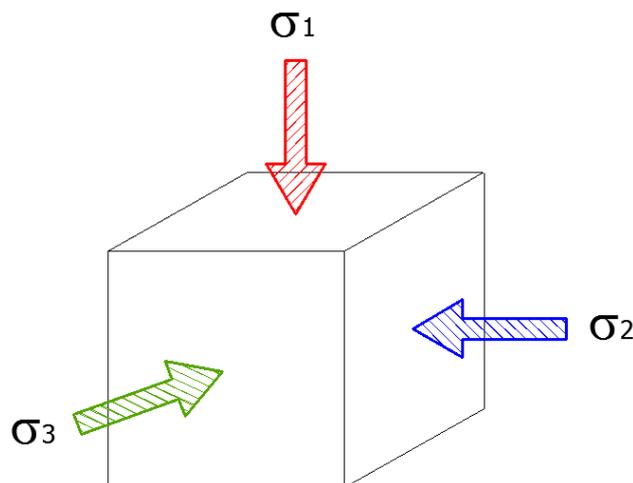


Fig. 2.6 – Representación de los esfuerzos principales en un volumen de roca

Un estado general de esfuerzos a cualquier profundidad es aquel en el cual los tres esfuerzos principales son diferentes. La magnitud y relación que tengan los esfuerzos principales dependerá del régimen geológico predominante. En la Fig. 2.7 se ilustran los regímenes geológicos más representativos, y la asociación que tienen con los esfuerzos principales.

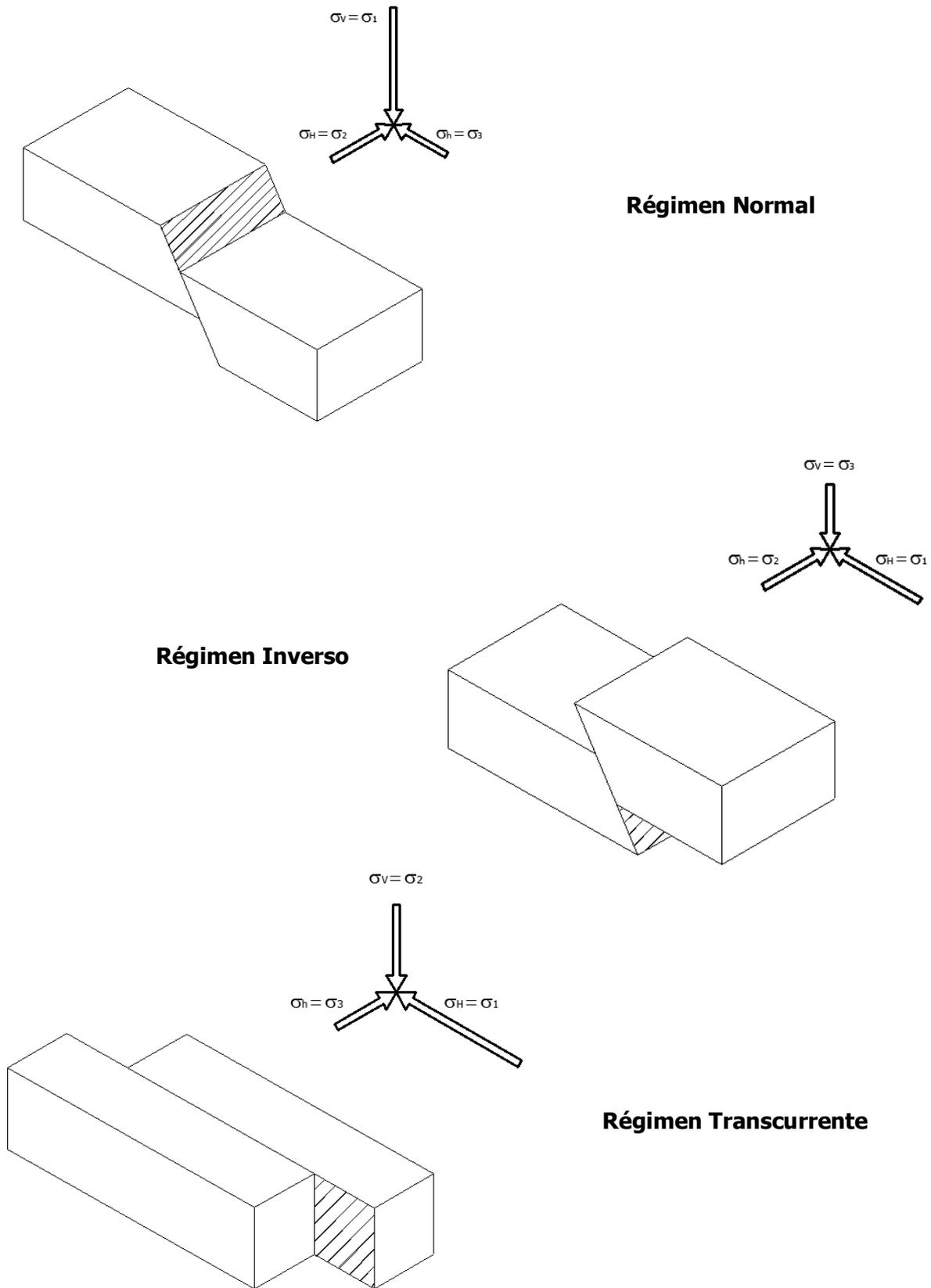


Fig. 2.7 - Regímenes geológicos y esfuerzos principales asociados

### Régimen Normal

Este régimen se da cuando la formación está en extensión. El máximo esfuerzo principal es el vertical y el mínimo esfuerzo se encuentra en el plano horizontal

$$\sigma_h - P_p \approx (\sigma_v - P_p) / N_\phi$$

Donde:

$$N_\phi = \tan^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right)$$

### Régimen Inverso

Si la formación se encuentra bajo esfuerzos tectónicos de compresión, entonces se tiene un régimen de falla inverso donde el esfuerzo principal mayor se encontrará en el plano horizontal. El esfuerzo principal mínimo será el vertical.

$$\sigma_H - P_p \approx N_\phi (\sigma_v - P_p)$$

En este caso  $\sigma_h$  es el esfuerzo principal intermedio.

### Régimen Transcurrente

Presenta las mismas condiciones que el caso anterior, con la diferencia de que el esfuerzo principal máximo, que se presenta en un plano horizontal es mucho mayor que el esfuerzo vertical, y este a su vez es mayor que el esfuerzo intermedio, presente también en el plano horizontal.

En la práctica, estos estados en el subsuelo deben ser verificados con mediciones en campo y también debe considerarse la historia de esfuerzos a los que ha sido sometida la roca.

Otro régimen de esfuerzos puede ser asociado a fallas por tensión. Este tipo de fenómeno es observado en formaciones perforadas por pozos, a pesar de que en la tierra se presenten fenómenos compresionales en las formaciones. El régimen por tensión ocurre en grandes extensiones con zonas de elevada presión de poro o cuando la relación entre esfuerzos principales es muy grande.

La importancia de conocer el estado de esfuerzos en el subsuelo radica en el hecho de que un pozo petrolero presentará mayor estabilidad si se perfora en la dirección del esfuerzo principal mayor. Así, en un régimen normal será más conveniente perforar un pozo vertical, mientras que en un régimen inverso o transcurrente será más favorable perforar un pozo horizontal.

## Esfuerzos efectivos

En el caso de rocas y las condiciones de subsuelo que se estudiarán, la presión de los fluidos en el interior de los poros afectará los esfuerzos actuantes en la matriz rocosa. Cuando una carga actúa sobre una roca, se distribuye sobre la matriz de la roca y sobre el fluido contenido en ella, logrando que sólo parte del esfuerzo externo aplicado actúe efectivamente sobre la roca. Según la teoría de Terzaghi, el esfuerzo que afecta a la roca y que determina su deformación será aquel que resulte de la diferencia entre el esfuerzo total ejercido sobre la roca ( $\sigma$ ) menos la presión ejercida por los fluidos contenidos en los espacios porosos ( $P_p$ ). Esta diferencia es llamada *esfuerzo efectivo* ( $\sigma'$ ).

$$\sigma' = \sigma - P_p$$

Biot establece que de la misma manera que el fluido contenido en los poros absorbe parte de los esfuerzos totales aplicados, también afectará la deformación de las rocas. De esta forma, se determina que el esfuerzo efectivo será la diferencia del esfuerzo total menor y una fracción de la presión de poro. La relación entre esfuerzos efectivos, presión de poro y efectos poroelásticos puede escribirse de la siguiente manera:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p$$

Donde  $\alpha$  es la constante poroelástica o coeficiente de Biot, varía de 0 a 1 y describe la eficiencia de la presión ejercida por el fluido en reducir o contener el esfuerzo total aplicado. Este valor es escalar para materiales isotrópicos y depende de la geometría de poro, las propiedades físicas de los elementos constituyentes de la roca y de la carga aplicada. Un valor de coeficiente Biot  $\alpha = 0$  significa que la efectividad del fluido para absorber esfuerzos es nula, mientras que  $\alpha = 1$  representa una total participación del fluido en la absorción de esfuerzos. En la aplicación a perforación de pozos se utiliza un valor de constante poroelástica entre 0.6 y 1.

## Cálculo de esfuerzos principales antes de la perforación

En un caso general de pozo vertical, el esfuerzo principal mayor es vertical y es atribuido a la sobrecarga. Los registros sísmicos, la densidad y la información de presión de poro son utilizados para generar el perfil de esfuerzos verticales, mientras que el esfuerzo principal intermedio y mínimo se encuentran en un plano horizontal (Thiercelin, Roegiers, 2000).

Así, el esfuerzo vertical está dado por la siguiente expresión:

$$\sigma_v = g \int_0^{TVD} \rho(z) dz$$

O bien:

$$\sigma_{V(i)} = \sigma_{V(i-1)} + g \rho_{(i)} \cdot [TVD_{(i)} - TVD_{(i-1)}]$$

Donde:

$\sigma_v$  – Esfuerzo vertical  
 $\rho$  – densidad de cada formación  
 $z$  – profundidad de la formación  
 $g$  – gravedad  
TVD – profundidad vertical  
(i) – intervalo actual  
(i-1) – intervalo anterior

Considerando condiciones de deposición de sedimentos por capas y sin presencia de fuerzas tectónicas, la formación tiene que soportar el peso de las formaciones subyacentes, mientras que su deformación horizontal está restringida. La primera estimación de los esfuerzos horizontales es aquella en la cual se considera el estado de esfuerzos de la tierra en reposo en condiciones isotrópicas, que de acuerdo a la teoría elástica se calcula con la siguiente expresión:

$$\sigma_H = \sigma_h = k \cdot \sigma_v$$

$$k = \frac{\nu}{(1 - \nu)}$$

Sin embargo, si consideramos efectos poroelásticos, debemos incluir otro término:

$$\sigma_H = \sigma_h = k \cdot \sigma_v + 2\eta \cdot P_p$$

$$\eta = \frac{\alpha(1-2\nu)}{2(1-\nu)}$$

Escribiendo la ecuación en términos de  $k$  y  $\alpha$ , se tiene:

$$\sigma_H = \sigma_h = k \cdot \sigma_v + (1-k)\alpha \cdot P_p$$

$$\sigma_H = \sigma_h = \frac{\nu}{(1-\nu)} \sigma_v - \frac{\nu}{(1-\nu)} \alpha \cdot P_p + \alpha \cdot P_p$$

Donde:

$\sigma_h$  – Esfuerzo mínimo horizontal total  
 $\sigma_H$  – Esfuerzo máximo horizontal total  
 $k$  – coeficiente de geopresión en reposo  
 $\eta$  – Coeficiente de esfuerzo poroelástico  
 $P_p$  – Presión de poro  
 $\nu$  – Relación de Poisson  
 $\alpha$  – Constante poroelástica

En general, las arenas se encuentran bajo esfuerzos horizontales menores que las arcillas. Por otro lado, para materiales puramente viscosos (domos salinos, por ejemplo)  $k$  es muy próximo a 1, dando lugar a un estado de esfuerzos isotrópicos en las tres direcciones. (Thiercelin, Roegiers, 2000).

Expresando las ecuaciones anteriores en función de los esfuerzos efectivos, tenemos:

$$\sigma'_v = \sigma_v - \alpha \cdot P_p$$

$$\sigma'_h = \sigma_h - \alpha \cdot P_p$$

$$\sigma'_H = \sigma_H - \alpha \cdot P_p$$

$$\sigma'_H = \sigma'_h = \frac{\nu}{(1 - \nu)} \sigma_v - \frac{\nu}{(1 - \nu)} \alpha \cdot P_p$$

## 2.5 Esfuerzos alrededor del agujero: Estabilidad del pozo

El entendimiento del estado de esfuerzos alrededor del pozo es de gran importancia, ya que bajo ciertas concentraciones de esfuerzos se lleva a la roca a la falla, lo que ocasiona problemas operacionales y costosas soluciones.

Cuando se inicia el proceso de perforación, existe un incremento de esfuerzos y el planteamiento de las condiciones de estabilidad cambia. En el momento en que se realiza la perforación de un pozo, una columna de roca es removida y con ello los esfuerzos sufren alteraciones, sobre todo en la región cercana a las paredes del pozo.

En sustitución de la roca removida, durante la excavación se utiliza el lodo de perforación que, entre otras funciones, ejerce una presión hidrostática alrededor de las paredes del pozo. Evidentemente el lodo de perforación no logra restablecer el estado de esfuerzos original, e incluso puede llevar al pozo a fallas catastróficas. Es por ello que se debe hacer un estudio detallado de los esfuerzos generados alrededor de las paredes del pozo para poder establecer las condiciones de estabilidad en función del lodo de perforación.

Cuando el pozo es perforado, se tienen dos nuevas variables en los estados de esfuerzos. El primero es un esfuerzo tangencial actuando y el segundo es un esfuerzo radial, ambos actuando en la pared del pozo (Fig. 2.8).

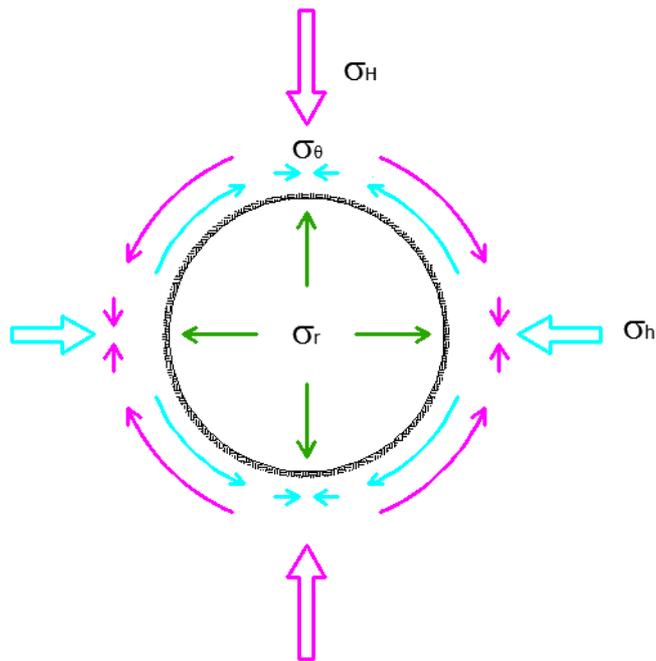


Fig. 2.8 – Esfuerzos generados alrededor del pozo como consecuencia de la excavación

### 2.5.1 Estimación de esfuerzo tangencial y esfuerzo radial

La forma más práctica de establecer el estado de esfuerzos alrededor del pozo es en base a coordenadas cilíndricas, quedando como esfuerzos principales el esfuerzo radial ( $\sigma_r$ ), el esfuerzo tangencial ( $\sigma_\theta$ ) –ambos en un plano horizontal– y el esfuerzo axial ( $\sigma_z$ ) –en un plano vertical–, mientras que los esfuerzos cizallantes son nulos (Fig. 2.9). El esfuerzo resultante en la pared del pozo, dado un ángulo  $\theta$ , será la superposición de estos tres efectos.

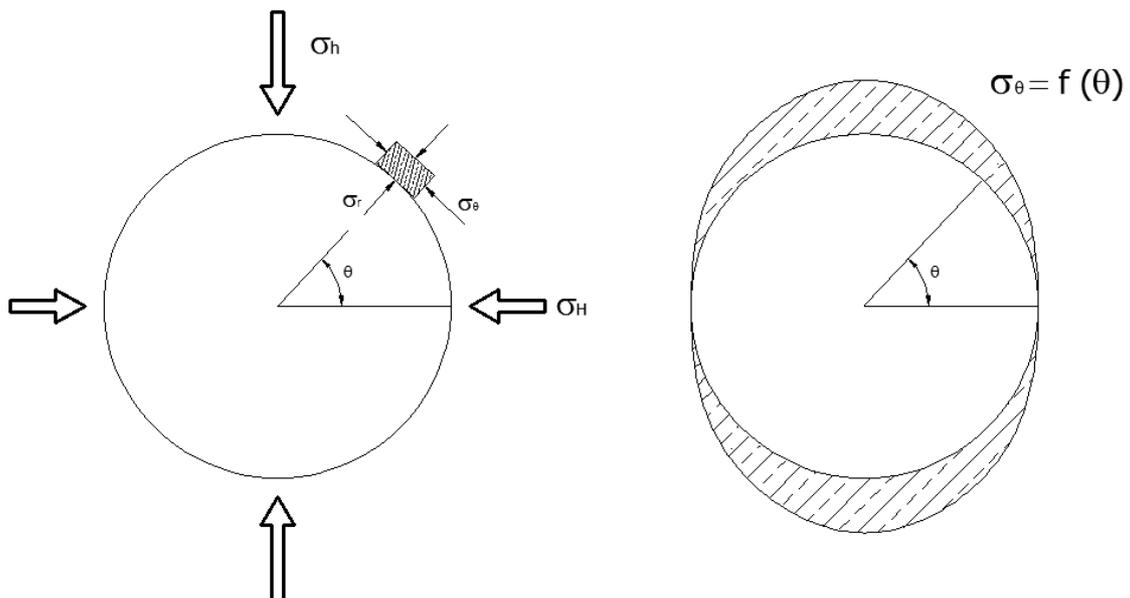


Fig. 2.9 – Estado de esfuerzos alrededor del pozo

Las ecuaciones que determinan los esfuerzos en la pared del pozo se enuncian a continuación:

$$\sigma_r = P_w$$

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cdot \cos 2\theta - P_w$$

$$\sigma_z = \sigma_v - 2\nu (\sigma_H - \sigma_h) \cdot \cos 2\theta$$

Donde:

- $\sigma_r$  - esfuerzo radial
- $\sigma_\theta$  - esfuerzo tangencial
- $\sigma_H$  - esfuerzo máximo horizontal
- $\sigma_h$  - esfuerzo mínimo horizontal
- $P_w$  - presión en el pozo
- $\nu$  - Relación de Poisson de la roca
- $\sigma_v$  - sobrecarga en el plano de interés
- $\sigma_z$  - esfuerzo máximo axial

Las hipótesis que llevan a estas ecuaciones son

- 1) El pozo es perforado en dirección paralela a unos de los esfuerzos principales,
- 2) El fluido de perforación no se infiltra en las paredes de la roca, y
- 3) La roca tiene un comportamiento elástico.
- 4) La magnitud de los esfuerzos radial y tangencial disminuye a medida que nos alejamos del pozo. La influencia de estos esfuerzos se observa a tres veces la distancia del diámetro, aproximadamente.

Si tomamos un elemento diferencial, vemos que se puede analizar bajo el mismo criterio de falla ya mencionado. Se deduce que a mayor esfuerzo radial, mayor será el esfuerzo tangencial necesario para llevar el elemento a la falla por compresión, así como un esfuerzo radial muy bajo también hará que el elemento falle.

Cuando  $\theta = 0$ , es decir, cuando el esfuerzo tangencial ( $\sigma_\theta$ ) está alineado con el esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_H$ ), se tiene la concentración tangencial mínima, alcanzándose incluso esfuerzos de tensión.

$$\sigma_{\theta=0} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_w$$

$$\sigma_z = \sigma_v - 2\nu (\sigma_H - \sigma_h)$$

Cuando  $\theta = 90$ , el esfuerzo tangencial está alineado con el esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_h$ ) y representa la concentración tangencial máxima en compresión de la formación.

$$\sigma_{\theta=90} = 3\sigma_H - \sigma_h - P_w$$

$$\sigma_z = \sigma_v + 2\nu (\sigma_H - \sigma_h)$$

En realidad, no existe una gran diferencia entre los esfuerzos horizontales máximo y mínimo cuando no se presenta un cambio abrupto en las formaciones o tectonismo regional. Se puede considerar como buena aproximación  $\sigma_H = 1.05 \cdot \sigma_h$ . Por lo tanto, también se podrá considerar que el segundo término del esfuerzo máximo axial es despreciable en estos casos.

$$\sigma_z \approx \sigma_v$$

Finalmente, expresando las ecuaciones anteriores en términos de esfuerzos efectivos, tenemos

$$\sigma'_r = \sigma_r - Pp$$

$$\sigma'_\theta = \sigma_\theta - Pp$$

$$\sigma'_z = \sigma_v - Pp$$

### 2.5.2 Fallas durante la perforación

La falla de una roca se presenta cuando la deformación es suficientemente grande para lograr la desintegración de la roca, ya sea en tensión o en compresión. Generalmente es aceptado que el grado de fracturamiento en una roca es determinado principalmente por las diferencias en los esfuerzos in-situ presentes en la diferentes capas del subsuelo.

Las presiones de colapso y de fractura dependen de los esfuerzos alrededor del pozo, los cuales, a su vez son función del peso del fluido de perforación. Se pueden distinguir cuatro condiciones críticas que se pueden dar en el pozo durante la excavación, dependiendo de los esfuerzos radial y tangencial generados por las condiciones de perforación.

#### 1. Esfuerzo de colapso inferior

Es el mínimo estado de esfuerzos que mantiene a las paredes del pozo estables, evitando así un desmoronamiento parcial o total; una presión menor causa falla de la roca por cortante. Los estados de esfuerzos menores que el colapso inferior llevan a la deformación de las paredes del pozo, reduciendo el diámetro de las paredes y ocasionando problemas como resistencias y fricciones. Es un caso frecuente en rocas dúctiles (Fig. 2.10b) y el estado de esfuerzos que se presenta es el siguiente:

$$\sigma'_\theta \gg \sigma'_r > 0$$

#### 2. Esfuerzo de colapso superior

Es el máximo estado de esfuerzos que mantiene a las paredes del pozo estables, evitando así un desmoronamiento parcial o total. Una presión mayor causa falla de la roca por cortante. El estado de tensiones lleva a la ruptura de la roca presente en la pared del pozo, causando un aumento en el diámetro del pozo y atrapamiento del equipo. Es un comportamiento observado en rocas frágiles (Fig 2.10c). Esta falla es poco frecuente, ya que generalmente es mayor que el límite establecido por el gradiente de fractura, la condición en la que se presenta es

$$\sigma'_r \gg \sigma'_\theta > 0$$

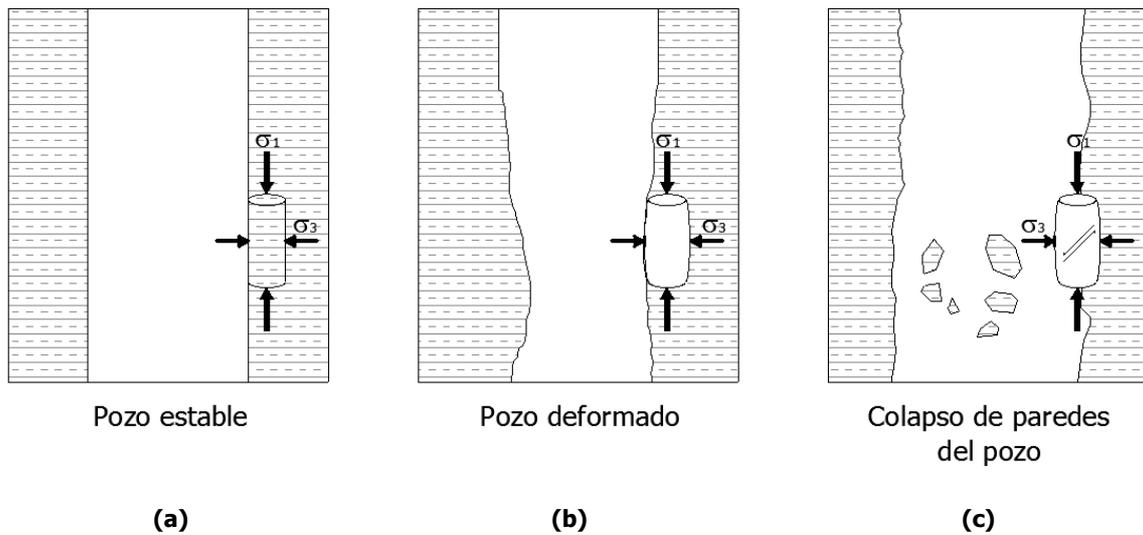


Fig. 2.10 – Falla por colapso

### 3. Esfuerzo de fractura inferior

Es la mínima presión dentro del pozo que causa fractura de la roca, llevando a la falla por tensión. Es un estado de esfuerzos que generalmente no se alcanza, pues ocurre primero el colapso inferior. Se presenta cuando se tiene un bajo peso de lodo y en la formación se presenta una presión de poro anormal, o sea una sobrepresión<sup>1</sup>, lo que lleva a la disminución de los esfuerzos efectivos, hasta alcanzar valores de tracción.

$$\sigma'_r \leq -T_0$$

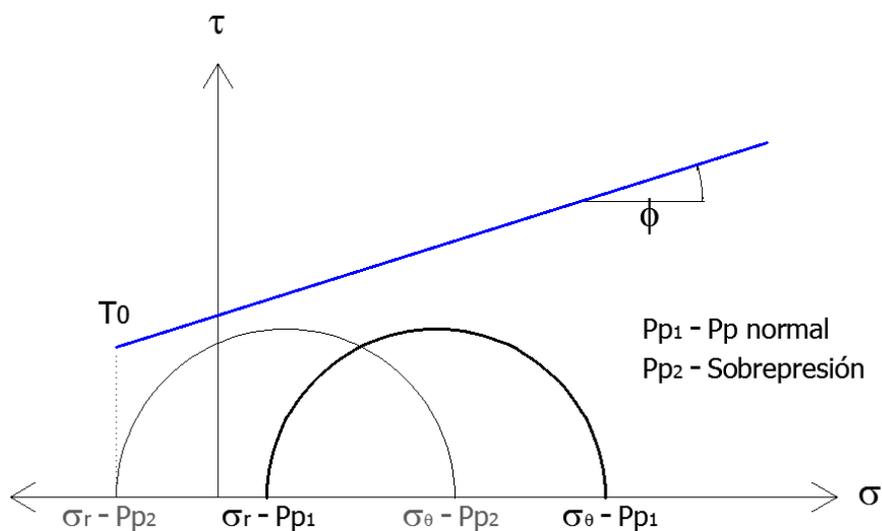


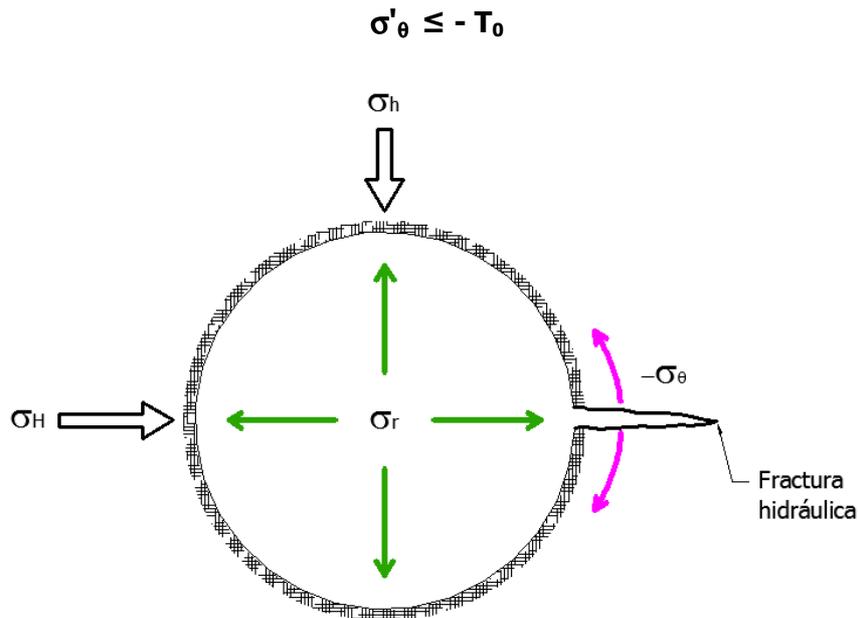
Fig. 2.11 – Falla por fractura inferior

<sup>1</sup> Se explica a detalle en el Capítulo 3

#### 4. Esfuerzo de fractura superior

Es la máxima presión dentro del pozo que causa fractura de la roca, es decir, cuando la roca presenta falla por tensión antes de alcanzar la falla por cortante.

Además del aumento de la densidad del fluido de perforación, se puede incrementar la presión en el pozo debido a una presión de circulación excesiva o durante el descenso de una columna de revestimiento.



**Fig. 2.12 – Falla por fractura superior**

Ambas fallas, colapso y fractura, siempre están relacionadas con la orientación de los esfuerzos horizontales. La falla por tensión o fractura ocurrirá en la dirección del esfuerzo horizontal mayor, mientras que la falla por cortante o colapso se presentará en dirección del esfuerzo horizontal menor.

Para que ocurran las fallas de orden superior, sea colapso o fractura, es necesario aumentar la presión dentro del pozo, mientras que para las fallas de orden inferior es necesario que el esfuerzo ejercido por el lodo de perforación disminuya. También sabemos que para que se dé el colapso de la formación se tiene que alcanzar el criterio de falla de la roca, mientras que por fractura se debe llegar a esfuerzos de tensión (Fig 2.5). Teniendo esto en cuenta, el caso más común es aquel en el cual la estabilidad del pozo se encuentra entre la falla de colapso inferior y la falla de fractura superior.

Finalmente, dependiendo de los estados de esfuerzos que se presenten se distinguirán dos tipos de falla durante la perforación:

### Breakouts

Se trata de derrumbes o deslizamientos de la pared del pozo que están orientados a lo largo de la dirección del esfuerzo mínimo horizontal cuando se alcanza el esfuerzo de colapso y se debe a una falla por compresión de la roca, ocasionada por esfuerzo tangencial. Este tipo de falla es controlada con un aumento en la densidad del lodo de perforación, logrando mayor presión hidráulica sobre paredes del pozo (Fig. 2.13).

Las consecuencias de esta falla son atrapamiento del equipo, abundantes recortes de formaciones, aumento no regulado del fluido de perforación, e incluso derrumbe catastrófico dentro del pozo.

### Fractura hidráulica

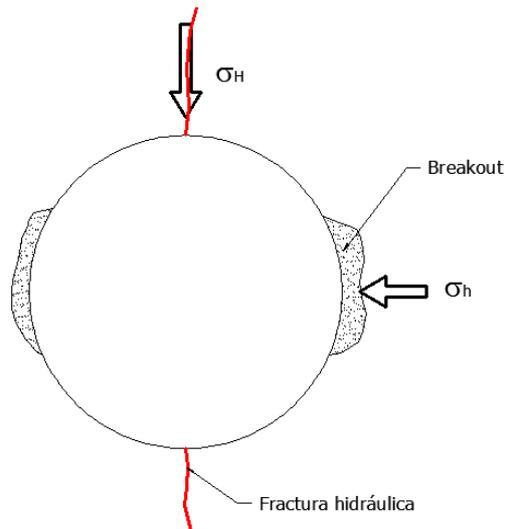
Esta falla es causada por un elevado peso del lodo que penetra en las paredes del pozo y genera fracturamiento en la formación (Fig. 2.13).

El fracturamiento hidráulico se puede presentar en dos fases. La primera es aquella en la que se alcanza un esfuerzo en el que comienza el fracturamiento de la formación, sin llegar a dañarlo permanentemente. Este esfuerzo disminuye rápidamente a cero a medida que nos alejamos de la pared del pozo. En consecuencia, este nivel de esfuerzos indica la presión a la que se induce la fractura en el agujero, pero no es aquella que indique la fractura permanente (de carácter elástico, con capacidad de recuperación) en dirección de  $\sigma_H$ .

La segunda fase es cuando se alcanza el esfuerzo de tensión máximo, con lo que se ocasiona el fracturamiento sin capacidad de recuperación (de carácter plástico), dañando permanentemente la roca. A esta condición se le llama *Breakdown*.

La razón de que la propagación de la fractura se dé en dirección del esfuerzo horizontal máximo  $\sigma_H$  es que precisamente en esta dirección se tiene la menor concentración de esfuerzos tangenciales para un esfuerzo radial constante, lo que la convierte en la dirección que más rápido alcanza esfuerzos de tensión.

Las consecuencias de esta falla son desde pérdidas parciales de circulación (controlables), atascamiento y calentamiento del equipo por falta de lubricante, hasta pérdida total de circulación (no controlable) y con ello pérdida del equipo y del pozo.

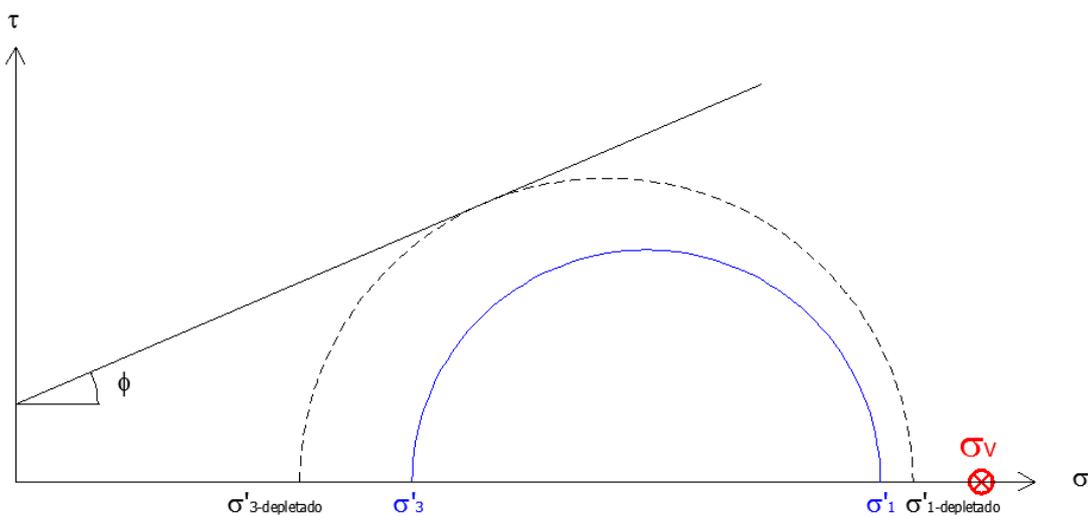


**Fig. 2. 13 – Orientación de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo y los tipos de falla presentes. (Fuente: Chang, 2006)**

## 2.6 Esfuerzos generados durante la producción

Cuando el pozo comienza la etapa de producción, el equilibrio de presiones es alterado. Si el volumen de fluido producido es pequeño, en comparación con el tamaño del yacimiento, se observan caídas de presión tan sólo en una región próxima al pozo. En este caso, las presiones en las regiones del yacimiento más alejadas del pozo permanecen igual a la presión original. Con el avance de producción, la región afectada por la caída de presión va aumentando y, eventualmente, se propaga a todo el yacimiento.

Conforme se depleta el yacimiento, la presión de poro disminuye progresivamente y al mismo tiempo aumentan los esfuerzos totales, con lo cual los esfuerzos efectivos también aumentan, logrando alcanzar condiciones críticas más rápido.



**Fig. 2.14 – Representación del efecto de depletación sobre los esfuerzos efectivos actuantes en la roca. El esfuerzo vertical es constante.**

La relación entre esfuerzos efectivos, presión de poro y depletación puede escribirse en base a la teoría poroelástica:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p$$

Durante la vida económica del yacimiento, la constante poroelástica  $\alpha$  varía en un rango de 0.65 a 0.73, considerándolo adecuando como 0.7 para estimaciones previas. Por otro lado, el valor de la presión de poro corresponde a la presión inicial de yacimiento, y va disminuyendo con la depletación.

### **Fallas durante la producción**

Durante la producción, las paredes del pozo ya han sido confinadas con tuberías de revestimiento, y en muchos casos también el estrato productor ha sido revestido y posteriormente es disparado para extraer el hidrocarburo. Teniendo esto en consideración, las fallas que se presenten durante la producción se encontrarán, para nuestros fines de estudio, únicamente en el yacimiento.

#### 1. Colapso de poro

El colapso de poro, o falla por volumen, está asociado a la depletación del yacimiento y a la caída de presión registrada durante la producción de hidrocarburos. Conforme se extrae el hidrocarburo, la formación almacenadora va perdiendo el soporte del fluido contenido a la vez que hay un ajuste de los esfuerzos totales y un aumento de los esfuerzos efectivos. De esta manera, el yacimiento es sometido a un mayor esfuerzo de sobrecarga, llevando a deformaciones plásticas, aplastamiento, ruptura de la cementación entre los granos y fracturamiento. Ocurre en yacimientos con alta porosidad y baja resistencia (arenas débiles).

#### 2. Producción de sólidos

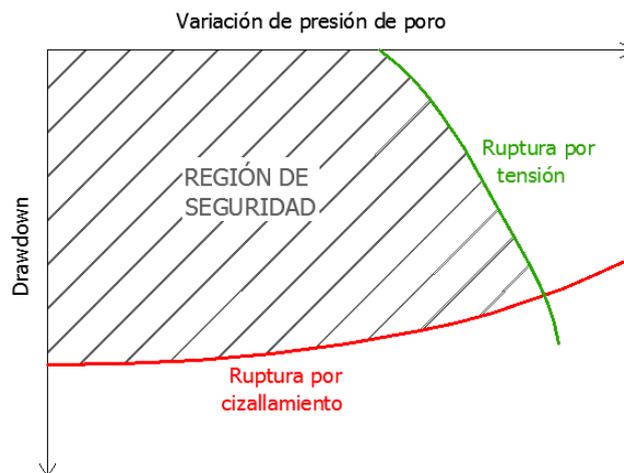
Es un tipo de falla también asociada con la depletación y de la caída de presión en el yacimiento. Cuando es alcanzado el drawdown, o caída de presión máxima, se generan en el yacimiento fuerzas de arrastre y esfuerzos de tensión que superan la resistencia de la formación. Dichas condiciones llevan a la roca a la falla y al desprendimiento de partículas, las cuales son arrastradas durante la extracción.

En los yacimientos conformados por arenas este fenómeno es llamado *arenamiento*.

Las consecuencias de ambas fallas son daño en el equipo debido a las partículas sólidas desprendidas, contaminación del hidrocarburo obtenido, procedimientos adicionales de tratamiento de los fluidos de perforación y elevados costos para mitigar los problemas no visualizado con anterioridad.

## Mecanismos de producción de sólidos

La producción de sólidos está asociada a las fallas de orden inferior y ocurre cuando los esfuerzos en torno del pozo superan la resistencia del material que constituye la formación. Para explicar los tipos de fallas que pueden llevar a la producción de sólidos, haremos referencia al Diagrama de estabilidad de Morita:



**Fig. 2.15 – Diagrama de estabilidad de Morita (Fuente: Thomas; ob. cit.)**

### Ruptura por cizallamiento

Es causada por la caída de presión o depletación, generando esfuerzos compresionales y cortantes que llevan a la falla de la roca. En ambos casos, depletación o incremento en el drawdown, se da una disminución de la presión de poro, lo que lleva al aumento de esfuerzos efectivos (Fig 2.14). Este mecanismo genera grandes cantidades de arena.

### Ruptura por tensión o tracción

Los esfuerzos de tensión ocurren en rocas arenosas, debido al elevado gasto de extracción del hidrocarburo, el cual es función del drawdown. Este tipo de falla es poco frecuente, produce poca cantidad de arena, se agrava por los rápidos cambios en los niveles de producción en el pozo y se estabiliza con el tiempo. Una vez iniciado el proceso de producción de sólidos, la tasa producida puede ser reducida a un nivel aceptable mediante la disminución de la tasa de producción de hidrocarburos, a costa de menores rendimientos de producción e impacto en los costos.

El modelo de estabilidad y de la tendencia para producir arena de la formación objetivo requiere el conocimiento de las magnitudes de los esfuerzos principales y de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca. Existen técnicas de predicción de producción de arenas que nos permiten conocer las condiciones en la que el yacimiento falla, estas son

- Pruebas de formación,
- Análisis de pruebas a núcleos,
- Perfil geomecánico, y
- Datos de producción.

Durante la extracción del hidrocarburo es necesario monitorear constantemente la producción de arena para tener un mejor diagnóstico de la misma y poder ajustar los modelos que se hayan elaborado anteriormente.

En rocas muy débiles y no consolidadas será inevitable tener gran producción de arena, por lo que se da por hecho que se requerirá de métodos para su exclusión, o bien, consolidar la formación en la zona cercana al pozo. En el extremo opuesto, para rocas muy consolidadas es posible tener aceptables, e incluso despreciables, tasas de producción de arena. Sin embargo, reducir o eliminar la producción de arenas para rocas moderadamente consolidadas es un trabajo que requiere de estudios de geomecánica.

---

## **CAPÍTULO 3**

### **Construcción y calibración del modelo geomecánico**

---

#### **Objetivo**

Realizar la descripción detallada de cada uno de los pasos que se deben llevar a cabo para la construcción de un modelo geomecánico, así como mencionar los recursos y metodología utilizadas.

#### **INTRODUCCIÓN**

El modelo geomecánico (MEM) es una representación matemática del comportamiento mecánico de las formaciones a perforar, y se basa en los registros sísmicos del pozo futuro y en información de pozos vecinos ya perforados con características similares.

La finalidad de los modelos es relacionar la información disponible con los valores que requerimos cuando no es posible obtener muestras o núcleos. Un modelo geomecánico bien construido permite a ingenieros y especialistas en geociencias determinar el estado de esfuerzos en el yacimiento y estratos aledaños en cualquier dirección del campo analizado.

El MEM está conformado por la estructura geológica y litología, propiedades dinámicas y elásticas de las formaciones, resistencia de la roca y estados de esfuerzos. Los datos de entrada para la construcción del modelo son los registros de tiempo de tránsito compresional (DTCO), tiempo de tránsito de cizalla (DTSM), densidad (RHOB), porosidad total (PHIT) y volumen de arcilla (VCL). En cada etapa del modelo se emplearán diferentes ecuaciones de correlación para obtener las características mecánicas de las formaciones a perforar.



**Fig. 3.1 – Pasos a seguir en la elaboración de un modelo geomecánico (Schlumberger)**

De manera general, el procesamiento de la información inicia con una auditoría de datos en la que se recopila, organiza y prepara la información disponible, tanto del pozo futuro a perforar como de los pozos cercanos elegidos con características geológicas y de litología similares, a los cuales en adelante llamaremos *pozos de correlación*. Posteriormente, para cada elemento básico del modelo se busca la relación empírica que mejor se ajuste a los registros y propiedades mecánicas ya conocidas de los pozos de correlación.

Cuando se presenta dispersión en el modelo, es decir, que éste no es genérico, se realiza la calibración local del mismo. Una vez obtenidas las ecuaciones que representen de la mejor manera posible el comportamiento mecánico del pozo, debe realizarse la calibración del modelo. Algunas propiedades, como los módulos estáticos, sólo pueden calibrarse cuando se tienen datos puntuales de pruebas o mediciones realizadas en diferentes profundidades del pozo. En otras ocasiones, algunos eventos ocurridos durante la perforación nos darán un indicio del comportamiento mecánico de las formaciones.

Cuando se han ajustado las correlaciones para cada una de las propiedades mecánicas se hace la validación del modelo, la cual consiste en verificar que el modelo no arroje valores que se encuentren fuera de rango o valores no consistentes. Ya validado el modelo, es posible determinar el estado de esfuerzos de cada pozo de correlación.

Finalmente, el modelo ajustado y validado, puede ser aplicado a los registros disponibles del pozo futuro y así predecir el comportamiento mecánico de dicho pozo a lo largo de su trayectoria. En la Fig. 3.1 se muestran los pasos a seguir para la elaboración de un modelo geomecánico.

A lo largo de este capítulo se presenta detalladamente la metodología de diez pasos utilizada por Schlumberger para la construcción del modelo geomecánico unidimensional (MEM 1D).

### 3.1 Auditoría de datos

Es aquella recopilación y revisión de datos, gráficos y registros que serán necesarios para la construcción del modelo geomecánico. Como su nombre lo dice, se trata de una auditoría en la que se verifica la utilidad y validez de la información disponible, así como la detección de información faltante.

En otras palabras, la auditoría de datos consiste en preparar y organizar la información para entrar de lleno en la realización del modelo. Este primer paso en la construcción del MEM es de suma importancia, pues una deficiente auditoría lleva a la construcción de modelos erróneos o poco confiables.

La auditoría de datos debe incluir la información más reciente de los pozos utilizados como correlación y del pozo que será perforado. Dicha información se puede dividir en seis rubros:

#### 1. DATOS RELACIONADOS CON PERFORACIÓN

Son datos, informes, registros y bitácoras de todas las actividades realizadas en el pozo y son proporcionados por la gente encargada del proceso de perforación. Esta información es requerida de los pozos de correlación.

- *Reportes diarios de perforación de todos los pozos en el área*  
Sirve para conocer las condiciones de perforación, los problemas presentados en lo referente a estabilidad de pozo, las acciones realizadas ante determinadas situaciones, cambios realizados respecto a lo planeado, etc. Los problemas específicos que nos interesan son derrumbes, gasificaciones, pérdida total o parcial de los fluidos de perforación, fricciones, resistencia y atrapamiento del equipo al perforar, a los cuales llamamos *eventos de perforación*.
- *Informes de fluidos de perforación de los pozos*  
Este documento contiene información de los fluidos que se introducen en el pozo, las características de cada fluido y las profundidades en las que fue utilizado un fluido en específico. Se trata de información importante pues puede ocurrir que alguno de ellos reaccione químicamente con algún estrato y cause inestabilidades, o que la densidad del fluido provoque derrumbes o fracturas en las formaciones.
- *Esquemas de tuberías y de cementaciones - Estados mecánicos*  
Información del diámetro, material y profundidad de las tuberías de revestimiento del pozo y sus puntos de apoyo (TR), así como el número de fases. Los datos muestran el estado final del pozo y son representados en un esquema llamado *Estados mecánicos*.
- *Informe final de perforación*  
Se trata de un documento en donde se resumen los acontecimientos más importantes ocurridos durante la perforación, periodos de las diversas actividades y gráficos de interés.
- *Perfiles de densidad de lodos utilizados*  
Se trata de gráficas en las que se muestra la densidad de lodo utilizado contra la

profundidad y/o el tiempo de perforación. Estos perfiles son generados a partir del informe de fluidos de perforación.

- *Ensayos de admisión en formación, registros de presiones si existieran, pruebas de goteo (LOT<sup>1</sup>)*
- *Perfiles direccionales – Trayectoria del pozo*  
Son perfiles donde se detallan datos de coordenada en superficie (UTM), profundidad, azimut e inclinación contra coordenadas de profundidad.
- *Perfil de presión de poro*
- *Fotografía de derrumbes: recortes de colección y registros, algún otro tipo de fotos disponibles*
- Cualquier otra información relevante que nos permita conocer las condiciones de estabilidad de formaciones durante la perforación.

## 2. GEOLOGÍA

Se refiere a archivos en donde se encuentra información de descripción geológica acerca de la región de interés. Esta información es requerida de los pozos de correlación y del pozo futuro.

- *Columna estratigráfica tipo y columna estratigráfica para los pozos futuros*  
Se trata de una interpretación geológica de los estratos del subsuelo en donde se muestran los límites (en profundidad) de las formaciones según su edad geológica.
- *Mapa estructural del objetivo, localización de pozos, información de fondo marino y de otros marcadores de interés*  
El mapa estructural del objetivo consiste en una superficie de curvas de nivel de un horizonte, de una edad, de una formación de interés, etc. Tanto el mapa estructural como marcadores de interés nos proporcionan información de las fallas presentes en la región y el tipo de estructura que se tiene, así como su orientación.
- *Información de densidad y litología tomada de núcleos, incluyendo descripciones geológicas y fotos.*  
Se trata de información obtenida de reportes de pruebas de laboratorio y tomas de muestras geológicas durante la perforación.
- *Información de esfuerzos regionales*  
Mapa de fallas inversas, normales y caracterización del régimen tectónico en el que se encuentran los pozos de correlación y el pozo futuro.
- *Informes e interpretaciones litológicas a lo largo de la trayectoria de los pozos de correlación.*

---

<sup>1</sup> Para ampliar la definición de este y otros términos, referirse al Glosario

3. DATOS DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES

Son datos que se toman para caracterizar las formaciones por las que perforó el pozo. Es requerido para pozos de correlación solamente.

- *Registros geofísicos de cable y LWD como resistividad, sónico (DTCO y DTSM), densidad (RHOB), gamma ray (GR), neutrón (NPHI), caliper, etc.*
- *Ensayos de laboratorio realizados en núcleos, en particular ensayos de mecánica de rocas,  $V_p$  y  $V_s$  en función de la carga, presiones y esfuerzos*  
Incluyen reportes de pruebas de laboratorio referentes a propiedades mecánicas de las rocas y la correlación con la información obtenida de velocidades de onda  $p$  y  $s$ .
- *Ensayos de mediciones de presiones directamente de la formación*
- *Imágenes de pared de pozos (UBI)*  
Son interpretaciones de registros de la pared del pozo o fotografías de gran definición.
- *Pruebas de producción, presiones y fluidos*  
Información del intervalo productor para saber qué presión, temperatura y tipos de fluidos están presentes en el yacimiento.
- *Interpretaciones de registros y evaluación petrofísica*  
Son interpretaciones petrofísicas cualitativas y cuantitativas de todos los registros obtenidos de los estratos de interés. En nuestro caso, los perfiles de interés son los siguientes: Volumen de arcilla (VCL), porosidad efectiva (PHIE) y total (PHIT), permeabilidades, y saturaciones en algunos casos.

4. DATOS DE TERMINACIÓN

Se trata de información con relación a cómo se completo el revestimiento, si se tuvieron problemas de estabilidad, problemas de estratos deleznable, reporte de la dirección de los disparos, las profundidades y datos relevantes de toma de muestras. Es requerido para pozos de correlación únicamente.

- *Detalles de terminación de los pozos (Reportes)*
- *Histórica de Producción y tipo de fluido producido*
- *Presión de los yacimientos*
- *Tamaño de los granos en los yacimientos*
- *Información de los sólidos producidos*

5. SÍSMICA DE LOS POZOS

Se refiere a todos aquellos registros y perfiles obtenidos de los levantamientos sísmicos. Esta información es requerida de ambos, pozos de correlación y pozos futuros.

- *Velocidades sísmicas ( $V_{int}$ )*  
Perfiles de velocidad sísmica, o velocidad interválica, obtenidos de interpretación sísmica contra la profundidad.

- *Secciones sísmicas*

Estas secciones se representan por un plano que corta un volumen sísmico, y que muestra el perfil de la zona de interés. La orientación del plano debe ser especificada, siendo planos generalmente verticales. La sección sísmica de mayor interés es aquella en la cual se presenta en un mismo plano el pozo futuro y los pozos de correlación, pues se visualiza la continuidad de los estratos y las fallas o discontinuidades presentes entre los pozos. Para pozos direccionales son requeridas, además secciones a lo largo del rumbo y del echado.

- *Cubo 3D*

Se trata de un volumen de información generado a partir del procesamiento de datos sísmicos. Cada cubo puede representar propiedades sísmicas, propiedades petrofísicas o propiedades mecánicas de las formaciones.

6. DATOS DEL POZO PLANIFICADO

Se trata de aquellos datos técnicos del pozo futuro, como estudios preliminares, programas y actividades que se hayan realizado hasta el momento.

- *Plan del Pozo, localización y trayectoria*
- *Programa del Pozo (Programa del lodo, Programa de completación, pruebas a realizar, etc.)*
- *Evaluación preliminar (estudio de campo, riesgos, reportes geológicos)*

Conforme se vaya recabando la información se recomienda realizar un resumen de los datos más importantes, aplicables a la construcción del modelo geomecánico.

Los datos que serán utilizados como puntos de calibración del modelo son los obtenidos directamente de diarios de perforación, de ensayos de LOT's, imágenes de pozos y pruebas de presiones y producción de fluidos. Por otro lado, los datos referentes a secciones sísmicas, fotografías de derrumbes e imágenes de interés serán herramientas útiles para la toma de decisiones durante la construcción del MEM.

Una vez realizada la auditoría de datos y organizada la información podemos determinar la incertidumbre y el posible error que pueda tener el modelo geomecánico a elaborar. Mientras más información se recabe, menor será nuestra incertidumbre y más aproximado será el modelo. En este punto ya es posible establecer la viabilidad del proyecto, o en caso de escasos de datos, solicitar los estudios necesarios e incluso posponer el proyecto.

### 3.2 Estructura geológica

Una vez procesada la información sísmica -velocidades de onda y tiempos de recorrido- los geólogos y geofísicos hacen una interpretación de la estructuración geológica presente en el área de interés.

La estructura más característica de las rocas sedimentarias es la disposición en capas, denominada estratificación. Para una buena caracterización estructural de los campos productores y subyacentes se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Características de las estructuras productoras.
- Fracturas y sus características
- Fallas geológicas
- Bloques estructurales

La *Estratigrafía* es una rama de la geología que estudia las rocas estructuradas en estratos, así como la identificación, descripción y secuencia, tanto vertical como horizontal (Fig. 3.2). Los parámetros estratigráficos de mayor importancia para la realización del modelo geomecánico son los siguientes:

- Espesor, carácter, edad y distribución de las rocas
- Columna estratigráfica
- Variaciones laterales en espesor y características de las rocas entre pozos futuros y de correlación
- Discordancias de estratos
- Horizontes clave
- Horizontes productores

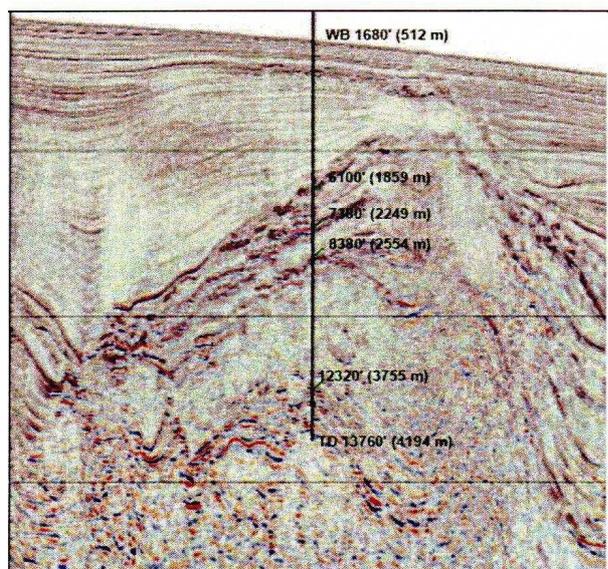


Figura 3.2 – Sección estratigráfica (Fuente: Lougon; apuntes)

**COLUMNA GEOLÓGICA DE LAS FORMACIONES**

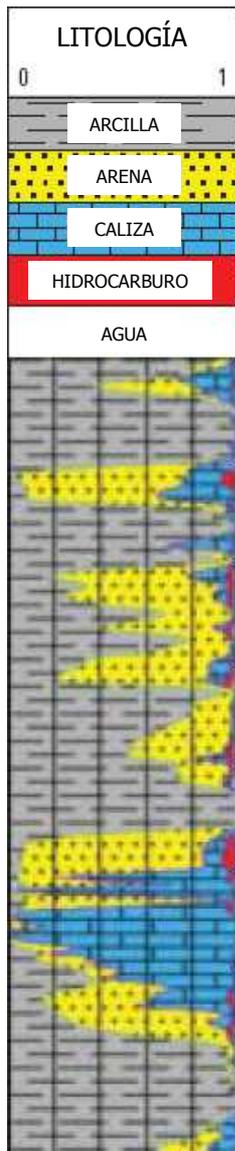
<b>Eras</b>	<b>Periodos de tiempo Serie de roca</b>		<b>Tiempo aproximado en años desde el comienzo de c/u</b>	
CENOZOICO	Cuaternario	Reciente	50,000	
		Pleistoceno	1,000,000	
	Terciario	<b>Plioceno</b>		6,000,000
		<b>Mioceno</b>	<b>Superior</b>	11,600,000
			<b>Medio</b>	16,000,000
			<b>Inferior</b>	23,000,000
		<b>Oligoceno</b>	<b>Superior</b>	28,400,000
			<b>Inferior</b>	34,000,000
		Eoceno	Superior	37,200,000
			Medio	48,600,000
			Inferior	56,000,000
		Paleoceno	Superior	58,700,000
	Medio		61,700,000	
Inferior	65,500,000			
MESOZOICO	<b>Cretácico</b>	<b>Superior</b>	100,000,000	
		<b>Medio</b>	112,000,000	
		<b>Inferior</b>	145,000,000	
	Jurásico	Superior	Tithoniano	151,000,000
			<b>Kimmeridgiano</b>	155,700,000
			<b>Oxfordiano</b>	161,000,000
		Medio	175,000,000	
		Inferior	200,000,000	
	Triásico	251,000,000		
PALEOZOICO	Pérmico		300,000,000	
	Carbonífero		360,000,000	
	Devoniano		415,000,000	
	Siluriano		443,000,000	
	Ordoviciano		490,000,000	
	Cámbrico		540,000,000	
PRECAMBRICO			2,000,000,000	

**Fuente: Gradstein; Ob. cit.**

Se llama **objetivo** a la formación a la que se desea llegar para la extracción de hidrocarburos. Es interesante mencionar que en varias partes del mundo formaciones de la era Paleozoica han contribuido con significativas acumulaciones de petróleo y gas (Barberri, 1998). En el caso particular de los hidrocarburos extraídos en México podemos decir que las formaciones productoras se encuentran en el Mioceno, Oligoceno, Cretácico, Jurásico Superior Kimmeridgiano y Oxfordiano. Sin embargo, en formaciones como el Eoceno y Paleoceno, caracterizadas por ser arcillosas y con baja permeabilidad, no es común encontrar yacimientos de hidrocarburos.

La importancia de analizar la estratigrafía y las características geológicas de ambos, pozos de correlación y pozo futuro, radica en conocer la historia de formación en la región, la manera en cómo se depositaron las capas y si la correlación entre un pozo elegido y el futuro aplica para toda la longitud perforada o sólo para determinadas formaciones geológicas.

### 3.3 Mecánica estratigráfica



La mecánica estratigráfica es aquella etapa en la construcción del MEM en el cual se define, a partir de un modelo petrofísico, cuáles formaciones cuentan con soporte granular (arenas), cuáles son rocas con matriz arcillosa (arcillas) y cuales tienen otro tipo de soporte (calcitas, por ejemplo). En otras palabras, la mecánica estratigráfica nos proporciona el tipo de formación que tenemos: arcillosa, arenosa, calcárea, etc.

Los principales parámetros físicos utilizados para la caracterización de las formaciones son la porosidad, la resistividad, la densidad del medio, la saturación de hidrocarburos, entre otros. Estos parámetros pueden ser medidos directamente de los registros o a partir de registros sintéticos.

En la Fig. 3.3 se muestra un perfil litológico, en el cual se presenta la proporción de arcilla, arena, caliza e hidrocarburo a lo largo de un trecho, aunque no son los únicos soportes mostrados en estas interpretaciones. A partir de los perfiles litológicos es posible determinar el tipo de soporte predominante a lo largo de la trayectoria del pozo.

Cuando no se cuenta con información sobre la litología del pozo futuro para determinar el tipo de soporte, se puede recurrir a correlaciones que tienen como entrada los registros PHIE y VCL; el primero nos da un índice de la porosidad efectiva, mientras que el segundo nos da el volumen de arcillas; sin embargo, se puede incurrir en muchos errores e incertidumbres. Lo ideal es que se cuente con una propuesta litológica por especialistas en el tema.

Figura 3.3 – Sección estratigráfica (Fuente: Husen et al; Ob. cit.)

### 3.4 Sobrecarga

Como ya se mencionó en el capítulo anterior, la sobrecarga se calcula a partir de la sumatoria de la densidad de cada estrato por su espesor, obtenida a partir de los registros de densidad RHOB.

$$\sigma_{V(i)} = \sigma_{V(i-1)} + g \rho_{(i)} \cdot [\text{TVD}_{(i)} - \text{TVD}_{(i-1)}]$$

La dificultad de obtener la sobrecarga para toda la longitud del pozo a partir del registro de densidad es que pueden existir algunos trechos sin información, o bien, error en los registros que para determinados tramos no son confiables. Cuando esto ocurre, es necesario utilizar otros registros, como el sónico, para reconstruir o generar a partir de éste un registro sintético de densidad, el cual podrá ser utilizado para obtener la sobrecarga.

#### ***Ecuación de Gardner***

Otra manera de obtener la sobrecarga es generar un registro sintético de densidad a partir del registro de sónico compresional DTCO con la ecuación de Gardner (Gardner, 1974). Esta relación empírica proporciona una buena aproximación de densidad en rocas sedimentarias y es independiente del grado y tipo de saturación de la roca.

$$\rho = a (V_p)^b$$

Donde:

$\rho$  – densidad (g/cm<sup>3</sup>)

$a$  – factor de velocidad

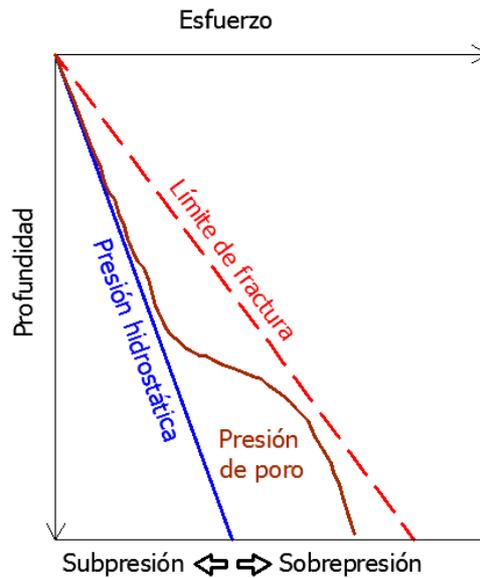
$b$  – exponente de velocidad

$V_p$  – velocidad compresión asociada a una profundidad (ft/s)

Los valores de las constantes son originalmente  $a=0.23$  y  $b=0.25$ , sin embargo, en algunas ocasiones es necesario hacer ligeras modificaciones a estos valores para lograr un mejor ajuste del registro sintético.

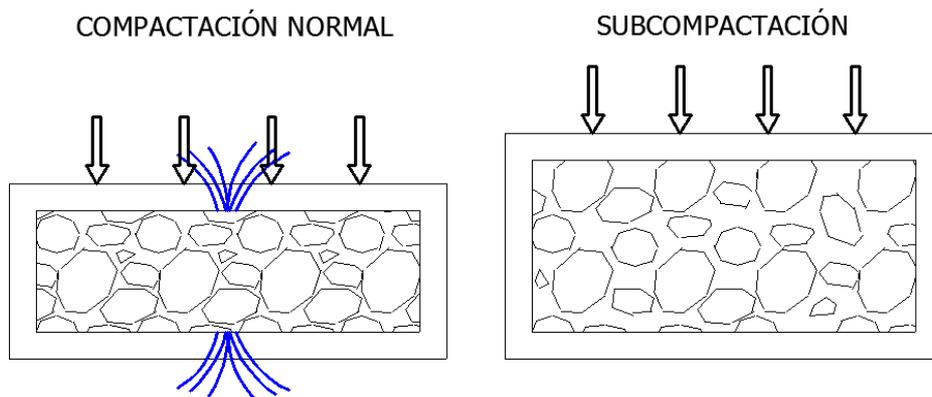
### 3.5 Cálculo de la presión de poro

En la construcción de modelos geomecánicos es de gran importancia conocer las causas de las presiones anormales, ya que ello nos permitirá proponer modelos que describan de mejor manera el fenómeno. Las sobrepresiones dan lugar a problemas durante la perforación, como gasificaciones, resistencias y fricciones al introducir el equipo, producción de sólidos, entre otros. Por otro lado, las subpresiones, generadas por la depletación de yacimientos durante la producción, generarán producción de sólidos o arenas, intermitencias en el gasto del hidrocarburo extraído y daño al equipo. En la Fig. 3.4 se ilustra la presión de poro en comparación con la presión hidrostática.



**Figura 3.4 – Presión de poro (Frydman, 2002)**

La causa más común de aumento de presión de poro es la subcompactación (Fig. 3.5) y el tectonismo regional. En condiciones normales, a medida que una formación es compactada por el peso de las formaciones superiores, el fluido contenido es expulsado y los esfuerzos aumentan. La subcompactación implica que partículas de agua quedan atrapadas en la formación, debido a que la tasa de sedimentación en arcillas es mayor que la tasa de expulsión de agua. Esto lleva a una redistribución de los esfuerzos debidos a la sobrecarga, ya que parte de ésta es soportada por los fluidos contenidos en los poros.



**Fig. 3.5 – Sobrepresión debida a subcompactación**

Otros mecanismos que pueden generar aumento en la presión de poro son transferencia lateral, diagénesis e incremento de volumen en los fluidos con el aumento de temperatura (Bowers, 1995).

La manera de equilibrar una zona de sobrepresión es aumentando la densidad del lodo de perforación, además de ser aisladas con una TR. Una subestimación o sobreestimación de la presión de poro influye en la construcción de modelos inadecuados e impacta en el aumento de NPT y costos en lo referente a planes de contingencia y mitigación. En el peor de los escenarios puede ocasionar pérdida del pozo, severo impacto ambiental, pérdidas humanas y de equipo.

El conocimiento de las características mecánicas de la roca es fundamental para determinar los límites de variación en la presión de poro. Una herramienta importante en la comprensión e identificación de presiones anormales durante la construcción del MEM son las secciones sísmicas que se tengan entre los pozos de correlación y el pozo futuro, ya que ellas muestran las posibles conexiones y las similitudes que existen entre los estratos de ambos.

### **Estimación de la presión de poro**

La presión de poro se calcula en base a registros de velocidad y de resistividad. Al hacer el análisis de los registros DTCO podemos observar la tendencia en la variación de la presión de poro dependiendo del tipo de roca. Por ejemplo, el registro sísmico en arcillas con tendencias normales de presión muestra valores decrecientes conforme aumenta la profundidad, ya que se tiene una mayor compactación en los estratos rocosos; sin embargo, en trechos de sobrepresión, los valores del registro DTCO crecen o se mantienen constantes al incrementar la profundidad. De la misma manera, el registro de resistividad tiende a disminuir y el de densidad tiende a aumentar con la profundidad, pero cuando se topan con un tramo de sobrepresiones, ambos registros disminuyen respecto a su tren normal.

En trechos donde se observa una tendencia normal de los registros de velocidad y resistividad y donde no se tengan manifestación de sobrepresión durante la excavación –gasificaciones, fricciones, resistencias-, consideramos que se tiene una tendencia de presión de poro normal. Sin embargo, el que se tenga un trecho de registros que no se ajuste a la tendencia o que se presenten gasificaciones y resistencias no necesariamente indica un aumento anormal en la presión de poro.

El cálculo de la presión de poro parte del cálculo de la presión hidrostática.

$$P_{p\text{Norm}} = g \int_0^{\text{TVD}} \rho_{\text{fluido}} (z) dz$$

Donde:

$P_{p\text{Norm}}$  – Presión de poro normal, (Pa)

$\rho_{\text{fluido}}$  – densidad del fluido, considerada constante: 1030 kg/m<sup>3</sup>

$z$  – profundidad de la formación

$g$  - gravedad, (m/s<sup>2</sup>)

TVD – profundidad vertical, (m)

Simplificando la ecuación, tenemos

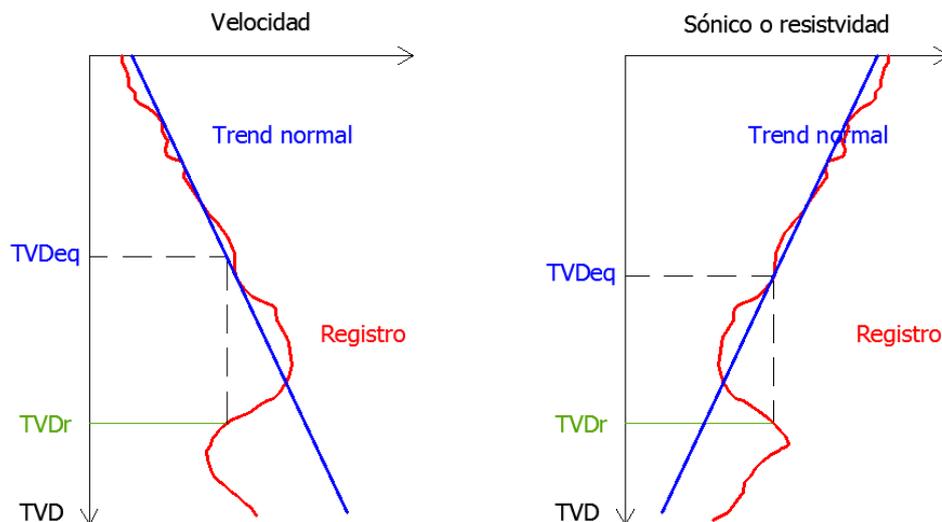
$$P_{p\text{Norm(TVD)}} = g \cdot (1030) \cdot (\text{TVD})$$

El segundo paso es la estimación el tren normal de esfuerzo efectivo vertical

$$\sigma'_{v-Norm} = \sigma_v - P_{pNorm}$$

Para la obtención del perfil de presión de poro es necesario recurrir a ecuaciones empíricas que se obtienen a partir de ciertas suposiciones:

1. En el caso de presentarse sobrepresión por el fenómeno de subcompactación, la formación impide que los fluidos escapen, y los sedimentos no pueden compactarse debido a la presencia de los fluidos.
2. En zonas de sobrepresión, la porosidad no decrece con la profundidad, según la tendencia presentada a lo largo del pozo. Esta tendencia es representada por una relación lineal a lo largo de la profundidad.
3. Debido a la presencia de fluido atrapado, los registros de propiedades físicas registradas en el pozo sufrirán algunos cambios: la resistividad aumentará, mientras que la velocidad y la densidad decrecerá, según el tren presentado.
4. Cuando se presenta una zona de presión anormal a determinada profundidad TVD, la magnitud de la presión es asociada a aquella que ya se registró a una profundidad menor, de acuerdo con la tendencia normal, la cual es denominada profundidad equivalente  $TVD_{eq}$  (Fig. 3.6). Con este valor es posible determinar la desviación respecto al tren, y con ello calcular la presión de poro.



**Fig. 3.6 – Asociación de sobrepresión y  $TVD_{eq}$**

El tren normal que se asocia al registro que se está analizando debe representar también una tendencia de compactación de las formaciones. Con ello se busca que el tren lineal establecido sea consistente con la tendencia de compactación, y no se trate de una línea de tendencia arbitraria.

Los métodos que se describirán para la obtención de la presión y la sobrepresión calculan el esfuerzo efectivo vertical actuante a partir de registros de velocidad, y conocido el esfuerzo total vertical (sobrecarga), la presión de poro se obtiene restando el esfuerzo total menos el efectivo.

$$\sigma'_v = f(Vp)$$

$$Pp = \sigma_v - \sigma'_v$$

### ***Ecuación de Eaton (1975)***

Este método está basado en la teoría de compactación de Terzaghi, en la cual se establece que el esfuerzo efectivo es la diferencia entre el esfuerzo total actuante y la presión de los poros contenidos en la roca. De esta manera, Eaton presenta una relación entre los trenes normales de esfuerzo efectivo y el tren de velocidades normales con el registro obtenido.

$$\sigma'_v = \sigma'_{v-Norm} \cdot \left( \frac{Vp_{Reg}}{Vp_{Norm}} \right)^3$$

Donde:

$\sigma'_v$  – Esfuerzo efectivo vertical

$\sigma'_{v-Norm}$  – Esfuerzo efectivo vertical correspondiente a la formación bajo presión normal

$Vp_{Reg}$  – Velocidad del registro

$Vp_{Norm}$  – Velocidad del tren de velocidades normales

El tren de velocidades normales debe ser generado para poder utilizar esta fórmula.

$$Vp_{Norm} = C (\sigma'_{v-Norm})^{1/3}$$

Donde:

$Vp_{Norm}$  – Velocidad del tren de velocidades normales

$\sigma'_{v-Norm}$  – Esfuerzo efectivo vertical correspondiente a la formación bajo presión normal

C – Constante de ajuste

Los alcances de la ecuación de Eaton son los siguientes:

- En la ecuación se puede sustituir el registro de velocidad por el de resistividad o sísmico ( $DTCO_{Norm}/DTCO_{Reg}$ ), el resultado será el mismo si se conoce el tren normal del registro a utilizar.
- Aplicable en estratos arcillosos
- Su ecuación original sólo aplica para trechos con sobrepresión generada por subcompactación. Es posible modificar el exponente  $n=3$  para tener mejor ajuste para el área de estudio.
- Requiere información de eventos de perforación para calibración
- Considera un tren lineal para los registros analizados

### ***Ecuación de Bowers (1995)***

El dato de entrada para la ecuación de Bowers es el registro sintético de velocidades interválicas (onda compresional). La correlación propuesta por Bowers calcula el esfuerzo efectivo vertical y tiene dos variantes:

1. Para mecanismo de subcompactación:

$$V_p = V_{p0} + A \cdot \sigma'_v{}^B$$

Donde:

$V_p$  – Velocidad del registro (ft/s)

$V_{p0}$  – Velocidad en un medio saturado no consolidado o bajo esfuerzos mínimos (ft/s)

$\sigma'_v$  – Esfuerzo efectivo vertical (psi)

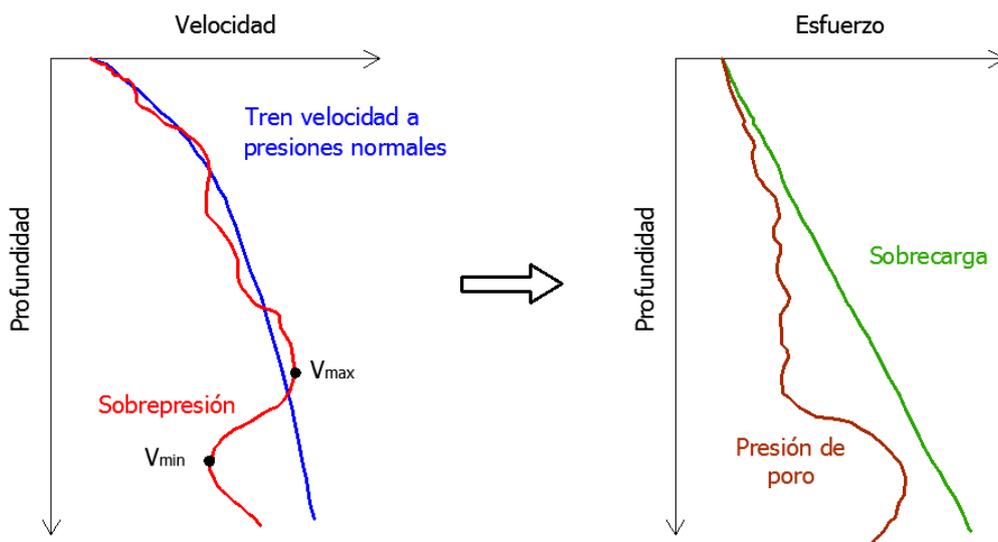
A, B – parámetros empíricos

Reescribiendo la ecuación, se deja al esfuerzo efectivo vertical como variable dependiente para cualquier valor de TVD:

$$\sigma'_{v-TVD} = \left( \frac{V_{p-TVD} - 5000}{A} \right)^{1/B}$$

Para obtener el valor del esfuerzo efectivo vertical máximo  $\sigma'_{v\max}$ , basta con sustituir el valor de la velocidad máxima  $V_{p\max}$  presentada al inicio del fenómeno de sobrepresión (Fig. 3.7), siempre y cuando se considere que no existen cambios abruptos en la litología. El valor de  $V_{p0}$  puede ser considerado como 5000 ft/s, mientras que los valores de A y B son obtenidos en base a los pozos de correlación.

$$\sigma'_{v\max} = \left( \frac{V_{p\max} - 5000}{A} \right)^{1/B}$$



**Figura 3.7 –Presión de poro en relación a la sobrecarga (Schlumberger)**

2. Para mecanismo de expansión de fluidos:

$$V_p = V_{p0} + A \left\{ \sigma'_{V_{\max}} \left( \frac{\sigma'_v}{\sigma'_{V_{\max}}} \right)^{1/U} \right\}^B$$

En esta ecuación U es un tercer parámetro empírico que mide la plasticidad de los elementos (U=1 indica deformación no permanente), teniendo un rango típico entre 3 y 8. En los estudios realizados por Bowers para pozos marinos en aguas profundas del Golfo de México, encontró satisfactorios los valores de A=28.371, B=0.6207 y U=3.13.

Los alcances de la ecuación de Bowers son los siguientes:

- Esta correlación tiene aplicación en las Costas del Golfo (USA), el Golfo de México y el Mar del Norte
- Aplicable en estratos arcillosos
- Es aplicable para trecho con sobrepresión generada por ambos, subcompactación y expansión de fluidos
- Requiere información de eventos de perforación para calibración

Además de los ya presentados, varios métodos han sido desarrollados para calcular la sobrepresión, entre los que destaca el de Dutta (1998) que describe la ocurrencia simultánea de cambios en la compactación y diagénesis, en la que considera el parámetro de temperatura; y Sayers (2002) que establece una relación de la presión de poro con los registros de velocidad y de porosidad. Los métodos de estimación de presión de poro siempre deben ser calibrados con mediciones puntuales de presión en materiales permeables.

Finalmente, para establecer la magnitud de la presión de poro en estratos de arenas o calizas que son productores de hidrocarburo, se sustituye la presión media del yacimiento en el perfil de presión de poro. La presión en el yacimiento puede ser determinada con una prueba llamada *Modular Formation Dynamics Tester* (MDT), la cual determina la presión del yacimiento y la permeabilidad, evalúa si el yacimiento presenta algún daño, y analiza muestras representativas de fluido.

### 3.6 Resistencia de la roca y sus propiedades elásticas

Dentro del estudio de mecánica de rocas y estabilidad de pozos es de gran importancia el conocimiento y adquisición de datos de muestras in-situ que nos permitan evaluar las propiedades mecánicas, las propiedades elásticas y las condiciones en las que se encuentra una determinada formación. Sin embargo, por dificultad de extracción y costo, no siempre es posible obtener núcleos de la zona de interés para ser estudiados, por lo que se recurre a relaciones empíricas entre propiedades mecánicas y registros de resistividad, velocidad de ondas, porosidad, densidad, entre otros, para poder estimar dichas propiedades.

Cuando no se cuenta con información de ensayos de laboratorio, las propiedades elásticas y de resistencia son estimadas de manera indirecta. Es por ello que a su vez se construyen modelos geomecánicos con los cuales podamos relacionar parámetros medibles en laboratorio como

UCS,  $\phi$ , velocidad y porosidad con propiedades elásticas estáticas y dinámicas.

Los datos de entrada para determinar la resistencia de la roca y sus propiedades dinámicas son

- Registro DTCO – Se utiliza directamente cuando se tiene el término  $\Delta t$  en las ecuaciones o se transforma a velocidad de onda compresional ( $V_p$ ),
- Registro DTSM – Se transforma a velocidad de onda de cizalla ( $V_s$ ),
- Registro RHOB – Se utiliza en sustitución de densidad  $\rho$ , y
- Perfil PHIT – Se utiliza en sustitución de porosidad  $\Phi$

### 3.6.1 Propiedades elásticas dinámicas

*Módulo de Young dinámico* -  $E_{dyn}$

El Módulo de Young obtenido de registros sísmicos representa el módulo dinámico, el cual es mayor que el estático, en la mayoría de los casos. Las correlaciones conocidas para el cálculo del Módulo de Young dinámico a partir de otros módulos dinámicos, como módulo de cortante y módulo de Bulk, son:

$$E_{dyn} = \frac{(9G_{dyn})(K_{Bdyn})}{G_{dyn} + 3K_{Bdyn}}$$

Donde:

$E_{dyn}$  – Módulo de Young dinámico  
 $G_{dyn}$  – Módulo de cortante dinámico  
 $K_{Bdyn}$  – Módulo de Bulk dinámico  
 En unidades equivalentes

Otras expresiones utilizadas para Módulo de Young Dinámico con respecto a propiedades físicas son las siguientes:

$$E_{dyn} = \rho \cdot V_p^2 \frac{(1 + \nu_{dyn})(1 - 2\nu_{dyn})}{1 - \nu_{dyn}}$$

$$E_{dyn} = 2\rho \cdot V_s^2 (1 + \nu_{dyn})$$

$$E_{dyn} = \rho \cdot V_s^2 \frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2}$$

Donde:

$\rho$  – densidad del medio  
 $V_p$  – velocidad onda p  
 $V_s$  – velocidad onda s  
 $\nu_{dyn}$  – Relación de Poisson  
 $E_{dyn}$  – módulo de Young dinámico  
 En unidades equivalentes

Finalmente, tenemos una expresión propuesta por Brit y Smith (2004).

$$S_{dyn} = \rho \frac{13,400,000,000}{V_s}$$

$$v_{dyn} = \frac{2V_s^2 - V_p^2}{2V_s^2 - 2V_p^2}$$

$$E_{dyn} = 2 S_{dyn} (1 + v_{dyn})$$
$$R^2 = 0.77$$

Donde:

$\rho$  – densidad del medio  
 $V_p$  – velocidad onda p  
 $V_s$  – velocidad onda s  
 $v_{dyn}$  – Relación de Poisson  
 $E_{dyn}$  – módulo de Young  
En unidades equivalentes

#### Relación de Poisson dinámica - $v_{dyn}$

De la misma manera que el Módulo de Young dinámico, la Relación de Poisson se puede obtener a partir de los módulos dinámicos de cortante y de Bulk:

$$v_{dyn} = \frac{3K_{Bdyn} - 2G_{dyn}}{6G_{dyn} + 2G_{dyn}}$$

Donde:

$E_{dyn}$  – Módulo de Young dinámico  
 $G_{dyn}$  – Módulo de cortante dinámico  
 $K_{Bdyn}$  – Módulo de Bulk dinámico  
En unidades equivalentes

Obtenida de registros:

$$v_{dyn} = \frac{2V_s^2 - V_p^2}{2V_s^2 - 2V_p^2}$$

Donde:

$V_p$  – velocidad onda p  
 $V_s$  – velocidad onda s  
En unidades equivalentes

Otras propiedades mecánicas -  $G_{dyn}$  y  $K_{Bdyn}$

Propiedades mecánicas de las rocas como Módulo de cortante y Módulo de Bulk pueden ser obtenidos a partir de relaciones teóricas entre registros y módulos elásticos dinámicos. Asumiendo que se tiene una roca homogénea y condiciones isotrópicas, se tienen las siguientes expresiones:

$$G_{dyn} = \rho \cdot Vs^2$$

$$K_{Bdyn} = \rho \cdot Vp^2 - \frac{4}{3} G_{dyn}$$

Donde:

- $\rho$  – densidad del medio
- $Vp$  – velocidad onda p (compresional)
- $Vs$  – velocidad onda s (cortante)
- $G_{sta}, G_{dyn}$  – Módulo de cortante estático y dinámico
- $K_{Bdyn}$  – Módulo de Bulk dinámico
- En unidades equivalentes

Otras expresiones para calcular estas propiedades bajo las mismas suposiciones son

$$G_{dyn} = \frac{E_{dyn}}{2(1 + \nu_{dyn})}$$

$$K_{Bdyn} = \frac{E_{dyn}}{3(1 - 2\nu_{dyn})}$$

### 3.6.2 Propiedades elásticas estáticas

Módulo de Young estático -  $E_{sta}$

El Módulo de Young estático puede calcular de manera muy sencilla a través de una correlación con el Módulo de Young dinámico. A continuación se muestran algunas correlaciones encontradas en la literatura.

$E_{sta}$	Tipo de roca	Autor Aplicación
$(E_{dyn} - 3.886)/0.544,$ $R^2 = 0.55$	<i>Arenas</i>	<i>Higgins, 2005</i> Colorado, EUA.
$(E_{dyn} + 11.084)/2.83,$ $R^2 = 0.80$	<i>Limos</i>	<i>Higgins, 2005</i> Colorado, EUA.
$(E_{dyn} - 3.961)/0.594,$ $R^2 = 0.31$	<i>Caliza</i>	<i>Higgins, 2005</i> Colorado, EUA.

Fuente: Higgins; Ob. cit.

Donde:

$E_{dyn}$  – módulo de Young dinámico, (Mpsi)  
 $E_{sta}$  – módulo de Young estático, (Mpsi)

En el caso particular de las arenas, se tiene la *Correlación de Morales* (Morales y Marcinew, 1993), la cual se determina a partir de datos de laboratorio de diferentes partes del mundo y en función de la porosidad de la roca:

$$\text{Log } E_{sta} = A_0 + A_1 \cdot \text{Log } E_{dyn}$$

$$E_{sta} = 10^{(A_0 + A_1 \cdot \text{Log } E_{dyn})}$$

$\Phi$	$A_0$	$A_1$	Error
10% - 15%	2.317	0.6612	16%
15% - 25%	1.829	0.6920	8%
>25%	-0.4575	0.9402	15%

Donde:

$E_{sta}$  – módulo de Young estático,  
 $E_{dyn}$  – módulo de Young dinámico  
 $\Phi$  – porosidad total  
 $A_0, A_1$  – parámetros de ajuste  
 En unidades equivalentes

Observaciones de laboratorio indican que la diferencia entre el Módulo de Young estático y el dinámico se hace más grande a medida que aumenta la porosidad. En este caso específico, la diferencia entre el  $E_{sta}$  medido y el calculado en la correlación tiende a variar mucho cuando se tienen arenas no consolidadas ( $\Phi > 25\%$ ).

#### Relación de Poisson estática - $\nu_{sta}$

Para fines prácticos, se puede asumir que el valor obtenido de la Relación de Poisson dinámica es igual que la Relación de Poisson estática en ausencia de otros datos que nos permitan calcular esta propiedad.

$$\nu_{dyn} = \nu_{sta}$$

#### Otras propiedades mecánicas - $G_{sta}$ y $K_{Bsta}$

De manera análoga a los módulos dinámicos de Cortante y Bulk, las expresiones utilizadas con Relación de Poisson y Módulo de Young quedan como se muestra:

$$G_{sta} = \frac{E_{sta}}{2(1 + \nu_{sta})}$$

$$K_{Bsta} = \frac{E_{sta}}{3(1 - 2\nu_{sta})}$$

Finalmente Fahimifar y Soroush (2003) encuentran una correlación para Módulo de Cortante estático a partir del respectivo módulo dinámico:

$$G_{sta} = 0.047 G_{dyn}^2 - 0.69 G_{dyn} + 3.08$$

$$R^2 = 0.65$$

Tabla 3.1

Constantes elásticas de las rocas			
Roca intacta	Módulo de Young estático*, $E_{sta}$ kg/cm <sup>2</sup> (x 10 <sup>5</sup> )	Módulo de Young dinámico*, $E_{dyn}$ kg/cm <sup>2</sup> (x 10 <sup>5</sup> )	Coefficiente de Poisson*, $\nu$
Andesita	3.0 - 4.0	--	0.23 - 0.32
Anhidrita	0.15 - 7.6	--	--
Arenisca	0.3 - 6.1	0.5 - 5.6	0.1 - 0.4 (0.24 - 0.31)
Basalto	3.2 - 10	4.1 - 8.7	0.19 - 0.38 (0.25)
Caliza	1.5 - 9.0 (2.9 - 6.0)	0.8 - 9.9	0.12 - 0.33 (0.25 - 0.30)
Cuarcita	2.2 - 10 (4.2 - 8.5)	--	0.08 - 0.24 (0.11 - 0.15)
Dolomía	0.4 - 5.1	2.2 - 8.6	0.29 - 0.34
Gabro	1 - 6.5	--	0.12 - 0.20
Gneiss	1.7 - 8.1 (5.3 - 5.5)	2.5 - 10.5	0.08 - 0.40 (0.20 - 0.30)
Esquisto	0.6 - 3.9 (2.0)	--	0.01 - 0.31 (0.12)
Granito	1.7 - 7.7	1.0 - 8.4	0.1 - 0.4 (0.18 - 0.24)
Limolita	5.3 - 7.5	0.7 - 6.5	0.25
Lutita	0.3 - 2.2	1.0 - 7.0	0.25 - 0.29
Marga	0.4 - 3.4	1.0 - 4.9	--
Mármol	2.8 - 7.2	--	0.1 - 0.4
Pizarra	0.5 - 3.0	--	--
Sal	0.5 - 2.0	--	0.22
Toba	0.3 - 7.6	--	0.24 - 0.29
Yeso	1.5 - 3.6	--	--

\*Valores medios entre paréntesis. 9.81 GPa = 1x10<sup>5</sup> kg/cm<sup>2</sup>

Datos seleccionados a partir de Rahn (1986), Johnson y De Graff (1988), Goodman (1989), Waltham (1999), Duncan (1999),

Fuente: González de Vallejo, Luis I; Ob. cit.

### 3.6.3 UCS y $\phi$

La resistencia uniaxial a la compresión y el ángulo de fricción interna son parámetros clave en la determinación de problemas geomecánicos durante la perforación y la producción: estabilidad de pared de pozo, producción de sólidos, determinación de la magnitud de esfuerzos de ruptura.

Las correlaciones utilizadas para los parámetros de resistencia pueden ser validadas con los registros caliper y con puntos identificados de derrumbe. El modelo de resistencia de la roca debe ser evaluado considerando el comportamiento litológico de las rocas base arcillas y rocas base arena. Generalmente, estos datos son tomados en laboratorio para la obtención de un modelo con una menor incertidumbre.

Los resultados de pruebas de compresión en un mismo tipo de roca y evaluaciones para distintos de valores de tensión de confinamiento (ensayos uniaxiales y triaxiales) dan los puntos de calibración necesarios para la determinación del ángulo de fricción interna.

En referencia a las correlaciones obtenidas de UCS y  $\phi$  a partir de registros de pozo u otros parámetros se encuentran gran cantidad de publicaciones, artículos y tesis al respecto. A continuación se presenta una recopilación de correlaciones de aplicación general y algunas de carácter particular.

UCS	Tipo de roca	<i>Autor*</i> Aplicación
$3.87\exp(1.14 \times 10^{-10} \rho^* V_p^2)$	arenas	- Aplicación en el Golfo de México
$2.28 + 4.1089E$	arenas	<i>Bradford et al, 1998</i> Aplicación general
$254 (1 - 2.7\Phi)^2$	arenas	<i>Vernik et al, 1993</i> Aplicación general. Arenas limpias y bien consolidadas con $\Phi < 0.3$
$277\exp(-10\Phi)$	arenas	- No se especifica región de aplicación. Para arenas con $2 < UCS < 360 \text{MPa}$ y $0.002 < \Phi < 0.33$
$46.2\exp(0.027E)$	arenas	- No se especifica región de aplicación
$0.43 (304.8 / \Delta t)^{3.2}$	arcillas	- Aplicación en el Golfo de México. Para Plioceno y superiores
$1.35 (304.8 / \Delta t)^{2.6}$	arcillas	- Aplicación general
$0.5 (304.8 / \Delta t)^3$	arcillas	- Aplicación en el Golfo de México y USA
$7.22E^{0.712}$	arcillas	- No se especifica región de aplicación. Arcillas compactas y resistentes
$1.001\Phi^{-1.143}$	<i>arcillas</i>	<i>Lashkaripour y Dusseault, 1993</i> No se especifica región de aplicación. Arcillas con baja porosidad ( $\Phi < 0.1$ ) y alta resistencia (~79 MPa)

UCS	Tipo de roca	Autor* Aplicación
$0.286\Phi^{-1.762}$	<i>arcillas</i>	- No se especifica región de aplicación. Arcillas con alta porosidad ( $\Phi > 0.27$ )
$(7682/\Delta t)^{1.82} / 145$	<i>Limos /dolomitas</i>	<i>Militzer y Stoll, 1973</i> No se especifica región de aplicación
$10^{(2.44+109.14/\Delta t)} / 145$	<i>Limos /dolomitas</i>	<i>Golubev y Rabinovich, 1976</i> No se especifica región de aplicación
$13.8E^{0.51}$	<i>Limos</i>	- No se especifica región de aplicación. Limos con $10 < UCS < 300$ MPa
$25.1E^{0.34}$	<i>dolomitas</i>	- No se especifica región de aplicación. Dolomitas con $60 < UCS < 100$ MPa
$135.9\exp(-4.8\Phi)$	<i>Limos /dolomitas</i>	- No se especifica región de aplicación. Para baja a mediana porosidad ( $0 < \Phi < 0.2$ ) y $10 < UCS < 300$ MPa

\*Nota: Si el autor no es mencionado, la referencia no lo especifica.

Fuente: Chang; Ob. cit.

Donde:

UCS – resistencia a la compresión, (MPa)

$\rho$  – densidad, (g/cm<sup>3</sup>)

$V_p$  – velocidad onda p (m/s)

$E$  – Módulo de Young estático (GPa)

$\Phi$  – porosidad

$\Delta t$  – tiempo de intervalo ( $\mu$ s/ft)

UCS	Tipo de roca	Autor Aplicación
$6.032\exp(0.246 * E),$ $R^2 = 0.61$	<i>arenas</i>	<i>Higgins, 2005</i> Colorado, EUA.
$0.192\exp(0.827 * E),$ $R^2 = 0.88$	<i>Limos</i>	<i>Higgins, 2005</i> Colorado, EUA.
$3.761\exp(0.415 * E),$ $R^2 = 0.97$	<i>mudstone</i>	<i>Higgins, 2005</i> Colorado, EUA.
$0.143 e^{-0.035\Delta t}$	<i>arenas, arcillas, limos</i>	<i>McNally, 1987</i> Australia
$0.468 e^{-0.054\Delta t}$ $R^2 = 0.87$	<i>arenas, arcillas, limos</i>	<i>Oyler, e.t. al.</i> EUA

Fuente: Oyler, Molinda; Ob. cit., Higgins; Ob. cit.

Donde:

UCS – resistencia a la compresión (Mpsi)

$E$  – módulo de Young estático (Mpsi)

$\Delta t$  – tiempo de tránsito onda p ( $\mu$ s/ft)

$\phi$	Tipo de roca	Observaciones
$\sin^{-1} ((V_p-1000)/(V_p+1000))$	arcillas	$\phi 1$ Lal, 1999 No se especifica región de aplicación
57.8–105 $\phi$	arenas	$\phi 2$ Weingarten y Perkins, 1995 No se especifica región de aplicación

Fuente: Chang; Ob. cit.

Donde:

$\phi$  – ángulo de fricción interna (rad)

$V_p$  – velocidad onda p (m/s)

$\Phi$  – porosidad

Tabla 3.2

Valores de resistencia de la matriz rocosa sana			
Roca sana	UCS (kg/cm <sup>2</sup> )**		Resistencia a la Tracción* (kg/cm <sup>2</sup> )
	Valores medios	Rango de valores	
Andesita	2,100 - 3,200	1,000 - 5,000	70
Anhidrita	900	800 - 1,300	60 - 120
Arenisca	550 - 1,400	300 - 2,350	50 - 200
Basalto	800 - 2,000	600 - 3,500	50 - 250
Caliza	600 - 1,400	500 - 2,000	40 - 300
Cuarcita	2,000 - 3,200	1,000 - 5,000	100 - 300
Dolomía	600 - 2,000	500 - 3,500	50 - 250
Esquisto	300 - 600	200 - 1,600	20 - 55
Gneiss	600 - 2,000	500 - 2,500	50 - 200
Granito	700 - 2,000	500 - 3,000	70 - 250
Limolita	--	350 - 2,500	27
Lutita	200 - 400	100 - 900	15 - 100
Marga	300 - 700	200 - 900	
Mármol	1,200 - 2,000	600 - 2,500	65 - 200
Pizarra	400 - 1,500	300 - 2,000	70 - 200
Sal	120	50 - 300	
Toba	--	100 - 460	10 - 40
Yeso	250	100 - 400	10 - 25

\*Se debe verificar, además, que este valor sea entre el 8 y 12 % del UCS obtenido.

\*\*1 kg/cm<sup>2</sup> = 14.22 psi = 98.1 kPa

Datos seleccionados a partir de Rahn (1986), Walthan (1999), Obert y Duvall (1967), Farmer (1968).

Fuente: González de Vallejo, Luis

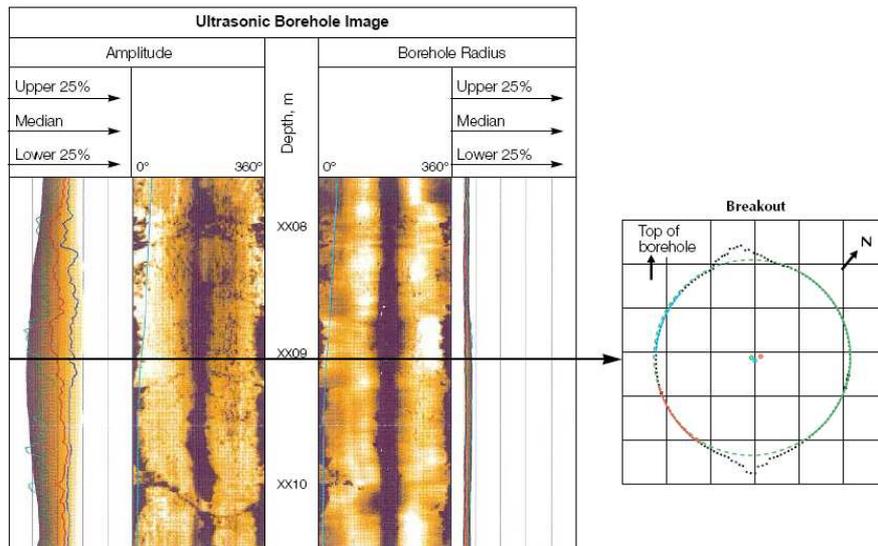
Tabla 3.3

<b>Valores típicos de cohesión y ángulo de fricción interna para roca sana</b>		
<b>Roca</b>	<b><math>c</math> (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	<b><math>\phi</math> (°)</b>
Andesita	280	45
Arenisca	80 - 350	30 - 50
Basalto	200 - 600	48 - 55
Caliza	50 - 400	35 - 50
Caliza margosa	10 - 60	30
Cuarcita	250 - 700	40 - 55
Dolomía	220 - 600	25 - 35
Esquisto	250	25 - 30*
	20 - 150*	20 - 30*
Gneiss	150 - 400	30 - 40
Granito	150 - 500	45 - 58
Mármol	150 - 350	35 - 45
Lutita	30 - 350	40 - 60
	--	15 - 25*
Pizarra	100 - 500	40 - 55
	<100*	15 - 30*
Toba	7	--
Yeso	--	30

(\*) En superficie de laminación o esquistosidad,  
 Datos seleccionados a partir de Walthan (1999), Rahn (1986), Goodman (1989),  
 Farmer (1968), Jiménez Salas y Justo Alpañés (1975),  
 Fuente: González de Vallejo, Luis I; Ob. cit.

### 3.7 Dirección de esfuerzos horizontales

La dirección de los esfuerzos principales dependerá de muchos factores, entre los que destaca el régimen en que se encuentre el área de interés. En la práctica se observa que a poca profundidad el esfuerzo principal mínimo es el vertical. La transición del esfuerzo mínimo principal de un plano vertical a uno horizontal depende de las condiciones regionales de esfuerzos. En un régimen normal, sin embargo, es posible que la dirección del esfuerzo mínimo se presente en un plano horizontal, incluso a poca profundidad. Cambios abruptos en la estructura geológica o la estratigrafía pueden modificar la dirección de los esfuerzo, como es la presencia de domos salinos.

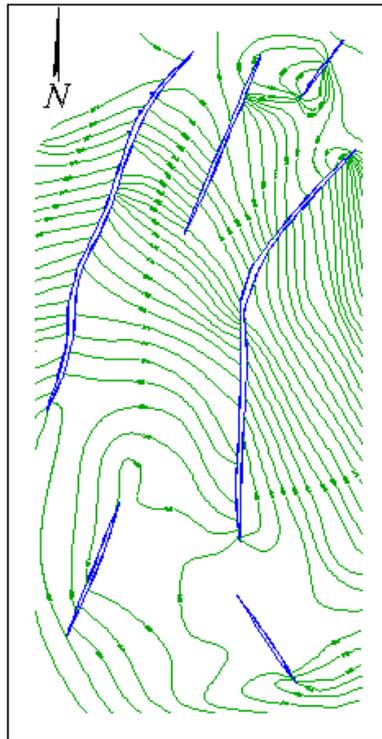


**Fig. 3.8 – Imagen de pared de pozo UBI (Fuente: Addis *et al*; Ob. cit.)**

Es posible generar un mapa de dirección de esfuerzos cuando se cuenta con información (a nivel local) de imágenes de pared de pozo UBI (Fig. 3.8) y registros caliper. Cuando se carece de estos registros, se hace un análisis de la geología estructural del campo y se busca una dirección de esfuerzo horizontal predominante, en caso de que exista.

La dirección de los esfuerzos horizontales máximos predominantes, ya sea en el campo o a nivel local, se establece tomando como referencia el azimut. En la Fig. 3.9 se observa la dirección de las fallas presentes en una región de interés. Se observa que se tiene un patrón de fallas regular, las cuales muestran una dirección de  $20^\circ$  a  $25^\circ$  con respecto al azimut. Es importante hacer énfasis en el hecho de que el mapa de esfuerzos regionales proporciona una tendencia general, y no un comportamiento particular, de los esfuerzos horizontales máximos. Dicha información debe ser corroborada con los registros ya mencionados para eliminar incertidumbres.

Cuando no se cuenta con información para determinar de la dirección de esfuerzos horizontales, es posible hacer una estimación en base a la geología estructural del campo, sin embargo, el nivel de incertidumbre en estos casos es alto.



**Fig. 3.9 – Mapa de esfuerzos regionales (Fuente: Lougon, apuntes)**

Cuando se tiene un pozo direccional, esta información es de gran importancia, pues la dirección de los esfuerzos es un factor determinante en la ventana de estabilidad del pozo y en la dirección de perforación del mismo, mientras que en los pozos horizontales la mayor aplicación es en referencia a la dirección de los disparos cuando se iniciará el proceso de producción.

Un pozo puede volverse inestable si es perforado en una dirección desfavorable, de acuerdo a los esfuerzos in situ de la región. Es por eso que en algunas regiones donde los esfuerzos horizontales son mayores que el vertical, la perforación de un pozo direccional es más conveniente que un pozo vertical.

### **3.8 Esfuerzo horizontal mínimo y máximo: poroelástica**

Los esfuerzos a los que está sometida la roca en el subsuelo varían a lo largo de la historia geológica de la región y se dan bajo un proceso muy complicado de ciclos de compresiones y tensiones, fuerzas tectónicas y efectos térmicos. De esta manera, el conocimiento acerca de los eventos geológicos que dieron origen a la formación, e identificación de los esfuerzos regionales son datos muy valiosos en el cálculo de los esfuerzos horizontales in-situ.

Los datos de entrada para el cálculo de los esfuerzos son sobrecarga ( $\sigma'_v$ ), presión de poro ( $P_p$ ), resistencia a la compresión (UCS), ángulo de fricción ( $\phi$ ), Módulo de Young estático ( $E_{sta}$ ), Relación de Poisson estática ( $\nu_{sta}$ ), constante de Biot ( $\alpha$ ) y registros caliper. Toda esta información debe ser calibrada y ajustada con eventos de perforación para poder calcular la magnitud de los esfuerzos horizontales.

Como ya se mencionó en el Capítulo 2, de acuerdo a la teoría elástica, el esfuerzo horizontal en reposo se obtiene de las siguientes expresiones:

$$\sigma_H = \sigma_h = k \cdot \sigma_v + (1-k)\alpha \cdot Pp \quad ; \quad k = \frac{\nu}{(1-\nu)}$$

Desarrollando la ecuación anterior se tiene:

$$\sigma_H = \sigma_h = \frac{\nu}{(1-\nu)} \sigma_v - \frac{\nu}{(1-\nu)} \alpha \cdot Pp + \alpha \cdot Pp$$

Al igual que otros parámetros de interés, no siempre es posible calcular directamente el incremento del esfuerzo horizontal total o efectivo una vez que se ha perforado el pozo, por lo que se recurre a la teoría poroelástica para su estimación. En las ecuaciones propuestas se introducen dos nuevas constantes,  $\varepsilon_x$  y  $\varepsilon_y$ , en dirección del esfuerzo mínimo y máximo, respectivamente.

$$\Delta\sigma_h = \frac{E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_h + \frac{\nu \cdot E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_H$$

$$\Delta\sigma_H = \frac{\nu \cdot E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_h + \frac{E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_H$$

Finalmente, agregando este término a las expresiones de esfuerzo horizontal, tenemos:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{(1-\nu)} \sigma_v - \frac{\nu}{(1-\nu)} \alpha \cdot Pp + \alpha \cdot Pp + \frac{E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_h + \frac{\nu \cdot E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_H$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{(1-\nu)} \sigma_v - \frac{\nu}{(1-\nu)} \alpha \cdot Pp + \alpha \cdot Pp + \frac{\nu \cdot E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_h + \frac{E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_H$$

Los valores de  $\varepsilon_h$  y  $\varepsilon_H$  deben ser fijados, siendo del orden de 0.001. Las expresiones anteriores establecen el incremento de esfuerzo en función de la deformación que presenta la formación, sin embargo, no considera efectos térmicos o residuales.

### ***Medición y pruebas***

La calibración del modelo para determinar la magnitud de los esfuerzos se hace en base a pruebas puntuales en el pozo. Existen dos formas de determinar los esfuerzos horizontales en el pozo: estimaciones indirectas y mediciones directas. En las mediciones indirectas no se determina la magnitud del esfuerzo, sino que se determina la dirección y las condiciones en las que se alcanzó el esfuerzo mínimo horizontal. Las estimaciones indirectas son mapas de esfuerzos regionales, imágenes UBI, peso de lodo que ocasiona pérdida de circulación durante la perforación, entre otros.

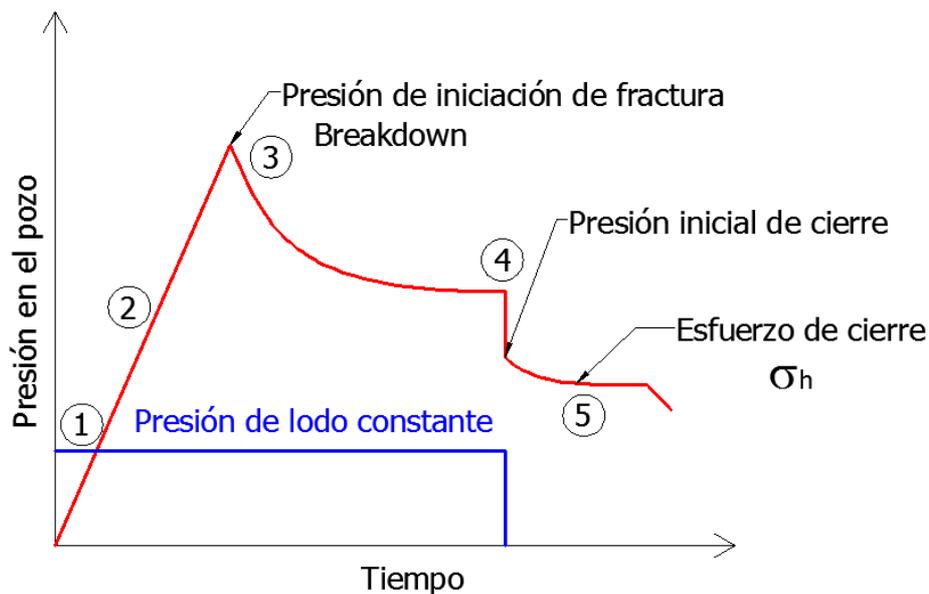
Por otro lado, las pruebas directas están diseñadas para medir a una determinada profundidad y bajo ciertas condiciones cuáles son los esfuerzos horizontales mínimo y máximo. A continuación se describen las pruebas más comúnmente aplicadas.

### LOT

La prueba llamada *Leak of Test* (LOT), también conocida como prueba de goteo, es ampliamente utilizada en la industria petrolera para determinar los esfuerzos críticos en las formaciones. Mediante la prueba de LOT, que se realiza en condiciones de presión de pozo controlada, se determina la presión necesaria para fracturar la formación, así como la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo  $\sigma_h$ , que hace referencia al valor de presión en que la formación es capaz de cerrar completamente la fractura inducida.

La prueba se divide en las siguientes fases (Fig. 3.10):

1. Inicio de bombeo
2. El fluido aumenta la presión en la formación, pero sin causar deformación permanente
3. Inicio de fracturamiento de la formación, en la dirección del esfuerzo máximo horizontal
4. Propagación de la fractura en la formación. Se detiene el bombeo del fluido
5. Se cierra la fractura inducida. El esfuerzo de cierre cuando se estabiliza la presión es el valor del esfuerzo  $\sigma_h$ .



**Fig. 3.10 – Diagrama de etapas de la prueba LOT**

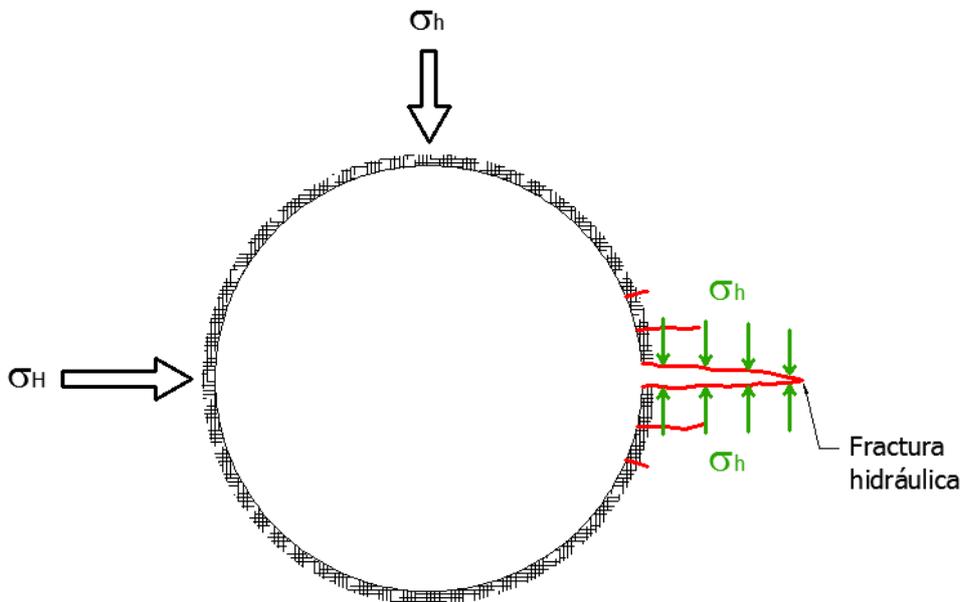
Generalmente, las prueba se grafica en unidades de minutos contra psi. Para poder obtener las presiones de interés de la prueba (presión de iniciación de fractura - $P_{w\text{ frac}}$ - y presión de cierre - $\sigma_h$ -) en función de densidad del lodo necesario para lograr el mismo efecto en la roca, se utiliza la siguiente fórmula:

$$PW_{\text{equiv}} = PW_{\text{prueba}} + \frac{(0.7032) \cdot PSI_{\text{reg}}}{D_z}$$

Donde:

- $PW_{\text{equiv}}$  – Densidad de lodo equivalente<sup>2</sup>, (g/cm<sup>3</sup>)
- $PW_{\text{prueba}}$  – Densidad de lodo utilizada en la prueba, (g/cm<sup>3</sup>)
- $PSI_{\text{reg}}$  – Presión de interés registrada en la prueba, (psi)
- $D_z$  – Profundidad de la última zapata asentada, (m)

Con esta prueba la estimación de la magnitud del esfuerzo horizontal mayor no es tan factible de asociar con algún valor medido de pruebas de microfracturamiento, pues el valor de presión máximo obtenido en la prueba no es único, sino que depende de gasto de inyección que se aplique. Además de esto, el valor de esfuerzo máximo  $\sigma_H$  depende en gran medida del comportamiento de la roca en las proximidades del agujero.



**Fig. 3.11 – Esfuerzo de cierre de fractura hidráulica**

Por otro lado, la mayor presión alcanzada en la prueba no es necesariamente el valor de presión asociado al fenómeno de Breakdown, pues la fractura que se presenta en dicha presión sí tiene capacidad de recuperación (Fig. 3.11). Sin embargo, para efectos prácticos y de seguridad en las operaciones, se considera a la presión máxima de la prueba como aquella presión máxima a la que se puede someter el pozo.

<sup>2</sup>

Para ampliar definición, referirse al Glosario

### 3.9 Ventana operacional

La construcción de la ventana operacional consiste en obtención de los gradientes asociados a los valores de referencia y a las condiciones críticas en el pozo: gradiente de presión de poro, gradiente de colapso inferior, gradiente de colapso superior, y gradiente de fractura superior. La ventana operacional proporcionará las condiciones de perforación seguras (en función de la densidad del lodo de perforación) en las cuales se garantiza que las paredes del pozo se encontrarán estables y que no habrá penetración de fluido en la formación, o viceversa, que no habrá flujo de las formaciones al pozo.

Aunque es deseable que estas manifestaciones de inestabilidad en el pozo no se presenten, es posible obtener información valiosa de ellas cuando se llegan a presentar en el pozo de correlación. Conocidos datos como densidad y tipo de lodo, litología, presión en el pozo y profundidad de los eventos, se pueden determinar las condiciones y los esfuerzos que los generan, y así tener puntos de calibración en nuestros modelos.

Los datos de entrada para el cálculo de los gradientes críticos son

1. Propiedades de resistencia de la roca calibradas (UCS y  $\phi$ ),
2. Valores de esfuerzo horizontal mínimo y máximo horizontal, y
3. Perfil de presión de poro.

#### Estimación del gradiente de colapso inferior

La estimación del gradiente de colapso requiere un amplio conocimiento del comportamiento mecánico de las rocas en el subsuelo. Para su cálculo es necesario

1. Contar con las características mecánicas y elásticas de las rocas que serán perforadas, de manera que se establezcan los límites de resistencia;
2. Por otro lado, se debe establecer el estado de tensiones actuantes alrededor del pozo que podrían llevarlo a la falla;
3. Finalmente, se compara el estado de tensiones alrededor del pozo con el criterio de falla elegido (Mohr-Coulomb).

En el caso de falla por colapso inferior asumimos que se presenta un esfuerzo efectivo tangencial mayor que los otros dos esfuerzos efectivos principales, y un esfuerzo radial muy bajo:

$$\sigma'_\theta > \sigma'_z > \sigma'_r$$

$$\sigma'_1 > \sigma'_2 > \sigma'_3$$

Aplicando el criterio Mohr-Coulomb y sustituyendo los términos de esfuerzo radial y tangencial:

$$\sigma'_\theta = \text{UCS} + \sigma'_r \cdot \text{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right)$$

Sabemos que el esfuerzo radial está en función del peso del lodo, que es la única variable que podemos controlar. Así, si se obtiene el peso de lodo crítico para que ocurra el colapso, sabremos también el gradiente.

Sustituyendo el término de  $\sigma_\theta$  en  $\theta = 90^\circ$  (esfuerzo tangencial máximo) y despejando el valor de  $P_w$  (único que determina el valor de  $\sigma_r$ ) tenemos:

$$P_{W-\text{colapso INF}} = \frac{3\sigma_H - \sigma_h - UCS + P_p \left[ \text{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) - 1 \right]}{\text{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) + 1}$$

### Estimación del gradiente de fractura

La fractura de la formación inicia cuando los esfuerzos alrededor del pozo pasa de compresión a tracción, alcanzándose la resistencia a tensión de la roca. En algunos casos, se tienen formaciones con microfracturas existentes antes de la perforación, considerándose la resistencia de la roca tensión nula.

El gradiente de fractura trae como consecuencia que se presenten fracturas en el pozo, pues al fracturar la formación, el lodo de perforación se filtra en las formaciones a través de las fracturas (comúnmente llamado *pérdida de circulación*) reduciendo su nivel en el pozo. Así, se pierde en los trechos superiores el empuje hidráulico, llegando al colapso de la formación.

Teniendo en cuenta las condiciones de fractura y los esfuerzos tangenciales mínimos ( $\sigma_\theta$  en  $\theta = 0^\circ$ ) se plantea la presión de fractura:

$$\begin{aligned} -T_0 &= \sigma_\theta - P_p \\ -T_0 &= 3\sigma_h - \sigma_H - P_w - P_p \\ \mathbf{P_{W-fractura} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p + T_0} \end{aligned}$$

### Estimación del gradiente de colapso superior

En el caso de falla por colapso superior, se presenta un esfuerzo efectivo radial mayor que los otros dos esfuerzos efectivos principales, y un esfuerzo tangencial muy bajo:

$$\begin{aligned} \sigma'_r &> \sigma'_z > \sigma'_\theta \\ \sigma'_1 &> \sigma'_2 > \sigma'_3 \end{aligned}$$

De la misma manera que en la deducción del colapso inferior, se aplica el criterio Mohr-Coulomb, se sustituyen los términos de esfuerzo radial y tangencial ( $\sigma_\theta$  en  $\theta = 90^\circ$ ) y se

despeja el valor de  $P_w$ .

$$\sigma'_r = UCS + \sigma'_\theta \cdot \text{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right)$$

$$P_{W\text{-colapso SUP}} = \frac{UCS + (3\sigma_H - \sigma_h - P_p) \cdot \text{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) + P_p}{\text{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) + 1}$$

En términos de fluido de perforación, para alcanzar las fallas de orden superior (fractura y colapso) se requiere un aumento de presión en el pozo, mientras que para las fallas de orden inferior debe presentarse una disminución de la presión en el pozo.

En el caso de la fractura, los esfuerzos alcanzan valores de tensión, y en el caso de colapso, los esfuerzos alcanzan valores de cortante. Es el criterio de falla de la roca el que determinará qué tipo de falla se presentará primero. Comúnmente, los límites de peso de fluido para evitar la falla de la roca son establecidos en base a la curva de colapso inferior y fractura superior.

El rango donde se mantiene la integridad de la formación es conocido como ventana operacional. Para determinar dicha ventana, se grafican todos los gradientes críticos y se establece la región de estabilidad, según la profundidad desarrollada:

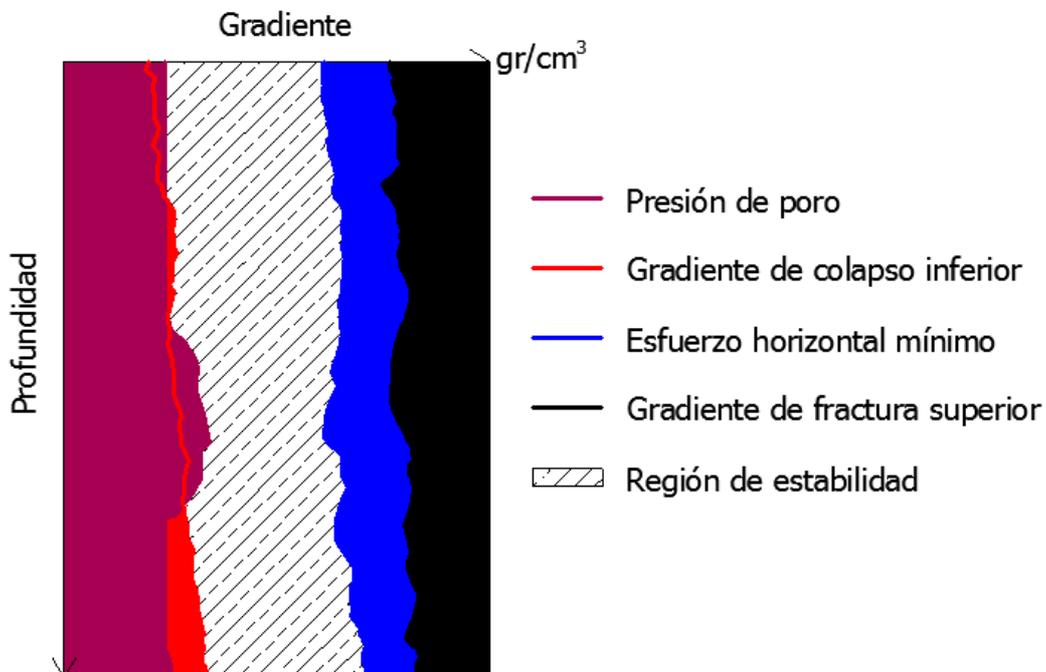


Fig. 3.12 – Ventana operacional

El límite inferior del fluido de perforación que garantizará la estabilidad del pozo deberá ser mayor que la presión de poro  $y$ , al mismo tiempo, mayor que el gradiente de colapso inferior (superposición de curvas roja y magenta).

Por otro lado, aparece el gradiente del esfuerzo horizontal mínimo como valor crítico pues es este el valor máximo que cerrará las fracturas inducidas por el lodo en caso de presentarse. En realidad, es técnicamente posible, mas no recomendable, perforar con un peso de lodo que abarque la curva azul: en esta región existen pérdidas parciales de circulación y se presentan deformaciones plásticas en las formaciones.

Para finalizar, se tiene la curva negra, la cual marca el límite superior de los valores de lodo operables, que indica fractura de la formación y pérdida total de circulación. Los valores del lodo de perforación que se encuentren en esta región son técnicamente inoperables.

Todas estas curvas críticas de estabilidad de pozo son llamadas *curvas de geopresiones*.

### **3.10 Validación del modelo geomecánico**

El último paso en la construcción del modelo geomecánico es la validación. De acuerdo al flujo de trabajo, primero se organiza la información obtenida de la auditoría de datos, posteriormente se encuentran las correlaciones que mejor se ajusten con los eventos presentados durante la perforación y con los puntos de calibración. Para finalizar el proceso, lo que se tiene que hacer es verificar que el modelo no arroje valores muy diferentes del promedio o que no rebase ciertos límites especificados.

Cuando se realiza la construcción de los modelos geomecánicos de dos a más pozos que servirán de correlación para un pozo futuro, es importante conocer las similitudes en cuanto al comportamiento de formaciones y a los eventos de perforación, pues ello nos dará un criterio de comparación y validación de los modelos.

---

## **CAPÍTULO 4**

### **Interpretación del modelo geomecánico**

---

#### **Objetivo**

Presentar la memoria de cálculo y desarrollo de la construcción de un modelo geomecánico, así como dar a conocer sus aplicaciones en diferentes actividades

## **INTRODUCCIÓN**

El modelo geomecánico es una poderosa herramienta para establecer las acciones necesarias que garanticen la estabilidad del pozo, así como identificar y disminuir los riesgos de fallas técnicas, reducir accidentes e imprevistos, proponer acciones preventivas durante los diferentes procesos de explotación de hidrocarburos, establecer diseños del pozo de acuerdo a la ventana operativa, etc. En pocas palabras, el MEM es una herramienta en la toma de decisiones.

Sus aplicaciones van desde diseño y planificación de pozos futuros, siendo el MEM un modelo de correlación, hasta la toma de decisiones respecto a políticas de operación en pozos productores.

En este capítulo se presentará la memoria de cálculo de un modelo geomecánico y se hará una breve explicación de la interpretación que puede hacerse del mismo en las diferentes etapas de un pozo.

#### 4.1 Aplicación de la metodología Schlumberger para la construcción del MEM

En este apartado se presenta el flujo de trabajo, las ecuaciones utilizadas, los parámetros de ajuste y calibración y los criterios de selección que se hacen en la construcción de un modelo geomecánico, de la misma manera que se presentaron en el Capítulo 3, realizados todos los cálculos en una planilla de Excel. El modelo se construyó en base a la información de un pozo ya perforado y próximo a ser pozo productor, por lo que los resultados serán aplicados directamente para la construcción de un modelo de arenamiento.

Los datos presentados a continuación corresponden a registros y mediciones de un pozo petrolero en costa afuera, localizado en el Golfo de México, del cual se omitirán todas las imágenes y datos que puedan revelar su localización y características específicas; también han sido cambiados los datos relacionados con el tirante de agua, la profundidad y espesor del yacimiento, y la profundidad total. En adelante, nos referiremos al pozo como *pozo principal*.

##### 1. AUDITORIA DE DATOS

Los datos recolectados del pozo principal son los siguientes:

###### 1. DATOS RELACIONADOS CON PERFORACIÓN

- *Reportes diarios de perforación de todos los pozos en el área*
- *Esquemas de tuberías y de cementaciones - Estados mecánicos (\*)<sup>1</sup>*
- *Informe final de perforación*
- *Perfiles de densidad de lodo utilizados*
- *Ensayos de admisión en formación, registros de presiones si existieran, pruebas de goteo (LOT)*

###### 2. GEOLOGÍA

- *Columna estratigráfica y estructura geológica del pozo (\*)*
- *Información de esfuerzos regionales (\*)*
- *Informes e interpretaciones litológicas a lo largo de la trayectoria del pozo*

###### 3. DATOS DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES

- *Registros geofísicos de cable y LWD: resistividad (RT), sísmico (DTCO y DTSM), densidad (RHOB), gamma ray (GR), neutrón (NPHI), y neutrón (NPHI)*

###### Registros de velocidad

DTCO:	1050 m – 3100 m
DTSM:	1295 m – 3100 m
Densidad (RHOB):	1300 m – 3100 m
Resistividad (RT):	932 m – 3100 m
Gamma ray (GR):	950 m – 3100 m
Neutron (NPHI):	1300 m – 3100 m

- *Ensayos de mediciones de presiones directamente de la formación*
- *Pruebas de producción, presiones y fluidos*

---

<sup>1</sup> La información marcada con asterisco (\*) indica que no puede ser presentada por cuestiones de confidencialidad

- *Interpretaciones de registros y evaluación petrofísica: Volumen de arcilla (VCL), porosidad efectiva (PHIE) y total (PHIT).*

Porosidad total (PHIT): 1300 m – 3100 m  
 Porosidad efectiva (PHIE): 1300 m – 3100 m  
 Volumen arcilla (VCL): 1300 m – 3100 m

- *Velocidades intervállicas a lo largo de la locación*

#### 4. DATOS DE TERMINACIÓN

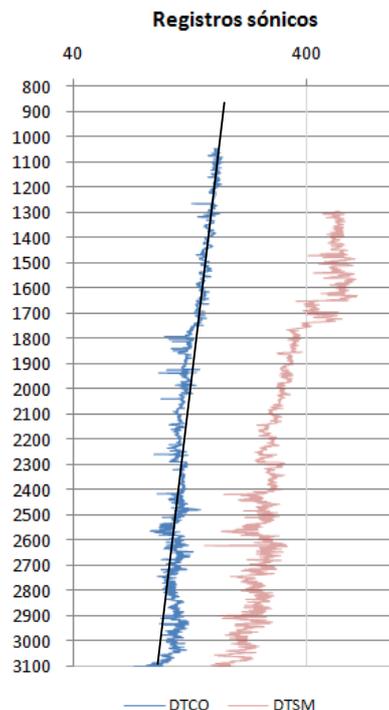
- *Tipo de fluido presente en el yacimiento*
- *Presión del yacimiento*

El modelo geomecánico no será aplicado a un pozo futuro, por lo que no se requirió información referente al POZO PLANIFICADO.

#### Conclusiones de la auditoría de datos

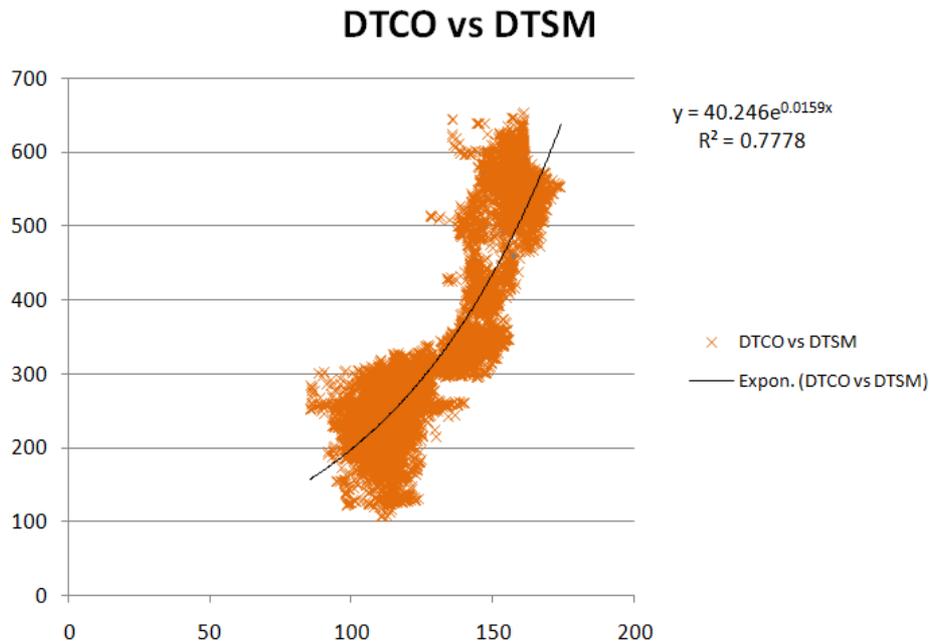
El pozo principal es de trayectoria vertical, con un tirante de agua de 800 m y una profundidad total de 3100 m. La formación almacenadora de hidrocarburos está compuesta principalmente de arenas y tienen un espesor aproximado de 200 m, localizada su cima a la profundidad 2880 m y la base a 3050 m.

De los datos relacionados con la perforación del pozo se hace el análisis de los registros con que se cuenta para construir el modelo. Analizando los registros sínicos se observa que existe una tendencia lineal de compactación de los estratos, con tramos que muestran aumentos de tiempos de tránsito respecto a la tendencia, lo que podrían indicar zonas de aumento en la presión de poro (Fig. 4.1).



**Fig. 4.1 - Perfiles sínicos DTCO y DTSM en escala semilogarítmica [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ]**

De los registro de sónico compresional en  $\mu\text{s}/\text{ft}$  (DTCO) y de cizalla (DTSM) se obtienen los perfiles de velocidad  $V_p$  y  $V_s$  en  $\text{m}/\text{s}$ , respectivamente. Debido a que no se cuenta con datos de DTSM en el tramo de 1050 a 1295 m fue necesario establecer una correlación entre ambos registros para poder estimar los valores de la velocidad de onda s en ese tramo. En la Fig. 4.2 se muestra la mejor aproximación encontrada.



**Fig. 4.2 – Correlación entre registros DTCO y DTSM [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ]**

Así, la ecuación final de correlación es

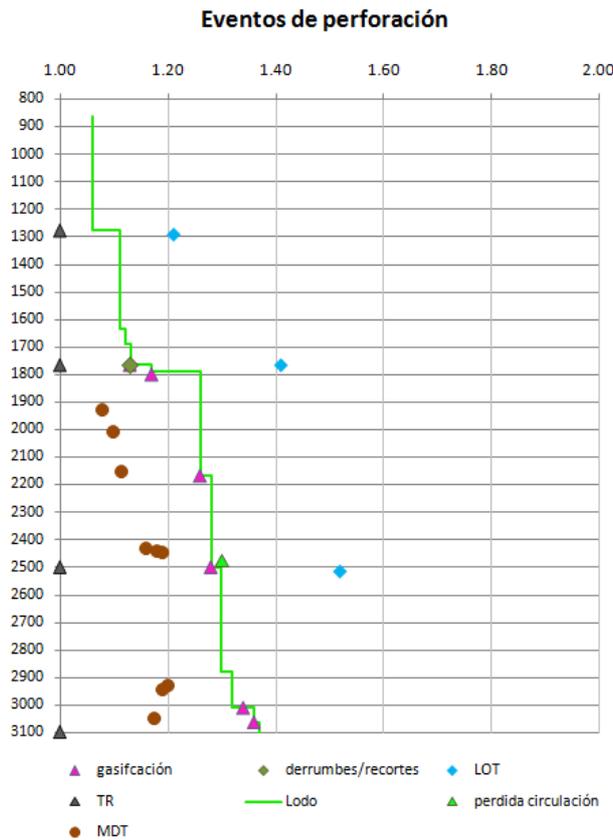
$$\text{DTSM} = 40.246 (e^{0.0159 \cdot \text{DTCO}})$$

$$R^2 = 0.7778$$

En lo referente a datos de perforación, no fue proporcionado el perfil real de gradiente de presión de poro, pero con el perfil de peso de lodo utilizado, los puntos de gasificaciones y las mediciones de las pruebas de presión de formaciones es suficiente para poder modelar el gradiente de presión de poro (Fig. 4.3).

Se cuenta con información necesaria para determinar las curvas de presión de poro y para determinar los parámetros  $\varepsilon_h$  y  $\varepsilon_H$  de la ecuación poroelástica para el cálculo de los esfuerzos  $\sigma_h$  y  $\sigma_H$ .

Se proporcionaron pruebas de laboratorio realizadas a dos núcleos, correspondientes a la formación productora, mientras que para el resto del trayecto no se contó con este tipo de información, por lo que la única herramienta que tenemos para comparar los resultados modelo con las condiciones reales son los documentos de descripción litológica y las manifestaciones de problemas geomecánicos durante la perforación. Consideramos un regular nivel de incertidumbre del modelo respecto a las propiedades mecánicas y de resistencia de la roca en los estratos arcillosos.



**Fig. 4.3 – Perfil de presión de poro y manifestaciones de problema geomecánicos [ $\text{g/cm}^3$ ]**

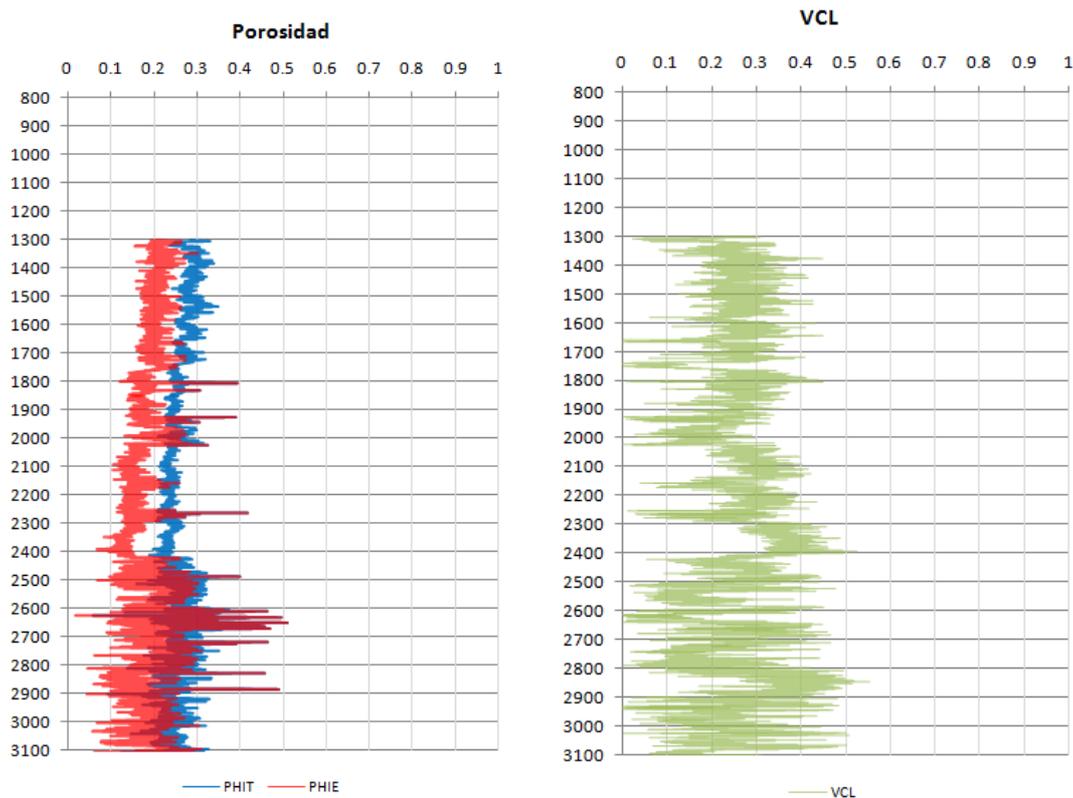
Respecto a la información geológica (estructura geológica) sí se contó con la localización del pozo e información de fondo marino, sin embargo, por tratarse de información confidencial no es posible presentarla en este trabajo. Lo mismo ocurre con la sísmica del pozo, se cuenta con la información pero no es posible mostrarla.

En lo referente a la información recolectada para determinar la dirección de los esfuerzos horizontales no se cuenta con imágenes de pared de pozo para poder construir un perfil de dirección de esfuerzos, sin embargo, si se cuenta con un mapa de esfuerzos regionales, lo que nos dará una dirección predominante de los esfuerzos horizontales.

Finalmente, las pruebas de pruebas de producción, presiones y fluidos en el trecho correspondiente al yacimiento serán utilizadas para calibración del modelo geomecánico.

## 2. MECÁNICA ESTRATIGRÁFICA

Los perfiles de porosidad y de volumen de arcilla muestran que entre los 800 a los 2850 m de profundidad, aproximadamente, se tiene intercalación de estratos no arcillosos y arcillosos, siendo estos últimos los predominantes; después de los 3850 m de profundidad se observan tramos con menor cantidad de volumen de arcilla, lo cual indica la presencia de arenas. Por otro lado, analizando los registros sísmicos se observa que existe una tendencia lineal de compactación de los estratos, con tramos que muestran aumentos de tiempos de tránsito respecto a la tendencia, lo que podrían indicar zonas de aumento en la presión de poro (Fig. 4.4).



**Fig. 4.4 – Perfiles de porosidad efectiva (rojo), porosidad total (azul) y volumen de arcilla (verde) [fracción]**

De acuerdo a los informes, de manera muy general, se tiene la siguiente litología:

Profundidad [m]	Litología
914 - 2880	Arcilla con intercalaciones de arena
2880 – 3050	Formación objetivo. Arenas de baja a mediana resistencia.
3050 - 3100	Arcilla con intercalaciones de arena

Esta descripción se tomó en cuenta para la elección de correlaciones con mejor ajuste para el cálculo de las propiedades elásticas y de resistencia a lo largo de la trayectoria.

### 3. SOBRECARGA

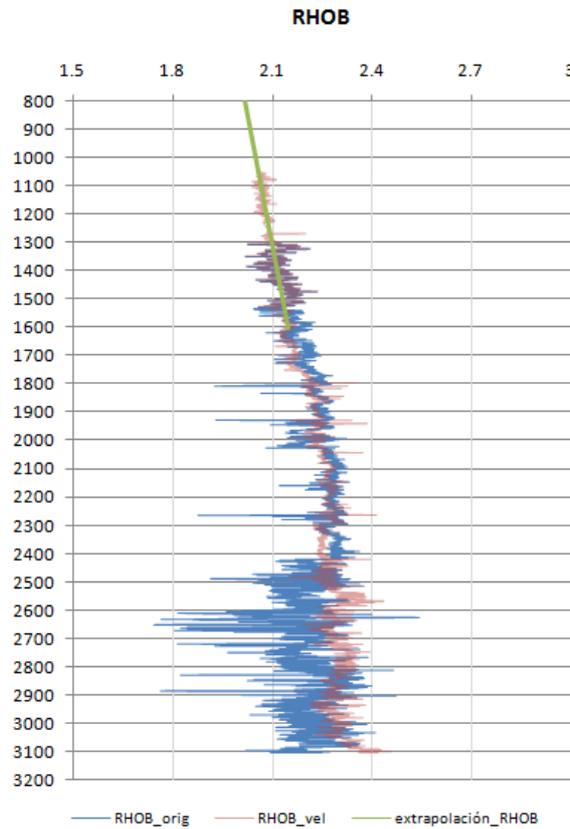
La sobrecarga se obtiene por medio del registro de densidad (RHOB), el cual se tiene a partir de la profundidad 1300 m. Para estimar la sobrecarga en trechos superiores, se recurrió a la correlación de Gardner, que tiene como entrada el valor de velocidad de onda compresional.

$$\rho = a (Vp)^b$$

Los valores de las constantes que mejor ajuste presentan son **a=0.234** y **b=0.25**. Esta correlación aplica a partir de la profundidad 1050 m, que es la profundidad en la que se inicia el registro de Vp. Para estimar la sobrecarga en el trecho de 800 m a 1050 m se estableció una ecuación lineal para extrapolar los datos a partir de la profundidad (TVD).

$$\text{RhoB}_{\text{lineal}} = (\text{TVD} + 30277)/15385$$

En la Fig. 4.5 se muestran los perfiles de densidad original (azul), densidad sintética (rojo) y extrapolación (verde).



**Fig. 4.5 – Perfiles de densidad real y densidad sintética, [g/cm<sup>3</sup>]**

Para estimar la sobrecarga se tiene

$$\sigma_{V(i)} = \sigma_{V(i-1)} + g \rho_{(i)} \cdot (\text{TVD}_{(i)} - \text{TVD}_{(i-1)}) \text{ [kPa]}$$

Donde  $\sigma_{V(0)}$  es igual a la sobrecarga ejercida por la columna de agua para  $i = 1$ , correspondiente a 800 m.

$$\sigma_{V(0)} = 8,083.44 \text{ [kPa]}$$

La sobrecarga  $\sigma_{V(i-1)}$  correspondiente al tramo 800 a 914 m ( $i=2$ ), de acuerdo a la interpolación lineal obtenida para ese trecho es

$$\sigma_{V(1)} = 2,263.19 \text{ [kPa]}$$

A partir de la profundidad 914 m se tiene como  $\sigma_{V(i-1)}$  el valor de **10,346.63 [kPa]**.

Finalmente, se estiman la sobrecarga en [kPa] dado el perfil de densidad y el correspondiente gradiente (OBG), el cual se muestra en la Fig. 4.6

$$\text{OBG} = \sigma_{V(i)} / \text{TVD} \text{ [g/cm}^3\text{]}$$

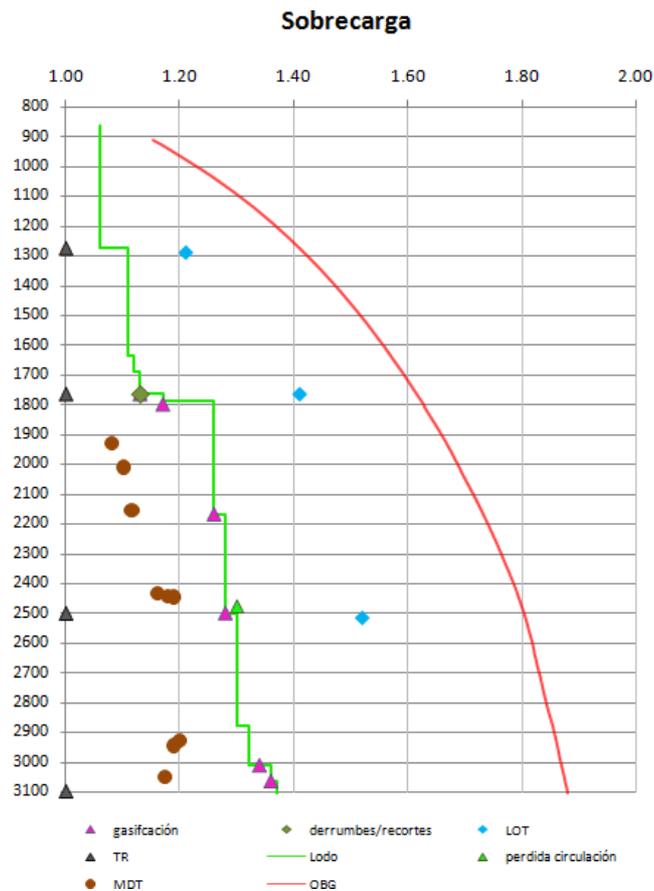


Fig. 4.6 – Gradiente de sobrecarga (rojo), [g/cm³]

#### 4. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE PORO

Para estimar la presión de poro se recurrió a los dos métodos presentados en el Capítulo 3. De acuerdo al análisis hecho del registro sísmico, se observó que se tiene una tendencia de compactación normal con algunos tramos sobrepresurizados.

El primer paso es determinar la presión hidrostática según la profundidad y posteriormente estimar el tren de esfuerzo efectivo vertical.

$$Pp_{Norm}(TVD) = (9.81 \text{ m/s}^2) \cdot (1030 \text{ kg/m}^3) \cdot (TVD \text{ m}) \text{ [Pa]}$$

$$\sigma'_{V-Norm} = \sigma_V - Pp_{Norm}$$

##### Método de Eaton

El tren de velocidades normales que mejor describe la tendencia de compactación normal es

$$Vp_{Norm} = 295 (\sigma'_{V-Norm})^{0.333} \text{ [m/s]} \quad (\text{Fig. 4.7})$$

Donde  $(\sigma'_{V-Norm})$  está expresado en  $\text{kg/m}^3$ . Aplicando la ecuación de Eaton, el perfil de presión de poro expresado como gradiente ( $\text{g/cm}^3$ ) queda como se muestra en la Fig. 4.8.

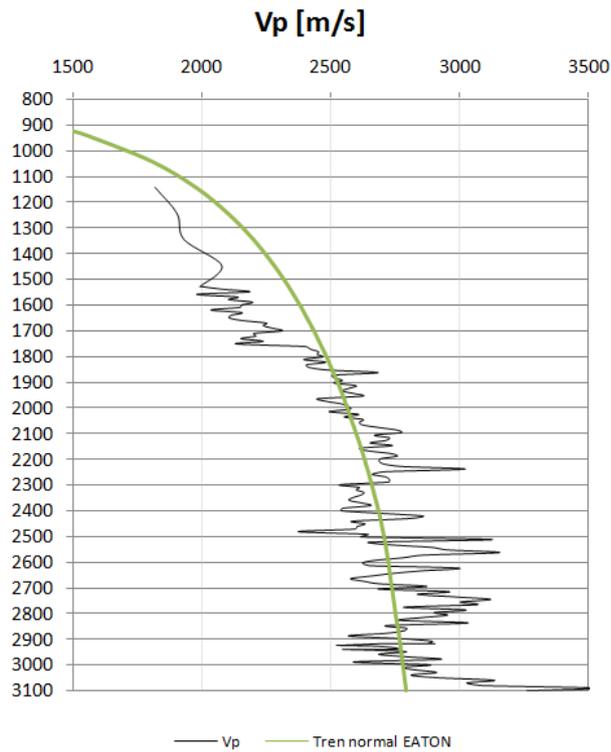


Fig. 4.7 – Perfil de velocidad de onda p (negro) y tren de velocidades normales (verde), [m/s]

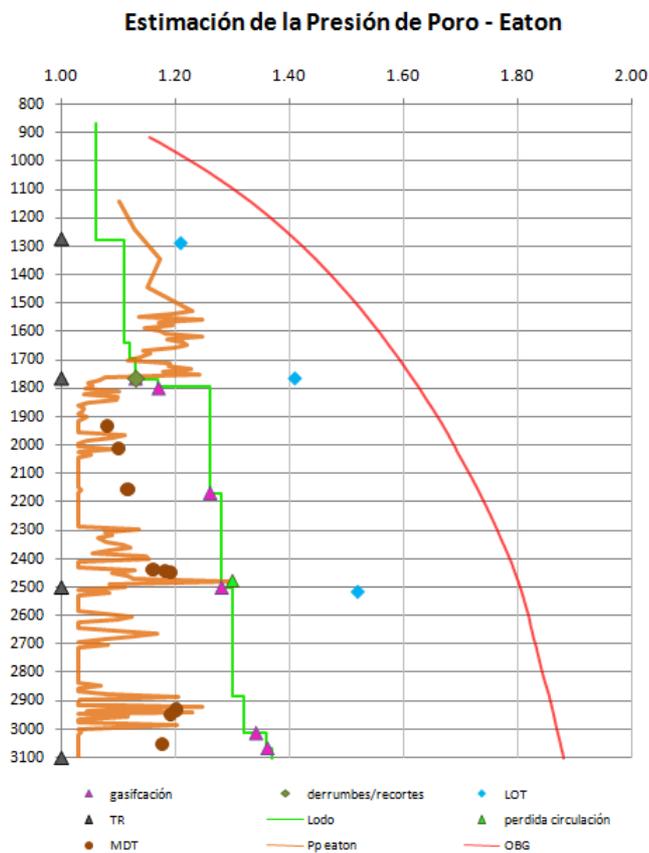


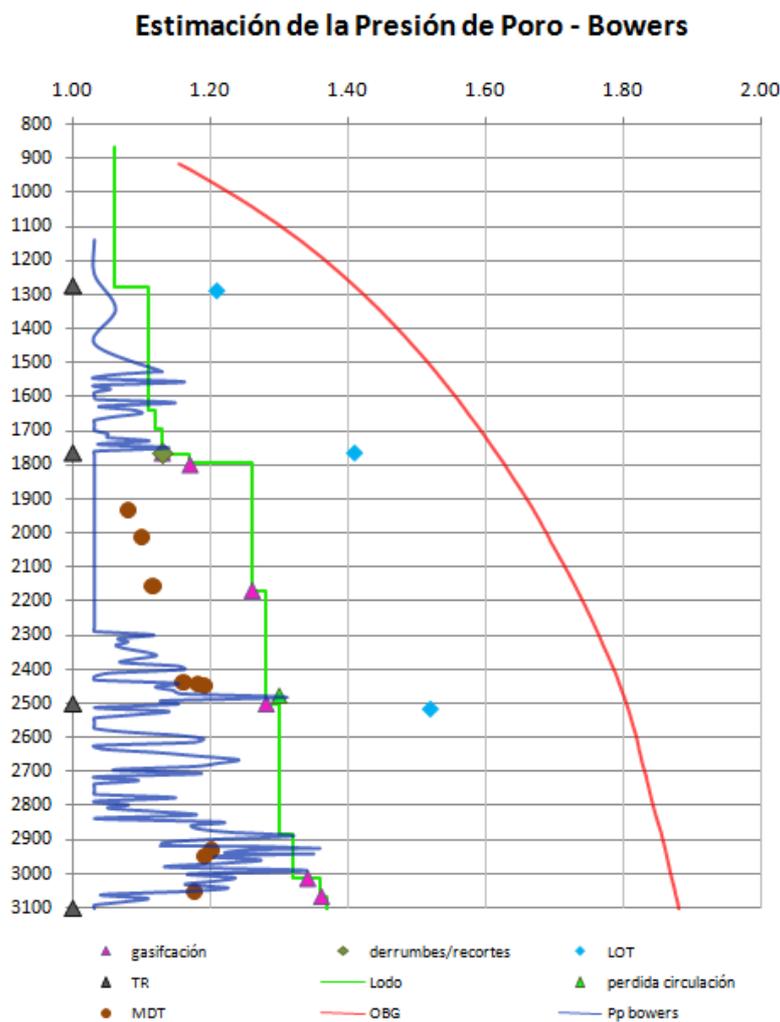
Fig. 4.8 – Perfil de presión de poro calculado con la ecuación de Eaton (naranja), [g/cm<sup>3</sup>]

Método de Bowers

Bajo el supuesto de que las zonas con presión de poro anormal son causadas por el fenómeno de subcompactación, se aplica la ecuación de Bowers para este mecanismo:

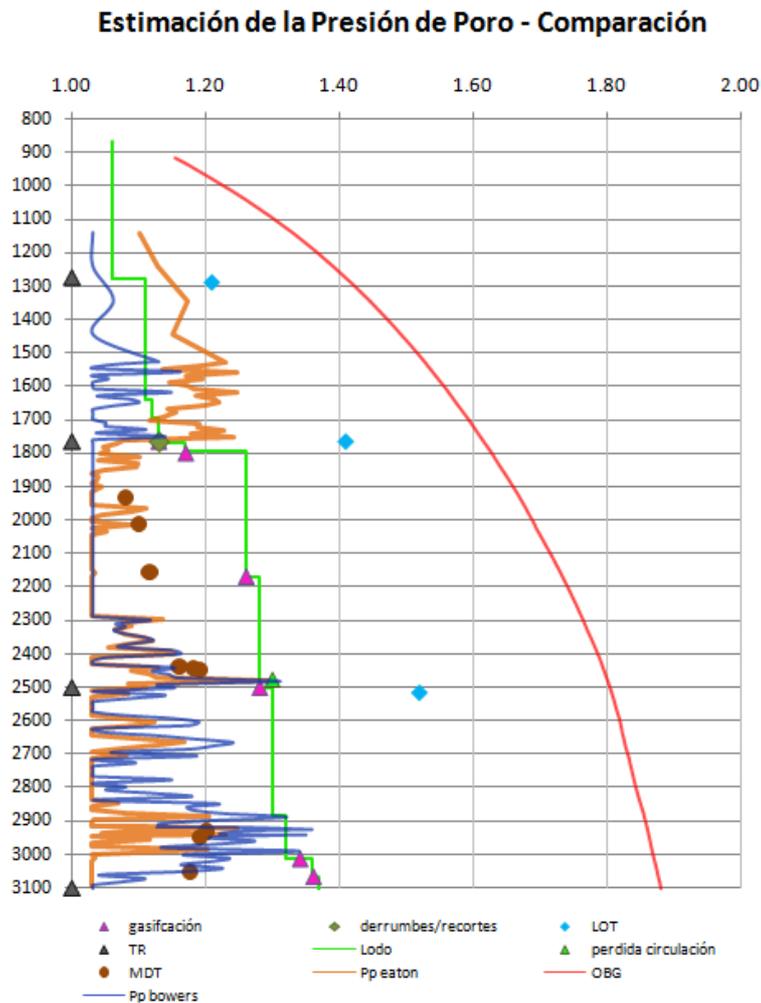
$$\sigma'_{v-TVD} = \left( \frac{Vp-TVD - 5000}{A} \right)^{1/B}$$

Los valores de las constantes que mejor ajuste presentan son **A=4.58 y B=0.86**. En la Fig. 4.9 se muestra el perfil de presión de de poro expresado como gradiente (en g/cm<sup>3</sup>).



**Fig. 4.9 – Perfil de presión de poro calculado con la ecuación de Bowers (azul), [g/cm<sup>3</sup>]**

Al comparar los dos perfiles obtenidos con el mejor ajuste según los puntos de gasificaciones (rectángulos rosas) y los datos obtenidos de mediciones de presión de formaciones, o pruebas (círculos café), se observa que el perfil con mejor correlación es el de Bowers, ya que toca los puntos de calibración y no se aleja del perfil de densidad de lodo utilizado. La correlación de Eaton, por su parte, presenta una presión de poro muy elevada en el trecho de 1300 a 1800 m, lo cual no es justificado por los eventos de perforación (Fig. 4.10).



**Fig. 4.10 – Comparación del perfil de presión de poro obtenido por Eaton (naranja) y por Bowers (azul), [g/cm<sup>3</sup>]**

## 5. RESISTENCIA DE LA ROCA Y SUS PROPIEDADES ELÁSTICAS

Para el cálculo de las propiedades elásticas se recurrió a las ecuaciones enunciadas en el Capítulo 3:

*Módulo de Young dinámico*

$$E_{\text{dyn}} = \frac{(9G_{\text{dyn}})(K_{\text{Bdyn}})}{G_{\text{dyn}} + 3K_{\text{Bdyn}}}$$

$$E_{\text{dyn}} = \rho \cdot V_s^2 \frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2}$$

*Relación de Poisson dinámica*

$$\nu_{\text{dyn}} = \frac{3K_{\text{Bdyn}} - 2G_{\text{dyn}}}{6G_{\text{dyn}} + 2G_{\text{dyn}}}$$

$$v_{\text{dyn}} = \frac{2V_s^2 - V_p^2}{2V_s^2 - 2V_p^2}$$

Módulo de Cortante y Módulo de Bulk dinámicos

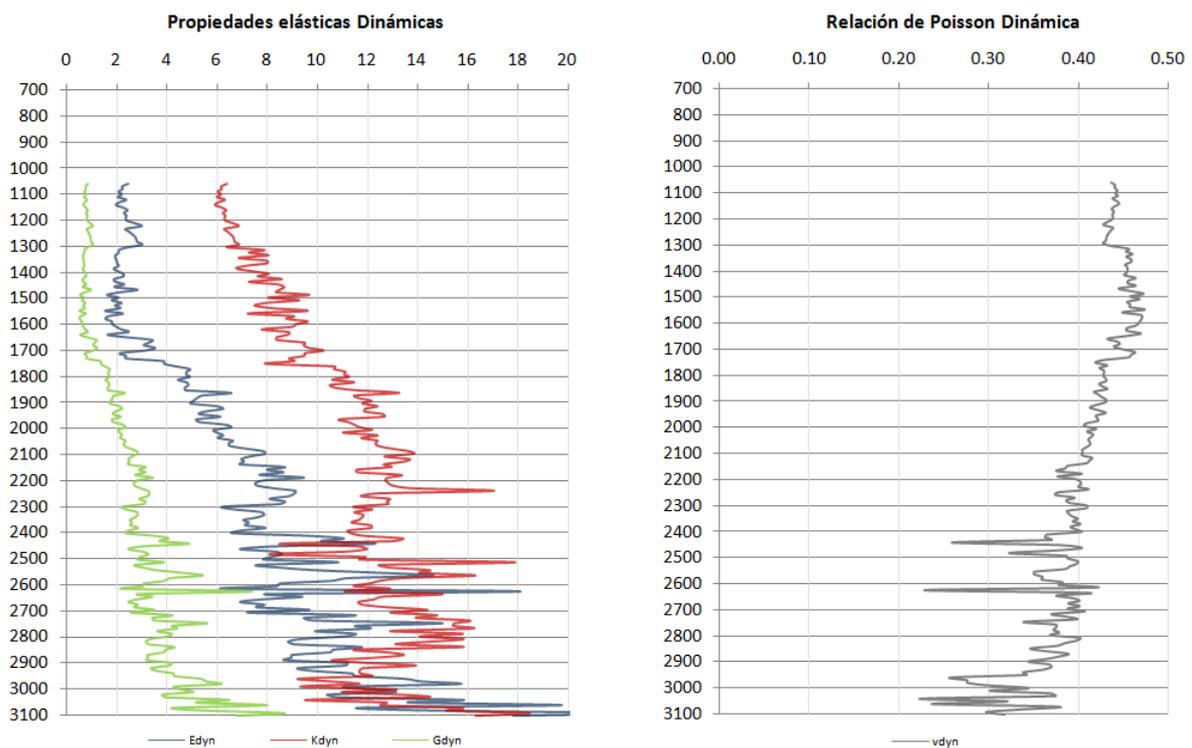
$$G_{\text{dyn}} = \rho \cdot V_s^2$$

$$K_{\text{Bdyn}} = \rho \cdot V_p^2 - \frac{4}{3} G_{\text{dyn}}$$

$$G_{\text{dyn}} = \frac{E_{\text{dyn}}}{2(1 + v_{\text{dyn}})}$$

$$K_{\text{Bdyn}} = \frac{E_{\text{dyn}}}{3(1 - 2v_{\text{dyn}})}$$

El perfil de propiedades dinámicas se muestra en la Fig. 4.11.



**Fig. 4.11 – Perfil de propiedades elásticas dinámicas [GPa] y de la Relación de Poisson**

En el caso del cálculo de las propiedades elásticas estáticas, sólo se contó con pruebas de laboratorio realizadas a dos núcleos, correspondientes a la formación productora, las cuales se tomaron como puntos de calibración para estos cálculos; para el resto del pozo no se cuentan con puntos de calibración. Para la estimación de las propiedades estáticas se probaron aquellas correlaciones que tuvieran aplicación para el pozo principal de acuerdo a la litología presentada.

Los resultados de los ensayos realizados, respecto al Módulo de Young estático y resistencia a la compresión simple son los siguientes:

Núcleo	Profundidad	$E$ estático [GPa]	UCS [MPa]
1	2900	0.18	2.30
2	2960	2.10	4.50

### Módulo de Young estático

Para el cálculo del Módulo de Young Estático no se contó con una correlación ya publicada aplicada a arcillas, por lo que para esta litología se probaron las cuatro correlaciones mencionadas en el Capítulo 3, mientras que para arenas se probaron las ecuaciones  $E_{sta}$  2 y  $E_{sta}$  morales.

$E_{sta}$	Tipo de roca	Autor Aplicación	Nomenclatura
$(E_{dyn} - 3.886)/0.544$ , $R^2 = 0.55$	Arenas	Higgins, 2005 Colorado, EUA.	$E_{sta}$ 1
$(E_{dyn} + 11.084)/2.83$ , $R^2 = 0.80$	Limos	Higgins, 2005 Colorado, EUA.	$E_{sta}$ 2
$(E_{dyn} - 3.961)/0.594$ , $R^2 = 0.31$	Caliza	Higgins, 2005 Colorado, EUA.	$E_{sta}$ 3

La correlación de Morales ( $E_{sta}$  morales) que tiene como dato de entrada el registro de porosidad total (PHIT):

$$\text{Log } E_{sta} = A_0 + A_1 \cdot \text{Log } E_{dyn}$$

$$E_{sta} = 10^{(A_0 + A_1 \cdot \text{Log } E_{dyn})}$$

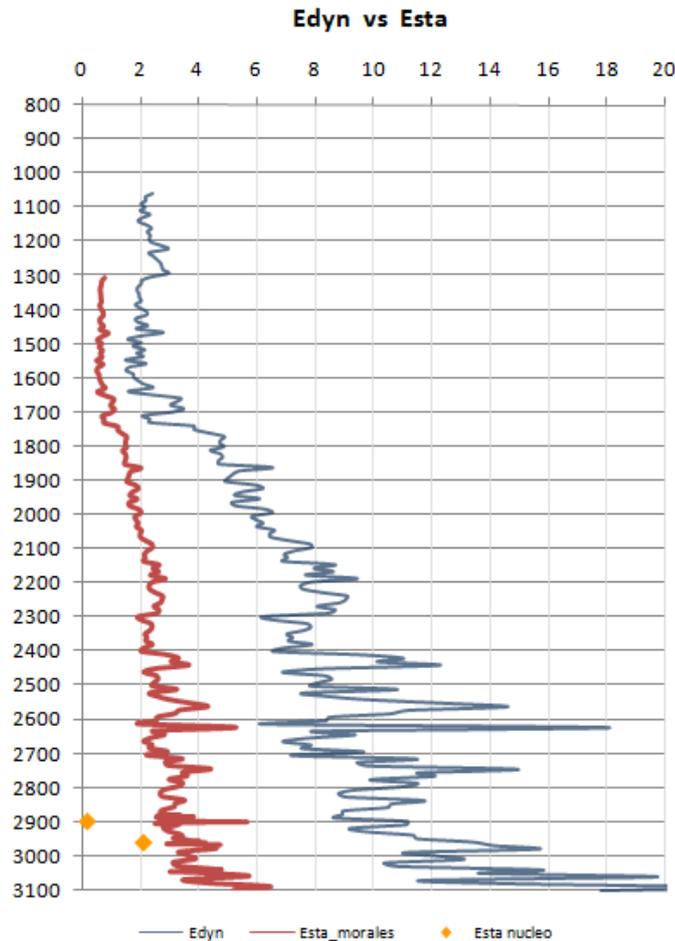
$\Phi$	$A_0$	$A_1$	Error
10% - 15%	2.317	0.6612	16%
15% - 25%	1.829	0.6920	8%
>25%	-0.4575	0.9402	15%

Al generar el perfil de Módulo de Young Estático con las cuatro correlaciones se observa lo siguiente:

- Las correlaciones  $E_{sta}$  1 y  $E_{sta}$  3 arrojan valores negativos para arcillas, por lo cual son descartadas.
- La ecuación  $E_{sta}$  2 arroja valores muy elevados, incluso mayores que los valores del perfil de Módulo de Young dinámico, por lo cual también es descartada para arcillas.
- La correlación  $E_{sta}$  morales arroja valores positivos menores que el perfil de Módulo de Young dinámico, sin embargo, para valores cercanos a los límites de porosidad (ejemplo: 0.24 y 0.26) se muestran grandes diferencias entre un valor y otro. Debido a esto fue necesario aplicar un filtro en los cálculos, de manera que se calcularan los tres posibles valores de Módulo de Young estático y se eligiera aquel que fuera menor que el módulo dinámico. El filtro aplicado a los cálculos hechos con la correlación  $E_{sta}$  morales

dio resultados satisfactorios para los trechos arcillosos, sin embargo, sobreestima el Módulo de Young en el trecho de las arenas (formación productora).

En la Fig. 4.12 se muestra el perfil de  $E_{sta}$  comparado con el  $E_{dyn}$  y las pruebas de núcleo.



**Fig. 4.12 – Perfil de Módulo de Young dinámico (azul), Módulo de Young estático (rojo), y puntos de calibración de los núcleos (naranja), [GPa]**

Para el tramo comprendido de 2880 m a 3050 m, donde se consideran válidos los puntos proporcionados por los ensayos de laboratorio, se buscó la mejor correlación entre los valores de  $E_{dyn}$  y  $E_{sta}$ .

Los puntos utilizados para relacionar  $E_{sta}$  con  $E_{dyn}$  fueron los siguientes:

Núcleo	Profundidad	$E_{sta}$ [GPa]	$E_{dyn}$ [GPa]*
1	2900	0.18	14.051
2	2960	2.10	12.231

(\*) Los valores mostrados de  $E_{dyn}$  representan el promedio de datos en una longitud de 6 m, tomando como punto intermedio la profundidad del núcleo

El mejor ajuste encontrado fue el siguiente:

$$E_{sta} = -13.88 \ln(E_{dyn}) + 36.85$$

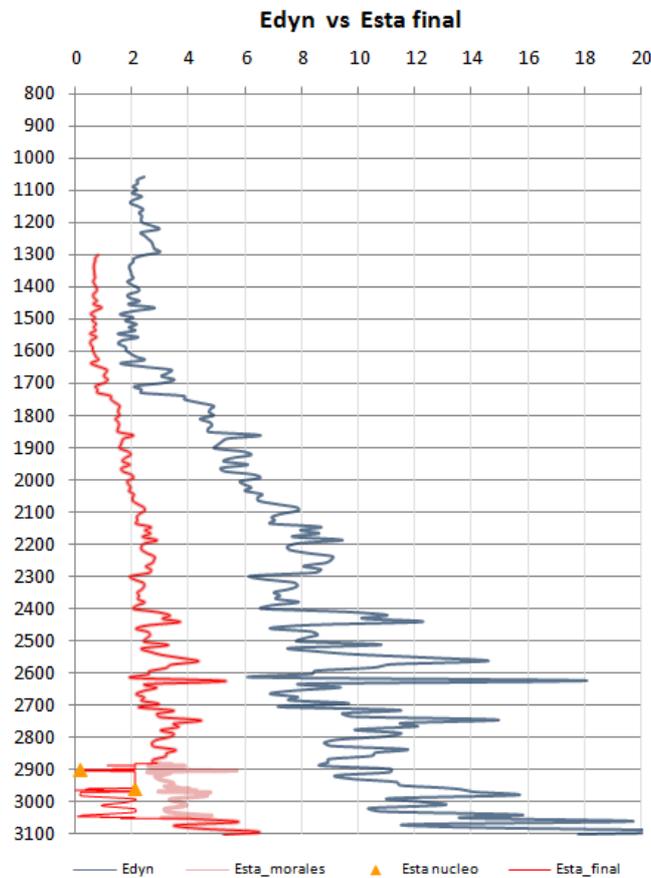
Con la restricción:

```
if( $E_{sta} > 2.1$ );
else
 $E_{sta} = 2.1$ ;
```

Y

```
if( $E_{sta} < 0.18$ );
else
 $E_{sta} = 0.18$ ;
```

El perfil final de módulo de Young estático para toda la trayectoria se muestra en la Fig. 4.13:



**Fig. 4.13 – Perfil final de Módulo de Young estático (rojo), [GPa]**

Los resultados aquí presentados fueron corroborados por correlaciones internas de Schlumberger y con programas comerciales.

### Relación de Poisson estática

Por falta de datos para el cálculo de la Relación de Poisson estática, se considera ésta igual a la relación dinámica.

$$V_{dyn} = V_{sta}$$

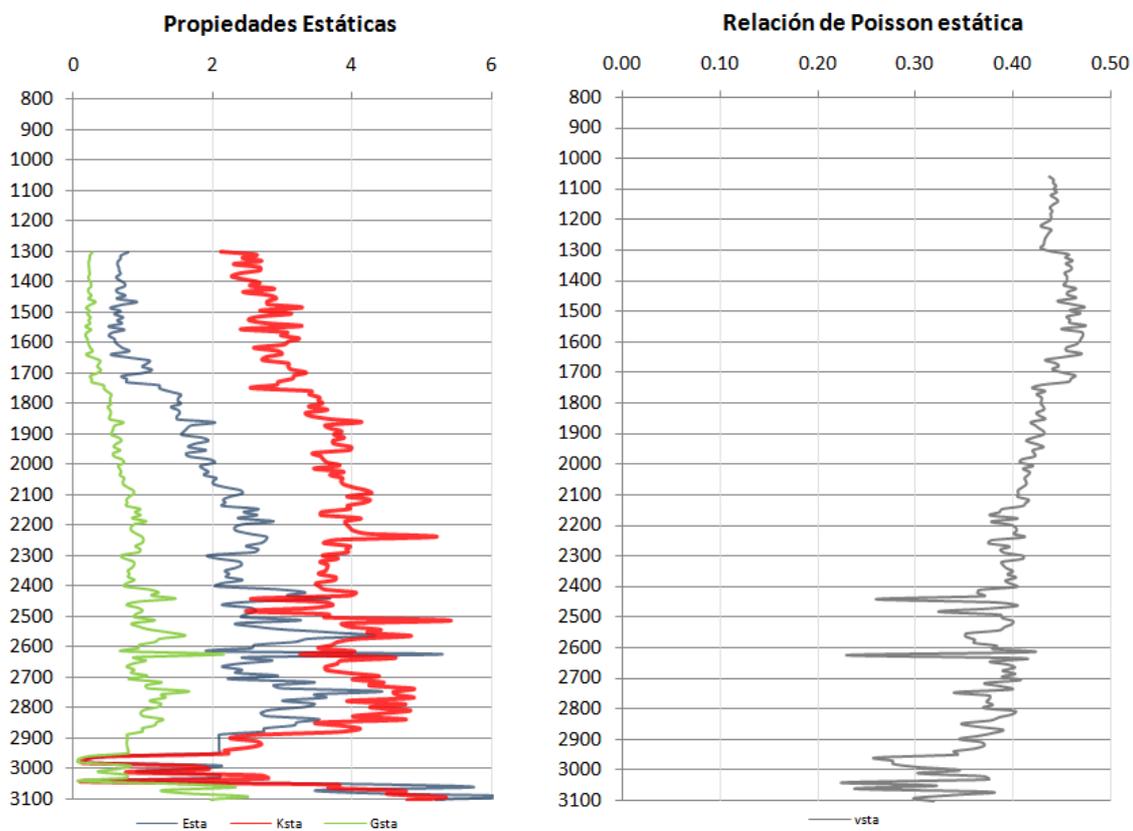
Módulo de Cortante y Módulo de Bulk estáticos

Una vez obtenido el Módulo de Young estático, los módulos de Cortante y de Bulk se calculan de la siguiente manera:

$$G_{sta} = \frac{E_{sta}}{2(1 + \nu_{sta})}$$

$$K_{Bsta} = \frac{E_{sta}}{3(1 - 2\nu_{sta})}$$

En la Fig. 4.14 se muestran las propiedades elásticas estáticas calculadas.



**Fig. 4.14 – Perfiles de propiedades elásticas estáticas: Módulo de Young (azul), Módulo de Bulk (rojo), Módulo de Cortante (verde), en [GPa], y Relación de Poisson (gris)**

UCS y  $\phi$

De la misma manera que las propiedades elásticas, para el cálculo del perfil de UCS se tienen puntos de calibración en los estratos arenosos donde se encuentra el yacimiento, mientras que para  $\phi$  no se tienen puntos de calibración. Para todo el trecho del pozo se compararon las correlaciones proporcionadas en el Capítulo 3 para arcillas y arenas que no requirieran datos no verificables, como el caso del Módulo de Young, y se compararon los resultados entre ellas y correlaciones internas de Schlumberger.

UCS	Tipo de roca	<i>Autor*</i> Aplicaciones	Nomenclatura
$1.35 (304.8 / \Delta t)^{2.6}$	arcillas	- Aplicación general	UCS 1
$0.5 (304.8 / \Delta t)^3$	arcillas	- Aplicación en el Golfo de México y USA	UCS 2
$1.001\Phi^{-1.143}$	<i>arcillas</i>	<i>Lashkaripour y Dusseault, 1993</i> No se especifica región de aplicación. Arcillas con baja porosidad ( $\Phi < 0.1$ ) y alta resistencia ( $\sim 79$ MPa)	UCS 3
$0.286\Phi^{-1.762}$	<i>arcillas</i>	- No se especifica región de aplicación. Arcillas con alta porosidad ( $\Phi > 0.27$ )	UCS 4
$3.87 \exp(1.14 \times 10^{-10} \rho^* V_p^2)$	arenas	- Aplicación en el Golfo de México	UCS 5
$254 (1 - 2.7\Phi)^2$	arenas	<i>Vernik et al, 1993</i> Aplicación general. Arenas limpias y bien consolidadas con $\Phi < 0.3$	UCS 6
$277 \exp(-10\Phi)$	arenas	- No se especifica región de aplicación. Para arenas con $2 < UCS < 360$ MPa y $0.002 < \Phi < 0.33$	UCS 7
$0.143 e^{-0.035\Delta t}$	<i>arenas, arcillas, limos</i>	<i>McNally, 1987</i> Australia	UCS 8

Para el caso de ángulo de fricción interna se tienen las siguientes correlaciones:

$\phi$	Tipo de roca	<i>Autor*</i> Aplicaciones	Nomenclatura
$\sin^{-1}((V_p - 1000)/(V_p + 1000))$	<i>arcillas</i>	<i>Lal, 1999</i> No se especifica región de aplicación	$\phi$ 1
$57.8 - 105\Phi$	<i>arenas</i>	<i>Weingarten y Perkins, 1995</i> No se especifica región de aplicación	$\phi$ 2

Al generar el perfil de UCS para arcillas y arenas se concluyó lo siguiente:

- Las correlaciones UCS 3 y UCS 4 arrojan valores muy bajos respecto a las correlaciones UCS 1, UCS 2 y UCS 8 para arcillas, además de ser válidas para valores muy bajos o muy altos de porosidad. Por lo tanto, estas ecuaciones fueron descartadas.
- En general, la correlación UCS 8 presenta valores intermedios entre las correlaciones UCS 1 y UCS 2. Adicionalmente, la correlación UCS 8 considera los dos tipos de litología, arenas y arcillas, por lo que puede arrojar valores más cercanos a la realidad por presentarse estratos arcillosos con intercalaciones de arenas en las formaciones que se encuentran por encima del yacimiento.
- Para arenas, la correlación UCS 5 arroja valores intermedios que entre los puntos de calibración.
- Finalmente, se elige la correlación UCS 8 como la mejor para el trecho comprendido por las arcillas y se elige a la correlación UCS 5 como aquella que mejor describe el comportamiento de las arenas en el yacimiento.

En el caso del ángulo de fricción interna, ambas correlaciones,  $\phi$  1 y  $\phi$  2, se aplicaron para toda

la trayectoria del pozo, siendo la correlación  $\phi_1$  la elegida por arrojar valores más conservadores. En la Fig. 4.15 se muestran los perfiles de UCS y  $\phi$ .

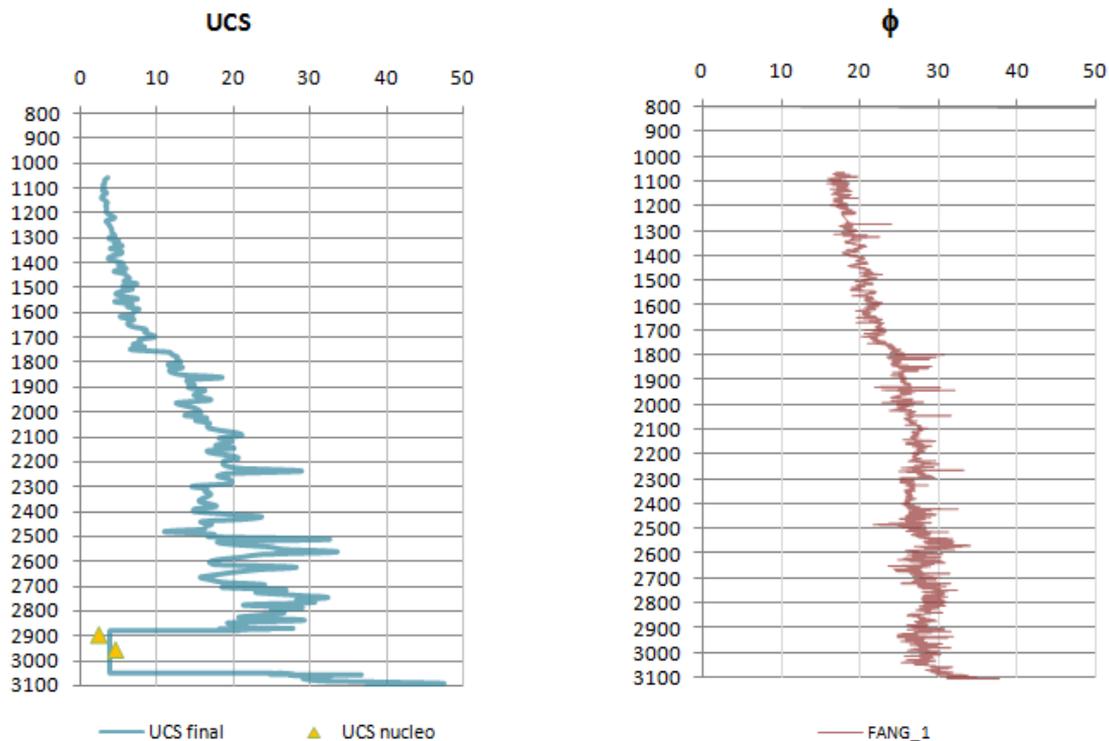


Fig. 4.15 – Perfiles de resistencia (azul), [MPa] y ángulo de fricción interna (rojo), [grados]

## 6. DIRECCIÓN DE ESFUERZOS HORIZONTALES

Como ya se mencionó en las conclusiones de la auditoría de datos, no se cuenta con la información necesaria para elaborar un perfil de dirección de esfuerzos horizontales. El único dato proporcionado por la geología estructural es la dirección predominante de las fracturas en la región, que corresponde a  $30^\circ$  respecto al Norte.

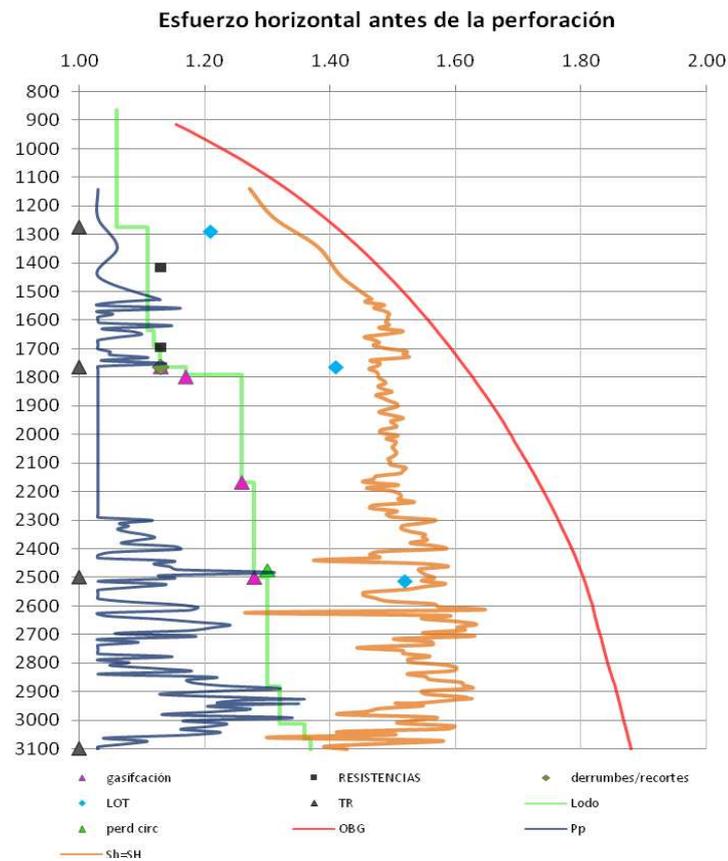
## 7. ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO Y MÁXIMO: POROELÁSTICA

Con los perfiles ya definidos de sobrecarga ( $\sigma'_v$ ), presión de poro ( $P_p$ ), resistencia a la compresión (UCS), ángulo de fricción interna ( $\phi$ ), Módulo de Young estático ( $E_{sta}$ ), y Relación de Poisson estática ( $\nu_{sta}$ ) es posible determinar el perfil de esfuerzo horizontal mínimo y máximo.

El primer paso es calcular el esfuerzo horizontal antes de la perforación ( $\alpha = 1$ ):

$$\sigma_H = \sigma_h = \frac{\nu}{(1 - \nu)} \sigma_v - \frac{\nu}{(1 - \nu)} \alpha \cdot P_p + \alpha \cdot P_p$$

En la Fig. 4.16 se muestra el perfil de esfuerzo horizontal antes de la perforación.



**Fig. 4.16 – Gradiente de presión de poro (azul) y gradiente de esfuerzo horizontal antes de la perforación (naranja), [g/cm<sup>3</sup>]**

El siguiente paso es determinar la línea de ajuste del esfuerzo horizontal mínimo a partir de los puntos de calibración proporcionados por los ensayos LOT.

Profundidad	Densidad equivalente LOT
1290	1.21 g/cm <sup>3</sup>
1765	1.41 g/cm <sup>3</sup>
2515	1.52 g/cm <sup>3</sup>

El tren con mejor ajuste para estos puntos fue

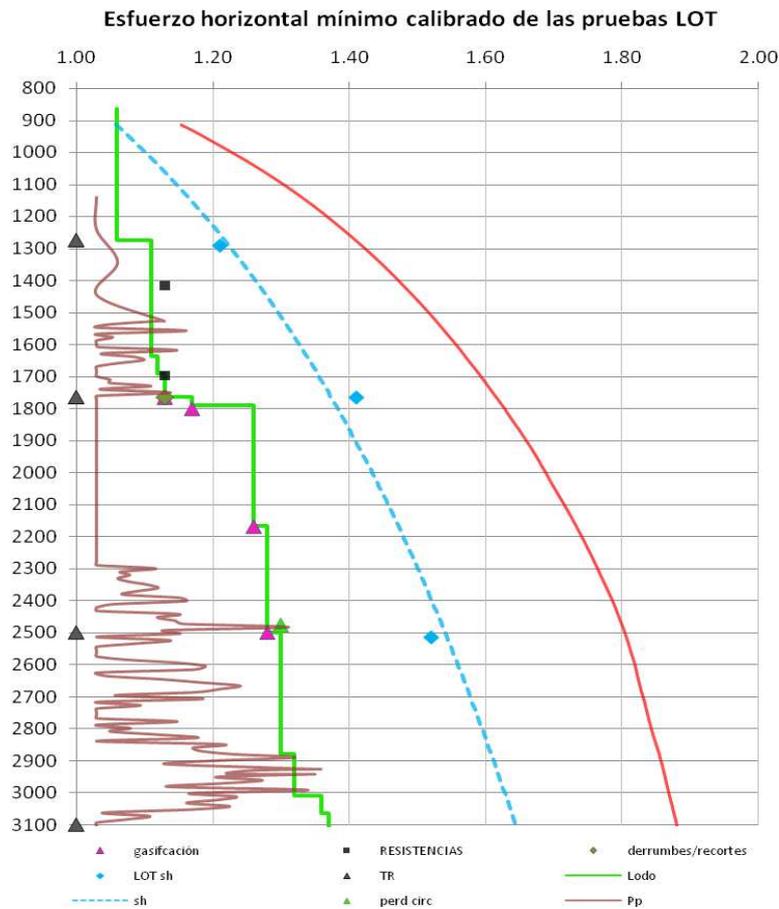
$$TVD = 101.05 (e^{2.0825 \cdot \sigma_h})$$

$$R^2 = 0.9601$$

En función de TVD, la ecuación queda

$$\sigma_h = \frac{1}{2.0825} \ln (TVD/101.05)$$

En la Fig. 4.17 se muestra la línea de ajuste para calibrar el incremento de  $\sigma_h$  durante la perforación.



**Fig. 4.17 – Perfil de ajuste para el esfuerzo horizontal mínimo después de la perforación, [g/cm³]**

Una vez calculado el esfuerzo horizontal antes de la perforación y teniendo la línea de ajuste del esfuerzo horizontal mínimo después de la perforación, es posible estimar el incremento de esfuerzos horizontales debido a la perforación.

$$\Delta\sigma_h = \frac{E}{(1 - \nu^2)} \epsilon_h + \frac{\nu \cdot E}{(1 - \nu^2)} \epsilon_H$$

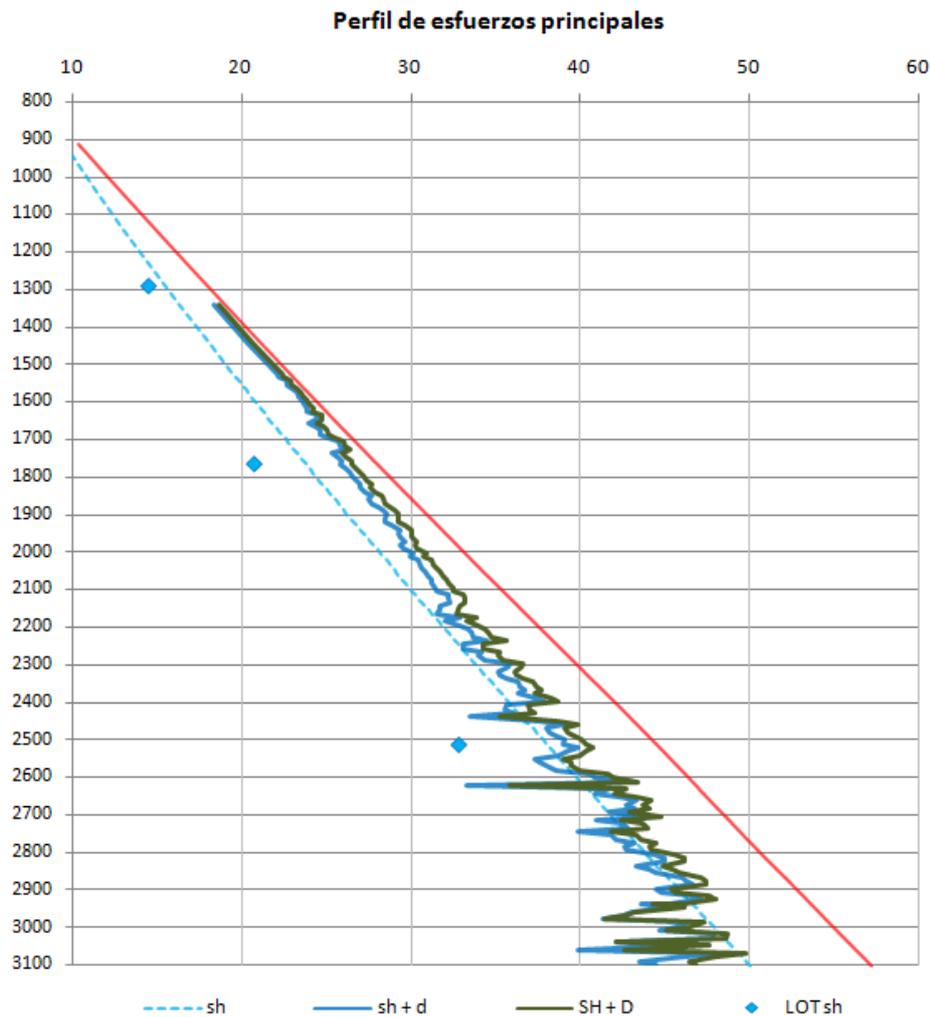
$$\Delta\sigma_H = \frac{\nu \cdot E}{(1 - \nu^2)} \epsilon_h + \frac{E}{(1 - \nu^2)} \epsilon_H$$

El mejor ajuste para el esfuerzo horizontal mínimo se tiene con

$$\epsilon_h = 0.0$$

$$\epsilon_H = 0.0006$$

En la Fig. 4.18 se muestra el perfil de esfuerzo horizontal mínimo y máximo respecto a la línea de tendencia de  $\sigma_h$  y a la sobrecarga.



**Fig. 4.18 – Perfil de  $\sigma_h$  (azul),  $\sigma_H$  (verde) y  $\sigma_v$  (rojo), [MPa]**

## 8. VENTANA OPERACIONAL

De acuerdo a las ecuaciones establecidas en el Capítulo 3, y ya calculados los esfuerzos horizontales mínimo y máximo, es posible determinar las curvas de colapso superior, colapso inferior y fractura.

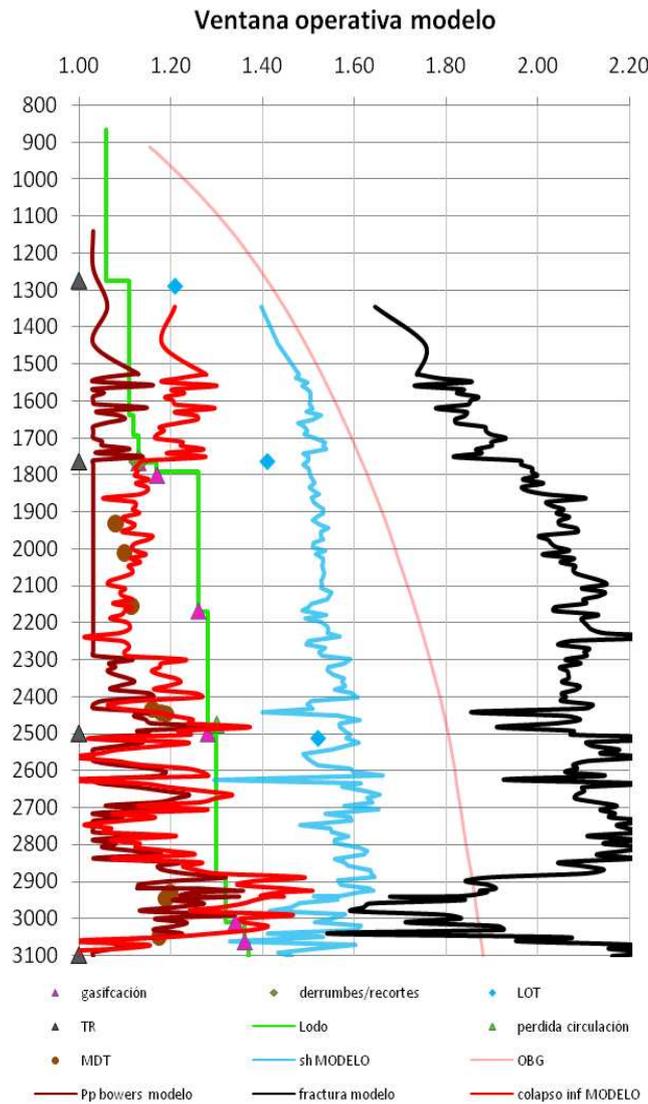
$$P_{W\text{-colapso INF}} = \frac{3\sigma_H - \sigma_h - UCS + Pp \left[ \operatorname{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) - 1 \right]}{\operatorname{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) + 1}$$

$$P_{W\text{-colapso SUP}} = \frac{UCS + (3\sigma_H - \sigma_h - Pp) \cdot \operatorname{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) + Pp}{\operatorname{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) + 1}$$

$$P_{W-fractura} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p$$

Para el cálculo del esfuerzo de fractura se considera al esfuerzo de tensión  $T_0$  nulo, como un factor de seguridad.

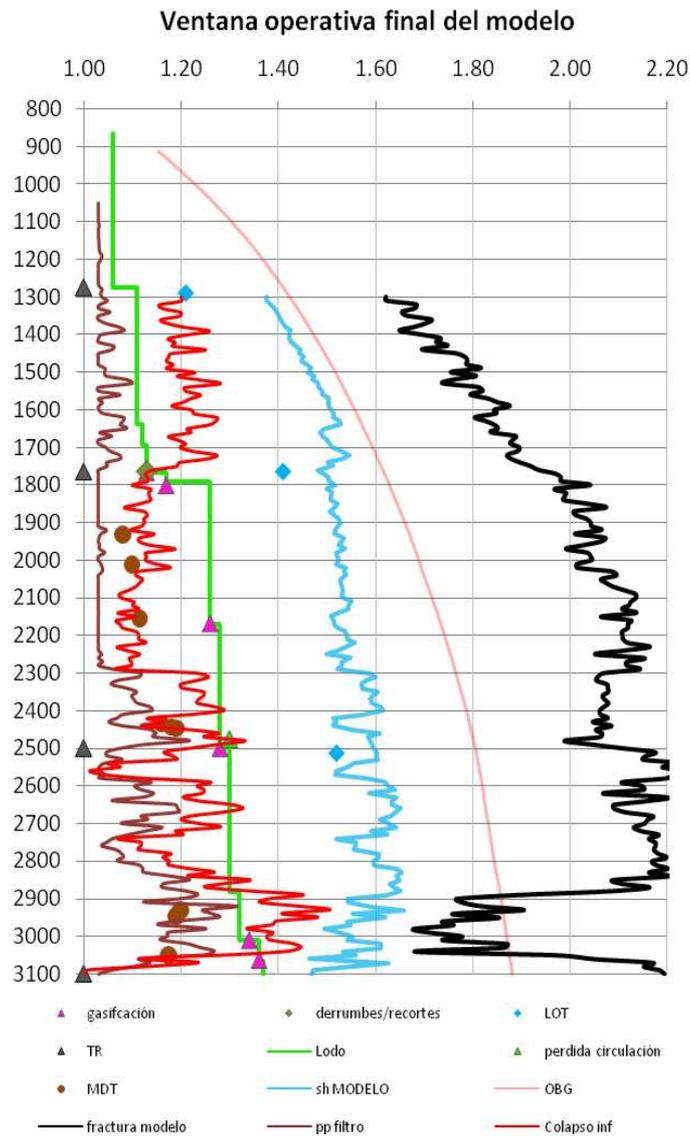
En la Fig. 4.19 se muestra la ventana de estabilidad del pozo principal, representadas las curvas de geopresiones como gradientes.



**Fig. 4.19 – Ventana operacional del pozo principal, [g/cm<sup>3</sup>]**

En la figura anterior sólo se muestran las curvas de gradiente de presión de poro (guinda), gradiente de colapso inferior (roja), gradiente de esfuerzo horizontal mínimo (azul) y gradiente de fractura (negra). La curva de gradiente de colapso superior es mucho mayor que la curva de fractura, por lo que no se muestra en la gráfica.

Finalmente, se aplicó un filtro a las curvas de geopresiones para suavizar los picos que presentan. El criterio del filtro fue obtener el promedio de un trecho a cada 10 m y colocar ese valor como representativo (Fig. 4.20)



**Fig. 4.20 – Ventana operacional final del pozo principal, [g/cm<sup>3</sup>]**

## 9. VALIDACIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO

Una vez obtenida la ventana de estabilidad del pozo, se verifica las curvas de geopresiones y las curvas de propiedades elásticas y de resistencia de la roca se encuentre dentro de los valores aceptables para la litología presentada y que sean consistentes con los eventos de perforación.

En este caso podemos observar que tanto las curvas de estabilidad inferior (presión de poro y colapso inferior) como las curvas de estabilidad superior (esfuerzo horizontal mínimo o de cierre y curva de fractura) son consistentes con las manifestaciones del pozo.

Adicionalmente, el modelo es validado con un software de uso comercial, el cual arroja resultados similares. A partir de este momento el modelo geomecánico puede ser aplicado a la construcción del modelo de arenamiento o como modelo de correlación de estabilidad para un pozo futuro a perforar.

En el Anexo A se muestran las tablas correspondientes a los cálculos realizados. Por simplicidad, se muestran los valores a cada 50 m de profundidad.

## 4.2 Interpretación de las geopresiones

Una de las finalidades de la construcción del modelo geomecánico es la determinación de las curvas de geopresiones, de manera que se conozca el rango de variación permitido de la presión ejercida por el lodo de perforación (Fig. 4.21).

Las curvas de geopresiones obtenidas como resultado del modelo geomecánico son de gran utilidad para los ingenieros de perforación, tanto en la planeación como en el desarrollo de la perforación. Una subestimación de las geopresiones se traduce en tiempo no productivo en el que se solucionarán los problemas geomecánicos no previstos, y, en el peor de los casos pérdida del pozo. Por otro lado, una sobreestimación de las geopresiones implica elevar los costos, tanto de diseño como de operación, durante la perforación de manera innecesaria.

La ventana de estabilidad establece el límite inferior seguro de operaciones, dicho límite está dado por la curva que resulte mayor entre el gradiente de presión de poro y el colapso inferior. Las manifestaciones al alcanzar este límite son gasificaciones, derrumbes y abundantes recortes debidos al desmoronamiento de la pared del pozo. El límite superior está dado por la menor de las curvas de gradiente de presión de cierre ( $\sigma_h$ ) y el gradiente de fractura. Los problemas geomecánicos presentados al alcanzar esta presión son principalmente pérdidas parciales o totales de circulación y fracturamiento de las formaciones.

En la Fig. 4.21 se presenta la ventana operacional del modelo desarrollado en el punto 4.1. En este caso particular, la estabilidad para toda la longitud del pozo está definida en el límite inferior por la curva de colapso, mientras que el límite superior está determinado por la curva de cierre de fractura. En la profundidad 2880 a 3050 se observa una importante reducción del margen de operación seguro, debido a un aumento de la presión de poro en esa zona.

En un caso extremo, se puede presentar en un modelo geomecánico uno o varios tramos de la ventana con un rango reducido, lo que significa que una ligera variación generaría inestabilidad en la formación, involucrando un gran riesgo de perforación. Es posible encontrar regiones de estabilidad nulas, lo cual implicaría que el pozo no se puede perforar.

Es importante mencionar los alcances del modelo respecto a la determinación de la magnitud de las geopresiones, pues éste asume un comportamiento de las formaciones bajo la teoría elástico lineal, considerando trechos homogéneos e isotrópicos según la litología presentada (arcillas, arenas, calizas, etc.). La consideración de estabilidad se extiende a una región adyacente al pozo de aproximadamente tres veces el diámetro, disminuyendo las condiciones críticas a medida que nos alejamos de las paredes.

Para generar el modelo de estabilidad se hacen muchas simplificaciones, de manera que las variables de interés se pueden obtener con los datos tomados del pozo de manera habitual. Sin embargo, se deja de lado parámetros de carácter térmico, químico y de plastificación del material, los cuales inducen un nivel de incertidumbre en los resultados del MEM.

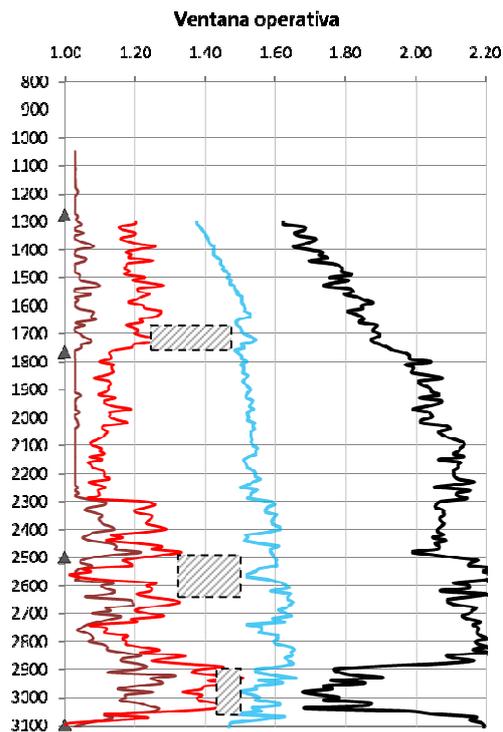


Fig. 4.21 – Región de estabilidad en un trecho determinado (región sombreada)

### 4.3 Aplicación del modelo geomecánico en la perforación

El modelo geomecánico que se realiza a partir de la información de un pozo ya perforado tiene como una de sus principales aplicaciones ser extrapolado a la predicción de geopresiones en un pozo próximo a perforar (pozo futuro). Dicha aplicación significa que en aquellos trechos en que se presenten similitudes entre ambos pozos serán usadas las mismas ecuaciones, parámetros y constantes de ajuste en la construcción del modelo del pozo futuro.

Ya que se ha construido el modelo de predicción del pozo futuro, se podrán realizar las siguientes actividades:

- *Definición del perfil de densidad de lodo utilizado*  
Este perfil es determinado para ciertos tramos en función del rango de variación horizontal que presente en la ventana, de acuerdo a la interpretación de las geopresiones. Cuando se justifique un beneficio económico, pequeños excesos en los límites superior e inferior de la ventana de estabilidad son tolerables, siempre y cuando no implique condiciones de riesgo en las operaciones o que los problemas que se presenten puedan ser controlados.
- *Perforar en la dirección de la trayectoria más favorables*  
Tratándose de pozos direccionales, la perforación en la dirección más favorable, en términos geomecánicos, es aquella que se hace en dirección del esfuerzo horizontal mínimo. Esta aplicación del modelo requiere de información adicional, pues la trayectoria óptima del pozo depende de otros parámetros que deben ser observados.
- *Diseño del tipo de broca*  
A partir de las estimaciones de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca es

posible establecer el programa de brocas utilizadas durante la perforación.

El revestimiento de las paredes del pozo tiene la finalidad aislar y contener las formaciones superiores, mientras permite tener un mejor desempeño a medida que se desarrolla la perforación en formaciones más profundas. Considerando que el revestimiento impacta significativamente los costos de perforación, se buscará tener el menor número de fases sin generar daño en las formaciones.

Los modelos geomecánicos generados para pozos futuros son una importante herramienta de decisión en las siguientes actividades:

- *Asentamiento de TR, definición de las profundidades de la tubería de revestimiento, estableciendo las fases de perforación de pozo*  
Para la elección de la profundidad de asentamiento de las zapatas, se analizan las secciones verticales de la ventana de estabilidad del modelo. Será necesario revestir formaciones someras cuando los requerimientos de operación en formaciones más profundas superen los límites máximos o mínimos de estabilidad (Fig. 4.22).
- *Determinación de las características de resistencia de las tuberías de revestimiento*  
Características asociadas al tipo de material, espesor y comportamiento mecánico, de manera que resistan los esfuerzos de colapso, presión y tracción de las formaciones.
- *Planes de contingencia*  
Se refiere a programas alternos de tubería de revestimiento que consideran la incertidumbre asociada al modelo y la experiencia adquirida de la perforación de pozos vecinos.

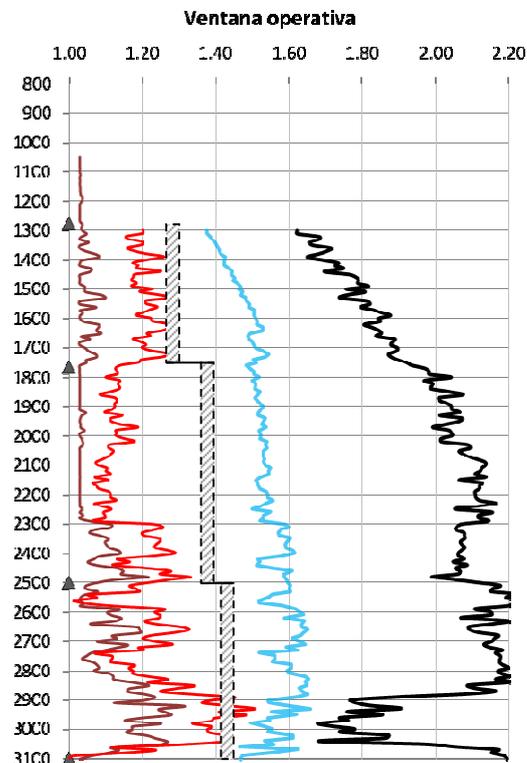


Fig. 4.22 – Región de estabilidad en un trecho determinado

#### 4.4 Aplicación del modelo geomecánico en la terminación y producción

Para establecer políticas de operación de producción de un pozo es necesario conocer las condiciones iniciales del yacimiento a explotar: características geológicas de la formación de interés, porosidad y permeabilidad de la matriz rocosa, presión del yacimiento, viscosidad y estado del hidrocarburo, por mencionar algunos.

La principal aplicación del modelo a las actividades de disparo y aforo de la formación productora está relacionada con la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales; mientras que para las actividades relacionadas con la producción, el MEM será el dato de entrada para la construcción de otros modelos destinados a la optimización de las actividades.

- *Producción de sólidos y caída de presión crítica en el yacimiento*  
El MEM proporciona las condiciones iniciales de esfuerzos, resistencia de la roca y presión del yacimiento para la elaboración de un modelo que determine, en base a la depletación y al comportamiento mecánico de la roca, la caída de presión segura para evitar el desmoronamiento de la formación (producción de sólidos).
- *Dirección y profundidad de los disparos*  
La dirección de disparo óptima será aquella donde se presente el plano preferente de fractura (PPF) de la formación, que será la misma en las que se presente el esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_H$ ). Por otro lado, la profundidad idónea de los disparos la determinará el modelo de arenamiento.

---

## CAPÍTULO 5

### Evaluación de probabilidad de producción de arena

---

#### Objetivo

Realizar la descripción detallada de los pasos a seguir para evaluar la probabilidad de producción de arena durante la extracción de hidrocarburos a partir de un modelo geomecánico.

#### INTRODUCCIÓN

Como se ha mencionado a lo largo de este trabajo, el modelo geomecánico es una herramienta de decisión para las actividades de planeación, diseño y evaluación de riesgos, principalmente en las etapas de perforación pozos y producción de hidrocarburos. En este capítulo se mostrará una aplicación de los resultados del modelo geomecánico generado a partir de un pozo ya perforado a la evaluación de la probabilidad de producción de sólidos una vez que ha iniciado el proceso de extracción.

La *producción de sólidos*, o *arenamiento* en el caso de formaciones conformadas por arenas, se da por el arrastre de partículas provenientes de rocas poco o no consolidadas, debido a la inestabilidad de la formación y a la extracción de un fluido. Este fenómeno representa un problema en pozos petroleros, ya que ocasiona problemas tales como

- desgaste de equipos por abrasión,
- reducción drástica de permeabilidad en las inmediaciones,
- depósito de arenas en el interior del pozo,
- ruptura de revestimiento del pozo (pérdida de soporte),

- contaminación de los hidrocarburos extraídos,
- propicia elevadas pérdidas de carga,
- disminución de la producción,
- problemas ambientales y costosos tratamientos de arenas sucias, etc.

La producción de arenas ocurre en diferentes momentos de la explotación de un pozo y depende de muchos factores, entre los que se encuentran la resistencia de la roca, la disminución de presión de poro y los esfuerzos a los que esté sometida la roca y la profundidad del pozo, que dan como resultado el desprendimiento de partículas granulares a las que llamamos arenas.

En el caso particular de las arenas, podemos hacer una clasificación de acuerdo a sus características físicas y mecánicas de la siguiente forma:

**Tabla 5.1**

Clasificación de formaciones arenosas

Tipo de roca	Resistencia [kPa]	Módulo de Young [MPa]	Porosidad
<i>Arena seca</i> Resistencia nula	UCS = 0	<i>Esta</i> < 700	$\Phi$ < 35%
<i>Arena saturada</i> Mucho muy débil	UCS < 1400	<i>Esta</i> < 2000	$\Phi$ < 30%
<b><i>Arena pobremente cementada</i></b> <b>Muy débil</b>	<b>UCS &lt; 3500</b>	<b><i>Esta</i> &lt; 3500</b>	<b><math>\Phi</math> &lt; 25%</b>
<b><i>Arena cementada débil a regular cementación</i></b>	<b>UCS &lt; 7000</b>	<b><i>Esta</i> &lt; 7000</b>	<b><math>\Phi</math> &lt; 22%</b>
<b>Hasta aquí se aplican mecanismos de control de arena</b>			
<i>Arena gris</i> Roca fuertemente cementada	UCS < 27000	<i>Esta</i> < 17000	$\Phi$ < 20%
<i>Roca consolidada</i>	UCS > 27000	<i>Esta</i> > 17000	$\Phi$ < 18%

Fuente: Schlumberger

Para las arenas secas, las saturadas y las pobremente cementadas cualquier cambio respecto las condiciones iniciales generará inestabilidad y desprendimiento de granos. Por otro lado, las arenas grises y rocas consolidadas no producirán arenas a menos que sean sometidas a condiciones de esfuerzos muy elevados. Finalmente, para determinar si las arenas regularmente cementadas producirán sólidos será necesario hacer un estudio más detallado.

Siempre que se presenten arenas secas a regularmente cementadas será necesario considerar mecanismos de extrusión (Fig. 5.1).



Por otro lado, se considerarán constantes las propiedades elásticas y de resistencia de la roca, independientemente del grado de depletación que presente el yacimiento. Los alcances de estabilidad del yacimiento están dados por el criterio de estabilidad de Mohr-Coulomb, y no considera los parámetros de temperatura y cambios químicos que pudieran afectar las propiedades de la roca durante la depletación.

En resumen, los datos de entrada para elaborar el modelo de arenamiento son los perfiles de

- Sobrecarga – esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ),
- Esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_H$ ),
- Esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_h$ ),
- Presión de poro ( $P_p$ ),
- Relación de Poisson estático ( $\nu_{sta}$ ),
- Módulo de Bulk dinámico ( $K_{Bdyn}$ ),
- Resistencia a la compresión simple (UCS),
- Ángulo de fricción interna ( $\phi$ ), y
- Diámetro medio de los granos.

### 5.1.1 Estimación de los esfuerzos horizontales

La estimación de los esfuerzos horizontales se hace en base a la metodología del Parámetro Kappa. De acuerdo con este método, basado en la teoría poroelástica, se establece la variación de los esfuerzos horizontales totales a partir de la presión de yacimiento depletado, afectándose por dos constantes poroelásticas,  $\alpha$  -coeficiente de Biot- y  $K$  -Kappa- (Lougou, apuntes):

#### Coefficiente de Biot

$$\alpha = 1 - \frac{K_B (\approx K_{Bdyn})}{K_{grain}}$$

#### Parámetro de Kappa

$$K = \left( 1 - \frac{\nu}{1 - \nu} \right) \alpha$$

#### Esfuerzos horizontales máximo y mínimo

$$\sigma_h^d = \sigma_h - K \cdot (P_p - P_p^d)$$

$$\sigma_H^d = \sigma_H - K \cdot (P_p - P_p^d)$$

Donde:

- $\alpha$  – Coeficiente de Biot
- $K_B$  – Módulo de Bulk, que es aproximado al valor del Módulo de Bulk dinámico ( $K_{Bdyn}$ )
- $K_{grain}$  – Módulo de Bulk en función del tamaño del grano, el cual se encuentra en el rango de 63 a 74.5 GPa.
- $K$  – Parámetro de Kappa

- $\nu$  – Relación de Poisson estática  
 $P_p$  – Presión de poro inicial del yacimiento  
 $P_p^d$  – Presión de poro actuante después de un porcentaje  $d$  depletado.

### 5.1.2 Estimación de la presión crítica de yacimiento

Durante la depletación de un yacimiento se pueden generar dos tipos de falla, de colapso y de tensión, ambas de orden inferior. Para cada una de ellas, se asocia una presión de poro crítica, siendo la menor de ellas la que determine el tipo de falla.

#### Colapso de poro

La estimación de la presión crítica por colapso inferior, también conocido como colapso de poro, se da en rocas de baja resistencia o débilmente cementadas. En un régimen normal y para un pozo vertical se tiene la siguiente distribución de esfuerzos

$$\sigma'_1 > \sigma'_2 > \sigma'_3$$

$$\sigma'_v > \sigma'_H > \sigma'_h$$

Aplicando el criterio Mohr-Coulomb y sustituyendo términos:

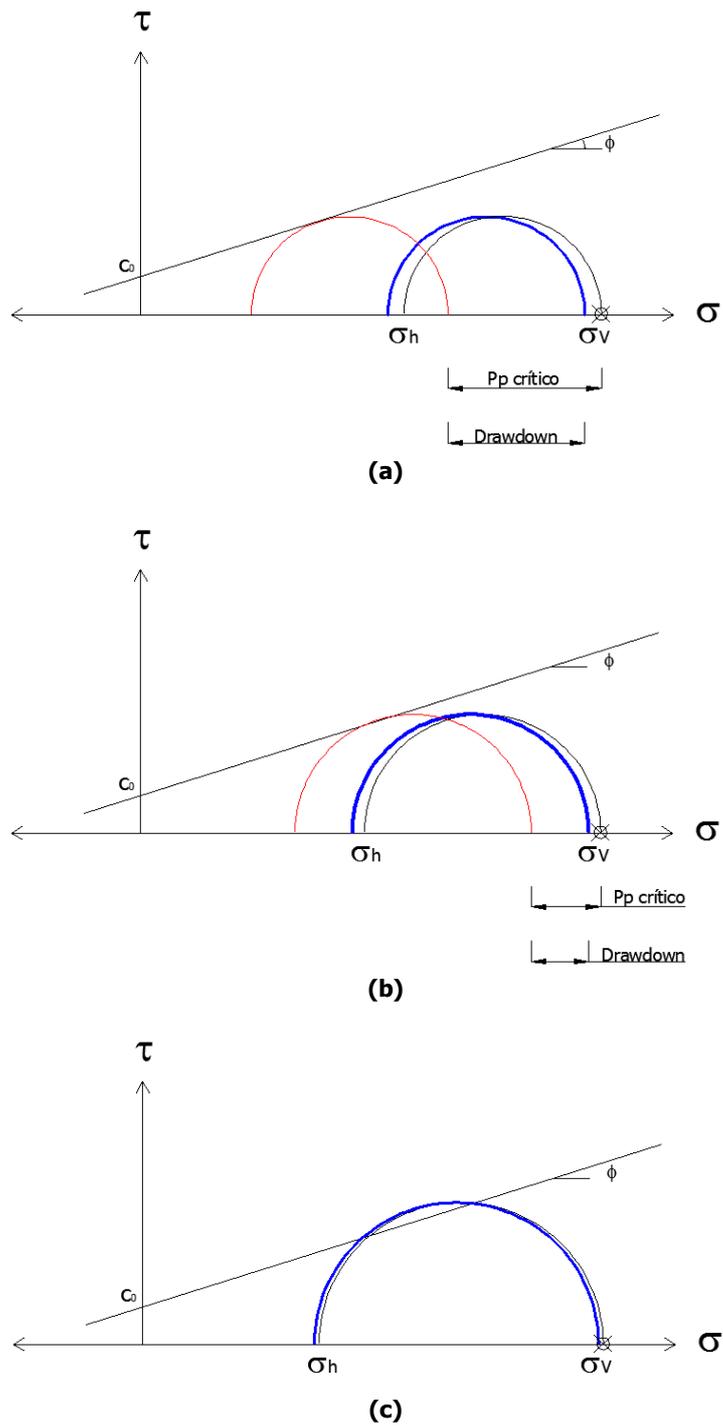
$$\sigma'_v = UCS + \sigma'_h \cdot \text{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right)$$

$$\sigma_v - P_p^d = UCS + (\sigma_h - P_p^d) \cdot \text{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right)$$

donde  $P_p^d$  representa la presión de yacimiento debida a un porcentaje de depletación  $d$  que generará falla por cortante de la roca. Despejando la presión de poro, tenemos

$$P_p^d = \frac{UCS - \sigma_v + \sigma_h \cdot \text{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right)}{\text{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) - 1}$$

En la Fig. 5.2 se presenta mediante círculos de Mohr lo que ocurre a lo largo de la depletación de un yacimiento, donde el círculo negro representa los esfuerzos totales, el círculo azul representa los esfuerzos efectivos y el círculo rojo representa el estado de esfuerzos que lleva a la roca a la falla. Siempre que el círculo de esfuerzos efectivos se encuentre a la derecha del círculo rojo podrá decirse que se tiene un margen de diferencial de presión operable, llamado *drawdown*.



**Fig. 5.2 – Estado de esfuerzos en un yacimiento debido a la depletación**  
**(a) Condición inicial**  
**(b) Condición después de una depletación  $d$**   
**(c) Condición después de una depletación crítica  $D$**

### Falla por tensión

Este tipo de falla ocurre en rocas de gran resistencia que son sometidas a esfuerzos de tensión, debido a un gran diferencial de presión durante la extracción.

$$- T_0 = \sigma_h - Pp^d$$

$$Pp^D = \sigma_h + T_0$$

En algunos caso, cuando se tiene incertidumbre respecto a la resistencia de la roca, podrá considerarse el valor de la resistencia a la tensión igual a cero ( $T_0 = 0$ ), quedando la expresión

$$Pp^D = \sigma_h$$

## 5.2 Determinación de la caída de presión crítica para diferentes escenarios

Adicionalmente a los esfuerzos in situ, se tiene una variable adicional que intervienen en la estabilidad de la roca del yacimiento, y es la presión de explotación que se impone en un yacimiento para extraer el hidrocarburo, llamada *presión de fondo fuente*. Esta presión depende de la velocidad de flujo, del gasto, la permeabilidad de la roca, la viscosidad del fluido, entre otras.

Conocer el valor del diferencial de presión que podrá ser aplicado durante la vida económica del pozo es de gran importancia en la planeación de actividades futuras y en el establecimiento de políticas de operación en el corto, mediano y largo plazo. Para ello se plantean diferentes escenarios y se estima para cada uno los diferenciales de presión crítica respecto a los esfuerzos totales que llevan a la falla de la roca, a partir del cálculo del drawdown. Los pasos a seguir son

1. Cálculo de  $Pp^d$
2. Cálculo de  $Pp^D$
3. Cálculo del Drawdown por tensión y colapso de poro, respectivamente

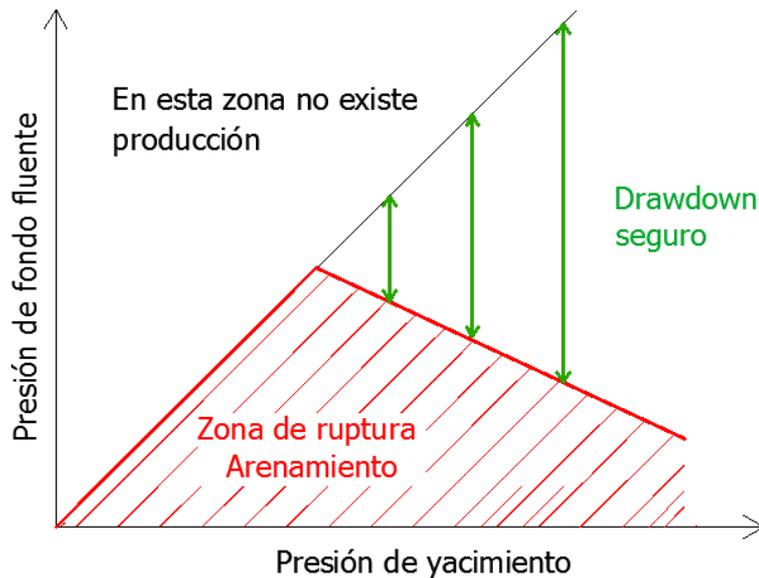
$$Dwd = Pp^D - Pp^d$$

4. El menor de Drawdown estimado será el que determine el diferencial de presión seguro que puede ser impuesto en el yacimiento.

En este trabajo se proponen cuatro escenarios de análisis: 0% (condiciones iniciales), 25%, 50% y 75% de la depletación del yacimiento respecto a la presión de poro modelada en el MEM.

Condiciones iniciales:	$Pp^d = Pp$
25% depletación:	$Pp^d = (0.75)Pp$
50% depletación:	$Pp^d = (0.50)Pp$
25% depletación:	$Pp^d = (0.25)Pp$

Finalmente, se podrá establecer una tendencia de caída de presión crítica para el pozo, graficándola como se muestra en la Fig. 5.3.



**Fig. 5.3 – Relación de la presión del yacimiento respecto al drawdown permisible (verde)**

Es importante recalcar que el drawdown permisible disminuye a medida que se depleta el yacimiento, llegando a un punto crítico en el que, bajo cualquier condición de operación, habrá producción de sólidos al extraer el hidrocarburo.

### 5.3 Interpretación del modelo de Arenamiento

Una vez establecidas las ecuaciones y los criterios de análisis, es posible determinar para cada estado de depletación

- Los cambios inducidos en los esfuerzos horizontales,
- La presión que ejerce el yacimiento sobre la matriz rocosa,
- La presión de poro crítica que lleva a la formación a la falla por tensión y a la falla por cortante, y
- El margen de operación que se tiene en cada escenario propuesto.

Las consideraciones que se hacen para evaluar la probabilidad de producción de arena en el yacimiento son

- El grado de depletación se establece a partir de la presión estática de la formación productora, es decir, aquella presión inicial del yacimiento antes de realizar la extracción del hidrocarburo,
- Se consideran constantes los valores de sobrecarga y las propiedades elásticas y de resistencia de la roca,
- A falta de información respecto al tamaño del grano, se toma el valor de  $K_{\text{grain}}$  igual a 63 [GPa].

Los resultados del análisis de los cuatro escenarios se presentan en la Fig. 5.4. La curva roja representa el valor de presión de poro, dadas las condiciones de depletación, que lleva a la roca a la falla, mientras que la curva verde representa la presión de poro que se ejerce sobre el yacimiento.

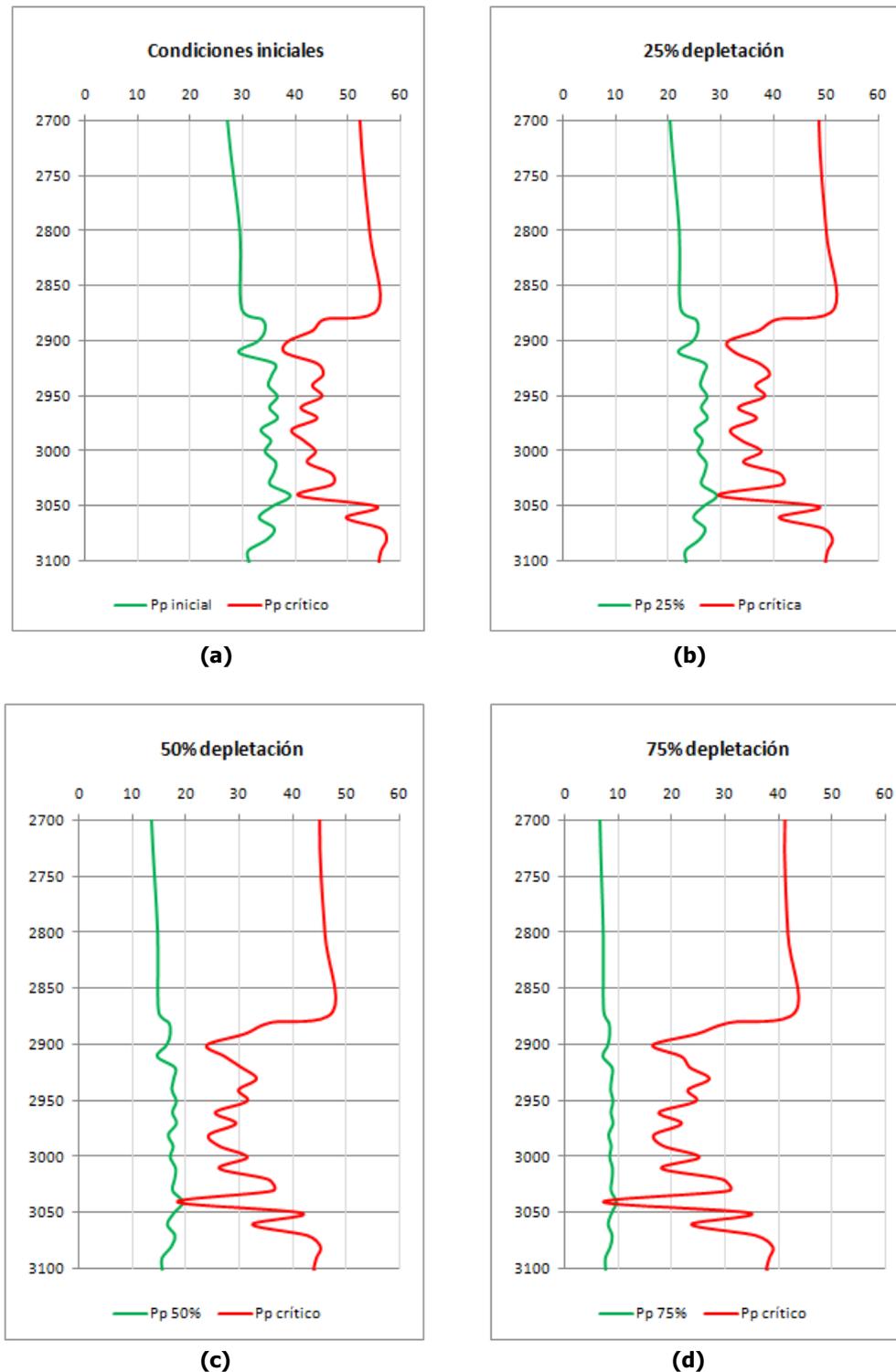
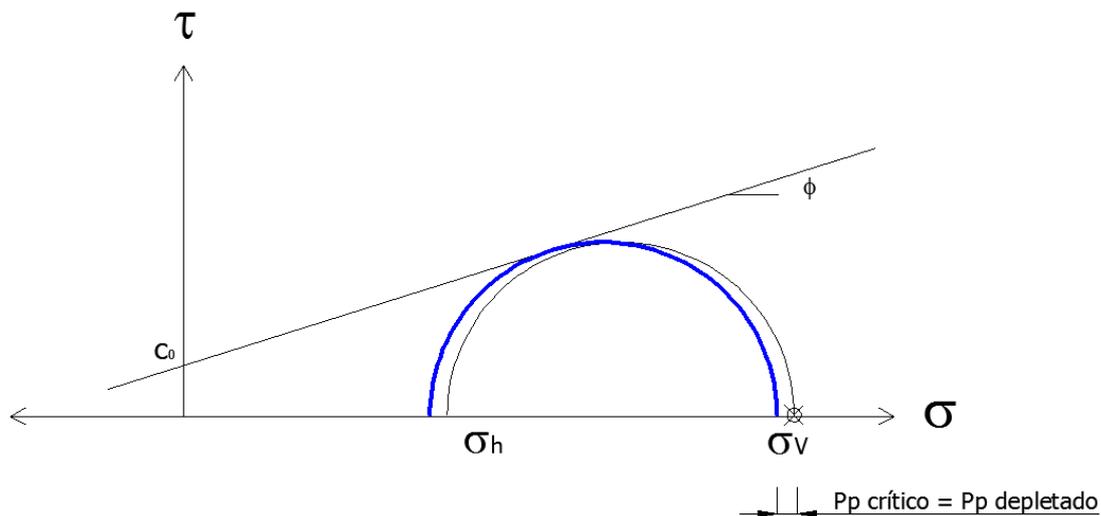


Fig. 5.4 – Cuatro escenarios de análisis para la evaluación de producción de arena, [MPa]

Las conclusiones a las que se llega de los gráficos mostrados son las siguientes:

- Las condiciones de falla no son homogéneas a lo largo del yacimiento. Se identifica una profundidad crítica a 3040 m aproximadamente, mientras que en el trecho de 2930 a 3020 m se presenta drawdown seguro, de aproximadamente 5 MPa en todos los casos.
- Este análisis confirma lo que se había observado desde la elaboración del modelo geomecánico: las arenas de la formación presentan características de pobremente cementas, lo cual llevaría a la producción de sólidos en algún momento de la producción.
- Desde el inicio de las operaciones, se tiene un drawdown seguro muy reducido en la profundidad crítica, y a partir del escenario (b) el drawdown seguro es nulo.

Adicionalmente, se hizo un análisis de las características de resistencia mínimas ( $UCS_{\text{crítico}}$ ) que debería presentar el yacimiento para no producir sólidos, pero sin presentar drawdown seguro. (Fig. 5.5)



**Fig. 5.5 – Condiciones críticas donde se presenta Drawdown seguro nulo**

El valor de  $UCS_{\text{crítico}}$  para el que se presenta un drawdown nulo será

$$UCS_{\text{crítico}} = (\sigma_v - P_p^D) - (\sigma_h - P_p^D) \cdot \text{tag}^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right)$$

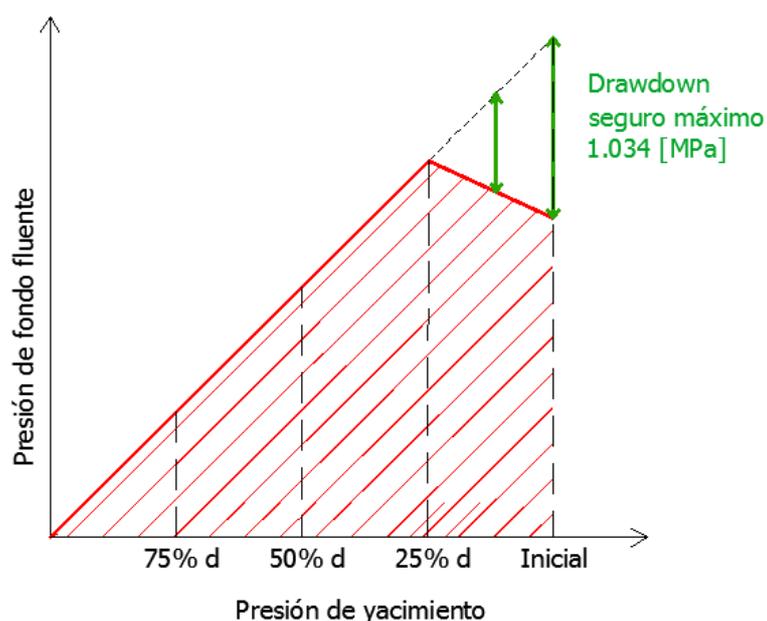
Un valor mayor que el  $UCS_{\text{crítico}}$  significará que se tiene un Drawdown seguro mayor que cero.

A continuación se muestran, para cada escenario, las condiciones de drawdown seguro en base a las propiedades elásticas y de resistencia ya mencionadas (Fig. 5.6), mientras que el  $UCS_{\text{crítico}}$  indica qué características de resistencia de la roca deberán presentarse para garantizar la estabilidad del yacimiento dado un porcentaje de depletación:

Escenario <sup>(*)</sup>	Drawdown seguro [MPa]	UCS crítico [MPa] <sup>(**)</sup>
0% depletación	1.034	2.157
25% depletación	0.000	4.868
50% depletación	0.000	7.579
75% depletación	0.000	10.290

(\*) Los valores presentados en la tabla son los valores críticos cercanos a la profundidad más desfavorable (3040 m aprox.).

(\*\*) El valor medio de UCS del yacimiento es de 3.87 MPa, de acuerdo con los resultados del MEM.



**Fig. 5.6 –Drawdown seguro para los cuatro escenarios de depletación analizados**

Finalmente, las recomendaciones técnicas respecto a las actividades de extracción de hidrocarburos son las siguientes:

- Será indispensable revestir la formación para poder extraer los hidrocarburos almacenados.
- Se recomienda que los disparos para estimulación del yacimiento se hagan en el trecho 2930 a 3020 m, y en la dirección del esfuerzo horizontal máximo, a 30° respecto al Norte.
- Se recomienda que desde el inicio de las operaciones se consideren mecanismos de control de arena, debido al reducido margen de operación, respecto a la presión inducida en el yacimiento, que se tiene en el trecho sugerido.

La validación del modelo de arenamiento anteriormente presentado fue hecha con un programa comercial, arrojando resultados similares. Por tratarse de un estudio de evaluación previa, requerirá que sea actualizado a medida que avanza la producción de hidrocarburos, para poder confirmar las predicciones hechas o ajustar los parámetros de construcción del modelo.

Las tablas que muestran los cálculos realizados para cada escenario se presentan en el Anexo A.

---

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

El entendimiento del estado de esfuerzos alrededor del pozo (geopresiones) es de gran importancia durante las actividades de perforación y explotación de yacimientos, ya que bajo ciertas concentraciones de esfuerzos se puede llevar a la roca a la falla y causar inestabilidad en la paredes del pozo. Para poder estimar las curvas de geopresiones a lo largo de la trayectoria de un pozo se requiere construir un modelo que describa el estado de esfuerzos a los que están sometidas las formaciones, así como sus propiedades mecánicas. Dicho modelo (MEM) debe ser capaz de describir, además, los cambios inducidos durante las actividades de perforación y producción en un pozo petrolero y determinar cómo las rocas responden a estos cambios.

El considerar al modelo geomecánico una herramienta de decisión, de planeación y de diseño en diversas actividades implica una gran responsabilidad y compromiso para el equipo multidisciplinario que trabaja en su elaboración (ingenieros geólogos, civiles, petroleros, y geocientistas). Una estimación errónea en las geopresiones, las propiedades elásticas y de resistencia repercute directamente en las aplicaciones que se haga del modelo, teniendo como consecuencia severos problemas operacionales, costosas soluciones, aumento en los tiempos no productivos, y en casos extremos, condiciones laborales inseguras y pérdida del pozo.

Para reducir la incertidumbre en los modelos generados será necesario contar con información confiable, mediciones directas en el pozo, ensayos de laboratorio realizados a núcleos tomados a lo largo de la trayectoria, imágenes de pared de pozo y registros que nos permitan detectar manifestaciones de estabilidad y describir de la mejor manera posible el comportamiento de las formaciones.

Una de las aplicaciones que se puede hacer al MEM, entre otras, es la elaboración de un estudio que nos permita estimar la probabilidad de producción de sólidos durante la fase productiva del yacimiento. Dicho estudio servirá, a su vez, como herramienta para decidir si una explotación natural es posible y bajo qué condiciones, o si es necesario el control de producción de arena, así como establecer las acciones preventivas durante la exploración y determinar la manera de optimizar el proyecto a lo largo de su vida económica.

## CONCLUSIÓN

---

Respecto al modelo geomecánico presentado en este trabajo, se llegaron a las siguientes conclusiones:

- Se contó con información suficiente para la construcción del modelo, sin embargo, la falta de información respecto ensayos de núcleos, imágenes de pozo y geometría de agujero en los estratos arcillosos induce cierto nivel de incertidumbre en lo referente a las propiedades mecánicas de esas formaciones.
- La validez del modelo será a partir de la profundidad 1300 m hasta 3100 m, que es el trecho en donde se cuenta con información de registros para calcular las curvas de geopresiones.
- La información proporcionada del estrato productor (ensayos a núcleos, mediciones puntuales de presión) permitió modelar con mejor aproximación las condiciones de seguridad en ese trecho.
- Se encontró que se tiene una ventana de estabilidad reducida entre los 2900 m y los 3100 m, situación causada por el aumento de la presión de poro y la baja resistencia de las arenas presentes.
- Las ecuaciones de correlación utilizadas, y el modelo en general, fueron validados con correlaciones internas de Schlumberger y con un software de uso comercial, siendo los resultados en ambos casos similares.

En lo referente a la aplicación del modelo en el estudio de la probabilidad de producción de arenas en el yacimiento, se concluyó lo siguiente:

- El modelo de arenamiento determina que las características de baja resistencia de las arenas darán como resultado una producción de sólidos casi al inicio de las operaciones de extracción. Antes de llegar a una depletación del yacimiento del 25% ya se habrá iniciado el arenamiento.
- Será necesario contar con mecanismos de control de arena desde el inicio de las operaciones, independientemente de la diferencia de presión a la que sea sometida la formación productora.
- La profundidad crítica de producción de arena se presenta a 3040 m, mientras que la región más recomendable para realizar actividades de estimulación será aquella comprendida entre 2930 y 3020 m.
- De la misma forma que el modelo geomecánico, el modelo de arenamiento fue validado con un software de uso comercial, arrojando resultados similares a los presentados en este trabajo.

---

## Glosario

---

*Anisotropía.* Es un estado de esfuerzos en el que las propiedades o características de la roca varían a lo largo de una o varias direcciones, es decir, no se tiene homogeneidad respecto a una o varias propiedades como resistencia, rigidez, porosidad, etc.

*Arena.* Material granular formado normalmente por cuarzo y otros minerales que proviene de rocas poco o no consolidadas, cuyo diámetro se encuentra en el rango de 0.0625 a 2 mm

*Breakout.* Derrumbes o deslizamientos de la pared del pozo que ocurren en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal cuando se alcanza el esfuerzo de colapso, llevando al pozo a tomar una sección transversal elíptica.

*Caliper.* Instrumento de medición de la geometría del pozo que permite identificar, entre otros fenómenos, deformaciones, desviaciones, derrumbes, y fracturas.

*Cañonamiento.* También llamado disparo en la pared del pozo, consiste en hacer orificios a las paredes del pozo para iniciar, estimular o aumentar la producción de hidrocarburos.

*Cementación.* Deposito de minerales en los espacios porosos de una roca por acción

del agua. Este fenómeno logra la unión de las partículas componentes de la roca.

*Cima.* Se refiere a la profundidad asociada al límite superior de una formación geológica.

*Colapso de poro.* Es la falla que se da en una roca cuando los esfuerzos generados logran romper la unión entre los granos.

*Consolidación.* Es un estado de la roca que representa una fuerte unión entre los granos constituyentes, o cuando la relación de vacíos en la roca logra el equilibrio con los esfuerzos aplicados.

*Densidad equivalente.* Es aquella densidad que resulta de considerar la presión total de la columna de lodo de perforación en un punto, dividida entre la profundidad vertical. Es expresada en  $\text{g/cm}^3$ .

*Depletación.* Es el proceso de caída de presión en el yacimiento respecto a la presión original que ocurre con el tiempo a medida de que el fluido es producido.

*Diagénesis.* Se trata de transformaciones químicas y cambios de temperatura a grandes profundidades que afectan el estado de esfuerzos en el subsuelo. Es un proceso que ocurre en los estratos arcillosos que son sometidos a fuertes cambios de temperatura a través del

tiempo, lo que causa una redistribución de esfuerzos efectivos.

*Drawdown.* Diferencial o caída de presión máxima permisible en los fluidos del yacimiento al que determinada formación puede ser sometida para mantener su estabilidad.

*Echado.* Es la inclinación de un estrato respecto a un plano horizontal. Se mide en la superficie de máxima inclinación y es perpendicular al rumbo.

*Envolvente de falla.* Es la representación gráfica de la relación de esfuerzos que llevan a la ruptura de la roca.

*Esfuerzos efectivos.* De acuerdo a la teoría de Terzaghi, se refiere a la combinación de los principales esfuerzos geológicos actuantes en la roca menos la presión de poro.

*Esfuerzo principal.* Es el nombre que reciben los tres esfuerzos de interés para los estudios geomecánicos: máximo esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ), máximo esfuerzo horizontal ( $\sigma_H$ ) y mínimo esfuerzo horizontal ( $\sigma_h$ ).

*Facies.* Se refiere al conjunto de características litológicas, biológicas y paleontológicas que definen una unidad estratigráfica o conjunto de estratos, y que permite diferenciarlas de las demás.

*Fase.* Se refiere a cada una de las etapas de un pozo que es concluida con una columna de revestimiento y su cimentación.

*Fluido de perforación.* Es una mezcla compuesta de partículas sólidas, líquido y productos químicos que circula durante la perforación de un pozo. Tiene como finalidad lubricar el proceso ejercer una presión hidrostática sobre las formaciones.

*Fractura hidráulica.* Es la falla por tensión causada por un elevado peso del lodo que penetra en las paredes del pozo y rompe la formación.

*Geopresiones.* Se le denomina así al conjunto de presiones y esfuerzos a la que son sometidas las formaciones durante la excavación y explotación de un pozo, que pueden llevar a la falla de la roca. En base a ellas se determina la ventana operativa de estabilidad.

*Horizonte.* Es la representación topográfica de una edad geológica, de un estrato específico, de una formación, etc.

*Isotropía.* En física, la isotropía se refiere al hecho de que ciertas magnitudes medibles dan resultados idénticos, independientemente de la dirección escogida para la medida. En otras palabras, significa que una o varias propiedades del medio son idénticas en todas las direcciones.

*Litología.* Es la rama de la geología que estudia la manera en cómo se presenta la distribución de las capas estratigráficas con relación a la profundidad.

*LOT.* Leak of test. También llamada prueba de goteo, se trata de un ensayo que mide, bajo condiciones controladas, la presión ejercida por un fluido necesaria para lograr la fractura de la formación.

*LWD.* Logging While Drilling. El término se refiere a la obtención de registros mientras se está perforando.

*Mapa de perforación (Drill Map).* Es un esquema que se elabora para establecer riesgos en cada etapa de la perforación según el modelo desarrollado del pozo futuro.

*MEM.* Mechanical Earth Model. Modelo geomecánico.

*MDT.* Modular Formation Dynamics Tester. Prueba que se utiliza para medir la presión en una formación específica, determina la permeabilidad y evalúa si la formación presenta algún daño.

*MWD.* Measure While Drilling. Mediciones puntuales en el pozo mientras se está perforando.

*NPT.* Non Productive Time. Tiempo de espera durante la perforación y producción de un pozo, generalmente debido a problemas no previstos.

*OBG.* Overburden Gradient. Son las siglas con las que comúnmente se denomina al gradiente de sobrecarga en un modelo geomecánico.

*Pérdida de circulación.* Se refiere a la filtración del lodo de perforación en las formaciones cuando están fracturadas o se cuando se inducen fracturas. Este fenómeno ocasiona atrapamiento del equipo y falta de soporte hidráulico en la pared del pozo. La pérdida de circulación puede ser total o parcial.

*Perfil de un pozo.* Se trata de aquel registro análogo o digital que relaciona la profundidad con una o más características o propiedades de rocas perforadas, obtenidas a través del desplazamiento continuo de una sonda dentro del pozo. Las propiedades medidas son resistividad eléctrica, potencial electroquímico natural, tiempo de tránsito de ondas mecánicas, radioactividad, etc.

*Perfil caliper.* Es aquel que proporciona la geometría del pozo mediante la medición de deformaciones en la pared del pozo a lo largo de la trayectoria.

*Perfil DT.* Perfil Sónico. Mide la diferencia en los campos de tránsito de una onda mecánica a través de las rocas.

*Perfil DTCO.* Es aquel perfil sónico que mide el tiempo de tránsito de una onda compresional.

*Perfil DTSM.* Es aquel perfil sónico que mide el tiempo de tránsito de una onda de cizalla.

*Perfil GR.* Perfil de rayos gamma. Detecta la radioactividad total de la formación geológica.

*Perfil ILD.* Perfil de inducción. Proporciona un valor aproximado de la resistividad, a través de la medición de campos eléctricos y magnéticos inducidos en las rocas.

*Perfil NPHI.* Perfil Neutrón. Son utilizados para estimaciones de porosidad, litología y detección de hidrocarburos ligero o gas.

*Perfil RHOB.* Perfil de densidad. Detecta los rayos gama reflejados por los electrones orbitales de los elementos componentes de las rocas.

*Perfil SP.* Perfil de potencial eléctrico. Mide a diferencia de potencial entre dos electrodos, uno en la superficie, el otro dentro del pozo.

*Perfil VINT.* Perfil de velocidad de intervalo obtenido del procesamiento sísmico de datos. Es un dato de entrada para la elaboración de MEM en pozos futuros.

*Petrofísica.* Se refiere a la determinación de algunas propiedades de la roca (como porosidad total y efectiva, volumen de arcilla, permeabilidad, etc.) basadas en la interpretación de registros geofísicos.

*PFP.* Preferred Fracture Plane. Plano de fractura preferente, el cual se presenta en la dirección del esfuerzo horizontal máximo.

*Poroelasticidad.* Se refiere a la forma en cómo la roca es afectada por la presión de los fluidos que contiene, y se representa por el coeficiente de Biot  $\alpha$ .

*Porosidad.* Es la relación de vacíos en la roca que pueden ser llenados por fluidos, tanto de origen primario, adquiridas durante el depósito según la forma, el acomodo y la variación de tamaño de los granos, como de origen secundario, como fracturas.

*Pozos de correlación.* Son aquellos pozos perforados en las cercanías del pozo de interés que presentan condiciones geológicas, litología y características similares. En algunos casos puede tomarse como pozo de correlación aquel que presente las similitudes ya mencionadas, pero que no se encuentre en la misma región.

*Pozo direccional.* Aquel pozo que es desviado de su trayectoria de la vertical con la finalidad de alcanzar el objetivo que no se encuentra directamente debajo de su locación en superficie.

*Pozo horizontal.* Es un caso particular del pozo direccional, el cual presenta un trecho que es perforado horizontalmente dentro de la formación productora, aumentando así el área drenada dentro del yacimiento.

*Pozos verticales.* Son aquellos pozos que tienen una inclinación máxima respecto a su vertical de 5°.

*Presión de poro.* Es la presión que actúa en los fluidos contenidos en los espacios porosos de la roca.

*Presión de fondo fluente.* Es la presión de explotación que se impone en un yacimiento durante la fase productiva de un pozo.

*Presión estática original.* Es aquella presión presente en cualquier punto del yacimiento cuando está en equilibrio, es decir, antes de que sus límites externos sean perforados.

*Régimen geológico.* Se refiere a la descripción de las condiciones de formación geológica en la región de interés con relación a la distribución de los esfuerzos principales.

*Registro LWD.* Logging Wellbore Drilling. Se refiere a los registros tomados en los pozos mientras se está perforando.

*Registro sintético.* Es aquella transformación que se aplica a un registro tomado directamente de pozo con la finalidad de sustituir información faltante de otro registro de interés.

*Resistividad.* Propiedad de la roca que permite o no el paso de una corriente eléctrica.

*Rumbo.* Orientación de un estrato específico respecto a la línea Norte-Sur.

*Sonda.* Se trata de un cilindro de metal que tienen en su parte interior circuitos electrónicos muy sofisticados que varían de acuerdo con la propiedad que miden, a las necesidades de investigación, condiciones y profundidad del pozo.

*Tortuosidad.* Es aquella característica que presentan los pozos cuando su trayectoria sufre de algunos desvíos importantes, debido a que la broca de perforación no está bien direccionada.

*TR.* Es el término con el que se denomina a las zapatas de cimentación de una tubería de revestimiento. Las TR's indican el final de una fase.

*Transferencia lateral.* Se trata de un mecanismo causante de sobrepresión en el que una formación que presenta

sobrepresión trasfiere parte del fluido que contiene a otra formación adyacente, aumentando con ello la presión de poro de la segunda formación.

*Tren o Trend.* Se refiere a una línea de tendencia de alguna propiedad de la roca.

*TSTR.* Traction Stress. Esfuerzo por tensión de la roca.

*TVD.* Total Vertical Depth. Se refiere a la profundidad vertical total desarrollada durante la perforación del pozo.

*TMD.* Total Measure Depth. Se refiere a la longitud total desarrollada durante la perforación del pozo. En pozos verticales, esta medida es igual a la profundidad total desarrollada, pero en pozos direccionales la longitud total es mayor que la vertical.

*UBI.* Ultrasonic Borehole Image. Registro de imagen ultrasónica de la pared del pozo, a lo largo de un trecho específico.

*UCS.* Unconfined Compressive Stress. Es el valor que representa la resistencia de una material a la compresión simple, es decir, cuando el esfuerzo confinante es nulo.

*Ventana operativa.* Se refiere a aquel rango seguro de variación de presiones ejercidas en el pozo donde se presenta la estabilidad e integridad de la roca durante la perforación. Generalmente es proporcionada en unidades equivalentes a la densidad del lodo de perforación.

*Yacimiento.* Aquella formación geológica que donde se encuentra almacenado el hidrocarburo que se desea extraer.

---

## Referencias y Bibliografía

---

### APUNTES:

Lougou Duarte, A.P. "**Apuntes de Mecánica de Rocas**" (apuntes no publicados).

Lougou Duarte, A.P. "**Apuntes de Geopresiones**" (apuntes no publicados).

Lougou Duarte, A.P. "**Apuntes de Arenamiento en Pozos Petroleros**" (apuntes no publicados).

Deméneghi A. Puebla M., Sanginés H. "**Apuntes de Mecánica de Suelos**". Facultad de Ingeniería, UNAM.

### LIBROS:

Barberii, Efraín E. "**El pozo ilustrado**". 4ta. Edición, Edit. Lagoven, Caracas:1998

Gonzales de Vallejo L.I., Ferrer M. "**Ingeniería Geológica**". Ed. Prentice-Hall. Madrid: 2002.

Thomas, José Eduardo. "**Fundamentos de engenharia de petróleo**". Ed. Interciência. Río de Janeiro: 2001.

### ARTÍCULOS:

Akok, Alexander, Andersen. "**Practical Approaches to Sand Management**". Serie: Oilfield Review. Schlumberger: 2004.

Addis, Boulter, Roca-Ramisa. "**The Quest for Borehole Stability in the Cusiana Field, Colombia**". Serie: Oilfield Review. Schlumberger: 1993.

Bowers, G.L. "**Pore Pressure Estimation from Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms besides Undercompaction**". Exxon Production Research Co.: 1995.

- Britt, Smith. **"Rotary Sidewall Cores - A Cost Effective Means of Determining Young's Modulus"**. SPE 90861: 2004.
- Chang, Zoback, Khaksar. **"Empirical Relations between Rock Strength and Physical Properties in Sedimentary Rocks"**, Journal of Petroleum Science and Engineering 51: 2006.
- Cook, Frederiksen, Green. **"Las rocas importan: Realidades de la geomecánica"**. Serie: Oilfield Review. Schlumberger: 2007.
- Eaton, B.A. **"The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs"**. SPE 5544, Eaton Industries of Houston: 1975.
- Fahimifar, A., Soroush, H. **"Evaluation of some physical and mechanical properties of rocks using ultrasonic pulse technique and presenting equations between dynamic and static elastic constants"**. ISRM 2003–Technology roadmap for rock mechanics, South African Institute of Mining and Metallurgy: 2003.
- Folke, Engelmark. **"Improved Pore-Pressure Prediction and Mechanical Earth Model Estimation through Binay Decomposition of Seismic Inversion Data in Subresolution Clastic Sequences"**. SPE 90925, WesternGeco: 2004.
- Gardner, Gardner, Gregory. **"Formation Velocity and Density – The Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps"**. Geophysics, Vol 39, No. 6. 1974, Pag. 770-780.
- Gradstein F.M., Ogg J.G.. **"Geologic Time Scale 2004 - Why, How, and Where Next!"**. 2004.
- Husen, Brown, Delgado. **"Watching Rocks Change-Mechanical Earth Modeling"**. Serie: Oilfield Review. Schlumberger: 2003.
- Kulkarni, Sayers, Meyer. **"Pore-Pressure Estimation from Seismic Data"**.
- Lee, Alsup, Sahar. **"Calibration of Wireline Mechanical Properties using Whole Cores Laboratory Results"**.  
Fuente: [http://www.scaweb.org/assets/papers/1998\\_papers/SCA1998-02.pdf](http://www.scaweb.org/assets/papers/1998_papers/SCA1998-02.pdf)
- Lougon Duarte, Sampairo, Carvalho. **"Field Knowledge Management"**. IADC International Deepwater Drilling Conference & Exhibition. 2007.
- Marsden, Robert. **"An Introduction to Near-Wellbore Rock Mechanics"**. 1999.
- Morales, Marcinew. **"Fracturing of High-Permeability Formations: Mechanical Properties Correlations"**. Schlumberger Dowell: 1993.
- Oyler, Mark, Molinda. **"Correlation of Sonic Travel Time to the Uniaxial Compressive Strength of U.S. Coal Measure Rocks"**. NIOSH-Pittsburg Research Laboratory: 2006.  
Fuente: <http://www.cdc.gov/niosh/mining/pubs/pdfs/costt.pdf>

Plumb, Edwards, Pidcock. ***"The Mechanical Earth Model Concept and Its Application to High-Risk Well Construction Projects"***. IADC/SPE 59128: 2000.

Sayers, Boer, Nagy. ***"Pore Pressure in the Gulf of Mexico: Seeing ahead of the bit"***. World Oil. Schlumberger, Houston: 2005.

Thiercelin, Roegiers. ***"Formation Characterization: Rock Mechanics"***. Serie: Reservoir Stimulation, Capítulo 3. Schlumberger: 2000.

Zandong Sun, Brown. ***"Borehole Velocity-prediction Models and Estimation of Fluid Saturation Effects"***, 1991.

TESIS:

Higgins S. ***"Geomechanical Modeling as a Reservoir Characterization Tool at Rulison Field, Piceance Basin, Colorado"***. Colorado School of Mines: 2005.