



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**PROGRAMA DE MAESTRIA EN INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**

División de Estudios de Posgrado

**Desarrollo de yacimientos de compresibilidad anormal**

TESIS PROFESIONAL

Que para optar por el grado de

MAESTRO EN INGENIERIA

Presenta:

Giovanna Lina Ruiz González

Director de tesis

Dr. Sergio Berumen Campos

Maestría en Ingeniería en Exploración y Explotación de Recursos Naturales

Ciudad Universitaria, diciembre 2018



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

# AGRADECIMIENTO

A mis padres por haberme forjado como la persona que soy en la actualidad; muchos de mis logros se los debo a ustedes incluyendo este, me motivaron constantemente para alcanzar mis anhelos.

## **Gracias mami y † papi**

Tu apoyo ha sido fundamental, has estado conmigo incluso en los momentos más turbulentos. Este proyecto no fue fácil, pero estuviste motivándome y ayudándome hasta donde tus alcances lo permitían.

## **Te lo agradezco muchísimo amor te amo Héctor González.**

Ustedes son mi mano derecha, parte de mi familia, mi hermana, mi sobrino te amo Isaias gracias por existir, mis primos, mis tíos. Han estado ahí presentes siempre, y mucho más cuando les he necesitado.

## **Simplemente gracias**

Posiblemente en este momento no entiendas mis palabras, pero para cuando seas capaz, quiero que te des cuenta de lo que significas para mí. Eres la razón de que me levante cada día esforzarme por el presente y el mañana, eres mi principal motivación.

## **Muchas gracias Kali te amo mi niña**

Sin olvidar a mis amigos que me apoyaron, motivaron y enseñaron, gracias por el tiempo y paciencia que dieron para mi persona, Hugo Saucedo por tu enorme conocimiento, Erick Martinez por tu apoyo al final del camino que me debilita, Adolfo Calderon por ser mi amigo y al Sr. Héctor Salgado Castro por presionarme y confiar en mí.

# RESUMEN

El modelo estructural de un yacimiento está relacionado con los esfuerzos y deformación que determinan el tipo y orientaciones de la estructura que forma el yacimiento, se refiere en concreto a la definición de la estructura geológica (trampa), fallas, y límites que presenta el yacimiento. Poco se ha estudiado sobre el impacto que tiene la compresibilidad anormal debido a las complejidades geomecánicas-estructurales en el almacenamiento y recuperación de aceite durante el desarrollo de yacimientos. En el diseño del desarrollo de yacimientos el conocimiento de la variabilidad de la compresibilidad de la roca es de gran relevancia para optimizar la recuperación de aceite.

En este trabajo se describe una metodología, que permite obtener los parámetros principales de Geomecánica: Relación de Poisson, Módulo de Young, Módulo de cizalla y Módulo volumétrico, con los cuales se obtiene una pseudo propiedad representativa de la compresibilidad del grano y compresibilidad volumétrica, asociada a Yacimientos Naturalmente Fracturados. La compresibilidad obtenida de esta metodología permite modelar esta variable a lo largo de modelos tridimensionales, y explorar el comportamiento de la producción y recuperación de los yacimientos.

## Contenido

Introducción.....	10
Objetivo general .....	12
Objetivos específicos .....	12
Contenido de la tesis.....	13
Capítulo I.....	14
Importancia de la compresibilidad en el diseño del desarrollo de los campos .....	14
1.1 Impacto en las reservas de hidrocarburos.....	14
1.2 Impacto en la producción .....	19
Capítulo II.....	23
Análisis del origen de la presión anormal.....	23
2.1 Fundamentos e implementaciones Geomecánica.....	30
2.2 Fundamentos de la deformación de la roca .....	42
Capítulo III.....	49
Pruebas especiales en núcleos en laboratorio (SCAL) .....	49
3.1 Pruebas de compactación de yacimientos .....	49
3.2 Pruebas de compresibilidad de poro .....	59
3.3 Pruebas de porosidad .....	62
3.4 Prueba geomecánicas en carbonatos .....	64
Capítulo IV.....	74
Aplicaciones en el Sureste de México .....	74
4.1 Análisis de la información.....	74
4.2 Información Sísmica .....	75
4.3 Información Geológica.....	78
4.4 Información Petrofísica.....	81
4.5 Análisis del comportamiento de producción .....	90
4.6 Estudio de pruebas de núcleo en el laboratorio .....	96
Capítulo V.....	103
Desarrollo de yacimientos de compresibilidad anormal .....	103
5.1 Importancia de la Geomecánica.....	104
5.2 Metodología para caracterizar la compresibilidad por medio de los registros geofísicos de pozo .....	105
5.3 Comparativo pruebas de laboratorio y método analítico por registros .....	124
Capítulo VI.....	126
Impacto de variable de la compresibilidad en YNF .....	126
6.1 Generación de modelo de simulación numérica.....	127
6.2 Casos y resultados del modelo de simulación.....	129
Conclusiones.....	136
Bibliografía .....	137

# Lista de Figuras

## Capítulo I

Figura 1.1 Esquema de compresibilidades para yacimientos clásicos.....	21
Figura 1.2 Compresibilidad vs Presión aplicada para arenas no consolidadas, arcilla tipo lutitas, areniscas y calizas.....	21

## Capítulo II

Figura 2.1 Presión de poro normal y anormal.....	24
Figura 2.2 Clasificación de las rocas sedimentarias .....	25
Figura 2.3 Esquema de minerales .....	27
Figura 2.4 Tipos de fallas.....	28
Figura 2.5 Curva de porosidad /esfuerzo de una roca mostrando las regiones: Elástica, Colapso de Poros y Compactada.....	31
Figura 2.6 Tensor de esfuerzos .....	36
Figura 2.7 Plano perpendicular al eje X.....	37
Figura 2.8 Plano perpendicular al eje Y.....	37
Figura 2.9 Plano perpendicular al eje Z.....	38
Figura 2.10 Tensor de esfuerzos en tres dimensiones.....	38
Figura 2.11 Mecanismos de Esfuerzos .....	39
Figura 2.12 Distribución de esfuerzos en una roca porosa (Schlumberger, 2005) .....	40
Figura 2.13 Esfuerzos in situ en el subsuelo.....	41
Figura 2.14 Esquema de esfuerzos regiones.....	42
Figura 2.15 Esquema de la Deformación de la roca.....	43
Figura 2.16 Deformación de corte .....	44
Figura 2.17 Presión de poro .....	45
Figura 2.18 Presión de poro y presión de fractura .....	48

## Capítulo III

Figura 3.1 Direcciones de los esfuerzos en el ensayo UCS.....	50
Figura 3.2 Resultados de laboratorio experimental de un núcleo, en efecto del esfuerzo durante la compactación uniaxial como función de la porosidad.....	56
Figura 3.3 Diagrama de Mohr .....	58
Figura 3.4 Estructura de porosidad .....	60
Figura 3.5 Condiciones de desequilibrio durante la cementación .....	66
Figura 3.6 Zonas de transición de presión (PTZ) .....	68
Figura 3.7 Zonas de transición de presión (PTZ) con intervalos de Carbonatos .....	69

## Capítulo IV

Figura 4.1 Modelo de velocidad.....	75
Figura 4.2 Sección sísmica en tiempo con dirección Sur-Norte del campo A .....	76
Figura 4.3 Distribución de paleoambientes del Jurásico Superior Kimmeridgiano .....	79
Figura 4.4 Estimación de litología predominante a partir de registros geofísicos.....	83
Figura 4.5 Calibración del modelo de permeabilidad a nivel Mesozoico .....	85
Figura 4.6 Estimación de saturación de agua para formaciones del Mesozoico .....	86
Figura 4.7 Clasificación de tipo de roca a partir de muestras de canal.....	88
Figura 4.8 Perfiles históricos de producción del Campo A.....	90
Figura 4.9 Comportamiento histórico de presión Campo A .....	91
Figura 4.10 Envoltorio de fases del PVT del pozo .....	92
Figura 4.11 Curvas de permeabilidad relativa y presiones capilares.....	93
Figura 4.12 Comportamiento de corte de agua y salinidad de 2 pozos tipo del campo A .....	94
Figura 4.13 Comportamiento de PPP de un pozo del campo A .....	95
Figura 4.14 Ubicación de los núcleos 3 y 4 del pozo en relación con el registro de Rayos Gamma .	97
Figura 4.15 Fragmento del núcleo 4.....	97

## Capítulo V

Figura 5.1 Registro del pozo A.....	109
Figura 5.2 Modelado 3D de propiedades.....	110
Figura 5.3 Resistividad (RT) & sónico compresional (DTCO).....	115
Figura 5.4 Densidad (RHOB) & sónico compresional (DTCO).....	116
Figura 5.5 Porosidad de neutrones (NPHI) & sónico compresional (DTCO) .....	117
Figura 5.6 Sónico de cizalladura (DTSM) & sónico compresional (DTCO).....	117
Figura 5.7 Profundidad & Módulo de Young, calibración con núcleo.....	118
Figura 5.8 Profundidad & Módulo de Poisson, calibración con núcleo .....	118
Figura 5.9 Profundidad & Sónico compresional, línea de tendencia de Eaton.....	119
Figura 5.10 Perfil completo de propiedades elásticas (módulo Young, relación de Poisson) y resistencia de la roca (resistencia a la compresión, tensión y ángulo de fricción) .....	120
Figura 5.11 Profundidad (metros) & Compresibilidad Volumétrica .....	121
Figura 5.12 Profundidad (metros) & Compresibilidad del grano .....	121
Figura 5.13 Módulo de Young & Porosidad .....	122
Figura 5.14 Porosidad & Compresibilidad Volumétrica .....	123
Figura 5.15 Calibración de resultados por Laboratorio y Registros .....	125

## Capítulo VI

Figura 6.1 Modelo de simulación, caso empírico.....	128
Figura 6.2 Resultados de la metodología propuesta (compresibilidad vs porosidad) .....	129
Figura 6.3 Ajuste de historia de producción y predicción.....	130
Figura 6.4 Presión del modelo de simulación numérica .....	131
Figura 6.5 Comportamiento del agua del pozo B.....	133
Figura 6.6 Comportamiento del volumen original con diferentes compresibilidades .....	133
Figura 6.7 Respuesta de los resultados de la metodología con el modelo de simulación.....	134
Figura 6.8 Respuesta de los resultados del volumen original con el modelo de simulación.....	135
Figura 6.9 Secuencia del proceso de la metodología.....	135



## Tablas

### Capítulo III

Tabla 3.1 Promedio de las compresibilidad de la formación .....	61
---	----

### Capítulo IV

Tabla 4.1 Resultados de Pruebas Triaxiales .....	102
--	-----

### Capítulo V

Tabla 5.1 Resumen de registros .....	107
--------------------------------------	-----

### Capítulo VI

Tabla 6.1 Casos de corridas del modelo de simulación .....	130
Tabla 6.2 Resultados del comportamiento de la $\Delta P$ .....	132

## Nomenclatura

$a$  = Factor de tortuosidad

$A$  = Área

$B_o$  = Factor de volumen del aceite  $\left[ \frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$

$C_u$  = Compresibilidad, bajo tensión uniaxial 1/MPa, Lt<sup>2</sup>/m

$C_f$  = Compresibilidad de la formación

$C_{bSta}$  = Compresibilidad Volumétrica

$C_{gSta}$  = Compresibilidad del grano

$d$  = Profundidad del yacimiento (m)

$e$  = Esfuerzo efectivo

$E$  = Módulo de Young

$E_{Dyn}$  = Módulo de Young dinámico

$E_{Sta}$  = Módulo de Young estático

$\varepsilon$  = Deformación

$F$  = Fuerza

$FANG$  = Ángulo de fricción

$G_{Dyn}$  = Módulo de Cizalla dinámico

$G_{Sta}$  = Módulo de Cizalla estático

$H$  = Horizontal

$h$  = Espesor neto productor [ $pie$ ]

$IP$  = Índice de productividad

$K$  = Cambio de tensión horizontal al cambio de tensión vertical efectiva

$K_a$  = Permeabilidad absoluta [ $mD$ ]

$K_{ro}$  = Permeabilidad relativa al aceite [Adimensional]

$k$  = Permeabilidad (md)

$K_{Dyn}$  = Módulo Volumétrico dinámico

$K_{Sta}$  = Módulo Volumétrico estático

$K_{gSta}$  = Módulo de grano estático

$K_b$  = Modulo de compresión, GPa, m/Lt<sup>2</sup>

$m$  = Exponente de cementación

$p$  = Densidad ( $\text{kg/m}^3$ ,  $\text{m/L}^3$ )

$P$  = Presión de poro

$PHIT$  = Porosidad total

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo con daño  $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$

$P_{ws}$  = Presión estática del yacimiento  $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$

$P_{wf}'$  = Presión de fondo fluyendo sin daño  $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$

$r$  = radio del yacimiento (m)

$r_e$  = Radio de drene del pozo [ $pie$ ]

$r_w$  = Radio del pozo [ $pie$ ]

$R_t$  = Resistividad de la formación

$R_w$  = Resistividad del agua de formación

$S_w$  = Saturación de agua

$TSTR$  = Resistencia a la Tensión

$UCS$  = Resistencia a la compresión

$V$  = Vertical

$\nu$  = Poisson

$V_{sh}$  = Volumen de arcilla

$V_p$  = Volumen de poros

$\nu_{Dyn}$  = Relación de Poisson dinámico

$\nu_{Sta}$  = Relación de Poisson estático

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite [ $cp$ ]

$\sigma$  = Esfuerzo (MPa,  $\text{m/Lt}^2$ )

$\gamma$  = Cambio en el esfuerzo horizontal total a cambio en la presión de poro

$\gamma_u$  = Cambio en el esfuerzo horizontal total al cambio en la presión de poro

$\psi$  = Ángulo de fricción de falla, grados

$\tau$  = Esfuerzo de corte

$\emptyset$  = Porosidad

$\alpha$  = Coeficiente Biot

# Introducción

La importancia de la reposición y aumento en la producción de hidrocarburos hoy en día se ha vuelto más relevante en México, debido a la gran demanda que existe por el aceite, gas y productos derivados de los hidrocarburos.

Las dificultades para la extracción del petróleo, ha llevado a la industria a desarrollar e innovar tecnología que permita optimizar el factor de recuperación. Un parámetro de gran relevancia para mejorar el diseño de los planes de desarrollo de yacimientos es la compresibilidad, el cual en casos de presión anormalmente alta se vuelve aún de mayor interés.

En este trabajo se exponen los aspectos importantes acerca de los principios fundamentales de propiedades de la roca y fluidos. La declinación de la presión y movimiento de los fluidos durante la producción de un yacimiento petrolero, conducen a cambios volumétricos en las rocas debido al incremento de los esfuerzos efectivos. En el caso de yacimientos sobre presurizados las propiedades geomecánicas tienen un impacto a la estimación de reservas. La compresibilidad de la roca determina en buena proporción la fracción de aceite a ser recuperada y, en consecuencia, las reservas. Esto explica la dependencia mutua que existe entre la presión, difusión del fluido y la deformación de la roca.

La presión de sobrecarga no es constante y depende de factores como la profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación, tiempo geológico, entre otros.

La presión en el espacio poroso de la roca, normalmente es menor a la presión de sobrecarga. La diferencia de presión entre la presión de sobrecarga y la presión interna de poro es referida como la presión de sobrecarga efectiva. Durante la explotación la extracción de masa a través de las operaciones de producción

ocasiona la reducción de presión, excepto en yacimientos con acuíferos activos, la presión interna del poro decrece, por lo que la presión de sobrecarga efectiva aumenta.

Este incremento en la presión de sobrecarga, básicamente origina los siguientes efectos:

- Reducción del volumen de la roca.
- Aumento del volumen de los granos.

La compresibilidad generalmente decrece con incrementos en la porosidad y en la presión de sobrecarga efectiva. La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) en un intervalo de presión dado y a una temperatura fija, se define como el cambio de volumen por unidad de volumen inicial causado por una diferencia de presión.

## **Objetivo general**

Desarrollar una metodología para Yacimientos de Compresibilidad anormal que permita determinar valores de compresibilidad en Yacimientos Naturalmente Fracturados a partir de registros geofísicos por medio de la Geomecánica, como una medida alternativa al no disponer de información de núcleos y pruebas de laboratorio dada la complejidad de adquirir dicha información. Un beneficio inmediato de esta metodología es que permite reducir la incertidumbre en el cálculo del volumen original de hidrocarburos por efectos de la compresibilidad.

## **Objetivos específicos**

1. Revisión de la literatura relacionada con la Presión anormal, la Geomecánica y Pruebas experimentales de laboratorio en Yacimientos Naturalmente Fracturados.
2. Metodología de caracterización Geomecánica por medio de registros geofísicos es el perfil completo que ayuda a conocer las propiedades mecánicas de la roca consisten en propiedades elásticas y parámetros de resistencia aplicable a un caso de estudio en el Sureste de México.
3. Desarrollar un modelo de simulación numérica con las características del yacimiento de caso de estudio de un campo del Sureste de México
4. Validar y verificar los resultados de la metodología con la información disponible del caso de estudio de un campo del Sureste de México.

## Contenido de la tesis

En el capítulo 1 describen la importancia de la Compresibilidad en el diseño de los campos, así como el impacto de la reserva de Hidrocarburos y la producción.

El capítulo 2 describe el origen de la presión anormal, así como los fundamentos de Geología Estructural e implementación de la Geomecánica y la deformación de la roca.

En el capítulo 3 se presenta las pruebas experimentales especiales de núcleos en laboratorios para Yacimientos Naturalmente Fracturados, así como las pruebas de compactación de yacimientos, compresibilidad de Poro, pruebas de porosidad en carbonatos.

El capítulo 4 describe antecedente de un campo en el Sureste de México, información sísmica, geológica, petrofísica, comportamiento de producción y su estudio de laboratorio de pruebas de núcleos.

En el capítulo 5 se presenta la importancia de la Geomecánica y la Metodología para determinar la compresibilidad por medio de los registros geofísicos, así como su comparativos entre la Metodología y los resultados de laboratorio en el campo del Sureste de México.

En el capítulo 6 se válida y verifica los resultados de la Metodología con un modelo de Simulación Numérica y comprobar el impacto en el volumen original de hidrocarburos.

# Capítulo I.

## Importancia de la compresibilidad en el diseño del desarrollo de los campos

La compresibilidad (C), es una propiedad que presenta los cuerpos materiales de disminuir su volumen cuando se aumenta la presión ejercida sobre ellos, es decir, es el cambio del volumen original debido a la variación de la presión, y es mucho mayor en los gases que en los líquidos y sólidos.

La compresibilidad de la roca y los fluidos es considerada un mecanismo de expulsión de hidrocarburos muy importante, en especial si se trata de un yacimiento sobresaturado (con presión superior a la de burbuja). Esto se debe a que al comenzar la producción del yacimiento y manifestarse la caída de la presión tanto la roca como los fluidos se expanden. Por un lado, la expansión de la roca provoca una disminución del volumen agregado de poros interconectados, y por el otro la expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción de fluidos, la cual fue causada por la caída de la presión. Ambos efectos concurren en la misma dirección, es decir expulsan fluidos del volumen de poros interconectados.

	<b>1.1 Impacto en las reservas de hidrocarburos</b>
--	---

Las reservas se definen como aquel volumen de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente. En consecuencia, el concepto de reservas constituye tan sólo la parte recuperable y de explotación de los recursos petroleros en un tiempo determinado.



Por tanto, es importante aclarar que algunas de las partes no recuperables del volumen original de hidrocarburos pueden ser consideradas como reservas, dependiendo de las condiciones económicas, tecnológicas, o de otra índole, que lleguen a convertirlas en volúmenes recuperables.

Las reservas probadas, o reservas 1P se definen como el volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica.

Dentro de las reservas probadas existen dos tipos: 1) las desarrolladas, aquellas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes con la infraestructura actual y con costos moderados de inversión; y 2) las no desarrolladas, que se definen como el volumen que se espera producir con infraestructura y en pozos futuros.

Ahora bien, dentro de las reservas no probadas existen también dos tipos: 1) las reservas probables y 2) las reservas posibles.

Las primeras se constituyen por aquellos volúmenes de hidrocarburos, cuyo análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables. Se emplean métodos probabilísticos para su evaluación de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más las probables. Las reservas 2P, son constituidas por la suma de las reservas probadas más las probables.

Las segundas, también se caracterizan con métodos probabilísticos para su evaluación quedando, la suma de las reservas probadas, probables más las posibles con un margen de al menos 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. Consiguientemente, las reservas 3P se calculan a partir de la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles.

En la actualidad, existen diversos métodos para cuantificar las reservas de hidrocarburos contenidas en un yacimiento, debido a la cantidad de recursos económicos disponibles, así como de la información y fase de desarrollo que se tenga del campo, se considerará el método más adecuado

Entre los métodos más comunes se encuentran:

1. Métodos Volumétricos.
2. Ecuación de Balance de Materia.
3. Método por Declinación.
4. Simulación numérica

## **Métodos volumétricos**

Cuando se encuentra un yacimiento nuevo, los métodos volumétricos son de gran ayuda por la poca cantidad de datos requerida para realizar el cálculo de la reserva de hidrocarburos, sin embargo, el método, posteriormente tiene que ser concluido con la mayor información de datos que serán obtenidos durante el desarrollo del campo.

Una de las partes más importantes para estos métodos es el fijar los límites físicos y convencionales. En los límites físicos se toman en cuenta condiciones que rodean al yacimiento como, fallas, discordancias y condiciones que afectan la disminución en la permeabilidad, saturación, contactos agua-aceite, y gas-agua, para los límites convencionales se toma en cuenta normas y criterios del cálculo de reservas de la región en cuestión.

## **Balance de materia**

El balance de materia es una alternativa para la estimación de la reserva original del yacimiento. La ecuación de balance de materia es una derivación del principio de conservación de masa.

[masa de hidrocarburos original] - [masa de hidrocarburos producida] = [masa de hidrocarburos remanente]

En 1941, Schilthuis presenta una forma general de la ecuación de balance de materia derivada de un balance volumétrico basado en el supuesto de que el remanente en el yacimiento se mantiene constante o que los cambios que suceden son predecibles como función del cambio de presión del yacimiento. Así cómo es posible incluir los efectos producidos por la invasión de agua, cambios en las fases de los fluidos o cambios en el volumen causados por las expansiones de la roca y del agua.

A diferencia de los métodos volumétricos, los cuales pueden ser utilizados al principio de la vida del yacimiento, el balance de materia no puede ser aplicado hasta después del desarrollo y puestos en producción del campo. Sin embargo, la ventaja del balance de materia es que estima únicamente los volúmenes de gas que están en comunicación con la presión y que puede ser en última instancia, recuperada por los pozos productores.

## **Método de declinación**

La base del análisis de las curvas de declinación es el ajuste de los históricos de producción con un modelo, asumiendo que la producción futura sigue una tendencia, se puede usar el modelo para estimar el volumen de gas original y predecir las reservas de gas a una presión de abandono o índice económico de producción.

El método de curva de declinación es aplicable a pozos individuales o a todo el campo y ofrecen una alternativa a los métodos de balance de materia y volumétrico para la estimación de la reserva de aceite. La aplicación de las técnicas de análisis de curva de declinación para yacimientos de aceite es más apropiada cuando los métodos volumétricos y balance de materia no son exactos o cuando los datos no están disponibles para la simulación del yacimiento.

## Simulación numérica

El modelo dinámico del yacimiento permitirá simular el flujo de fluidos y la caída de presión a lo largo del yacimiento. Una vez terminada la fase de construcción del modelo estático, se procede a la elaboración del modelo dinámico: la integración de datos sísmicos, registros de pozos, datos PVT y los resultados de las pruebas de variación de presión y producción. La evaluación de diferentes escenarios de explotación se realiza mediante un simulador de yacimientos para definir un plan óptimo de producción del yacimiento.

Una vez construido el modelo del yacimiento, se procede a evaluar los diferentes escenarios. El primer caso es predecir el esquema actual o caso base. Con la finalidad de mejorar el esquema de explotación, se debe realizar un estudio de sensibilidades al caso base, variando condiciones de producción, perforando pozos adicionales, y evaluando la factibilidad de implementar otros procesos de recuperación con la finalidad de aumentar el factor de recuperación.

El simulador está dividido en 3 etapas principales:

- Inicialización: su principal objetivo es el cálculo del OOIP.
- Ajuste Histórico: su principal resultado es una descripción y/o el ajuste histórico de presión-producción, y una descripción dinámica confiable del yacimiento.
- Predicciones: permite obtener los mejores escenarios de explotación.

Existen diferentes tipos de simuladores especializados en áreas específicas, los más comunes son:

- Aceite Negro
- Composicional
- Térmico

### Compresibilidad

La compresibilidad de la roca relaciona los cambios de volumen y esfuerzo aplicado, es controlada directamente por las propiedades elásticas. Esta propiedad tiene un impacto en la producción de los pozos, y debe ser calculada cuidadosamente. Existen muchas formas de expresar la compresibilidad de un medio poroso, pero comúnmente se utilizan dos. La compresibilidad de volumen poroso  $C_{pv}$ , es una medida del cambio de volumen poroso causado por un cambio en el esfuerzo aplicado y la compresibilidad volumétrica  $C_{bv}$ , es una medida del cambio del volumen aparente debido a un cambio en el esfuerzo aplicado. El valor de la compresibilidad depende de la composición de la roca y de la historia de sedimentación y puede variar con la composición cambiante del fluido intersticial.

Es de esperarse que una roca que se compone de una matriz más rígida deberá tener una compresibilidad menor, que una roca que se compone de un material débil. Los parámetros que se utilizan para determinar si un material elástico puede resistir la deformación o no, son las propiedades elásticas, tales como el módulo de Young, módulo de cizalla y módulo volumétrico.

Anticipar la importancia de la compresibilidad en la productividad del pozo es un elemento clave en el diseño del desarrollo para la producción óptima de un yacimiento.

## Compresibilidad de la formación

Se puede definir como compresibilidad de la formación al cambio de volumen de poros, con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen de poros. La presión de sobrecarga tiende a comprimir el yacimiento. Esta balanceada por la resistencia de la roca y la presión de los fluidos en el espacio poroso.

La compresibilidad de la formación ha sido reconocida como un importante factor que influye en el comportamiento de yacimientos sobrepresurizados de aceite y gas. La compresibilidad es el parámetro que cuantifica la relación entre la presión externa sobre un cuerpo y el cambio en su volumen. Un material no poroso tiene una sola compresibilidad (C) definida por Collins (1961) como:

$$C_f = -\frac{1}{V_p} \frac{\delta V_p}{\delta P} \quad (1.1)$$

Donde:

$C_f$  = Compresibilidad de la formación

$V_p$  = Volumen de poros

Si la deformación volumétrica  $d\varepsilon = C dp$  (cambio de la compresibilidad con la presión) y el volumen del yacimiento se mantiene constante, el mismo efecto puede ser logrado por la contracción adicional de los fluidos contenidos en el medio poroso.

Muchos investigadores han presentado datos de compresibilidad sobre rocas consolidadas, sedimentos no consolidados, varios materiales arcillosos. Estos datos relacionan a compresibilidad con respecto a su porosidad o presión aplicada. En la Figura 1.1, se aprecia el efecto de la compresibilidad sobre diferentes tipos de roca: consolidada y sedimentos no consolidada para yacimientos clásticos.

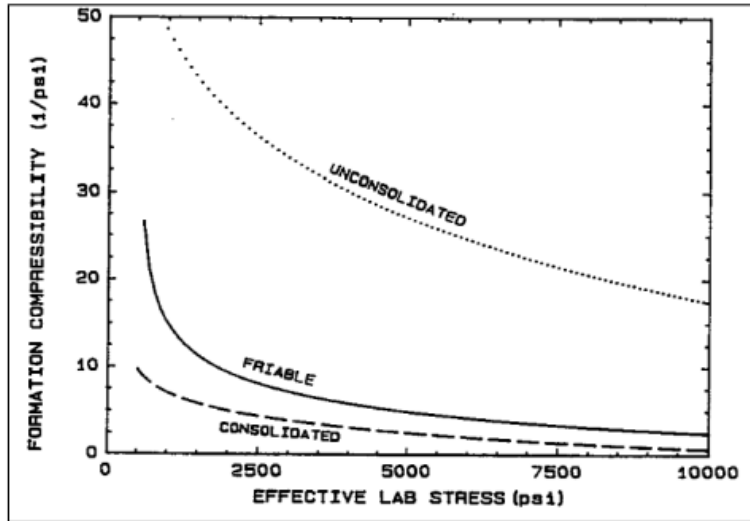


Figura 1.1 Esquema de compresibilidades para yacimientos clásticos

Fuente: D.P Yale, G.W. Nabor, and J.A. Ruseell, Mobil R&D Corp., and H.D, Pham and Mohamed Yousef, Mobil E&P U.S. Inc, "Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis.

Algunos datos sobre compresibilidad de roca consolidadas y sedimentos no consolidados han sido presentados por Fatt (1958), Van der Knaap y Van der Vlis (1967), Sawabini (1971), Zimmerman en (1986) y otros. Una comparación de las relaciones entre compresibilidades y la presión aplicada para arenas no consolidadas, arcilla, lutitas, areniscas y calizas se presentan en la Figura 1.2

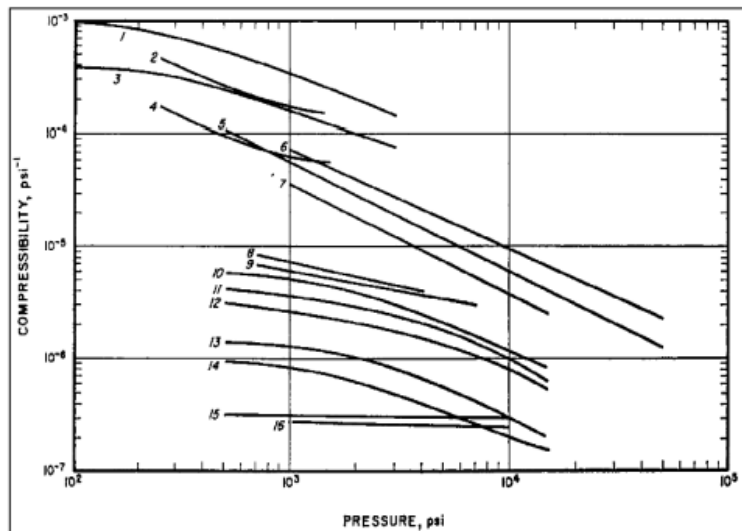


Figura 1.2 Compresibilidad vs Presión aplicada para arenas no consolidadas, arcilla tipo lutitas, areniscas y calizas

De acuerdo con Rudy (1981), la compresibilidad tiene un comportamiento muy variable, este depende de dos mecanismos.

El primero involucra el desplazamiento y rotación de los granos; las arenas débiles típicamente son jóvenes y tienen un proceso de sedimentación y compactación bajo, además un bajo esfuerzo inicial. La morfología de estas arenas tiende a ser dominante por el contacto grano a grano, estos factores conducen a un significativo aumento en la compresibilidad por el deslizamiento y rotación de los granos.

El segundo proceso es la mineralogía, que desde un punto de vista mecánico se puede considerar en dos sistemas de componentes.

- El primer componente consiste predominante de minerales duros tales como cuarzo, feldspatos y otros minerales.
- El segundo componente son los minerales relativamente débiles, materiales dúctiles tales como arcilla y fragmentos de roca, que típicamente son alrededor de 30 a 40 veces más débil que los cuarzos.



## Capítulo II.

### Análisis del origen de la presión anormal

La variación normal de la presión de poro con la profundidad esta referenciada con la presión que ejerce un medio poroso saturado con agua. Un modelo de Geomecánica es aquel representa cuando la presión en el medio poroso es menor o mayor a la presión normal, se sospecha que existen fenómenos geológicos-dinámicos, o geomecánicos, que alteran la variación normal.

La importancia de este fenómeno en la ingeniería de yacimientos, radica en el conocimiento de las reservas, del comportamiento de la producción de los yacimientos. Adicionalmente, el conocimiento de este fenómeno puede mejorar el diseño de la construcción de pozos, y la estimulación de yacimientos, generalmente la presión anormal esa asociada al comportamiento de la deformación en las formaciones en el subsuelo. Este fenómeno es mejor entendido si se asocian disciplinas de geología, geofísica, sísmica y geomecánico.

La aplicación de la geomecánica, que integra muchas de estas disciplinas, es de gran utilidad para explicar o entender el fenómeno de la presión anormal. Algunos otros problemas en el diseño del desarrollo de yacimientos de presión anormal, son la estabilidad del agujero durante la perforación, subsidencia, colapso de la formación, derrumbes, compresibilidad de la formación y reactivación de fallas

La presión de poro puede dividirse normal, anormal y subnormal, dependiendo como se desarrollan a partir de una tendencia o gradiente normal. La presión de poros normal ( $P_p$ ) es cuando la roca ejerce una presión igual a la columna hidrostática de fluido contenido en los poros de la misma.

En la figura 2.1 muestra una gráfica de presión versus profundidad donde se muestra gradientes de presión encontrados en el subsuelo. La presión de poros

anormal ( $P_{pa}$ ) se encuentra en zonas donde se ejerce una presión mayor a la hidrostática. Se caracteriza por el movimiento restringido de los fluidos en los poros, es decir no hay drenaje. Teóricamente las presiones anormales pueden llegar a ser iguales a la sobrecarga ( $S_v$ ). Las sobrepresiones por lo general ocurren en áreas de rápida depositación y en zonas afectadas por eventos tales como intrusión de domos salinos y fallamiento.

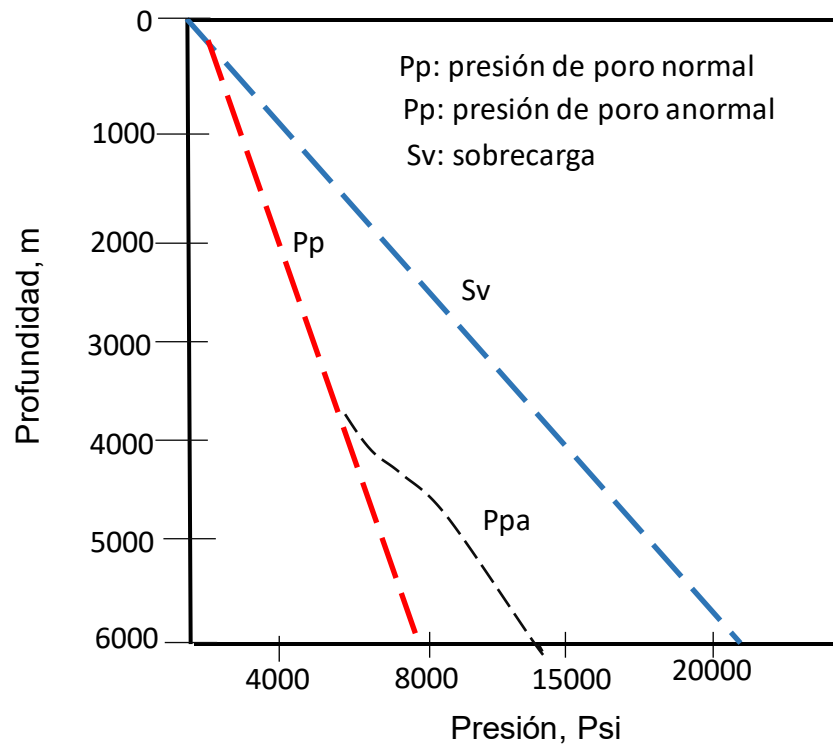


Figura 2.1 Presión de poro normal y anormal

La geología estructural proporciona elementos importantes para entender la presión anormal. Las rocas se deforman de manera diferente como se muestra en la figura 2.2, depende de su composición química-mineralógica, del ambiente y del ritmo al cual se aplique el esfuerzo.

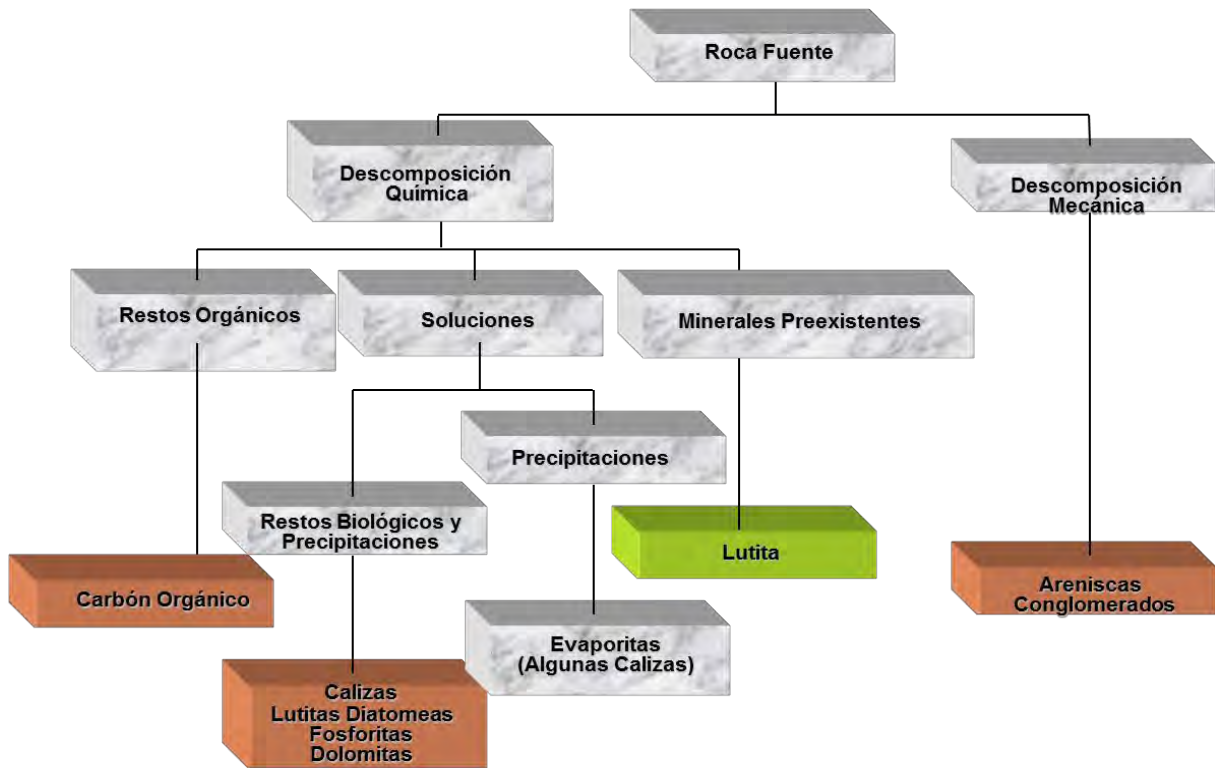


Figura 2.2 Clasificación de las rocas sedimentarias

La deformación de un cuerpo puede ser elástica y residuales.

- Deformación elástica: Es la que adquiere un cuerpo solido que al dejar de obrar los efectos físicos recupera su forma original.
- Deformaciones residuales: Se encuentran comúnmente en la corteza terrestre pueden ser plásticas o frágiles.

La deformación de las rocas puede denominarse según el origen de los esfuerzos o forma de aplicación de las cargas. Estos orígenes pueden ser de tipo tectónico o diagenético.

## **Deformación de origen tectónico**

Cuando las deformaciones ocurren debido a esfuerzos tectónicos, estos causan modificaciones en las presiones del fluido y en la distribución de las masas. Esto quiere decir que la tectónica podría crear presiones anormales. Según Mitchel y Mouchett (1989), el efecto inmediato de la actividad tectónica es modificar las fuerzas y las direcciones del campo de esfuerzos. Por lo tanto, los sedimentos no solo son sujetos al esfuerzo de sobrecarga de su propio peso, sino también al esfuerzo tectónico.

## **Deformación de origen diagenético**

Es la alteración física/química de los sedimentos y su composición mineral, posterior al depósito por procesos geológicos. Se cree que las lutitas y los carbonatos sufren cambios en su estructura cristalina que contribuyen a la generación de presiones anormales.

Los esfuerzos en el subsuelo originan discontinuidades y fracturamiento masivo, que muchas veces sirven de canales de migración. Las fallas son una discontinuidad que se forma en las rocas, cuando las fuerzas tectónicas superan la resistencia de las rocas. El movimiento causante de la discordancia puede tener diversas direcciones como vertical, horizontal o una combinación de ellas. La alta presión de poros causado por las fallas es porque impide la expulsión de agua de los poros de los sedimentos arcillosos durante la compactación y diagénesis. (E.C. Donaldson y G.V. Chilingar). Las presiones anormales podrían haber facilitado el deslizamiento de los sedimentos en el borde de la plataforma continental. (Dickey, 1968).

En la figura 2.3 se muestra el proceso de diagénesis incluye la formación de nuevos minerales como redistribución y recristalización de las sustancias en sedimentos y mitificación. (G.V. Chilingar, V.A. Serebryakov) 1968.

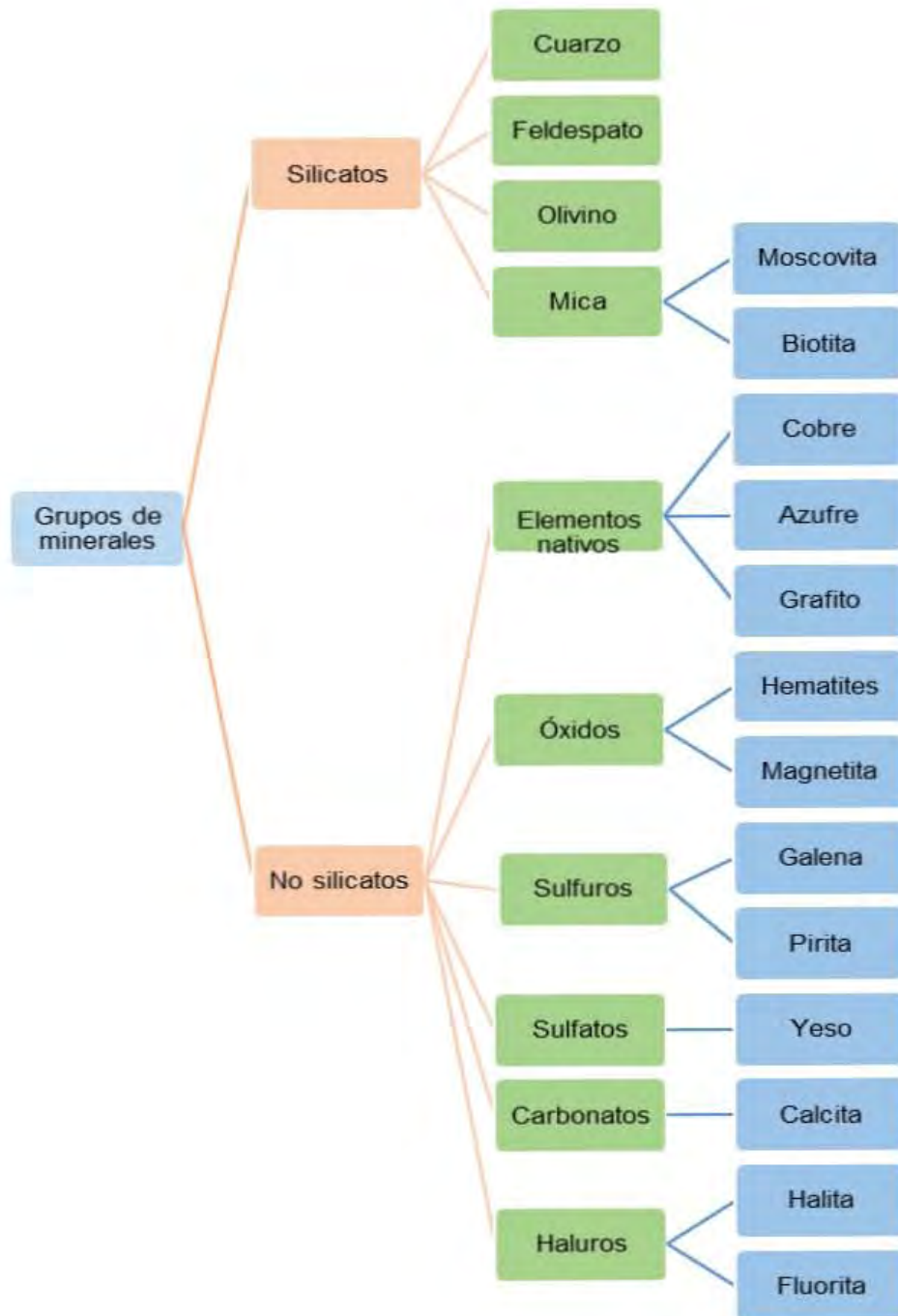


Figura 2.3 Esquema de minerales

En la Figura 2.4, muestra los tres tipos de fallas, Anderson explica estos sistemas de la tierra, la falla normal sucede cuando el esfuerzo vertical es el principal esfuerzo inducido, la falla inversa sucede cuando el esfuerzo vertical es el menor de todos y la falla lateral es cuando la magnitud del esfuerzo vertical es el esfuerzo intermedio inducido.



*Figura 2.4 Tipos de fallas*

Otro efecto de importancia para explicar el origen de la presión anormal es el efecto centroide. El concepto fue introducido y discutido por Traugott en 1997. Yardley y Swarbick, 2000, refirieron a este fenómeno como la transferencia lateral de presión. El método asume que la presión de poros de las arcillas y la presión de poros de las arenas son iguales en un punto hipotético de una estructura.

Según Bowers (2002), el concepto de Centroide es el que enfatiza la diferencia entre las presiones de poro de las arenas y lutitas. La mayoría de los métodos de predicción de presión de poros enfatiza las propiedades de las lutitas como las velocidades sónicas y resistividades, pero no dirigen este desajuste entre las presiones de poros de las lutitas y las arenas. Este concepto afirma que la sobrepresión de las arenas proviene de un mecanismo de transferencia vertical y lateral de presiones.

## **Efecto ósmosis**

La presión anormal por osmosis ocurre cuando dos soluciones iónicas, son separadas por una membrana de arcilla semipermeable y el solvente de la solución de menor concentración tiende a pasar a la solución de mayor concentración, (Ferlt, 1976).

En las lutitas, la ósmosis es el proceso por medio del cual el agua puede migrar a través de los poros entre dos puntos de diferentes actividades, mientras que los iones hidratados no pueden o están substancialmente impedidos (FAM, 1998).

En 1965, Hanshaw y Zen sugirieron que la osmosis podría contribuir al desarrollo de la presión de anormal en ambientes cerrados.

Según Moutchet J.P. y Mitchell A. en 1989 concluyeron que la capacidad del osmosis para generar presión anormal es limitada a casos como un brusco contraste de salinidad.

Diferentes publicaciones proponen que la presión osmótica puede ser generada por iones de aguas más salinas y menos salinas. Existen procedimientos que muestran que la presión osmótica puede generar sobrepresiones. Por ejemplo; los excesos de presión pueden ser del orden de 1500 psi con una salinidad diferente de 100,000 ppm, NaCl entre dos formaciones. Sin embargo, no son suficientemente altas para producir gradientes alrededor de 0.6 psi/ft, que son comunes en formaciones sobrepresionadas. De esta manera se infiere que la presión osmótica no contribuye grandemente a la generación de niveles altos de sobrepresión (Poston & Berg, 1997).



## 2.1 Fundamentos e implementaciones Geomecánica

La Geomecánica es una ciencia que estudia la respuesta mecánica de las rocas, ante cambios del entorno físico entre los que se encuentran los esfuerzos, las presiones y la temperatura de un campo petrolero. Esta ciencia nos ayuda a comprender los diversos problemas asociados con la deformación de las rocas por producción de fluidos, la compactación y fracturamiento natural y/o artificial.

La Geomecánica tiene su origen en la ingeniería civil y posteriormente se usó en la minería. Fue hasta los años 70-80 que toma importancia relevante en la industria petrolera.

El objetivo de aplicar el conocimiento de la mecánica de rocas es para predecir la respuesta de la roca a los esfuerzos que está sometida, como la resistencia de la misma tensión, compresión y cizalla.

Los parámetros mecánicos de una formación pueden ser divididos en tres principales grupos:

- 1.- Propiedades elásticas
- 2.- Propiedades de resistencia de la roca
- 3.- Esfuerzos in situ, aunque no son propiedades mecánicas de la roca influye en los parámetros elásticos y de resistencia de la roca.

### **Propiedades elásticas**

En la figura 2.5 se muestra los materiales en la naturaleza que tienen la habilidad para resistir y recuperarse de las deformaciones producidas por los esfuerzos a los que se someten.



Esta propiedad se llama elasticidad y es el principio bajo el cual se estudian las propiedades mecánicas de la roca. Muchas veces la teoría elástica para materiales sólidos no es capaz de describir completamente el comportamiento de las rocas haciendo necesario incluir otro concepto llamado poro-elasticidad.

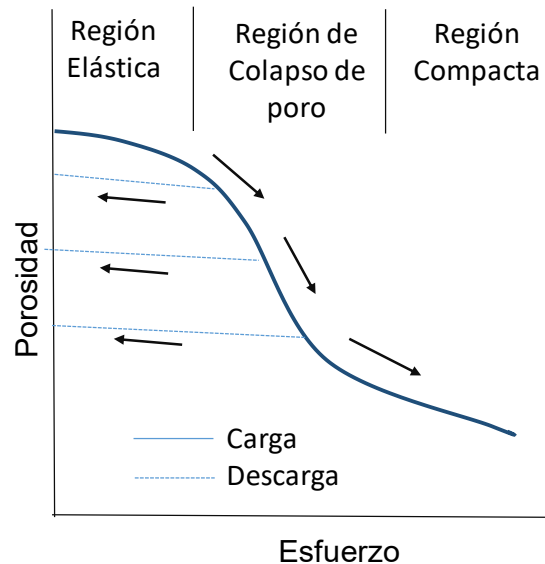


Figura 2.5 Curva de porosidad /esfuerzo de una roca mostrando las regiones: Elástica, Colapso de Poros y Compactada

**Región elástica:** Se observa una pequeña reducción en la porosidad a medida que aumenta el esfuerzo. La roca se comporta elásticamente, de tal manera que, al eliminar el esfuerzo, la porosidad regresa a su valor inicial.

**Región de colapso de poro:** A elevadas tensiones, los poros y los granos sufren un colapso caracterizado por una reducción drástica de la porosidad. La roca se comporta de forma inelástica, de tal manera que, al eliminar el esfuerzo, la porosidad adquiere un valor menor que el inicial. A este fenómeno se le llama histéresis y se debe a la deformación permanente de la matriz de la roca.

**Región compactada:** A elevadas tensiones, el colapso de los poros y los granos es total, y ocurre una redistribución de los granos, lo cual produce una disminución en la porosidad, que permanece aproximadamente constante con el incremento del esfuerzo

## Elasticidad lineal

Es la respuesta más simple de un material, donde existe una relación lineal entre las fuerzas externas y las deformaciones correspondientes. Esta teoría fue introducida en 1676 por Robert Hooke, la cual nos dice que la fuerza aplicada a cualquier cuerpo elástico es proporcional a la deformación, es decir:

$$\sigma = E\varepsilon \quad (2.1)$$

Donde:

$\sigma$  = Esfuerzo

$E$  = Módulo de Young

$\varepsilon$  = Deformación

## Elasticidad no lineal

Es para un material elástico lineal, siempre se tendrá una relación constante entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante, sin tener en cuenta la magnitud del esfuerzo y la deformación, por lo tanto, la relación esfuerzo-deformación para cualquier material será una línea recta.

Si el material no obedece a una línea recta en la relación esfuerzo-deformación su comportamiento será de una manera no lineal. Para un material elástico no lineal, la relación esfuerzo-deformación puede ser escrita como:

$$\sigma = E_1\varepsilon + E_2\varepsilon^2 + E_3\varepsilon^3 + \dots \quad (2.2)$$

Recordando que esfuerzo aplicado  $\sigma$  y deformación producida  $\varepsilon$  generalmente son tensores, es claro que un comportamiento elástico no lineal puede ser complicado analizarlo matemáticamente.

El comportamiento no lineal puede tener diferentes causas. Es idéntica para el proceso de carga y descarga; por lo tanto, del material se dice que es perfectamente elástico. Si la definición correcta para el módulo es usada, según la ley de Hooke puede ser escrita de la siguiente manera.

$$\sigma = E_{sec}(\varepsilon)\varepsilon \quad (2.3)$$

También puede escribirse como:

$$\sigma = E_{tan}(\varepsilon)\Delta\varepsilon \quad (2.4)$$

Donde  $E_{sec}(\varepsilon)\varepsilon$  y  $E_{tan}(\varepsilon)\Delta\varepsilon$  dependen de la deformación  $\varepsilon$ , lo cual complica el uso de las ecuaciones anteriores.

Por comparación entre estas ecuaciones se puede observar que la relación entre los módulos secantes y tangente es:

$$\varepsilon_{sec}(\varepsilon) = \frac{1}{\varepsilon} \int_0^{\varepsilon} E_{tan}(\varepsilon') d\varepsilon' \quad (2.5)$$

La ruta de carga es diferente a la ruta de descarga, este efecto es llamado histéresis; esto quiere decir que el trabajo hecho durante el proceso de carga no es completamente liberado durante la descarga, de tal forma que parte de la energía de deformación se disipa en el material. El módulo elástico relacionado con la etapa de descarga es llamado módulo de descarga.

## Esfuerzo

Es definido como una fuerza actuando sobre un área o mejor sobre una superficie, en Geomecánica por convención, los esfuerzos compresivos son tomados positivos debido a que las fuerzas que prevalecen en la naturaleza son usualmente compresivas. El esfuerzo en la sección o superficie (a) es:

$$\sigma_a = \frac{F}{A_a} \quad (2.6)$$

Donde:

$\sigma$  = Esfuerzo

$F$  = Fuerza

$A$  = Área

Ahora considerando la superficie (b) se tiene, despreciando la fuerza del cuerpo, peso del pilar:

$$\sigma_b = \frac{F}{A_b} \quad (2.7)$$

La fuerza actuando a través de la sección transversal  $Ab$  es igual a la fuerza actuando a través de la sección transversal  $Aa$  (despreciando el peso del pilar), donde el área  $Ab$  es más pequeña que  $Aa$ , de tal forma que el esfuerzo en (b) es más grande que el esfuerzo en (a). Resumiendo, se puede concluir que el esfuerzo depende de la posición dentro del elemento cargado.

## Clases de fuerzas sometida la roca

**Fuerzas de cuerpo:** Actúan en cada parte del cuerpo, y dependen de la cantidad de masa de roca. Estas fuerzas generalmente elevan los gradientes de esfuerzos, donde el esfuerzo total se incrementa con el incremento de la profundidad.

**Fuerzas de superficie:** Actúan a través de superficies de contacto entre partes adyacentes de un sistema rocoso. Una fuerza de superficie no es completamente paralela o perpendicular al plano de superficie por lo tanto la fuerza debe ser expresada como la suma de dos componentes; fuerza normal y fuerza de cizalladura.

**Fuerzas normales y de cizalladura:** Una fuerza normal se tiene cuando la fuerza es perpendicular al plano, contrario a las fuerzas de cizalladura donde la fuerza es paralela al plano.

**Fuerzas compresivas y tensión:** Fuerzas compresiva se tienen cuando se aplican fuerzas a través de un plano, donde las partículas en ambos lados del plano tienden a estar más juntas o más cercanas. Y las fuerzas de tensión son fuerzas a través de un plano donde las partículas de ambos lados del plano tienden a separarse.

**Fuerzas uniformes y no uniformes:** Cuando se tiene una fuerza uniforme o isotrópica la intensidad de la fuerza en un punto dado es la misma en todas las direcciones. En las fuerzas no uniformes o anisotrópicas la intensidad de la fuerza en un punto determinado depende de la orientación del plano.

## Tensor de esfuerzos

Los tensores se emplean para describir cómo se comporta una cantidad, en nuestro caso, esfuerzos ante ciertas transformaciones, así como un vector describe una translación desde un punto a otro en el espacio como se muestra en la figura 2.6.

En Geomecánica para dar una descripción completa del estado de esfuerzos en un punto  $P$  dentro de una muestra, es necesario identificar los esfuerzos relacionados a las superficies orientadas en tres direcciones ortogonales.

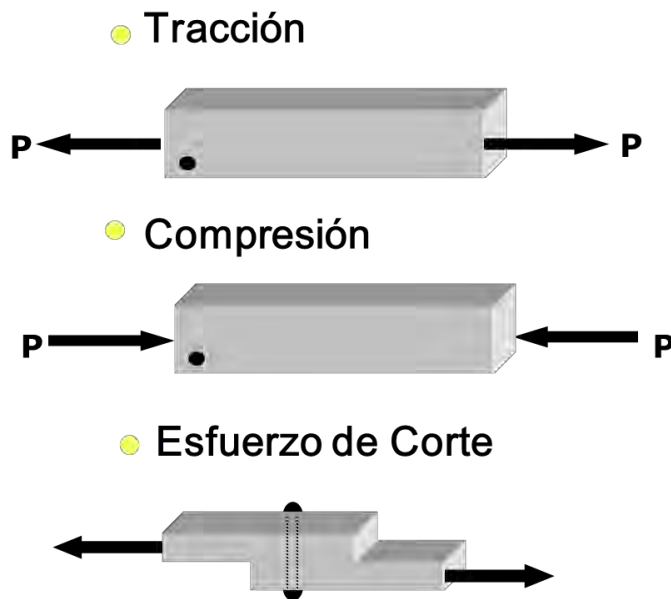


Figura 2.6 Tensor de esfuerzos

Los esfuerzos relacionados a una superficie normal a el eje  $X$ , puede ser denotado como,  $\sigma_x$ ,  $\tau_{xy}$  y  $\tau_{xz}$  representando los esfuerzos normales y los esfuerzos de cizalla relacionados a una fuerza en la dirección  $Y$ , los esfuerzos de cizalla relacionados a una fuerza en la dirección  $Z$ , respectivamente.

Existirá solo un esfuerzo de cizalla asociado con esta superficie. Sin embargo la orientación de este esfuerzo de cizalla tiene que ser identificado y esto se hace identificando las componentes  $Y$  y  $Z$ ;  $\tau_{xy}$ ,  $\tau_{xz}$ ; Similarmente, los esfuerzos relacionados a la superficie normal al eje son denotados  $\sigma_y$ ,  $\tau_{yx}$  y  $\tau_{yz}$ , mientras los

esfuerzos relacionados a la superficie normal a el eje Z, son denotados  $\sigma_z, \tau_{zy}$  y  $\tau_{zx}$ . De este modo se tienen nueve componentes de esfuerzos relacionados al punto P. Figura 2.7

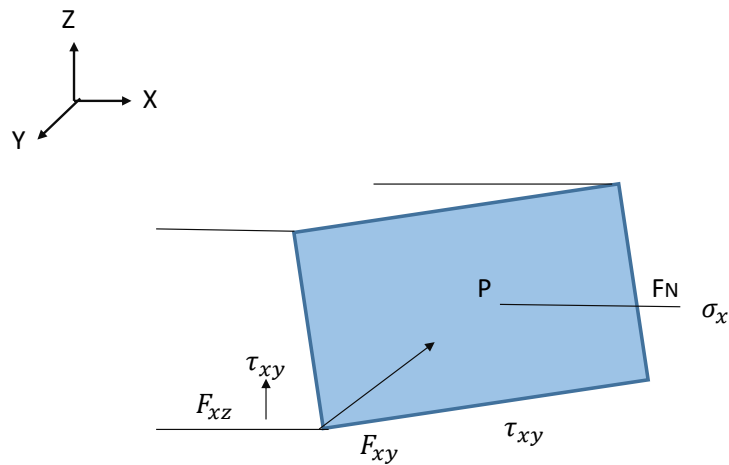


Figura 2.7 Plano perpendicular al eje X

En el plano perpendicular al eje Y, el esfuerzo normal está en la dirección Y, los esfuerzos de cizalladura que actúan sobre el plano son  $\tau_{yx}$  y  $\tau_{yz}$ . Figura 2.8

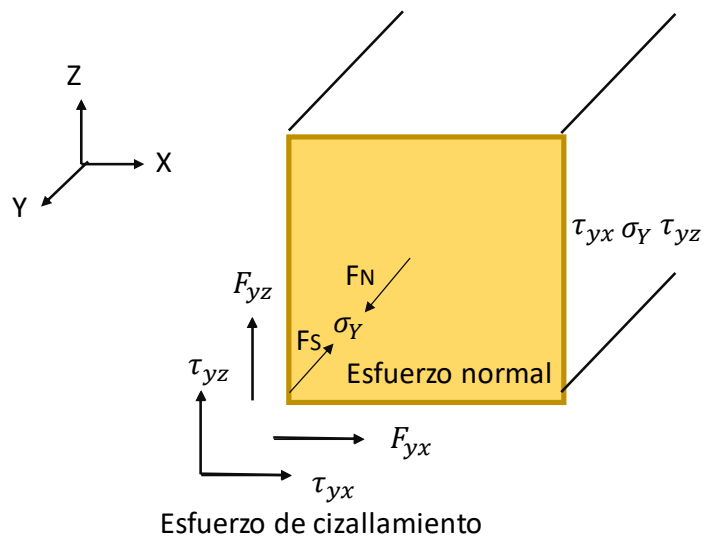


Figura 2.8 Plano perpendicular al eje Y

En el plano perpendicular al eje Z, los esfuerzos de cizalladura son  $\tau_{zy}$  y  $\tau_{zx}$  actuando sobre el plano XY. Figura 2.9

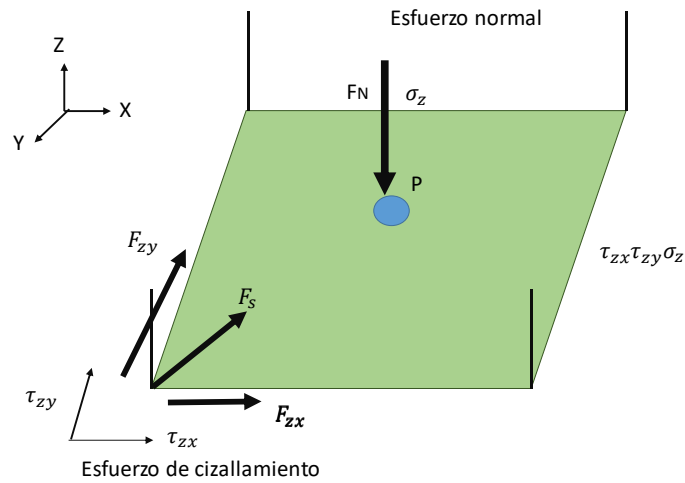


Figura 2.9 Plano perpendicular al eje Z

Agrupando los tres vectores en un arreglo matricial se obtiene el tensor de esfuerzos en un punto P :

$$\rightarrow_{\sigma} = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

La representación gráfica del tensor de esfuerzos en tres dimensiones se muestra en la figura 2.10.

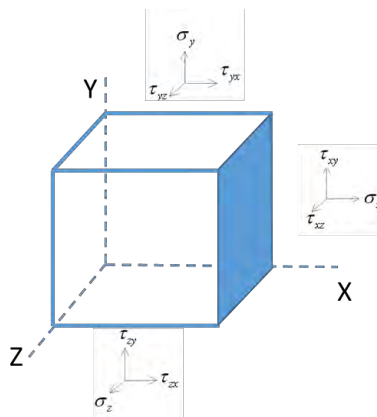


Figura 2.10 Tensor de esfuerzos en tres dimensiones



## Esfuerzos principales

Para una orientación del sistema de coordenadas el tensor de esfuerzos presenta una condición particular; sus componentes de corte desaparecen, es decir; se hacen iguales a cero como se muestra en la figura 2.11.

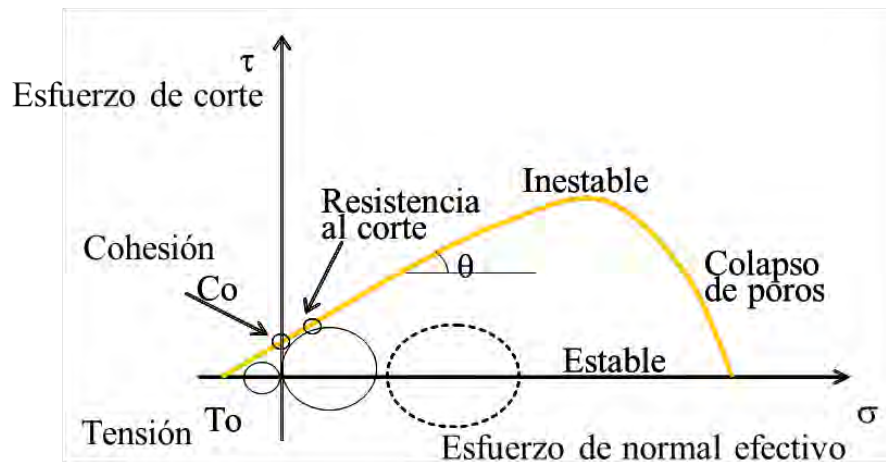


Figura 2.11 Mecanismos de Esfuerzos

**Cohesión (Co):** Algunos suelos presentan resistencia al corte aun cuando el esfuerzo efectivo es prácticamente cero.

**Resistencia al corte:** La geometría de la mayoría de los problemas geotécnicos es de tal manera que todo el suelo se encuentra en compresión, aun cuando el suelo pueda fallar debido a la aplicación de grandes esfuerzos de compresión, el suelo falla al corte.

### Esfuerzo efectivo

Terzaghi en 1936, propuso la teoría del esfuerzo efectivo, y confirmó que el esfuerzo efectivo controla la deformación del sólido y está en función de la presión de poros junto al esfuerzo de sobrecarga. (Moutchel J.P. y Mitchell A., 1989).

Las partículas sólidas en contacto forman la estructura del suelo, que también forman un sistema intersticial de vacíos intercomunicados o no, la interacción entre la estructura del suelo y el fluido de los vacíos determinan dicho comportamiento.

La presión de poros normal, por ser una presión hidrostática, tiene igual intensidad en todas las direcciones. Esta presión de poros es perpendicular a una membrana y tiene el valor de  $P_p$ . Examinando los esfuerzos normales a la membrana, se puede apreciar que la diferencia de esfuerzo de sobrecarga y la presión de poros se transmite a la estructura del suelo a través de la membrana, para una situación de equilibrio. Entonces, el esfuerzo efectivo ( $\sigma_e = S - P_p$ ) es una medida de la carga soportada por la estructura como se muestra en la figura 2.12.

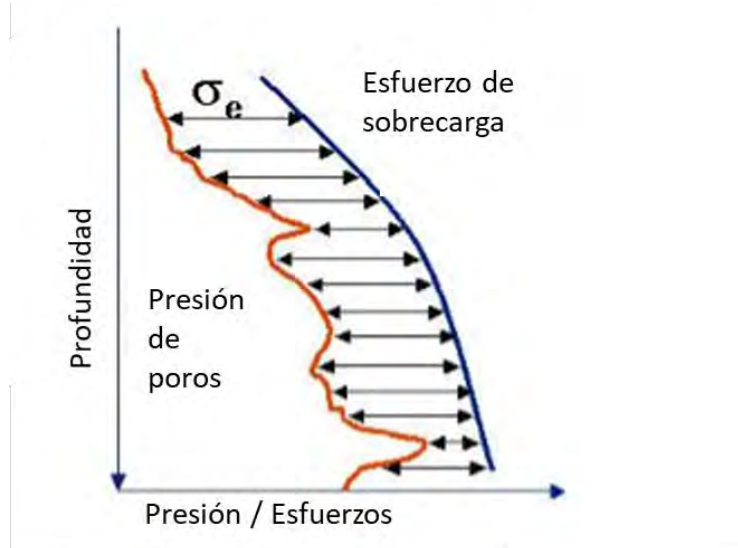


Figura 2.12 Distribución de esfuerzos en una roca porosa (Schlumberger, 2005)

### Esfuerzos in situ

Las formaciones de roca en el subsuelo se encuentran bajo la acción de esfuerzos compresivos y/o de tensión. Estos esfuerzos se denominan esfuerzos in situ y de manera general pueden ser descompuestos en tres componentes llamados esfuerzo vertical, horizontal máximo y horizontal mínimo;  $\sigma_v$ ,  $\sigma_H$ , y  $\sigma_h$  respectivamente los cuales son perpendiculares entre sí, como se presentan esquemáticamente en la figura 2.13.

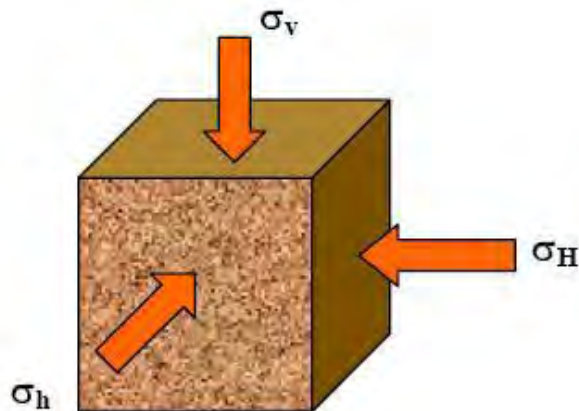


Figura 2.13 Esfuerzos in situ en el subsuelo

Dependiendo de las magnitudes relativas de estos tres esfuerzos se han determinado varios regímenes de esfuerzos. Anderson (1951), a partir de las magnitudes relativas entre los esfuerzos in situ describió los posibles regímenes de esfuerzos in situ que pueden encontrarse en una formación en el subsuelo como se muestra en la figura 2.14.

**Régimen extensional o de falla normal (NF):** Este régimen se caracteriza por que las magnitudes de los esfuerzos in situ presentan la siguiente configuración  $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$ , este régimen es el más conocido y encontrado por lo general en las cuencas denominadas pasivas.

**Régimen transcurrente (SS):** Presenta una configuración de esfuerzos dada por  $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$ .

**Régimen inverso o compresivo (RF):** Este se presenta cuando las magnitudes de los esfuerzos presentan la configuración  $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$ .

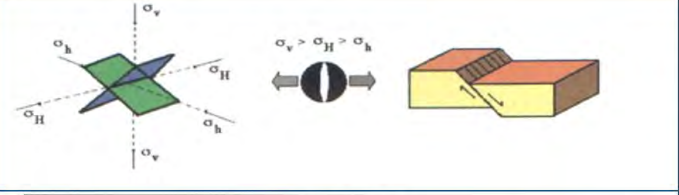
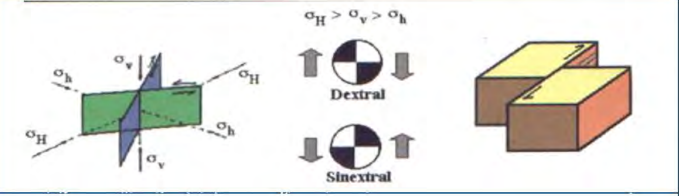
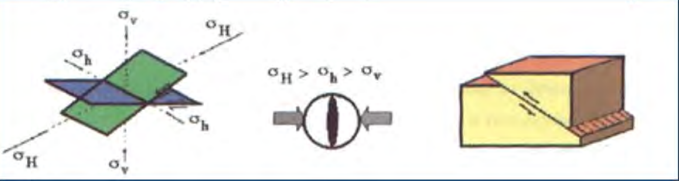
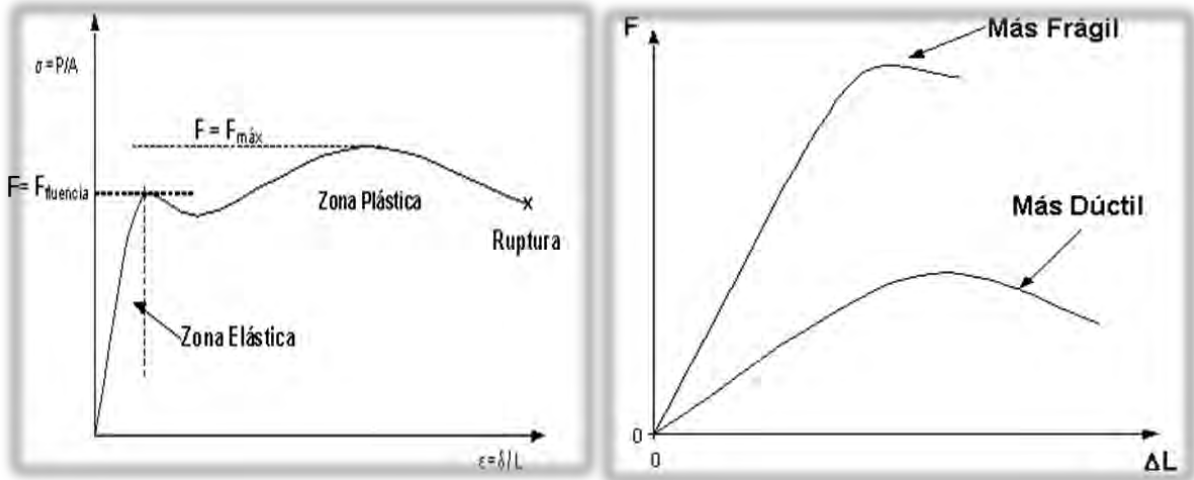
<ul style="list-style-type: none"> <li>● Normal</li> </ul>		$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$
<ul style="list-style-type: none"> <li>● Transcurrente</li> </ul>		$\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$
<ul style="list-style-type: none"> <li>● Inversa</li> </ul>		$\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$

Figura 2.14 Esquema de esfuerzos regiones

## 2.2 Fundamentos de la deformación de la roca

### Deformación

La deformación  $\epsilon$ , de un sistema roca-poros de un medio poroso se da por un cambio de posición, orientación, forma y volumen con relación a una condición inicial y a un sistema de referencia. En la figura 2.15 la deformación  $\epsilon$ , indica la variación de longitud o espacio entre dos partículas en dos estados mecánicos distintos, y se puede expresar como la relación entre la variación de longitud inicial entre las partículas. Si la posición relativa de las partículas dentro de la muestra es cambiada y por tal motivo la nueva posición no puede ser obtenida simplemente por una traslación y/o rotación de la muestra rígida, dicha muestra llega a ser deformada.



**Diagrama Esfuerzo - Deformación**

**Diagrama de tipo de materiales**

*Figura 2.15 Esquema de la Deformación de la roca*

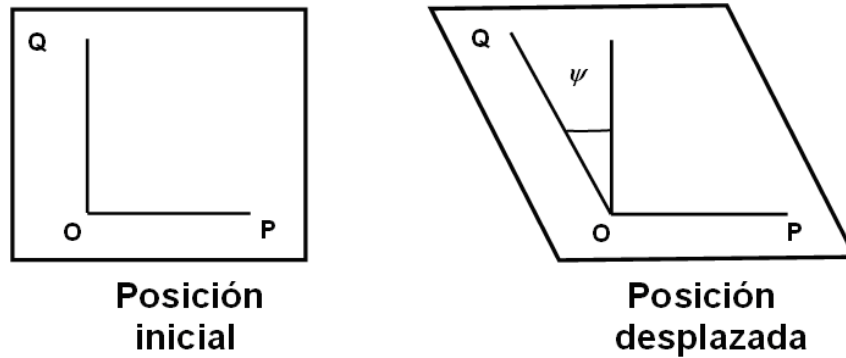
Es llamada la elongación correspondiente al punto O en la dirección OP. Para cumplir con la convención de signos para esfuerzos, requerimos que la elongación sea positiva para una contracción. La elongación es un tipo específico de cantidades conocidas como deformaciones.

$$\epsilon = \frac{L-L'}{L} = \frac{\Delta L}{L} \quad (2.9)$$

Las deformaciones resultantes de esfuerzos de tensión y compresión se definen como: deformaciones longitudinales  $\epsilon_L$  y  $\epsilon_T$ . El otro tipo de deformación que puede ocurrir puede ser expresado por el cambio del ángulo ( $\psi$ ) entre dos direcciones inicialmente ortogonales.

$$\tau = \frac{1}{2} \tan \psi \quad (2.10)$$

Es llamada deformación de corte correspondiente al punto O y la dirección OP, figura 2.16.



*Figura 2.16 Deformación de corte*

## Origen y causas de la presión anormal

Antes de aplicar algún método se debe de encontrar el mecanismo que está generando la presión anormal. Los mecanismos responsables que generan este tipo de presiones pueden estar clasificados de la siguiente manera.

Según Ferlt (1978), son múltiples factores que podrían causar las presiones anormales, algunos de estos fenómenos son relacionados a la geología, física, geoquímica, y procesos mecánicos.

## Presión de poro

La presión de poros está definida como la presión que ejerce un fluido en los espacios porosos de la roca. También es llamada presión de formación o presión de poro, está en función de los fluidos de formación y de las cargas que están soportando. La presión de poros está clasificada por dos categorías:

**Presión normal:** Es la presión hidrostática de una columna de fluido de la formación que se extiende desde la superficie hasta una profundidad dada.

**Presión anormal:** Es definida como la presión mayor o menor a la presión de poros hidrostática, las causas de estas presiones anormales están relacionadas a diferentes eventos geológicos, geoquímicos, geotérmicos y mecánicos

En formaciones donde se encuentran altas presiones se llama zonas sobrepresurizadas y cuando la presión es menor se llama zonas bajopresurizadas. También son conocidas como zonas de presión anormalmente altas y bajas, figura 2.17

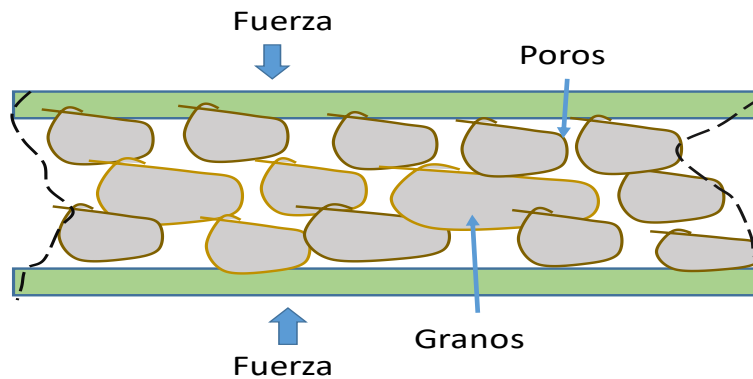


Figura 2.17 Presión de poro

## Formaciones de presión anormal alta (Sobrepresurizadas)

Las formaciones que contienen fluidos con presiones anormalmente altas se encuentran en diferentes cuencas en todas partes del mundo. El mecanismo más común que genera la sobrepresión es el fenómeno de subcompactación, el cual explica una rápida sedimentación de los estratos rocosos y por lo tanto ocurre un entrapamiento del agua intersticial. Esta sobrepresión también puede atribuirse a los efectos de tectonismo y la expansión de fluidos. Una de las condiciones para que exista sobrepresión es la baja permeabilidad de las formaciones geológicas, estas formaciones comúnmente son las rocas arcillosas.

En cuencas sedimentarias es primordial para la predicción de la presión de poros y en general para el cálculo de los esfuerzos in-situ. El esfuerzo de sobrecarga es creado por el peso de los sedimentos que se han depositado en la cuenca, la sobrecarga está en función de la densidad de las formaciones rocosas y de su espesor.

## **Formaciones de presión anormal baja (Bajopresurizadas)**

No es muy común encontrar zonas con presiones de poros anormalmente bajas o bajopresurizadas en campos de exploración petrolera, sin embargo, estas presiones pueden ocurrir mientras se perfora por zonas de yacimiento de gas y/o aceite.

## **Presión de fractura**

En zonas con presiones anormalmente altas, la predicción de la presión de fractura es muy importante. Es la presión a la cual se presenta falla mecánica de una formación, originándose una pérdida de circulación. Estas presiones se pueden originar por trabajar con lodos de alta densidad, cambios bruscos de presión como el efecto del pistón o mantener una presión arriba de la presión máxima permisible. En las operaciones de fracturamiento hidráulico se pretende alcanzar la presión de fractura para la inyección de fluidos para crear sistemas fracturados artificiales en las vecindades del pozo.

Las formaciones de edad geológica reciente de poca profundidad contienen proporcionalmente más agua y son más porosas y por lo tanto son más ligeras que las rocas más profundas y se fracturan a presiones más bajas que las rocas más densas y más comprimidas que se encuentran a mayor profundidad. Sin embargo, también, estas presiones aparecen en las formaciones geológicas más viejas que se encuentran a mayor profundidad.



## Compactación

Es la reducción del volumen de un yacimiento de la presión y la producción de fluidos. De tal manera, la presión litostática de los estratos sobreyacentes al yacimiento debe ser soportada por el sistema roca-fluido. La presión de poro o del fluido corresponde por la ley de acción y reacción a la parte de la presión litostática que debe soportar el fluido del yacimiento, y la diferencia entre la presión litostática y la presión de poro es la que le corresponde a la roca como tal, denominada esfuerzo efectivo. A medida que se va drenando el fluido del yacimiento la presión de poro disminuye, como resultado la roca tendrá que soportar cada vez más un mayor esfuerzo lo cual llevara a un reacomodamiento de los granos de la roca, este movimiento llevara a la compactación y a la consecuente subsidencia. La compactación es un cambio volumétrico producido en un yacimiento (debido a la reducción de la porosidad y/o permeabilidad), mientras que la subsidencia es un cambio en el nivel de una superficie, aquí cabe aclarar que dicha superficie podrá ser un tope de formación.

La compactación de los yacimientos generada por la extracción de hidrocarburos afecta el sistema roca-fluido, produciendo un reacomodo de las partículas generando la expulsión de los fluidos. Este fenómeno puede aumentar el factor de recuperación de hidrocarburos a medida que aumenta el valor y puede aprovecharse como mecanismo de producción. Sin embargo, también puede impactar negativamente produciendo subsidencia o hundimiento de superficie.

La roca produce histéresis, cuando el esfuerzo sobre la roca se reduce, lo que sucede si parte del peso de los estratos de sobrecarga fuera erosionado. El fenómeno de histéresis puede deberse al aire atrapado, la no uniformidad, y a diferentes tamaños de los poros, expansión y contracción del suelo que puede alterar la estructura del suelo, etc. (Tuller y Or, 2005; Likos y Lu, 2004).

Como se muestra en la figura 2.18 hay dos gradientes principales que marcan la pauta. El gradiente hidrostático es la columna de agua dulce la presión incrementa con la profundidad y el gradiente litostático (presión anormal), es la presión que

ejerce a una profundidad determinada por el peso de todas las rocas y los fluidos que la saturan. El gradiente de fractura es al cual la formación se fractura hidráulicamente con los fluidos de los pozos. La presión de poro a la cual están los fluidos de las formaciones.

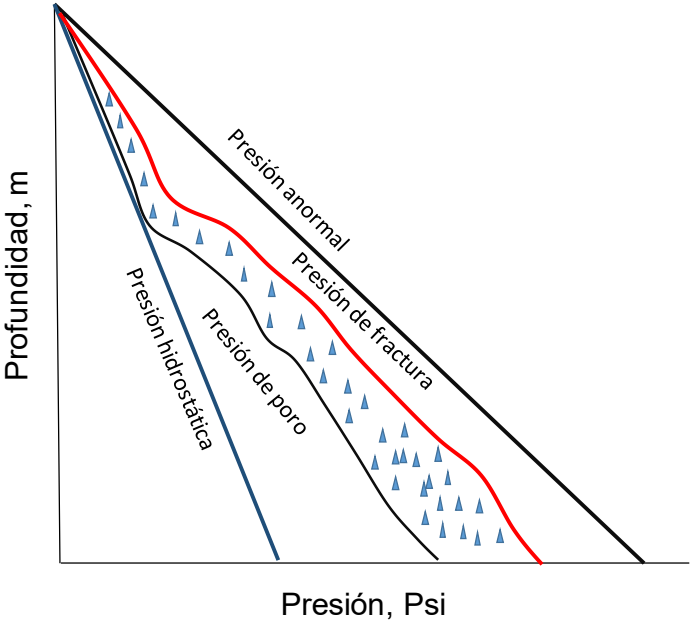


Figura 2.18 Presión de poro y presión de factura

## Capítulo III.

### Pruebas especiales en núcleos en laboratorio (SCAL)

Las pruebas de laboratorio se realizan con la finalidad de conocer las características de la roca: tipo de suelo, color, textura, contenido de agua, peso volumétrico, límites de consistencia y propiedades mecánicas.

		<b>3.1 Pruebas de compactación de yacimientos</b>
--	--	---

La disminución de la presión de poro durante la producción de hidrocarburos (agotamiento), conduce a la compactación del yacimiento, que a su vez cambia las tensiones o esfuerzos que actúan en el yacimiento. La predicción de la compactación del yacimiento y sus consecuencias generalmente se basan en experimentos de laboratorio realizados en condiciones de deformación uniaxial, es decir, no permite ninguna tensión o esfuerzo lateral durante el agotamiento.

Datos de campo indica que el esfuerzo desarrollado se desvía significativamente de la dirección de esfuerzo en condiciones de deformación uniaxial. Experimentos de laboratorio muestran que la dirección de esfuerzo aplicado tiene una gran influencia en el agotamiento induciendo el comportamiento de la compactación como se muestra en a figura 3.1.

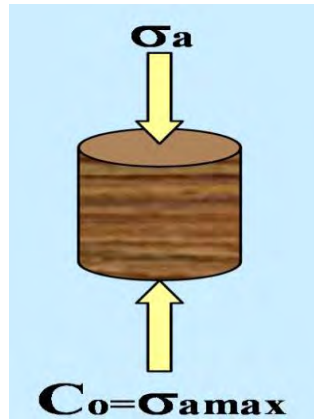


Figura 3.1 Direcciones de los esfuerzos en el ensayo UCS

La predicción de la cantidad de compactación del yacimiento inducida por el agotamiento y sus consecuencias adversas (como la subsidencia y deformación de las tuberías de revestimiento) requiere tres tipos de parámetros de entrada:

- El comportamiento mecánico de la roca del yacimiento y la roca que rodea al yacimiento.
- La dirección de esfuerzo del yacimiento inducido por el agotamiento
- La dimensión y profundidad del yacimiento, la sobrecarga de las formaciones.

Los primeros dos tipos de parámetros de entrada (comportamiento mecánico y dirección del esfuerzo) en realidad están vinculados: el agotamiento conduce a la compactación y la deformación del yacimiento, que a su vez cambia las tensiones totales que actúan en el yacimiento. Esto es la combinación de cambio de presión de poro y cambio total de tensión, que altera las tensiones efectivas normales y de cizalla que actúan en la capacidad de carga del marco que rodea al grano.

Idealmente, los experimentos de laboratorio se realizan a lo largo de la misma dirección del esfuerzo que el yacimiento experimenta durante el agotamiento.

Sin embargo, la dirección del esfuerzo del yacimiento no se conoce antes del agotamiento, y los modelos analíticos o numéricos para el desarrollo del esfuerzo en el agotamiento de los yacimientos son muy sensibles a los parámetros de entrada mencionados anteriormente.

Los datos de campo describen los cambios inducidos por el agotamiento en el esfuerzo total. En la mayoría de los estudios supone un yacimiento compacto uniaxial; es decir, solo hay compactación vertical y sin deformación horizontal.

## **Los cambios de esfuerzo del yacimiento durante la producción**

Antes de poner un campo a producir, la tensión de la tierra determina el estado de esfuerzo en el yacimiento. La producción causa una disminución del fluido y/o presión en los poros. Estos cambios de presión también dan como resultado cambios en las tensiones verticales y horizontales totales que actúan en el yacimiento. Una fuerte evidencia de esto proviene de la ocurrencia de eventos sísmicos dentro y cerca de la compactación de los yacimientos. Geertsma desarrolló una teoría de la subsidencia y cambios en el esfuerzo asociado con la compactación del yacimiento, basado en el comportamiento lineal poro elástico de la roca.

En cuanto al esfuerzo vertical total, los cambios de esfuerzo inducidos por agotamiento en el eje justo por encima de una forma en la compactación del yacimiento se pueden escribir como:

$$\Delta\sigma_v = \frac{h\Delta p}{r} \left( \frac{1-2\nu}{2-2\nu} \right) f \left( \frac{d}{r} \right) \quad (3.1)$$

Donde:

$\sigma$  = Esfuerzo, MPa, m/Lt<sup>2</sup>

$\nu$  = Poisson

$h$  = Espesor del yacimiento, m, L

$p$  = Densidad, kg/m<sup>3</sup>, m/L<sup>3</sup>

$d$  = Profundidad del yacimiento, m, L

$r$  = Radio del yacimiento, m, L

Para los yacimientos que son lateralmente extensivos en relación con su profundidad ( $r > d$ ), la función  $f(d/r) < 1$ . Definiendo el parámetro  $\gamma_v$  como la relación de cambio de la tensión vertical total por cambio en la presión de poro ecuación 3.1.

Lo que indica que los cambios inducidos de tensión vertical son proporcionales a la relación espesor / radio ( $h/r$ ) del yacimiento. En general, el modelo de Geertsma predice que el cambio inducido en la compactación en el esfuerzo vertical total es muy pequeño para yacimientos extensos lateralmente. Debe notarse que el modelo asume propiedades elásticas iguales para el yacimiento y la sobrecarga. La rigidez contrasta entre yacimiento y sobrecarga, pueden tener una fuerte influencia en  $\gamma_v$ .

$$\Delta\sigma_v = \frac{\Delta\sigma_v}{\Delta p} = \frac{h}{r} \left( \frac{1-2\nu}{2-2\nu} \right) f \left( \frac{d}{r} \right) \quad (3.2)$$

Para muchos yacimientos, el esfuerzo in situ cambia durante la producción y están directamente relacionada con el cambio en la presión de poro. Para describir la dirección del esfuerzo del campo durante el agotamiento, a menudo la relación del cambio de la tensión horizontal mínima efectiva al cambio de la tensión vertical efectiva:

$$K = \frac{\Delta(\sigma_{H \min} - \alpha p)}{\Delta(\sigma_v - \alpha p)} \quad (3.3)$$

Donde:

$K$  = Cambio de la tensión horizontal mínima efectiva al cambio de la tensión vertical efectiva

$H$  = horizontal

$V$  = vertical

Aquí,  $\alpha$  es el parámetro de esfuerzo efectivo de Biot. Esta definición tiene dos inconvenientes: El parámetro de tensión efectiva  $\alpha$  debe ser conocido, tanto el esfuerzo total vertical como el esfuerzo total horizontal como una función del agotamiento. El esfuerzo vertical total generalmente se calcula de la integración de la densidad de la sobrecarga, y se supone que es constante durante el agotamiento.

Suponiendo que las tensiones horizontales son isotrópicas, una manera más directa de definir los cambios de tensión horizontal de una compactación en el yacimiento está con el parámetro de dirección de esfuerzo:

$$\gamma_H = \frac{\Delta\sigma_H}{\Delta p} \quad (3.4)$$

Donde:

$\gamma$  = relación de cambio en el esfuerzo horizontal total a cambio en la presión de poro

Este parámetro no depende de los parámetros mecánicos de rocas, tampoco de las condiciones de frontera del yacimiento y puede determinarse directamente desde las mediciones de campo. Solo bajo la condición de que la tensión vertical total no cambia durante el agotamiento, el parámetro  $\gamma_H$  está relacionado con  $K$  por:

$$\gamma_H = \alpha(1 - K) \quad (3.5)$$

Por brevedad:  $\gamma_H = \gamma$ . El parámetro  $\gamma$  está controlado por las condiciones de deformación aplicadas / condiciones límite de tensión.

Una condición extrema es que el esfuerzo horizontal total es independiente de la presión de poro:  $\gamma=0$ . Otra condición extrema puede ser que el esfuerzo horizontal efectivo no cambie durante el agotamiento:  $\gamma = \alpha$ . De este razonamiento se desprende que:

$$0 \leq \gamma \leq \alpha \quad (3.6)$$

De la teoría del poro elasticidad lineal se deduce bajo la condición de deformación uniaxial el esfuerzo horizontal:

$$\sigma_H - \sigma p = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_V - \sigma p) \quad (3.7)$$

Lo cual da:

$$\gamma_u = \alpha \left( \frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) \quad (3.8)$$

Donde:

$\gamma_u$  = relación de cambio en el esfuerzo horizontal total a cambio en la presión de poro bajo tensión uniaxial

También es posible que el desarrollo del esfuerzo horizontal durante la compactación está controlado por fallas cercanas.

Se presenta un análisis de cambios de esfuerzo horizontal inducidos por agotamiento en regiones con fallas, si el esfuerzo horizontal total está limitado por la fricción a lo largo de la falla, para una región de falla normal:

$$\gamma_{fault} = \alpha \left( \frac{2 \operatorname{seno} \psi}{1 + \operatorname{seno} \psi} \right) \quad (3.9)$$

Donde:

$\psi$  = ángulo de fricción de falla, grados

Dónde  $\nu \geq (1 - \operatorname{seno} \psi/2)$ , donde  $\psi$  es el ángulo de fricción de la falla. Si  $\nu < (1 - \operatorname{sen} \psi)/2$ , el esfuerzo horizontal mínimo se reorienta paralelo al echado de la falla y la dirección del esfuerzo se convierte.



$$\gamma_{fault} = \alpha \left( \frac{\text{seno } \psi + 1 - 2\nu}{1 + \text{seno } \psi} \right) \quad (3.10)$$

Una explicación alternativa para la dirección de bajo esfuerzo del yacimiento podría ser la presencia de una unidad de anhidrita. Breckels y van Eekelen (1982) han señalado que la presencia de sal podría ser responsable de una tensión horizontal inicial relativamente baja.

Debido a su comportamiento bajo los lentos cambios de esfuerzo geológico, las rocas de sal tienden a igualar el esfuerzo a la hidrostática con el tiempo, de modo horizontal, las tensiones se aproximan al esfuerzo vertical. En consecuencia, pueden ocupar una gran proporción de la fuerza horizontal de campo lejano, que se refleja en un estado de esfuerzo horizontal total más bajo en el yacimiento.

## Mediciones de laboratorio

Numerosos experimentos de compactación se realizaron en las últimas décadas para estudiar la compactación uniaxial. El análisis de datos está limitado a las mediciones en muestras de núcleos. Se pueden realizar dos tipos de experimentos uniaxiales:

- Reducción de presión de poro
- Aumento del esfuerzo axial bajo una presión constante de poro (1 MPa).

La compresibilidad uniaxial  $C_u$  se define como:

$$C_u = - \left. \frac{\Delta \varepsilon_V}{\Delta p} \right|_{\varepsilon_H=0} \quad (3.11)$$

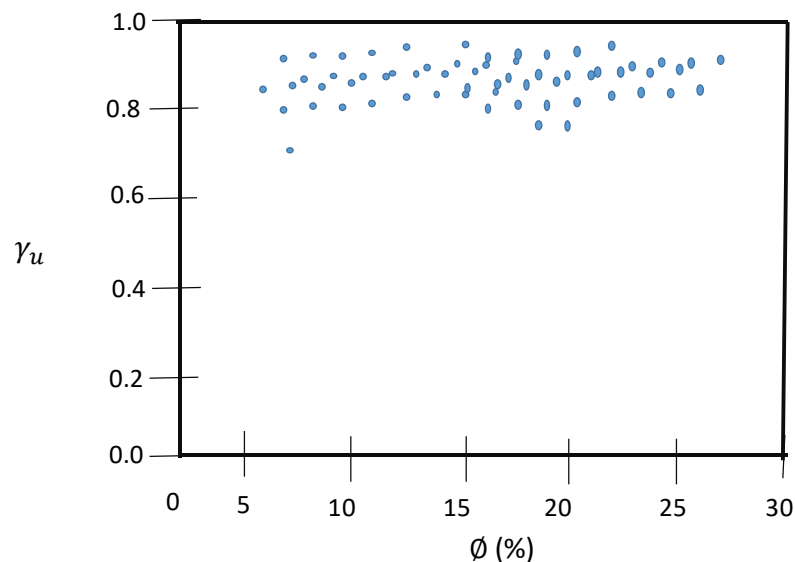
Donde:

$C_u$  = Compresibilidad, bajo tensión uniaxial 1/MPa, Lt<sup>2</sup>/m

$\varepsilon$  = Deformación

La porosidad es una de las características microestructurales dominantes que controlan la compactación. Los datos actuales también muestran que  $C_u$  aumenta con la porosidad. La dirección del esfuerzo horizontal en los experimentos puede derivarse de las tensiones que se requerían para mantener las condiciones de tensión uniaxial.

La Figura 3.2 muestra ejemplo de los valores de relación de cambio en el esfuerzo horizontal total a cambio en la presión de poro bajo tensión uniaxial  $\gamma_u$  para todos los experimentos de deformación uniaxial.



*Figura 3.2 Resultados de laboratorios experimental de un núcleo, en efecto del esfuerzo durante la compactación uniaxial como función de la porosidad.*

Los resultados de los experimentos de laboratorio en núcleos donde se hicieron estas pruebas mostraron que la dirección de esfuerzo aplicada ( $\gamma$ ) tiene una gran influencia en la compactación inducida por el agotamiento.

La influencia de la dirección del esfuerzo puede explicarse en parte por la teoría de poro elasticidad lineal. Bajo la condición de que las tensiones horizontales son isotrópicas, la tensión vertical es igual.

$$\varepsilon_V = \frac{\sigma_V}{E} - \frac{2\nu}{E} \sigma_H - \frac{\alpha(1-2\nu)}{E} P \quad (3.12)$$

Donde:

$E$  : Módulo de Young

$P$  : Presión de poro

Bajo un esfuerzo vertical total constante, la presión derivada da una compresibilidad

$$C_\gamma = - \left. \frac{\partial \varepsilon_V}{\partial p} \right|_{\sigma_V=C} = \frac{2\nu}{E} \gamma + \frac{\sigma}{3K_b} \quad (3.13)$$

Donde:

$K_b$ : Modulo de compresión, GPa, m/Lt<sup>2</sup>

Esta relación muestra que la compresibilidad tiene una contribución de la dirección de esfuerzo ( $\gamma$ ) y de la compresión masiva ( $K_b$ ). Usando la definición de las constantes elásticas, Ecuación 3.13 pueden ser reescritas como:

$$C_\gamma = \frac{1}{3G} \gamma + \frac{1}{3K_b} \left( \alpha - \frac{2}{3} \gamma \right) \quad (3.14)$$

Se muestra la influencia de la dirección de esfuerzo  $\gamma$  en la parte elástica de la compactación con el aumento de  $\gamma$ , la contribución de la tensión de corte aumenta mientras que la contribución de la compresión masiva disminuye. Ecuación. 3.14, también muestra que la compresibilidad tiene una sensibilidad máxima para la dirección de esfuerzo  $\gamma$  para una roca que es rígida en compresión ( $K_b \gg G$ ).

En la figura 3.3 la influencia de la dirección de esfuerzo  $\gamma$  en la parte inelástica de la compactación inducida por agotamiento se puede ilustrar en un diagrama de Mohr.

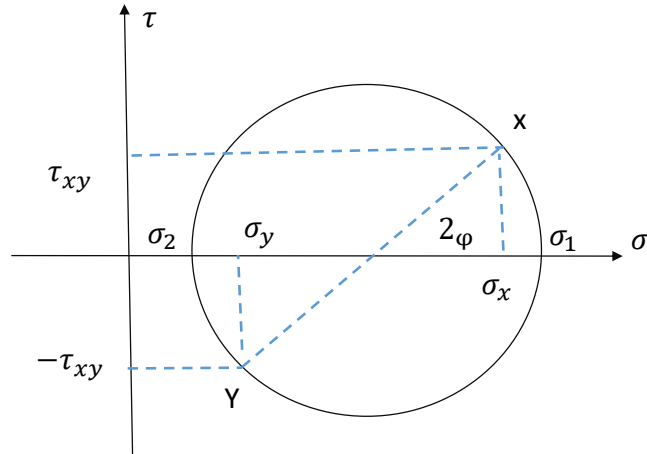


Figura 3.3 Diagrama de Mohr

La parte superior del círculo de Mohr describe la máxima tensión de cizallamiento y el esfuerzo efectivo normal promedio. Durante el agotamiento constante  $\gamma$ , estos componentes de esfuerzo cambian por:

$$\left. \frac{\partial \tau}{\partial p} \right|_{top} = -\frac{\gamma}{2}, \quad \left. \frac{\partial \alpha_{n,e}}{\partial p} \right|_{top} = \frac{\gamma}{2} - \alpha \quad (3.15)$$

En el diagrama de Mohr, la envolvente de falla de Mohr-Coulomb con un ángulo de fricción interna  $\alpha_f$  será abordado por el vector esfuerzo de dirección si:

$$\left. \frac{\partial \tau}{\partial \alpha_{n,e}} \right|_{top} = \frac{\gamma}{2\alpha - \gamma} > \text{seno } \alpha_f \quad (3.16)$$

Donde:

$\tau$  = Esfuerzo de corte

$n$  = esfuerzo normal

$e$  = esfuerzo efectivo

Si el fallamiento realmente ocurre también depende del estado de esfuerzo inicial, la cantidad de agotamiento y la cohesión de la roca. Las relaciones derivadas de la dirección de esfuerzo crítico solo aplican al fallamiento por los mecanismos de deformación frágiles descritos por un criterio de falla Mohr-Coulomb.

También se debe tener en cuenta que cerca del fallamiento, el parámetro de esfuerzo efectivo de Biot  $\alpha$  tiende a acercarse a 1, cambiando así la dirección de esfuerzo crítica.

	<b>3.2 Pruebas de compresibilidad de poro</b>
--	---

Las mediciones compresibilidad de poro se llevan a cabo habitualmente en el laboratorio mediante la colocación de tapones núcleos de roca (muestras pequeñas de roca cilíndrica con diámetros de 1, 1.5, 2 pulgadas.) en los titulares centrales especiales y midiendo la reducción de su PV, mientras se somete a presión de confinamiento para simular la presión de sobrecarga in-situ.

Las mediciones de laboratorio de la compresibilidad de poro que se reportan en la literatura se llevan generalmente a cabo mediante la variación de la presión de confinamiento (presión de sobrecarga), mientras que la presión interna (presión de poro) se mantiene constante, Jaeger y Cook, dan un panorama general sobre el tema de las pruebas de compresibilidad y ofrecen diversas precauciones relativas a la preparación de la muestra.

Newman, estudió la compresibilidad de poro de consolidados y rocas no consolidadas. Los resultados mostraron que correlación de compresibilidad de poro con una porosidad de areniscas consolidadas difiere enormemente de calizas, así como areniscas y arenas no consolidadas. Además, los datos sugieren que las correlaciones similares podrían existir para calizas bien consolidadas. Fatt, estudió el efecto de la presión de sobrecarga neto sobre la compresibilidad de poro de las muestras de roca, arenisca, consolidado y arena no consolidada.

La geometría de los poros es controlada por el tamaño de grano, la forma, la clasificación, y procesos de alteración secundarias. Los poros se tapan por el lodo en carbonato en algunas muestras, que reduce porosidad. El patrón de poros también se reduce y complica por los procesos de diagénesis figura 3.4.

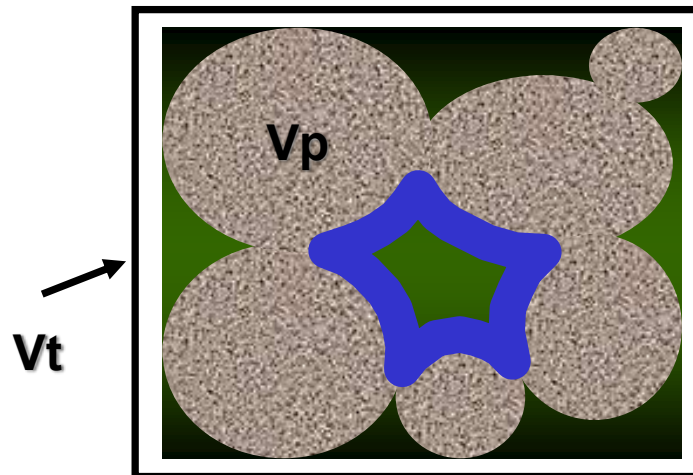


Figura 3.4 Estructura de porosidad

Las rocas del experimento son principalmente bioclásticas, clástico, u oolíticas areniscas, packstones, wackestones, y mudstone dolomítico, en algunos intervalos

Las mudstone y wackestone bioclásticos son rocas con lodo que consiste en un 90% carbonato de calcio, con diversas cantidades de granos de bioclastos dispersos y/o cristales de dolomita bien desarrollados (200 a 300  $\mu\text{m}$ ).

### **Procedimiento experimental (compresibilidad del poro)**

Aunque el objetivo central de este trabajo no está orientado al trabajo geomecánico experimental, es conveniente mostrar la evaluación de algunos parámetros que se usan en la evaluación geomecánica de la compresibilidad, entre otros. La razón de ello es mostrar los resultados de algunas pruebas desarrollados sobre muestras de roca que muestra la literatura J.B Gómez Jiménez.

El equipo experimental incluye un aparato de compresión que consta de tres componentes principales: soporte de núcleo, horno y panel de control. Este puede soportar presiones de confinamiento de hasta 10.000 psi, presiones internas.

La presión del líquido que rodea el encamisado simple proporciona la presión de confinamiento, mientras que una línea de presión de líquido separado se utiliza para generar la presión interna. El soporte de núcleo está alojado en el interior del horno, que tiene un elemento de calentamiento controlado por termostato para regular la temperatura ambiente.

Este equipo se puede utilizar con tapones de núcleos que tienen diámetros de 1 o 1,5 pulgadas. Antes del ensayo, se seca cada muestra de roca a una temperatura de 102 °C, durante 24 horas. Cuando se enfría, se mide su peso en seco y se determina su porosidad mediante el uso de un porosímetro helio estándar.

Los datos de compresibilidad de poros hidrostáticos para todos los ensayos se muestran en grainstone, packstone, wackestone y lutitas. En prácticamente todas las muestras que se probaron, fue posible someter a la presión diferencial de hasta 3.500 psi, sin ninguna evidencia de daño significativo a la roca.

Es de interés para interpretar los resultados experimentales desde el punto de vista del mecanismo de la deformación de la roca. Tabla 3.1

Formación	$C_p/psi^{-1}$
Arenas consolidadas	4-5 x 10 <sup>-6</sup>
Caliza	6-5 x 10 <sup>-6</sup>
Arena semiconsolidada	20-5 x 10 <sup>-6</sup>
Arena no consolidada	30-5 x 10 <sup>-6</sup>
Arena altamente no consolidada	100-5 x 10 <sup>-6</sup>

Tabla 3.1 Promedio de las compresibilidad de la formación

Fuente "Geomecánica Aplicada a Yacimientos Naturalmente Fracturados para Determinación de Compresibilidad de la Formación"

	<b>3.3 Pruebas de porosidad</b>
--	---------------------------------

La porosidad total es la proporción de todos los espacios de los poros en una roca para el volumen aparente de la roca. La porosidad efectiva es la relación de espacios vacíos interconectados con el volumen mayor. Por lo tanto, solamente la porosidad efectiva contiene fluidos que pueden ser producidos de los pozos. Para materiales granulares como la roca de arenas, la porosidad efectiva puede acercarse a la porosidad total, Sin embargo, rocas altamente fracturadas como algunas calizas, pueden existir grandes variaciones entre la porosidad efectiva y total. La porosidad se puede clasificar de acuerdo con su origen, ya sea primaria o secundaria.

Porosidad primaria se desarrolló durante la deposición del sedimento. La porosidad secundaria es causada por algún proceso geológico después de la formación del depósito. Estos cambios en los espacios porosos originales pueden ser creados por las tensiones de tierra, el movimiento del agua, o se depositaron diversos tipos de actividades geológicas después de los sedimentos originales. La fractura o la formación de cavidades en soluciones a menudo aumentan la porosidad.

### **Efecto de la compactación en la porosidad**

La compactación es el proceso de reducción de volumen debido a una presión aplicada externamente. Por los cambios de presiones de compactación extrema, todos los materiales muestran un cambio irreversible en la porosidad. Esto es debido a la distorsión y la trituración de los elementos de grano o matriz de los materiales, y en algunos casos, recristalización.

$$\phi_2 = \phi_1 e^{C_f(P_2 - P_1)} \quad (3.17)$$



Donde  $\phi_2$  y  $\phi_1$  son porosidades a presión P2 y P1 respectivamente, y Cf es la formación compresibilidad. Formación de compresibilidad se define como la suma de ambos grano y compresibilidad de poro.

## **La porosidad de las mediciones en tapones de núcleos**

De la definición de la porosidad, es evidente que la porosidad de una muestra porosa y puede ser determinada mediante la medición: volumen total, volumen de poro o grano. La porosidad de la roca del yacimiento se puede determinar por:

- Análisis de núcleo
- Técnica de pozo
- Pozo testigo

El análisis de porosidad de núcleo tiene la ventaja de que no necesitan hacerse en cuanto a minerales de composición, efectos del pozo, etc. Sin embargo, puesto que el volumen del núcleo es menor que el volumen de roca que es investigado por un dispositivo de registro, los valores de porosidad derivada de los registros con frecuencia son más precisos en yacimientos heterogéneos.

## **Medición de volúmenes a muestras de rocas**

Aunque el volumen aparente se puede calcular a partir de mediciones de las dimensiones uniformes de forma, el procedimiento habitual utiliza la observación del volumen de fluido desplazado por la muestra se puede observar ya sea volumétrica o gravimétricamente. En cualquiera de los procedimientos es necesario evitar el fluido de penetración en los espacios del poro de la roca. Esto se puede lograr:

- 1) mediante el recubrimiento de la muestra con parafina o una sustancia similar
- 2) mediante la saturación del núcleo con el fluido que ha de ser sumergido
- 3) mediante el uso de mercurio.

El gravimétrico determina la forma de volumen de trozos de la roca que pueden llevarse a cabo mediante la observación de la pérdida de peso de la muestra cuando se sumerge en un fluido o por el cambio en peso de un picnómetro con y sin la muestra de núcleo.

	<b>3.4 Prueba geomecánicas en carbonatos</b>
--	--

### **Presión de poro en carbonatos**

Los yacimientos de carbonato es uno de los desafíos en el desarrollo por su complejidad, en estos yacimientos el desafío es mitigar el riesgo causado por la posible presión anormal de poro. Existe una tendencia en la industria a utilizar datos de velocidad sísmica, técnicas basadas en porosidad y pruebas en lutitas para predecir la presión de poro en carbonatos. Este enfoque, en el mejor de los casos, solo dará un ajuste empírico local, y en realidad, el próximo pozo perforado puede encontrar presiones de poro muy diferentes. La variación en la presión de poro encontrada se debe a la porosidad que varía por otros procesos, tales como fracturamiento y disolución en lugar de simplemente esfuerzo; los carbonatos son invariantes con el esfuerzo. Sin embargo, las técnicas existentes para la predicción de presión de poro (que se desarrollaron para las lutitas) se están aplicando a estos objetivos con poca consistencia. Estas técnicas se basan en la detección remota de anomalías de porosidad y el uso de datos sísmicos y/o de registro.

Este proceso se combina con el análisis de los resultados de las pruebas de formación de cable en unidades porosas asociadas. Un enfoque común e incorrecto utilizado en carbonatos es utilizar datos de velocidad sísmica para buscar estas anomalías de porosidad y así estimar la presión de poro; es decir, los carbonatos se tratan como lititas.

Las tecnologías más recientes basadas en la comprensión de las propiedades de las rocas, es decir, la relación de Poisson y el módulo de Young, en combinación con la inversión sísmica pueden brindar la posibilidad de predicción de presión remota; estos datos podrían proporcionar información sobre la distribución de la porosidad y la compresibilidad que luego podrían relacionarse con la presión de los poros.

Una de las razones principales por las que falla la predicción tradicional de presión de poro en las rocas carbonatadas es porque las rocas se caracterizan por una variación de porosidad controlada no solo por esfuerzo efectivo sino también por una gran variedad de parámetros físicos, tales como, disolución y efecto diagenéticos (Brasher y Vagle, 1996; Anselmetti y Elberli, 1999). Estos factores significan que la porosidad puede variar en una escala de 10 a 100 metros. Este no es el caso en las lutitas que son más químicamente inertes y varían internamente mucho menos en distancias cortas.

- Los carbonatos con porosidad suficientemente interconectada y bien conectada, como las rocas de grano y los paquetes (denominados depósitos de "alta energía") forman buenos yacimientos, con alta porosidad y permeabilidad y, como tales, tienden a tener la misma sobrepresión del acuífero desde la base hasta la cima; que puede conducir a presiones altas (en la parte más alta) mejoradas debido a la transferencia de presión desde la inmersión hacia abajo.
- Por el contrario, los carbonatos con porosidad apretada, como las margas y los wackestones (denominados "depósitos de baja energía") hacen buenos sellos. Tienden a actuar como zonas de transición de presión.

Por lo tanto, la comprensión de la posible variabilidad en las propiedades del carbonato es esencial para generar modelos robustos y predictivos. Los cambios simples de porosidad, como se realiza rutinariamente en las lutitas, conducirán a una predicción de presión inexacta.

## Comportamiento de compactación de carbonatos

Las relaciones de esfuerzo efectivo por velocidad-porosidad generalmente se implementan en la predicción de las presiones de poros subsuperficiales en las lutitas, que a su vez forman una entrada fundamental tanto para los modelos de propiedades elásticas como para los modelos de simulación geomecánica.

Por lo que la desviación de velocidad, un aproximado de porosidad, una tendencia de compactación normal, puede ser un indicador importante de sobrepresión donde ocurren condiciones de desequilibrio.

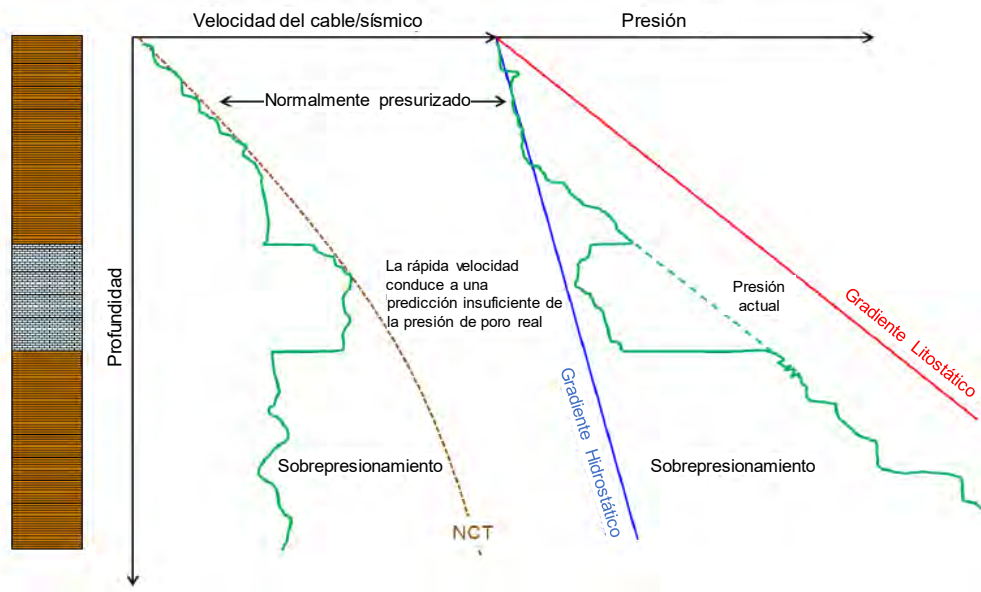


Figura 3.5 Condiciones de desequilibrio durante la cementación

La figura 3.5 muestra del lado izquierdo, un perfil de velocidad (medido desde datos fijos o sísmicos) a medida que la lutita se compacta. El aumento de la velocidad se detiene y la magnitud se vuelve constante a medida que se desarrolla la sobrepresión: litostática paralela. La capa de carbonato tiene una velocidad típicamente rápida que aparecería como un intervalo de baja presión si se utilizara un enfoque estándar basado en lutitas (línea verde en el lado derecho). La presión real de poro en el carbonato se muestra por la línea verde punteada. La determinación del perfil de presión real a través del carbonato se basa en un modelo regional de presión geológica que incluye análogos.

Los carbonatos sufren la misma compactación mecánica y reducción de porosidad que las lutitas, pero con una complicación adicional; la sobrepresión diagenética que puede conducir a una mejora y/o reducción en la porosidad (Ahr, 2008). La complejidad diagenética asociada con la variabilidad de la porosidad del carbonato invalidan los métodos tradicionales de predicción de la presión de poro basados en porosidad (Lubandazio et al., 2002). A modo de ejemplo, Chuhan et al, 2001 presentan los resultados de un experimento mediante el cual se compara la compactación de carbonatos (oolita) con granos de arena.

Las oolitas son menos compresibles que los granos de cuarzo y de carbonato. A medida que el esfuerzo efectivo aumenta a 50MPa, las oolitas de carbonato cambian la porosidad en solo un 5% en comparación con el 30% de la arena.

Los carbonatos son claramente diferentes de las lutitas en varios aspectos. Los carbonatos se hacen principalmente de carbonato de calcio,  $\text{CaCO}_3$ , que es mineralógicamente reactivo a baja temperatura ( $<80^\circ\text{C}$ ). De hecho, la calcita es más reactiva a bajas temperaturas y se vuelve más estable y menos soluble a temperaturas elevadas. Lo opuesto es cierto para la sílice, aunque a bajas temperaturas ( $<80^\circ\text{C}$ ) el micro cuarzo se puede formar como recubrimientos en granos de cuarzo detrítico en areniscas, endureciendo los sedimentos (Thyberg et al., 2009).

En mudstone, el cuarzo diagenético se puede formar como consecuencia de la reacción de esmectita a lutita. En consecuencia, tanto la cementación de calcita como la de cuarzo en arenas (sulfato de calcio dihidrato  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), causan velocidades mayores que las esperadas para una profundidad dada debido al efecto de rigidez que tiene sobre estos sedimentos (Edwards et al., 2015). En carbonatos, los efectos serían más pronunciados al principio de la consolidación cuando las temperaturas son más bajas. Los depósitos de carbonato tienen muchos tipos de porosidades como: intergranulares e intragranulares, vugulos y fractura. Otros aumentos de porosidad pueden formarse por cambios de volumen a través de reacciones de balance de masa de reacción, como es el caso de las dolomías, que se forman por el reemplazo de la roca caliza (Machel, 2004). En carbonatos de grano fino, los procesos diagenéticos conducidos químicamente son la causa principal de la reducción de la porosidad, en lugar de la compactación mecánica (Mallon y Swarbrick, 2008).

## Modelo de presión de poro en carbonatos

Una forma sobre cómo predecir la presión de los poros de carbonato se puede determinar mediante el análisis donde se observan sobrepresiones de hasta 1000 psi (Japsen, 1998).

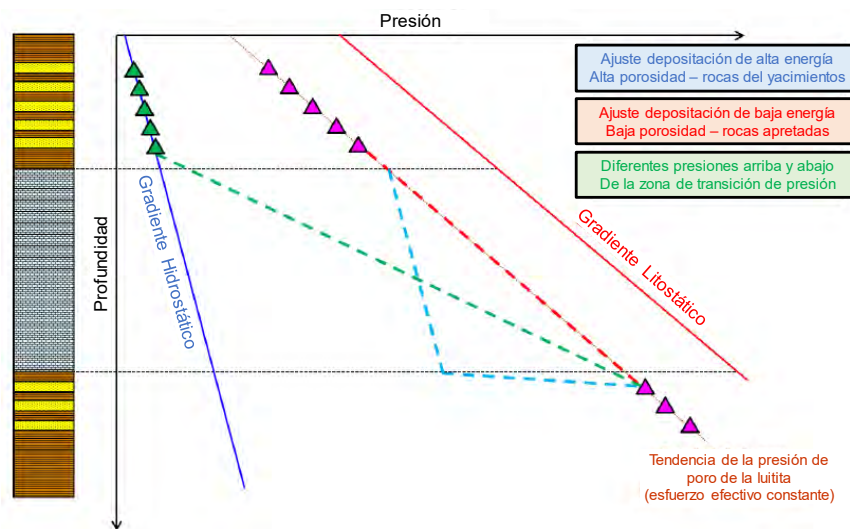


Figura 3.6 Zonas de transición de presión (PTZ)

En la figura 3.6. muestra posibles zonas de transición de presión (PTZ) que presentan a través de intervalos de carbonato. La tendencia de ajuste de alta energía es hidrostática por la sobrepresión en las unidades superpuestas, muestran que está muy sobrepresionada.

La forma de esta zona de transición puede controlarse mediante el espesor de las variaciones de permeabilidad. Se pueden aplicar técnicas de predicción de la presión de lutita en estas lutitas envolventes (e intercaladas, no cementadas) para dar una sensación de presiones de carbonato.

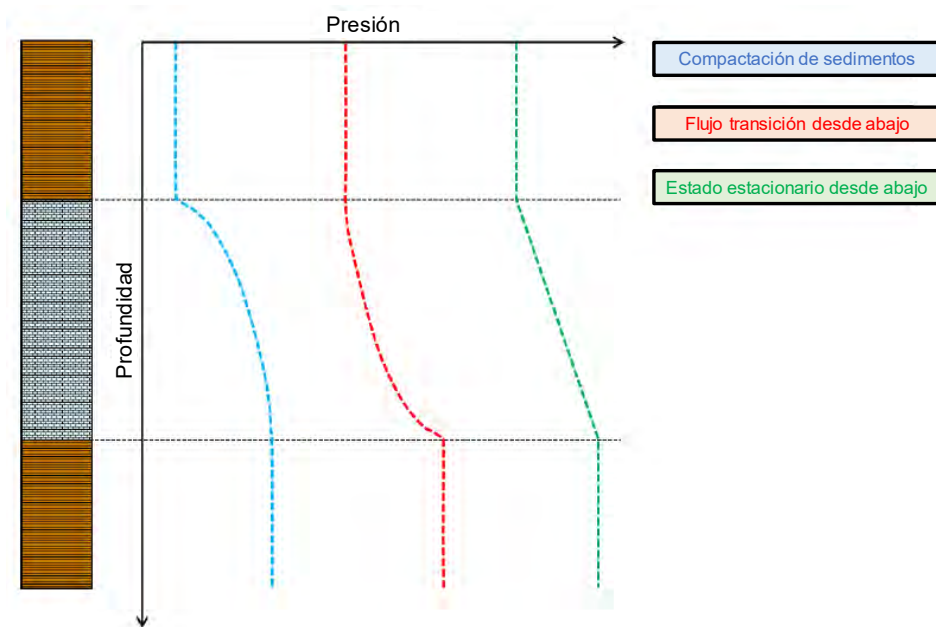


Figura 3.7 Zonas de transición de presión (PTZ) con intervalos de Carbonatos

En la figura 3.7 se muestra el esquema de zona de transición de presión (PTZ), a través de intervalos de carbonato de grano fino sin depósito, que resaltan los diferentes perfiles de presión según la naturaleza de la compactación frente a la fuente de flujo de fluido en la unidad de carbonato. Cualquier lutita envolvente, si es suficientemente caliente, mineralógicamente compleja, puede generar una sobrepresión adicional.

Estos procesos, como la expansión de volumen (principalmente generación de gas) y/o el desarrollo de la transferencia de carga, pueden generar 1000 psi de sobrepresión en carbonatos de calcio. Estos pueden modelarse usando técnicas basadas en lutitas. La formación de estilolita produce un acortamiento de sobrecarga y pérdida de porosidad, lo que, si es lo suficientemente extenso, podría provocar un efecto de transferencia de carga (Lahann y Swarbrick, 2011).

Existen muchos problemas para predecir la presión de poro en este tipo de entornos. El empuje afecta la sobrecarga; la expansión del gas puede causar una presión elevada y la tensión vertical ya no es dominante.

## **Integración de las propiedades elásticas de la roca para la predicción de la presión de poro**

Al principio, una inversión más sofisticada puede modelar con mayor precisión las lutitas carbonatadas, y así puede ser posible hacer una estimación de presión de lutitas en estas capas que puede inferir las presiones de carbonatos asociadas. Estas inversiones también pueden ayudar a comprender la conectividad, la extensión lateral y el relieve vertical de los cuerpos de carbonato que pueden usarse para modelar la presión de manera más efectiva.

Recientemente, Kumar et al. (2010) al utilizar alta resolución, la migración de tiempo procesada (PSTM), combinada con los datos de VSP procesada para la conversión de tiempo-profundidad, se generó una variedad de interpretaciones de velocidad.

Las interpretaciones de la presión de poro utilizando Eaton (1975) y Bowers (1994) se intentaron usando los tres modelos de velocidad. Se observó que todas las velocidades mostraban sensibilidad a los cambios de presión en los pozos desplazados, particularmente al usar las velocidades derivadas de la inversión y la relación de carga primaria de Bowers (1994).



Este enfoque solo proporcionará capacidad predictiva a escala local ya que el potencial de variación significativa de la porosidad lateral y vertical significa que, lejos del control del pozo, la predicción de la presión no es confiable debido a que no existe una relación de porosidad-esfuerzo efectivo en los carbonatos. Lo que este enfoque indica es que se puede generar un modelo confiable de inversión de velocidad de ondas P y onda S y de densidad aparente para carbonatos, calibrados a datos de registros eléctricos VSP, que luego pueden utilizarse en la derivación de otras propiedades elásticas; por ejemplo, módulos de roca seca, que podrían usarse con modelos geomecánicos para restringir la presión de poro. Un modelo petrofísico basado en módulos elásticos de roca seca y el esfuerzo efectivo también fue intentado por Kumar et al. (2010), pero la falta de datos de velocidad de corte ( $V_s$ ) significaba que no había datos suficientes para probar la teoría y comparar los resultados.

La variación en los módulos de roca seca puede expresarse mediante  $Q$ , el factor de calidad (el inverso de la atenuación) y el uso del factor  $Q$  como método para predecir la presión de poro se ha logrado con éxito en secuencias clásticas (ver Carcione y Helle, 2002) pero aún no se ha demostrado que sea efectivo en carbonatos.

Atashbari y Tingay (2012) discuten un nuevo método para calcular el esfuerzo efectivo en carbonatos utilizando la compresibilidad de las rocas ya que la presión de poro depende de los cambios en el espacio poroso, que es una función de la roca y la compresibilidad de los poros. El análisis también debería ayudar a los modeladores de yacimientos al proporcionar una mejor comprensión de las propiedades del yacimiento. Este método de predicción de la presión de poro se basa en los valores detectados de la capacidad de compresión de poros e información obtenida del análisis de núcleo especial y se limita a las áreas en las que los núcleos están disponibles.

La variación en la presión de poro encontrada se debe a la porosidad que varía por otros procesos, tales como fracturamiento y disolución en lugar de simplemente esfuerzo; los carbonatos son invariantes con el esfuerzo.

1. Los carbonatos difieren sustancialmente de las lutitas en su historia diagenética y compactación; es decir, han sido químicamente litificados. Se compactan a través de procesos mecánicos y químicos de modo que no puede haber una relación a nivel de cuenca entre la porosidad y el esfuerzo efectivo. Por lo tanto, los métodos primarios para predecir la sobrepresión asociados con las lutitas no funcionan en carbonatos.
2. Los carbonatos no son propensos a generar sobrepresión internamente.
3. Los carbonatos sobrepresionados son aquellos que se encuentran en asociación con lutitas sobrepresionadas.
4. El aislamiento del yacimiento (es decir, donde hay poca o ninguna fuga lateral de presión a la superficie) preserva la sobrepresión en estos carbonatos.

Actualmente el mejor enfoque para predecir la presión de poros dentro de un carbonato se basa en:

1. Utilizar la inversión sísmica para identificar carbonatos en el subsuelo y sus lutitas asociadas con la mayor precisión posible.
2. Comprender los mecanismos de generación de presión en estas lutitas y usar técnicas de lutitas para establecer las presiones de poro.
3. Modelado del carbonato como un PTZ basado en la mejor comprensión de su geometría interna y porosidad del modelo de facies geológicas.

La integración de la geopresiones, la física de la roca y la geomecánica puede dar como resultado una forma de vincular con precisión el régimen de presión de poro a las propiedades elásticas del carbonato de forma que permita una predicción más precisa de la presión de poro.

Se requiere un enfoque multietapas y multidisciplinario, integrando el modelo de presión geológica descrito anteriormente con estudios geomecánicos y de física de rocas. El modelado geomecánico está respaldado por una predicción de presión precisa, pero también puede proporcionar una restricción a la presión de poro; es decir, las predicciones de presión de poro que pueden no calibrarse también deben satisfacer el modelo geomecánico que está restringido por mediciones de laboratorio de núcleos y por análisis de registro de imágenes. El modelado de la física de la roca tendría como objetivo construir una relación entre los registros elásticos ( $V_p$ ,  $V_s$  y  $RHOB$ ) y los modelos empíricos que relacionan la mineralogía del carbonato con su porosidad y su compresibilidad.

# Capítulo IV.

## Aplicaciones en el Sureste de México

Inicia en los años 50's el desarrollo de campos importantes en la Región Sur dando entrada a campos de altos rangos de producción que ayudan al incremento importante de reservas. Con ello el reto de campos naturalmente fracturados con gran potencial de alta presión y altas temperaturas y desarrollo de nuevas tecnologías para poder llegar a los objetivos, marca el principio para integrar aspectos geomecánico, que ayuden a evaluar de una forma aproximada

	<b>4.1 Análisis de la información</b>
--	---------------------------------------

Dada la importancia, de la región Sur, para la incorporación de reservas, se desarrollará el flujo convencional de caracterización de Yacimiento Naturalmente Fracturados (CNYF) y el impacto al que se ve sometido a lo largo de su explotación y como la integración de análisis geomecánico nos permiten cuantificar de mejor manera la estimación volumétrica.

Este yacimiento compuesto de trampas geológicas tipo estructural y dinámicamente muy complejos, de carbonatos naturalmente fracturados cuya configuración estructural se debe a la gran actividad tectónica y salina de la región que deformó los estratos produciendo un severo afallamiento que derivó en un alto grado de fracturamiento.

## 4.2 Información Sísmica

El cubo sísmico 3D, es de la unión de cubos del campo A (terrestre) y Campo B (marino), la fecha de adquisición 2002 (408 km<sup>2</sup>) fecha de reproceso 2007, área de reproceso 224 km<sup>2</sup>, tipo de reproceso migración Pre-Apiamiento en tiempo (PreSTM), por lo cual es necesario, transformarlo a profundidad y para ello se genera el modelo de velocidades se utilizaron 5 funciones de velocidad, 3 límites de secuencia, 2 horizontes de sal, discordancia y cima de carbonatos, de esta forma se logra una correcta calibración de tiempo a profundidad. Figura 4.1

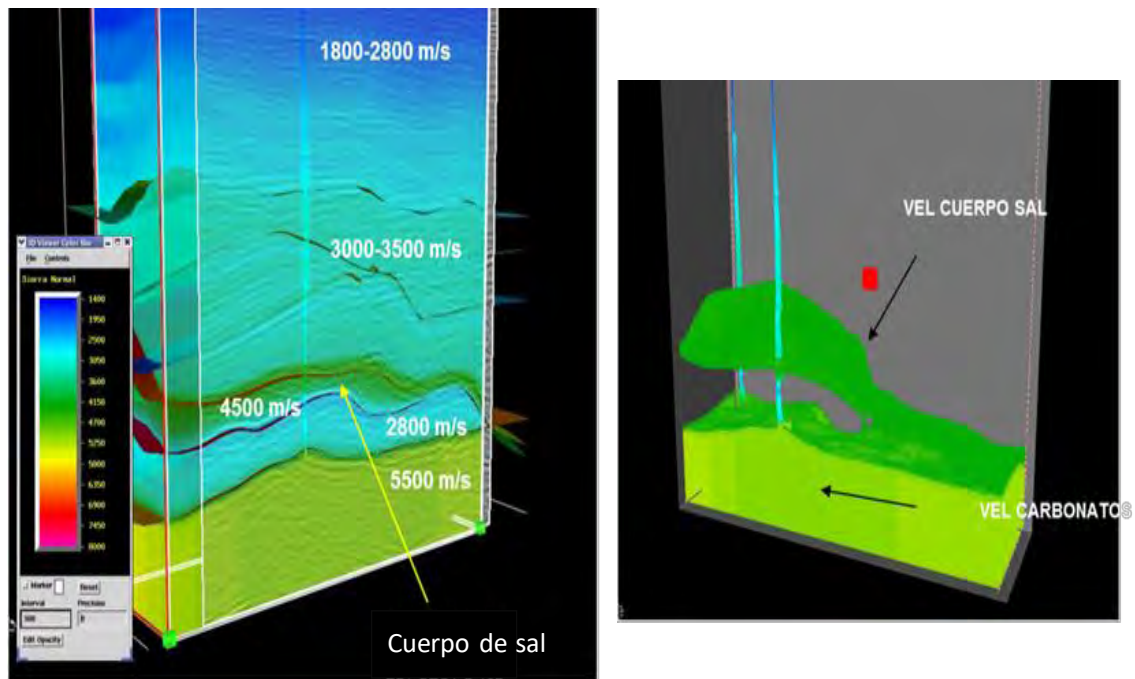


Figura 4.1 Modelo de velocidad

## Modelo estructural

El campo A, a nivel Mesozoico se divide en tres zonas geológicas: Centro, Sur y Norte, dadas sus particularidades. La zona centro presenta un área de erosión que pone en contacto las rocas del Cretácico Inferior y del Jurásico Superior Tithoniano de forma discordante con las rocas del Paleoceno, mientras que la zona sur se caracteriza por tener espesores reducidos del Cretácico y se encuentra limitada al norte por la falla principal del campo.

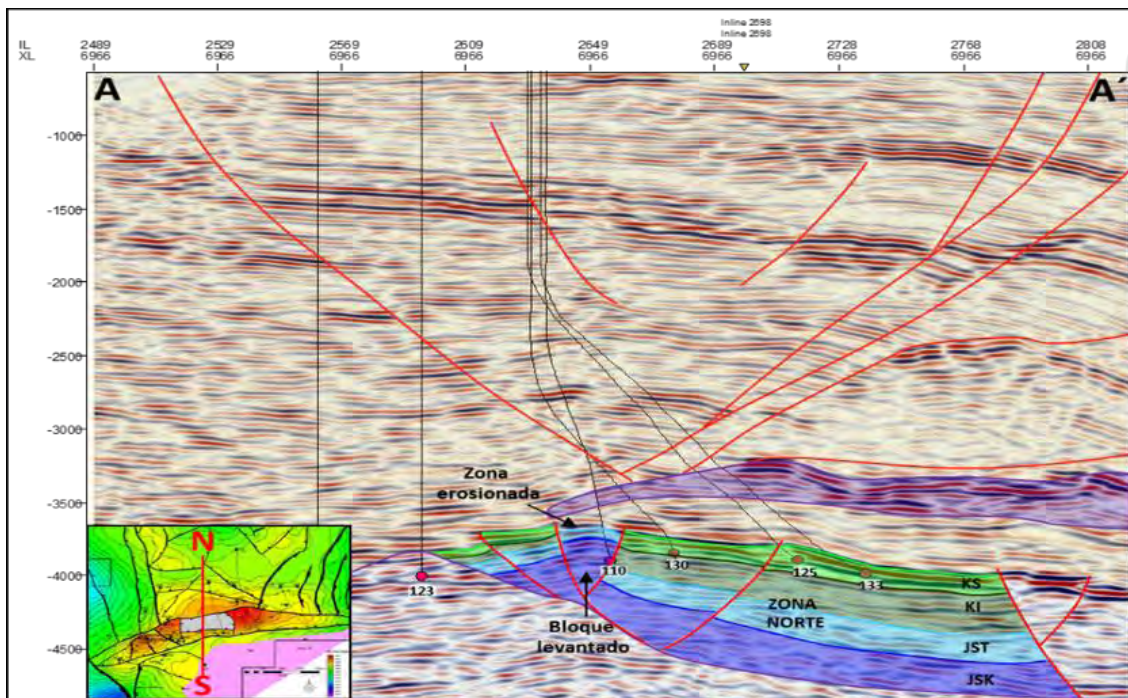


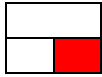
Figura 4.2 Sección sísmica en tiempo con dirección Sur-Norte del campo A

En la figura 4.2 se observa la influencia de la tectónica salina en el campo, siendo tan fuerte que a finales del Cretácico provocaron exposición y erosión de las rocas del Cretácico Superior y parte del Cretácico Inferior en la zona centro del campo. Estas condiciones, se verán afectadas de diferentes maneras a medida que se altera las condiciones iniciales del yacimiento.

Estructuralmente el campo está formado por un anticlinal asimétrico y alargado cuyo eje axial corre aproximadamente en dirección Oeste a Este, cambiando hacia el Norte drásticamente como un anticlinal estrecho con orientación Norte-Sur y hacia el Este como una meseta con ligeros montículos de bajo relieve, buzando hacia el Noreste. Posiblemente el esfuerzo principal que contribuyó localmente al levantamiento del anticlinal fue originado por el movimiento de la sal.

El movimiento de las masas de sal influyó en la yuxtaposición de las rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano con las rocas del Cretácico Medio e Inferior, principales almacenadoras del campo, constituyendo un solo yacimiento (KI-JSK).

La brecha del Cretácico Superior, se originó producto de la exposición subaérea y erosión de las rocas del Cretácico en la zona centro del campo, estos sedimentos fueron transportados como flujo de litoclastos y se depositaron en forma de brechas en la zona norte, sobreyaciendo al depósito de margas gris-verdosas del Fm. Méndez. Las brechas muestran buena porosidad, la cual se incrementó debido al excesivo fracturamiento en el campo, haciendo una roca permeable que durante la migración almacenó hidrocarburos, funcionando como sello las lutitas y marga café rojizo del Paleoceno.



## 4.3 Información Geológica

### **Marco tectónico regional**

Las Cuencas del Sureste se definen regionalmente dos principales familias estructurales. La más antigua y profunda es resultado de esfuerzos de compresión, asociada a la cuenca Salina del Istmo, en cambio, la más joven y somera es producida por esfuerzos asociada a la subcuenca.

La primera se asocia a un cinturón de pliegues y cabalgaduras, desarrollado a partir de un despegue entre las evaporitas y calizas del Jurásico que afecta a rocas del Mesozoico y Paleógeno. Los estilos en el subsuelo muestran una dependencia estrecha a las variaciones litológicas y a su ubicación respecto a los principales elementos tectónicos de la cuenca, en un contexto regional, la compresión inicio a fines del Cretácico Superior y se reactivó durante el Mioceno Medio-Tardío.

La familia más joven es extensional, resultado del deslizamiento gravitacional, por lo tanto, el fallamiento normal y pliegues tipo roll-over caracterizan la subcuenca, formada a partir del Mioceno Superior basal y plioceno, el límite con el Cinturón Plegado de Reforma-Akal, lo constituye un sistema de fallas normales, denominadas en conjunto Sistema de fallas de Comalcalco. En contraparte, la explicación del origen de las fallas contra regionales lístricas se debe a rasgos de compensación que se formaron durante la evacuación lateral de la sal.



## Marco sedimentario y estratigráfico regional

De acuerdo al estudio de plays Jurásicos realizado en el 2011, el campo se ubica dentro de facies de rampa externa, pero las secuencias sedimentarias del Kimmeridgiano del campo A, son de facies más someras la información de pozos y sísmica sugiere que las unidades del Mesozoico pudieron haberse depositado sobre un bloque alto provocado por el diapirismo salino presente en la subprovincia, lo que pudo haber generado condiciones someras de alta energía propicias para el desarrollo de bancos oolíticos figura 4.3.

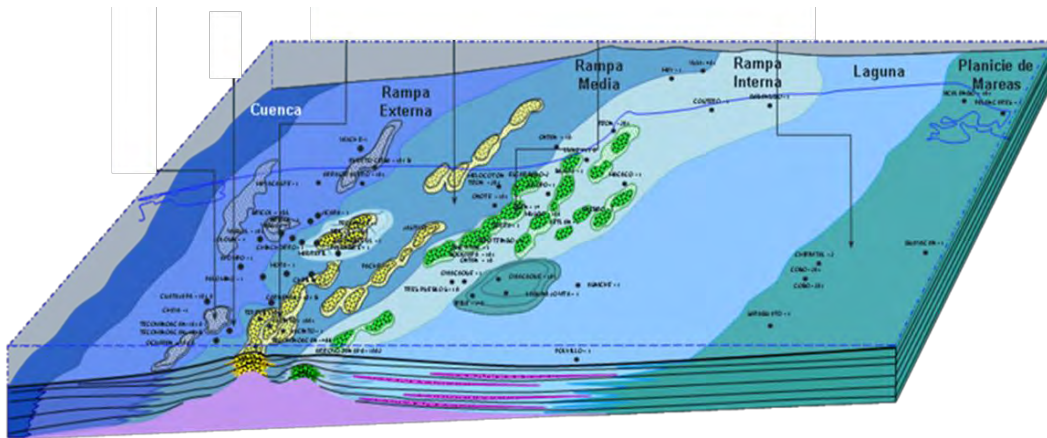


Figura 4.3 Distribución de paleoambientes del Jurásico Superior Kimmeridgiano

Para el Cretácico Inferior y Medio, el campo se ubica dentro de facies de cuenca en donde predomina el depósito de calizas de tipo Mudstone-Wackestone con planctónicos depositados en ambientes de aguas profundas.

Estudios de geología Regional y análisis de plays en la planicie costera del Golfo de México, indican que partir del Cretácico Temprano, hacia la parte Sur-Central del área de Chiapas-Tabasco, se desarrolló el elemento geológico conocido como plataforma Artesa-Mundo Nuevo, caracterizada por litofacies de wackestone-packstone de bioclastos, algas y peloides. Por lo que a los flujos de brechas del Cretácico Superior se les asocia su principal origen a la erosión y desintegración de esta plataforma, la cual estuvo expuesta en diversas ocasiones.

Las secuencias de areniscas del Mioceno Superior en el campo están asociadas a una superficie discordante sobre la cual se depositó toda la secuencia. Cambios eustáticos en el nivel del mar dieron lugar a la formación de un complejo de facies canalizadas con diques que depositaron abanicos turbidíticos de piso de cuenca en dos ciclos, el primero deposita abanicos ubicados hacia la mitad del mapa y el segundo deposita abanicos prácticamente hasta la región marina constituyendo un sistema progradante.

## **Modelo sedimentario**

Para el modelo sedimentario del Mesozoico se utilizó la información obtenida a través de la revisión y análisis de núcleos y registros de pozos, registros litológicos existentes, parámetros de perforación y recortes litológicos, además se incorporaron análisis de microfacies de estudios previos.

Los depósitos sedimentarios del Jurásico Superior Kimmeridgiano corresponden en algunas áreas a secuencias transgresivas representadas por Packstone de ooídes y bioclastos dolomitizados y Wackestone de pellets y bioclastos, en un ambiente de inframarea somera de baja energía; en otras se tienen sedimentos que van de Packstone - Grainstone en parte dolomitizados, los cuales fueron depositados en un ambiente de inframarea de moderada a alta energía, así como dolomía de grano fino a medio que corresponden a depósitos de un ambiente de supramarea de moderada a alta energía con zonas kársticas. En otras zonas del campo se observan secuencias de Wackestone, dolomitizado y Grainstone-Packstone de ooídes y bioclastos, depositados como parte de un banco oolítico- bioclastico carbonatado.

Los depósitos del Cretácico Inferior corresponden a una secuencia de Mudstone-Wackestone con planctónicos de cuenca, depositados en ambientes de aguas profundas que en algunas partes del campo alternan con cuerpos conglomeráticos de carbonatos retrabajados de plataforma con bioturbación.

En la parte Sur Central y Oriental del campo se observa una secuencia brechoide con clastos de fragmentos calcáreos y dolomíticos, dentro de matriz arcillo-calcárea y la cual se reduce notablemente en la parte Sur - Occidental del campo, por efecto de la sal.

Para el Cretácico Medio, los sedimentos corresponden a una secuencia de Mudstone-Wackestone de microfósiles planctónicos de cuenca en parte microbrechoide, depositados en ambiente de aguas profundas, que en una parte del campo se observa un mayor espesor, disminuyendo hacia la porción Norte, mientras que hacia la parte Sur Occidental del campo se observan espesores reducidos debido al efecto del tectonismo salino.

Los depósitos del Cretácico Superior corresponden a unas facies de Mudstone-Wackestone con pedernal, así como facies de Mudstone bentonítico y margas gris verdosas-café rojizo con foraminíferos planctónicos de Cuenca y en algunas partes del campo las margas cambian sus facies a facies de brechas calcáreas, tanto lateral como verticalmente. Estos sedimentos corresponden a un ambiente de cuenca. Esta secuencia sedimentaria contiene las unidades de las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez, así como las brechas.

	<b>4.4 Información Petrofísica</b>
--	------------------------------------

En cuanto a la calidad de la roca para este campo se tiene que la roca generadora es J.S. Tithoniano, la roca almacén dolomías JSK, JST, KI, KM y BK, la roca sello margas KS y lutitas paleoceno, la profundidad del yacimiento es 5300-6800 m, y espesor bruto del yacimiento 1500 m.

## **Roca almacén**

**Cretácico Superior:** Brecha calcárea depositadas en ambientes pelágicos, producto de la erosión de la plataforma, porosidad: intergranular y fracturas.

**Cretácico Inferior:** Mudstone a Wackestone de ambiente de cuenca, con impregnación de aceite, porosidad: microfracturas y vugulos.

**JS Kimmeridgiano:** Grainstone- Packstone dolomitizado en un ambiente de inframarea somera de baja energía, recristalizado con porosidad secundaria por disolución, porosidad: intercrystalina, fracturas.

## **Núcleos y recortes**

Los núcleos son muestras de roca tomadas del pozo a una profundidad específica, por medios especiales, preservando su estructura geológica y sus características fisicoquímicas de la mejor manera posible, con la finalidad de realizar estudios petrofísicos y geológicos. Se cuenta con núcleos cortados en casi todas las zonas productoras del campo, a los cuales se les han realizado estudios petrográficos, difracción de rayos X, saturación de fluidos y petrofísica básica. En algunos casos, se les han hecho estudios para determinar permeabilidades relativas, presiones capilares, saturación de fluidos y análisis geomecánico.

## **Composición y tipo de sedimentos**

Para la composición mineralógica de las formaciones en las que produce el campo, se cuenta con la descripción litológica en núcleos, predominando minerales como calcita y dolomía, poco volumen en arcillas tipo illita y bentonita y en algunos casos anhidrita o sal para el Mesozoico, mientras que areniscas de cuarzo y arcillas tipo illita para el Terciario.

A partir de registros se estima el tipo de litología presente en los pozos, utilizando gráficos cruzados de porosidad neutrón vs densidad, identificando así el tipo de matriz predominante como se muestra en la figura 4.4

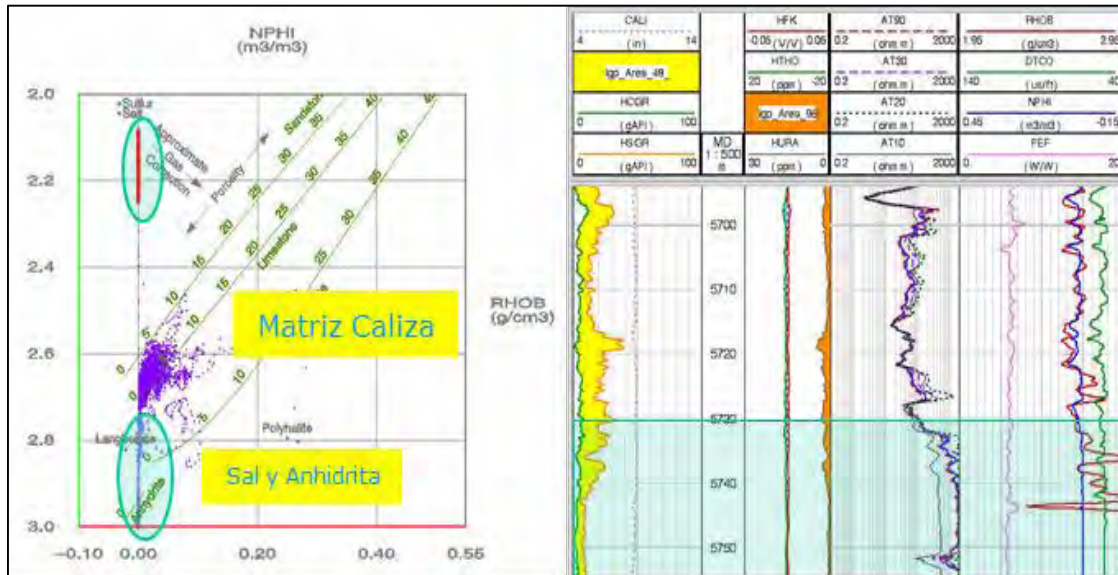


Figura 4.4 Estimación de litología predominante a partir de registros geofísicos

## Porosidad

El tipo de porosidad presente en las formaciones del Mesozoico en las que se explota es de tipo secundaria, asociado a fracturamiento, cavidades por disolución y vugular. Los núcleos son parte fundamental dentro de la caracterización de este campo, debido que es ahí donde se encuentra la evidencia de dichas porosidades.

En la formación del Cretácico Inferior se presenta porosidad matricial y secundaria a partir del fracturamiento. En la formación Jurásico Superior Kimmerigiano se observa porosidad intercrystalina con cavidades de disolución (porosidad secundaria), así como porosidad por fracturamiento.

## Porosidad total y porosidad efectiva

Para el cálculo de la porosidad efectiva se emplearon los registros neutrón-densidad y el volumen de arcilla calculado. Partiendo del modelo básico de porosidad total ponderando las porosidades calculadas a partir de cada método.

$$PHIT = \frac{\Phi D + \Phi N}{2} \quad (4.1)$$

Donde:

PHIT = Porosidad total

$\Phi D$  = Porosidad a partir de la densidad

$\Phi N$  = Porosidad a partir del neutrón

$$PHIE = PHIT - (PHIT * Vsh) \quad (4.2)$$

Donde:

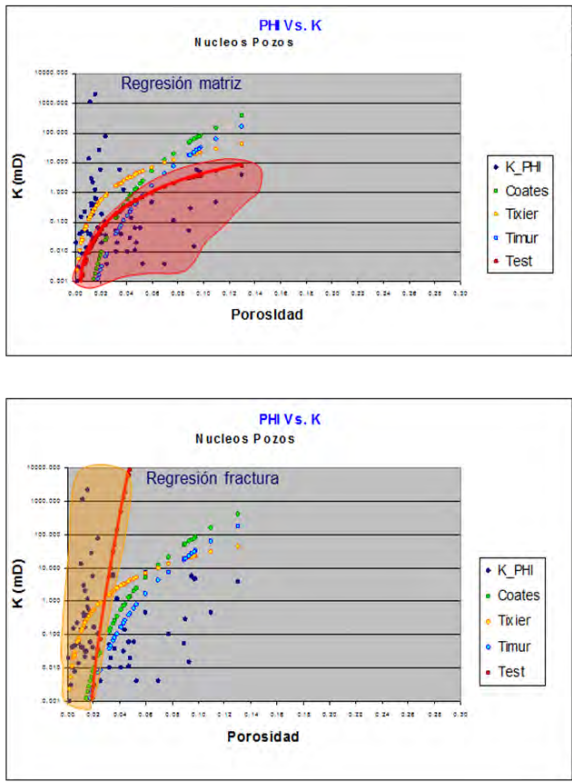
PHIE = Porosidad efectiva

PHIT = Porosidad total

Vsh = Volumen de arcilla

# Modelo de permeabilidad

Para el modelo de permeabilidad se definieron dos algoritmos, uno que caracteriza la fractura y otro la matriz. Esto partiendo de datos de núcleos, graficándose las porosidades y permeabilidades realizando regresiones asociando tendencias para cada tipo de porosidad como se muestra en la figura 4.5

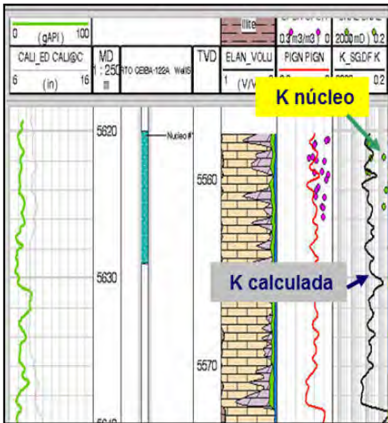


### ALGORITMO k

$$K_{mat} = 100 * X * (1 - SWI_{SG})$$

$$K_{frac} = 200 * X * (1 - SWI_{SG})$$

$$K = IF (PIGN > Cut K_{SGfrac} K_{SGmat})$$



Calibración del modelo de permeabilidad con permeabilidad de núcleo y calculada

Figura 4.5 Calibración del modelo de permeabilidad a nivel Mesozoico

## Saturación de fluidos

Para las formaciones del Mesozoico son utilizadas las ecuaciones de saturación que involucran la resistividad de la formación, así como parámetros de Archie; sin embargo, para estas zonas se tiene más control en las salinidades, por lo que la certidumbre en la determinación de la saturación de fluidos aumenta, figura 4.6

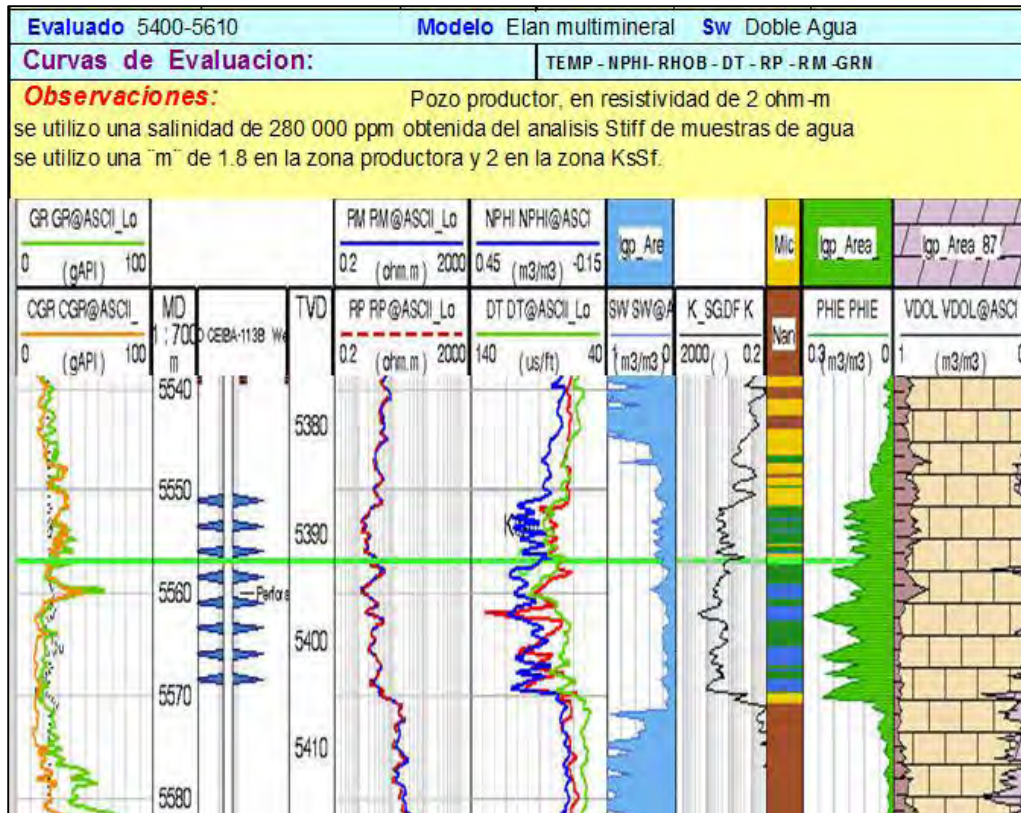


Figura 4.6 Estimación de saturación de agua para formaciones del Mesozoico



## Modelo de saturación de agua (Sw)

Debido a la poca presencia de arcilla en la formación, se optó por utilizar el modelo de Archie para el cálculo de saturación de agua, este considera formaciones limpias.

$$S_w = \left( \frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot \Phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (4.3)$$

Dónde:

Sw = Saturación de agua

Rt = Resistividad de la formación

$\Phi$  = Porosidad

Rw = Resistividad del agua de formación

a = Factor de tortuosidad

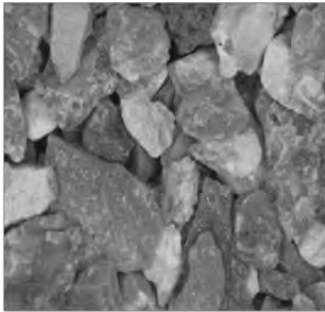
m = Exponente de cementación

n = Exponente de saturación

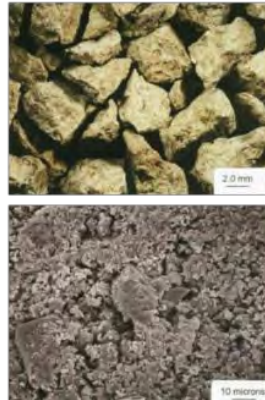
## Tectónica salina y sus consecuencias en el campo

En la figura 4.7 se hace una clasificación de carbonatos para describir poros y estructuras porales, debido a su influencia en la distribución de fluidos en el yacimiento y por consiguiente en la producción. Se agrupó a partir de la caracterización de la matriz de la roca basada en la apariencia de la superficie y la estimación del tamaño y cantidad de poros visibles de 20 muestras de canal, obteniendo los 3 tipos de roca mostrados.

**Tipo de roca I**  
corresponde a una roca cristalina compacta, sin porosidad visible.



**Tipo de roca II**  
Cretosa, margosa, cristales muy finos, sin porosidad visible.



**Tipo de roca III**  
Sacarosa y granular, con porosidad visual.



Figura 4.7 Clasificación de tipo de roca a partir de muestras de canal

El uso del modelo de Emery y Myers para la formación de plataformas aisladas puede ser la explicación para la formación de los bancos calcáreos que dieron origen a las brechas presentes en el campo:

- Primera fase “*Start up*”: Después de un evento tectónico que provoca el levantamiento de las capas ya litificadas e inundación sobre la plataforma, se adapta la población de organismos iniciando la producción de carbonatos.
- Segunda fase “*Catch up*”: La producción de carbonatos se incrementa, llegando a su punto máximo y encontrando el correcto espacio para el acomodo de los granos carbonatados hasta que de forma progresiva es llenado el espacio disponible.
- Tercera fase “*Keep-up*”: Cuando el espacio para el acomodo de sedimentos es llenado y la producción de sedimentos carbonatados continúa, el exceso de sedimentos es llevado hacia la rampa y cuenca siendo depositados en facies distales.

Un evento de cambio en el nivel del mar propicio una exposición subárea de la plataforma provocando erosión, carsticidad e intercambio de fluidos por aguas meteóricas, esta etapa es llamada “*subareal exposure*”, hasta que se da el cambio en el régimen de sedimentación, sepultando la plataforma aislada generando una disconformidad, episodio conocido como “*platform drowning*.”

Entonces el campo se ubica para el Jurásico dentro de un ambiente de rampa externa con desarrollos de granos carbonatados de facies de supramarea a intermarea a consecuencia del empuje salino, la distribución de estos bancos es errática pues no muestran un alineamiento preferencial, sino más bien obedecen al paleo relieve.

La tectónica salina estuvo activa durante el depósito de las secuencias sedimentarias del Cretácico, pues hay evidencias que muestran que el movimiento de las masas de sal de edad Calloviana afectaron a las unidades del Cretácico, siendo tan fuerte que a finales del Cretácico provocaron exposición y erosión de las rocas del Cretácico Superior y parte del Cretácico Inferior en una porción del campo.

En el modelo sedimentario para el Cretácico Superior Campaniano - Maastrichtiano en el campo, se observa un banco calcáreo, el cual sufrió erosión de las rocas del Cretácico Inferior y Superior, a causa del empuje salino, estos sedimentos fueron transportados a la cuenca en forma de flujos de brecha, depositándolos con una variación lateral en el espesor y en el tamaño de los litoclastos, de brecha de grano grueso a fino.

## 4.5 Análisis del comportamiento de producción

El campo A, produce en la formación Mesozoico. En julio de 2005 se alcanzó la máxima producción del campo con 84,649 Mbd de aceite y 52.67 MMpcd de gas. La producción acumulada total campo A, al 1 de enero de 2017 es de 209.1 MMb y 144.2 MMMpc. La producción promedio actual del campo es de 7,043 Mbd de aceite y 5.61 MMpcd de gas, figura 4.8

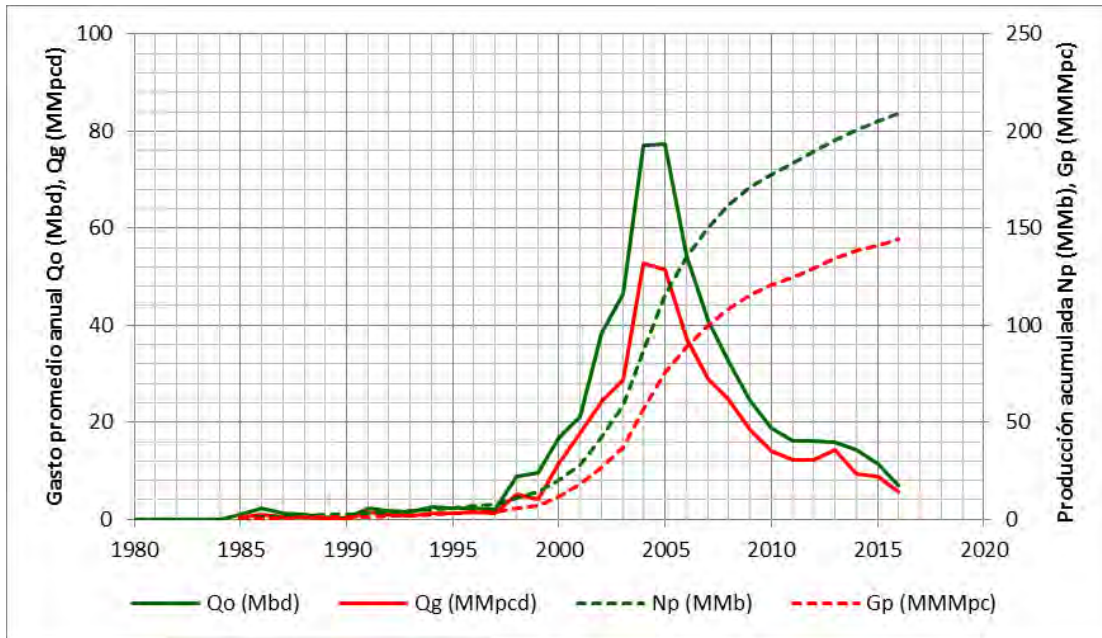


Figura 4.8 Perfiles históricos de producción del Campo A

El yacimiento aun no alcanza la presión de saturación debido al mantenimiento de la presión producto del empuje hidráulico. La presión original es de 1100 kg/cm<sup>2</sup>, la actual del yacimiento en es de 789 kg/cm<sup>2</sup>, por lo que el ritmo de agotamiento de este es de 12.5 kg/cm<sup>2</sup>/año y 2 kg/cm<sup>2</sup>/MMb. La presión original es de 1100 kg/cm<sup>2</sup>, es el yacimiento lo que muestra es que no hay casquete de gas ya que su presión sigue siendo alta y la PB es de 177 kg/cm<sup>2</sup>, figura 4.9

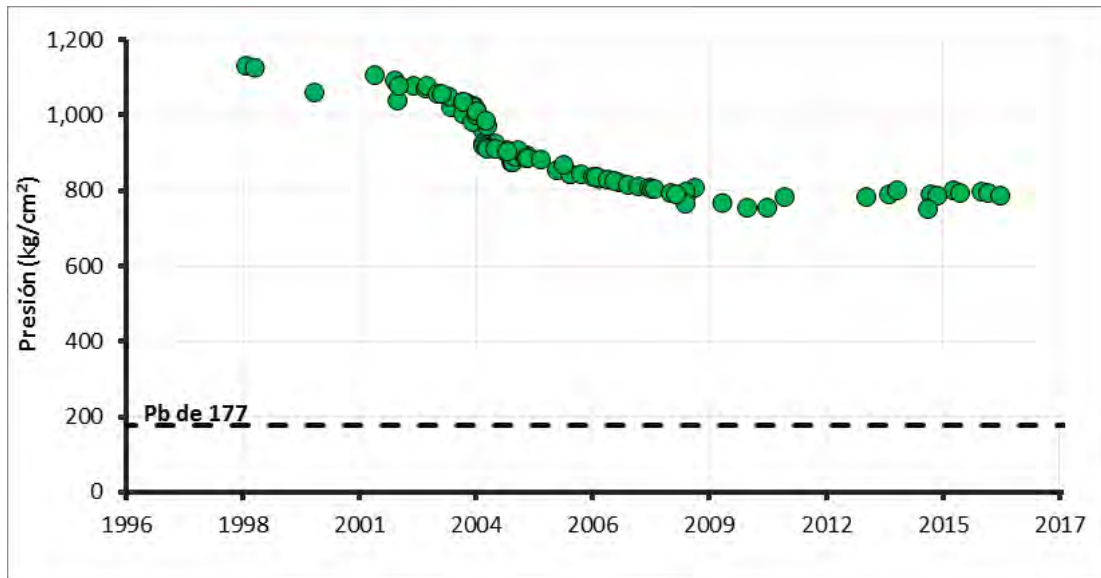


Figura 4.9 Comportamiento histórico de presión Campo A

## Propiedades de los fluidos

Respecto al comportamiento fisicoquímico de los hidrocarburos, se han realizado 10 análisis PVT efectuados por laboratorios especializados. En su mayoría, los muestreos han sido de fondo buscando tener un fluido a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

Todos los estudios se han revisado y validado. Para el campo A, el PVT del pozo 5-A, fue seleccionado como el más representativo del campo; se muestra la envolvente de fases, figura 4.10, las principales características del fluido son:

- Presión de saturación de 177 kg/cm<sup>2</sup> @ 5,600 mvbnm
- Factor de volumen inicial del aceite (Boi) de 1.31 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>
- Relación de solubilidad inicial del gas en el aceite (Rsi) de 116.5 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>
- Factor de volumen del gas (Bgi) de 0.01 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>
- Densidad del aceite @ Pb: 0.667 gr/cm<sup>3</sup>.
- Viscosidad del aceite @ Pb: 0.296 cp.
- Densidad del aceite 33°API.

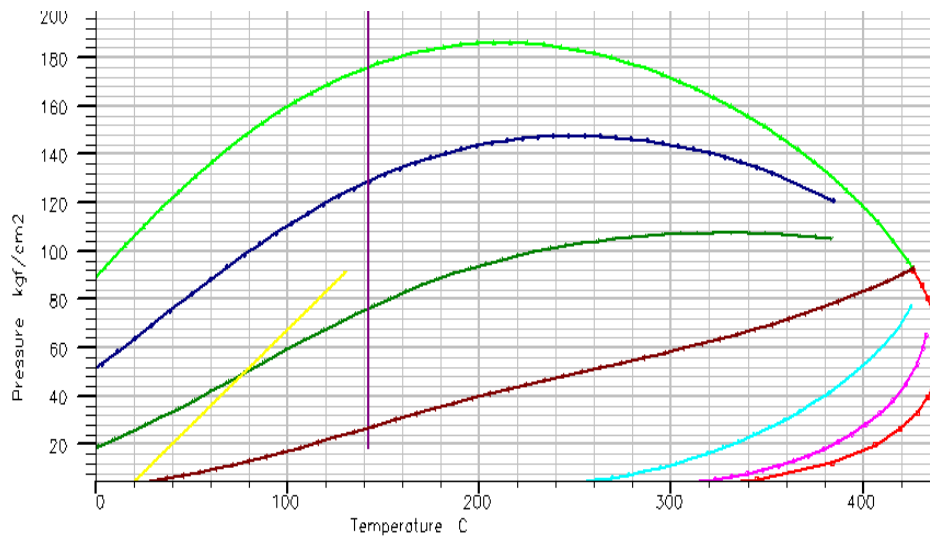


Figura 4.10 Envoltura de fases del PVT del pozo

La envoltura de fases indica que se trata de un aceite negro, sin embargo, el análisis composicional sugiere un comportamiento cercano a los aceites volátiles, es decir, se encuentra en una zona de transición entre aceite negro y aceite volátil (aceite negro ligero).

## Propiedades del sistema roca-fluido

Mediante el comportamiento de la presión capilar y de las curvas de permeabilidad relativa es factible determinar las saturaciones, la mojabilidad del sistema, establecer el nivel de agua libre, el contacto agua-aceite, la zona de transición y la zona de 100% aceite.

En la Figura 4.11 se muestra el análisis de permeabilidad relativa del núcleo tomado correspondiente a la formación JSK, cuyos resultados arrojaron que la roca presenta una preferencia a ser mojable por agua debido a una mayor permeabilidad relativa al aceite y una alta saturación de agua matricial (93.5%) cuando las permeabilidades relativas son iguales ( $K_{ro} = K_{rw}$ ). La saturación de agua irreductible es de 80% y la saturación de aceite residual es de sólo 1.8%.

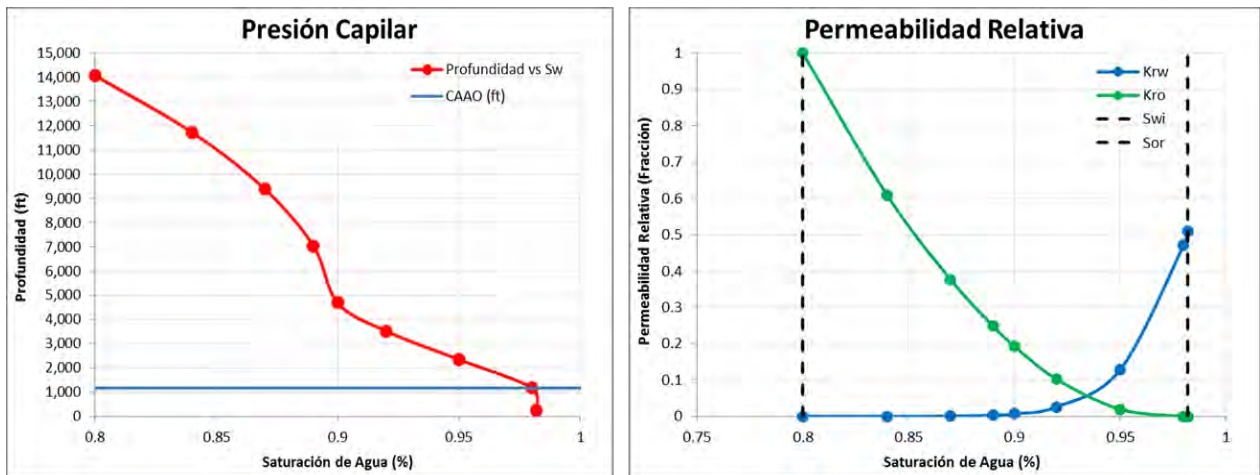


Figura 4.11 Curvas de permeabilidad relativa y presiones capilares

## Caracterización dinámica

El campo A, a nivel Mesozoico presenta poca declinación de la presión de yacimiento producto del mantenimiento natural del mecanismo de empuje hidráulico, es decir, el acuífero activo que brinda el soporte de energía al yacimiento propicia un bajo ritmo de depresionamiento de 2 kg/cm<sup>2</sup>/MMb y 12.5 kg/cm<sup>2</sup>/año.

Actualmente el campo A, produce hidrocarburos con un alto corte de agua en la mayoría de los pozos. Se aprecian 2 tendencias principales en cuanto al comportamiento de la salinidad del campo. Figura 4.12; la primera tendencia abarca un rango de 300,000 a 335,000 ppm y la segunda tendencia va de 135,000 a 160,000 ppm.

Todos los pozos presentaban un mismo comportamiento de salinidad hasta el año 2005, cuando varios de ellos comenzaron a mostrar salinidades más bajas (hasta 100,000 ppm). Esto coincide con la irrupción súbita del agua producida a partir del año 2005, cuando el campo alcanzó su pico máximo de producción de hidrocarburos.

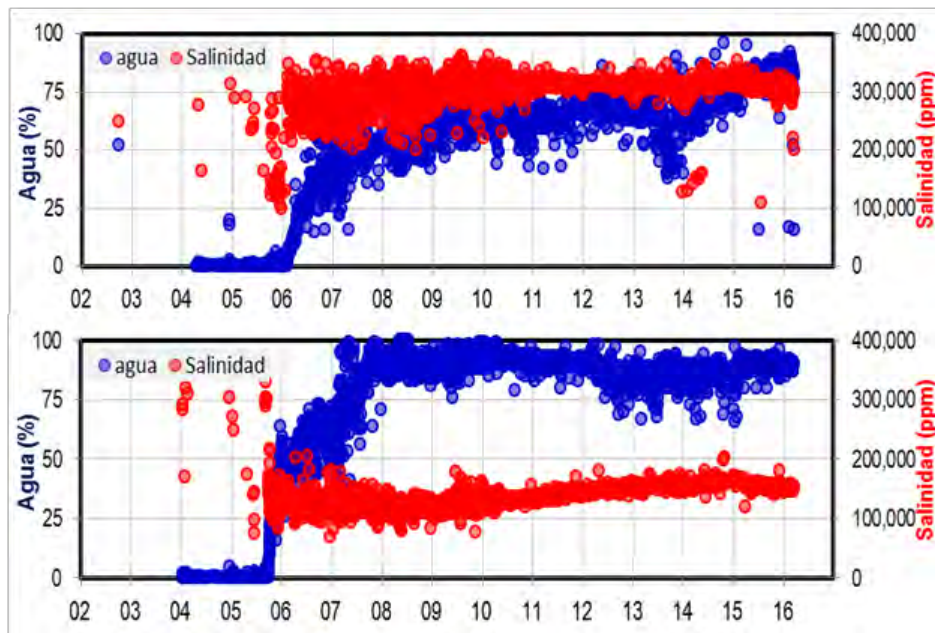


Figura 4.12 Comportamiento de corte de agua y salinidad de 2 pozos tipo del campo A

De acuerdo con la clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados de R. Nelson, el yacimiento del campo A, es Mesozoico es del tipo I, lo cual es representativo del comportamiento de producción producto de una buena comunicación debido al alto grado de fracturamiento como consecuencia de la actividad tectónica y salina de la región, lo que también propició la formación de zonas muy heterogéneas.



## Pruebas de presión producción

La caracterización dinámica del campo se ve beneficiada por el análisis de pruebas de presión, las cuales coadyuvan en el estudio para lograr un mejor entendimiento de este a través de la caracterización del yacimiento y de la evaluación de la productividad de los pozos se muestra un ejemplo de la caracterización de una prueba como se muestra en la figura 4.13 así como algunos resultados de la interpretación.

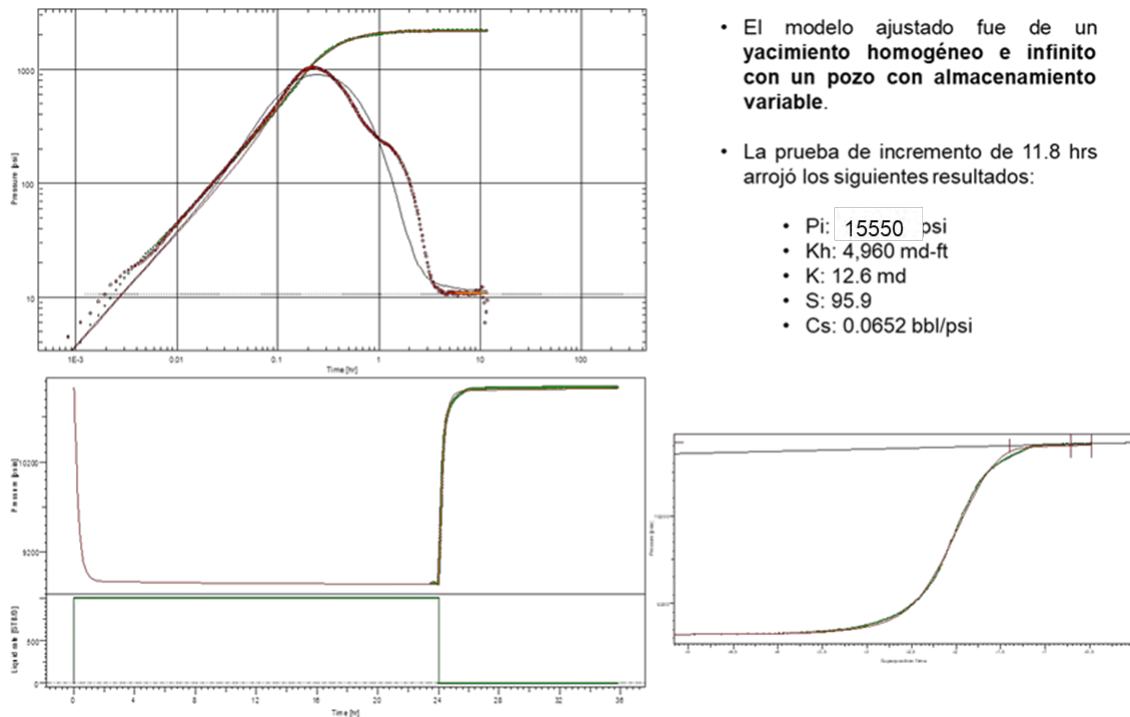


Figura 4.13 Comportamiento de PPP de un pozo del campo A

	<b>4.6 Estudio de pruebas de núcleo en el laboratorio</b>
--	---

Con el objetivo de caracterizar el comportamiento mecánico de las formaciones mediante pruebas mecánicas a través de la determinación de las propiedades elásticas, poro elásticas y de falla obtenidas experimentalmente y con esto coadyuvar a optimizar los procesos de las operaciones de perforación, terminación, reparación, producción y recuperación.

Este estudio se obtuvo de la preparación de tapones y resultados de las pruebas de tapones de los núcleos 3 y 4 del pozo A, los cuales corresponden a las profundidades de 5423 a 5426 y 5608 a 5610 metros. El programa experimental tuvo el propósito de caracterizar mecánicamente la formación de ese cuerpo que es necesario para llegar a la formación productora.

### **Descripción del estudio**

Fueron proporcionados 5 tapones de núcleos, de una clasificación cualitativa megascópica, las muestras del núcleo 3 corresponden a calizas brechas de color gris claro, los fragmentos calcáreos que la constituyen varían en tamaño de 2 a 5 milímetros. Las muestras de núcleo 4 corresponden a Mudstone de color gris con capas delgadas silificadas de color gris oscuro con presencia de microfracturamientos y con capas muy delgadas de caliza bituminosa con alto contenido de materia orgánica. Adicionalmente el análisis litológico del núcleo, se correlaciona con los registros geofísicos disponibles proporcionados para precisar su ubicación figura 4.14

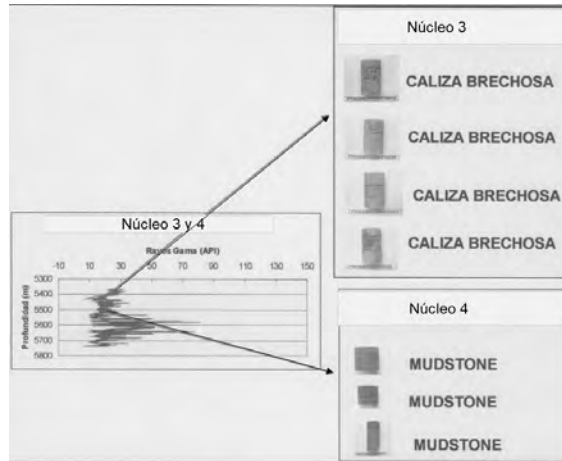


Figura 4.14 Ubicación de los núcleos 3 y 4 del pozo en relación con el registro de Rayos Gamma

## Preparación de muestras

En el laboratorio se revisaron los núcleos cortados con el propósito de ser caracterizados geomecánicamente, estos se encontraban sumamente fraccionados y habían sido sujetos a análisis previos, los núcleos estaban cortados en 2/3 para conservar esta parte de los fragmentos disponibles se seleccionaron los que permitirían el corte de tapones de 1.5x3 pg. de longitud que es el tamaño mínimo que es factible de ser manejado en el laboratorio. A partir de estos fragmentos se cortaron los tapones de los fragmentos que se muestran en la figura 4.15



Figura 4.15 Fragmento del núcleo 4

Algunos de estos tapones presentaban superficies irregulares por lo que no era posible someterlos a pruebas mecánicas, cabe señalar que el material es muy limitado, sin embargo, fue posible obtener algunos parámetros mecánicos para lo cual se propuso el programa experimental.

Los tapones se cortaron con aceite mineral por lo que se lavaron con solventes etanol – metanol y una segunda fase de metanol y se secaron en una mufla a una temperatura de 110 °C.

Los especímenes con posibilidad de realizar pruebas fueron rectificadas para dejar sus caras planas y paralelas como lo especifican el estándar y método sugerido de la ISRM y ASTM para ensayos de comportamiento mecánico y medición de ondas ultrasónicas.

## **Programa experimental**

Con los especímenes seleccionados se definió el siguiente programa experimental básico y obtener parámetros mecánicos útiles para el análisis de estabilidad mecánica de agujero, el propósito de la prueba uniaxial parcial es determinar el tipo de comportamiento, si es lineal o no lineal, plástico o elástico, así como determinar la resistencia uniaxial a la compresión y módulos elásticos en la prueba uniaxial total. Se planearon pruebas de tensión indirecta para tener un indicativo de valor de la resistencia a la tensión de la formación.

Se propuso un conjunto de pruebas triaxiales con el propósito de obtener los módulos elásticos, la envolvente de falla y con ello el ángulo de fricción interna, así como la cohesión de la roca, también se obtuvo el Módulo de Young y la relación de Poisson, parámetros determinantes para un análisis de estabilidad.

Con una prueba de velocidad de onda ultrasónica en una muestra seca se determinaron los parámetros elásticos antes mencionados, pero de manera dinámica, lo que permitió correlacionar con mediciones de registros.

## **Descripción del sistema de pruebas**

Para la realización de este programa experimental se emplearon los siguientes arreglos para efectuar las pruebas mecánicas:

### **Arreglo de pruebas uniaxiales y tensión indirecta**

El sistema está diseñado para realizar experimentos en rocas desde arenas suaves hasta rocas altamente resistentes y rocas que presentan falla frágil. La alta capacidad, diseño de alta rigidez del marco de carga acoplado con alta respuestas y tecnología de control digital, software de aplicación y un amplio número de accesorios proporcionan una herramienta versátil para la investigación del comportamiento de la deformación bajo un amplio rango de condiciones.

El arreglo consiste básicamente de un marco de carga consistente de dos columnas rectangulares rígido integrado a este se encuentra un actuador de doble actuación, este sistema proporciona una alta capacidad de carga en un compacto y rígido marco. Existen dos transductores incluidos en el arreglo, uno es de transductor de presión diferencial, el cual monitorea la diferencia de presión en cada extremo del pistón del actuador y está calibrado para presentar la fuerza de salida del actuador.

### **Arreglo de pruebas triaxiales**

El arreglo para pruebas triaxiales del sistema de pruebas de mecánica de rocas de laboratorio de Geomecánica está diseñado para realizar pruebas que simulan lo más cercanamente posible las condiciones in situ, encontradas en la mayoría de las aplicaciones geomecánicas para los yacimientos en México. Este arreglo está

diseñado para ser integrado en el sistema de pruebas para formar un sistema de prueba integral.

Esas aplicaciones a menudo implican altas presiones de confinamiento, altas temperaturas como en el caso de pozos HPHT o incluso muy bajas temperaturas como el almacenamiento o manejo de nitrógeno líquido, altas presiones de poro y varios estados de esfuerzos en especímenes de roca incluyendo extensiones (presión de confinamiento mayor que el esfuerzo axial). El arreglo triaxial cuenta con una gran variedad de accesorios, los cuales generalmente son agregados a la base del sistema como la celda de carga en recipiente, extensómetros e intensificadores de presión de poro e instrumentada colocada dentro de la celda triaxial.

## **Sistemas de velocidad de onda ultrasónico**

La muestra es colocada entre los cabezales acústicos emisor y receptor los cuales a su vez van montados en la celda triaxial y transmiten la carga axial a la muestra siendo posible realizar mediciones con los extensómetros radial y axial para la determinación de propiedades mecánicas como módulo de Young, relación de Poisson, módulo de corte y con esto establecer relaciones entre los módulos mecánicos estáticos y dinámicos. Una vez que el arreglo de transductores está montado en la celda triaxial y son hechas las conexiones eléctricas es posible saturar la muestra si esta la cubierta sobre la celda con una manga térmica y a través del puerto de presión de confinamiento proporcionar una presión de poro independiente de la presión de confinamiento.

Las fuentes de ondas ultrasónicas propagan secuencialmente una onda compresional (P) y dos ondas de corte polarizadas (S1 y S2) a lo largo del eje de la muestra, dichas señales son digitalizadas y visualizadas en el osciloscopio y monitor del sistema de pruebas ultrasónico. La onda P se propaga alternadamente con movimiento de partículas en compresión y tensión a lo largo de la muestra. Las ondas de corte se propagan con movimientos de las partículas normales a la dirección de propagación de la onda.

El procedimiento experimental para obtener la velocidad de onda compresional (P) y de corte (S1 y S2) a cualquier presión implica medición del tiempo de tránsito a lo largo del eje de la muestra dividido entre la longitud de esta. En la prueba un par de emisor y receptor para cada onda P, S1 o S2 son seleccionados a través del selector, entonces el cristal emisor o fuente es excitado por un pulso de voltaje eléctrico la cual produce un pulso mecánico de banda ancha ultrasónica con frecuencia entre 100 KHz y 1 Mhz, este pulso ultrasónico se propaga a través de los cabezales, la muestra es recibida por el cristal receptor. La señal eléctrica es amplificada y dirigida a un osciloscopio digital, este digitaliza la señal y manda la señal a la computadora para su visualización y análisis.

El tiempo de tránsito es determinado del primer pico de señales de onda P y S, el tiempo de tránsito a través de los cabezales es obtenido en un experimento por separado colocando los cabezales frente a frente sin muestra y realizando la medición a las diferentes combinaciones que se requieran de presión de confinamiento, carga axial y temperatura. Este tiempo cero, tiempo de transito total y velocidades a través de la muestra son visualizadas y grabadas así también como los datos obtenidos.

## Resultados del análisis

**Núcleo 3:** Resistencia uniaxial a la compresión, 21,310 Psi, se realizó el análisis de la selección de la curva esfuerzo deformación en el rango lineal y se determinó núcleo Módulo de Young de 9,987.96 miles Psi, con una relación de Poisson de 0.24.

**Núcleo 4:** Resistencia uniaxial a la compresión de 23,007.80 Psi, se realizó el análisis de la selección de curva esfuerzo deformación en el rango lineal y se determinó Módulo de Young de 14,252 miles Psi, con una relación de Poisson de 0.26.

## Resultados de los núcleos

Muestra	Método	Módulo de Young (Miles Lbf/pg <sup>2</sup> )	Relación de Poisson
Núcleo	Tangente	6,133.10	0.28
Núcleo	Tangente	6,710.98	0.24
	Promedio	6,798.62	0.25
	Secante	6,917.11	0.20
Núcleo	Tangente	9,577.36	0.35
	Promedio	9,611.62	0.36

*Tabla 4.1 Resultados de Pruebas Triaxiales*

Una vez caracterizado a nivel de núcleo, las propiedades geomecánico será necesario cuantificarlos a nivel de pozo, dado que en esa medición encontraremos, los elementos que nos permitirán pronosticar el comportamiento del campo.



# **Capítulo V.**

## **Desarrollo de yacimientos de compresibilidad anormal**

La concepción clásica de los yacimientos, y particularmente aquellos naturalmente fracturados, no considera la deformación de la roca y/o los efectos geomecánico, un impacto importante de esta concepción se presenta en la estimación de reservas, la cual es directamente proporcional a la capacidad de almacenamiento y la compresibilidad de la roca. Es por ello que la predicción de la variación de estos parámetros reviste gran importancia para el diseño apropiado del desarrollo de la producción y reserva.

La práctica convencional en el desarrollo de yacimientos de compresibilidad anormal conduce a errores importantes en la cuantificación y recuperación de la reserva, y consecuentemente en los indicadores económicos. La razón de ello es que esta simplificación en el volumen de hidrocarburos inicial es crítica, debido a que se sobreestima la cuantificación de la reserva.

El impacto de esta sobrestimación no está bien reconocido, por lo cual, es importante cuantificar la variabilidad del volumen con el tiempo y con los fenómenos que estos lo afectan como los cambios en temperatura, presión, porosidad y compresibilidad.

En este capítulo se mostrará una metodología con ayuda de los registros geofísicos para poder obtener datos de compresibilidad vs porosidad de yacimientos naturalmente fracturados.

	<b>5.1 Importancia de la Geomecánica</b>
--	--

Son múltiples los factores que pueden impactar el régimen de los esfuerzos a los que está sometida una formación, incluyendo el tipo de roca, los ambientes de depósito, la tectónica regional, los episodios de erosión o levantamiento, las perturbaciones sísmicas locales e incluso las variaciones de las mareas y las diferencias en la estructura de las rocas complican aún más la influencia de tales cambios en los esfuerzos.

Importancia de los registros en la geomecánica ayuda a evaluar propiedades físicas de la roca como la resistividad, así como los modelos desarrollados para la interpretación cuantitativa de propiedades fundamentales en los estudios de ingeniería de yacimientos, como la evaluación de la saturación de fluidos. Esto permitirá contar con una fuente de información específica, de este tipo de registros, para las personas involucradas en la industria del petróleo.

Los registros geofísicos de pozos son una de las herramientas más útiles y poderosas en la obtención de información petrofísica necesaria para el proceso de caracterización de los yacimientos. Los principales parámetros físicos necesarios en la evaluación de los yacimientos, son: la porosidad, la saturación de hidrocarburos, los espesores de capas permeables, y la permeabilidad. Estos parámetros pueden ser inferidos de los registros eléctricos, nucleares y acústicos.

## 5.2 Metodología para caracterizar la compresibilidad por medio de los registros geofísicos de pozo

El reto además de la complejidad de este tipo YNF, son los datos de entrada, los registros acústicos (DTCO, DTS), comúnmente no eran adquiridos especialmente el registro sísmico de cizalla (DTS), por lo cual la estimación de los parámetros elásticos de las rocas se ve limitados.

Las propiedades Geomecánica no se miden de forma directa, estas requieren de apoyarse a través del análisis de la lentitud de ondas compresionales y de corte, en combinación con la densidad volumétrica de la roca. Una forma de cuantificar los módulos elásticos es utilizar la ley de Hooke.

El módulo de cizalla  $G_{Dyn}$  y el módulo volumétrico  $K_{Dyn}$ , se calcula a partir del tiempo de lentitud de ondas de cizalla, compresional ( $\Delta T_s$  y  $\Delta T$ ) y de la densidad volumétrica. Con ellos, podemos calcular el módulo de compresibilidad (C), el módulo de Young ( $\epsilon$ ) y la relación de Poisson ( $\nu$ ).

### Metodología

Para la caracterización del subsuelo, es necesario una representación de las propiedades mecánicas (resistencia y propiedades elásticas), y esfuerzos in situ (geopresiones, esfuerzo vertical de sobrecarga y esfuerzos horizontales) que presentan los sedimentos y rocas del subsuelo, el cual sirve para predecir el comportamiento de estos lo largo de la columna geológica. Estos modelos pueden ser, 1D a nivel de pozos o a nivel 3D volúmenes.

Se utilizó la siguiente información para generar la geomecánica:

- Información geológica, petrofísica, sísmica
- Modelado estructural
- Sobrecarga / esfuerzo vertical
- Presión de poro
- Propiedades elásticas y resistencia de la roca
- Dirección de tensión horizontal

Las propiedades mecánicas de la roca consisten en propiedades elásticas y parámetros de resistencia de la roca. Las propiedades elásticas más utilizadas son el módulo de Young ( $\epsilon$ ) que cuantifica la elasticidad de la roca y la relación de Poisson ( $\nu$ ) que cuantifica la deformación volumétrica. Los parámetros de resistencia de la roca más importantes son la resistencia a la compresión sin confinamiento (UCS) y la resistencia a la tensión (TSTR).

## **Correlación y reconstrucción de registros**

Los registros eléctricos son la información principal utilizada para estimar el perfil completo de las propiedades elásticas, las tensiones de resistencia de las rocas y las presiones geológicas. Es importante identificar qué información petrofísica disponible tienen los pozos del campo. La siguiente tabla 5.1 muestra un resumen de los registros a utilizar, siendo los registros DT, DTCO y densidad lo más indispensables.

Información necesaria	Aplicación
GR, VSH, VCL, SP	Litología, propiedades mecánicas estratigráficas, elásticas y resistencia de la roca
Sónico Scanner	Esfuerzo mínimo, Esfuerzo compresivo no confinado y dirección del esfuerzo
DTCO, TZ-VSP-Vint, RT	Identificación de presión anormal de poro, presión de poro, propiedades elásticas y dureza de la roca
DTSM	Propiedades elásticas y resistencia de la roca
RHOB	Propiedades elásticas y resistencia de la roca en sobre carga
NPHI, PHIT, PHIE y Mecánicas de núcleos	Propiedades elásticas y resistencia de la roca
FMI, UBI, Caliper orientado, Caliper 1 Arm	Dirección de esfuerzo, resistencia de la roca y máximo esfuerzo
Presión de yacimiento inicial y actual, Historia de producción de sólidos	Presión de poro y Optimización de la terminación
LOT/DEQ/FIT/Perdida de lodo	Esfuerzo mínimo y máximo
Eventos de Perforación	Validación del modelo

*Tabla 5.1 Resumen de registros*

Uno de los primeros pasos prioritarios es cuantificar la calidad del dato de entrada y darle un peso importante en el análisis, por lo cual es necesario empezar con la información de pozo. La cantidad y calidad de los registros geofísicos para construir un modelo mecánico es variable. La cobertura de registros geofísicos para construir un modelo geomecánico (DT, DTSM, RHOB, NPHI, GR).

**Sónico Compresional DTCO:** El registró sónico es acústico y muestra el tiempo de viaje de las ondas P & profundidad. Una técnica de registro de la lentitud de las ondas compresionales de la formación, basada en el tiempo de tránsito entre el transmisor y el receptor. La profundidad de investigación depende de la lentitud del espaciamiento entre transmisores y receptores, y de la presencia o ausencia de una zona alterada.

**Sónico de Cizallamiento DTSM:** Son propagadas a través de materiales sólidos, pero no a través de materiales con baja viscosidad (agua y aire), con velocidad “Vs”, o tiempo de transito de cizallamiento DTSM us/ft.

**Registro de densidad RHOB:** Puede determinar el porcentaje, o la retención, de los diferentes fluidos, directamente en el caso de flujos bifásicos, y en combinación con otras mediciones para flujos trifásicos. La densidad del fluido se mide mediante un gradiomanómetro o un densitómetro nuclear de fluidos.

**Registro de Porosidad NPHI:** Responde principalmente a la porosidad. No obstante, la matriz y el tipo de fluido también producen un efecto. El registro se calibra para obtener la lectura correcta de la porosidad, asumiendo que los poros se encuentran llenos con agua dulce y para una matriz (caliza, arenisca o dolomía), el registro de porosidad-neutrón es muy afectado por la presencia de arcilla y gas.

## **Registros Geofísicos y correlación**

De los pozos, con los que cuenta el proyecto, en cada uno de ellos se encontraron alguna limitante como, valores anómalos o falta de información en un intervalo, estos registros sintéticos se generan a partir de correlaciones empíricas existentes en la literatura como las de L.Y. Faust (1951 y1953) y G.H.F. Gardner (1974), o correlaciones propias para la zona de estudio realizadas por medio de crossplots que muestran el ajuste de una curva a las tendencias presentadas entre los parámetros a modelar, se utilizó el pozo A.

Un registro base para el análisis, es el de densidad, en el pozo A, en el rango de profundidad aproximada de 4000 metros a 5000 metros de profundidad, no se contó con la información del registro, por lo cual se realizó la estimación de este tramo, por medio, de la ecuación de Gardner, el cual ocupa el registro sónico, es una práctica común, que la curva sintética se sobreponga sobre la original, para ver de forma cualitativa.

En este caso en el carril 5, que se muestra en la siguiente figura, en color negro la curva original vs en la curva color rojo la estimada y de forma cuantitativa se hace una estimación del grado de error que podría presentar, para ajustar los parámetros de la ecuación de Gardner. Figura 5.1

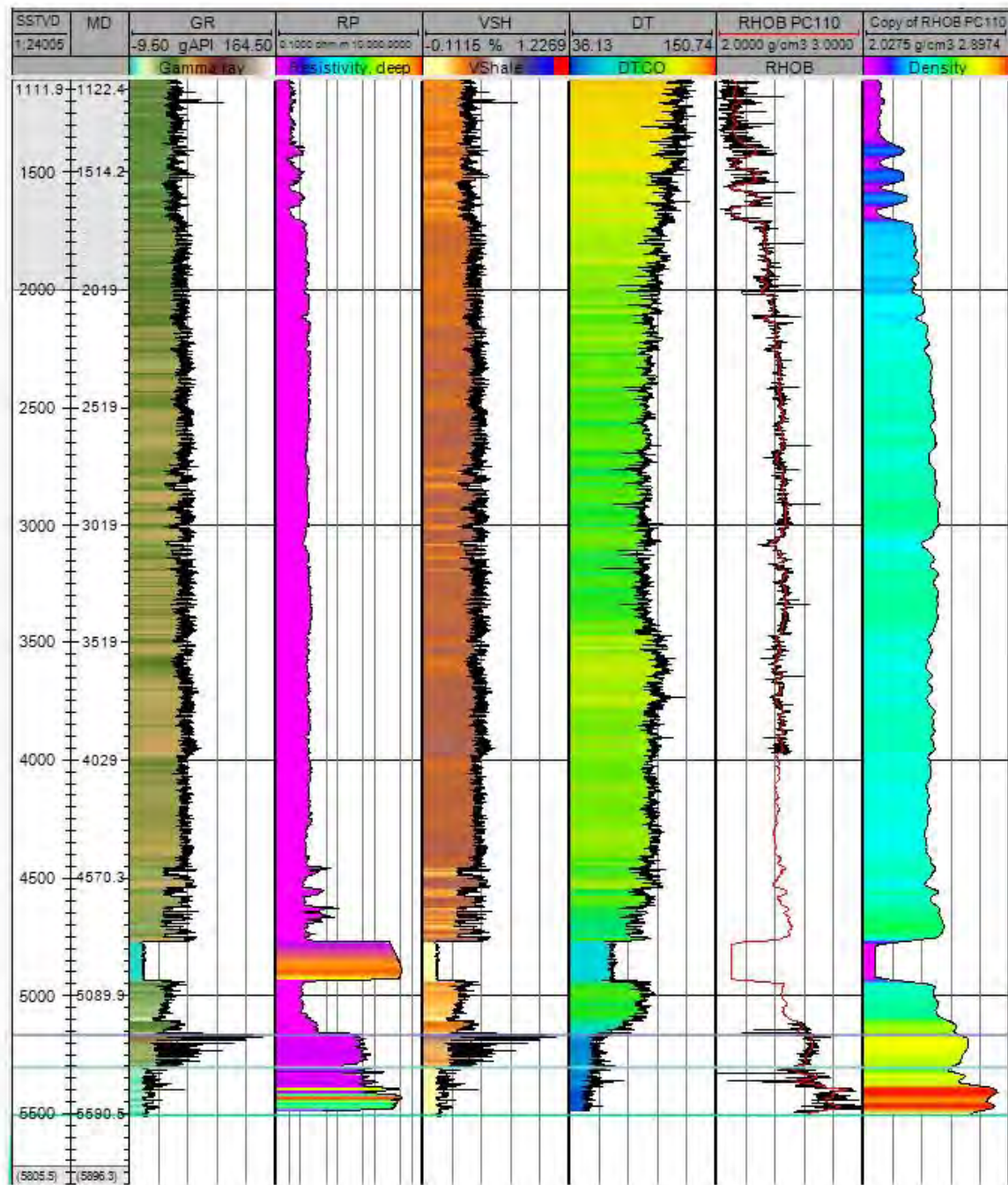


Figura 5.1 Registro del pozo A

Las correlaciones que se hicieron para calibrar: Resistividad (RT) & sónico compresional (DTCO), Densidad (RHOB) & sónico compresional (DTCO), Porosidad de neutrones (NPHI) & sónico compresional (DTCO), y Sónico de cizalladura (DTSM) & sónico compresional (DTCO).

Una vez obtenido la correlación de los pozos y la estimación de los registros faltantes, se realiza a nivel de 3D, en un modelo geocelular, la distribución de las propiedades, para corroborar la extensión lateral, entre los pozos, en la siguiente imagen se presenta por capas la distribución lateral de propiedades, apoyados del uso de la geoestadística, la cual permitirá elaborar una tendencia adecuada a la información que se tiene de los pozos, figura 5.2

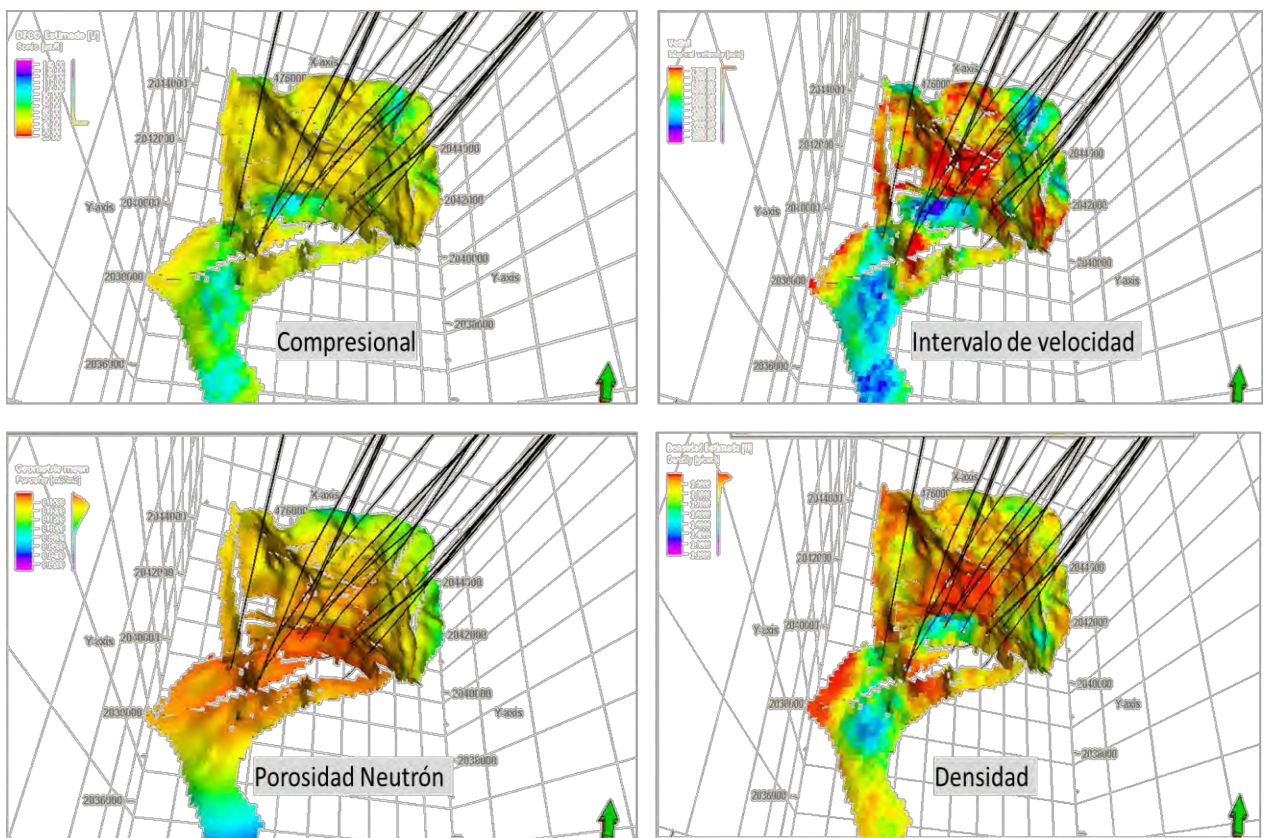


Figura 5.2 Modelado 3D de propiedades



## Obtención de las propiedades mecánicas

La Geomecánica permite elaborar modelos predictivos de esfuerzo, la presión del yacimiento y de propiedades de la roca, predecir la deformación de un pozo y del yacimiento. Se calibro con datos de núcleos que se tiene.

Se describe la metodología para obtener las propiedades mecánicas:

- a) Registro Sónico Compresional (DTCO)
- b) Registro Sónico de Cizalla (DTSM)
- c) Registro Densidad (RHOB)

Desarrollo:

1. Módulo de Cizalla dinámico

$$G_{Dyn} = 13474.45 * RHOB * \left( \frac{1}{(DTSM*DTSM)} \right) \quad (5.1)$$

2. Módulo Volumétrico dinámico

$$K_{Dyn} = 13474.45 * RHOB * \left( \frac{1}{(DTCO*DTCO)} \right) - \left( \left( \frac{4}{3} \right) * G_{Dyn} \right) \quad (5.2)$$

3. Módulo de Young dinámico

$$E_{Dyn} = \left( \frac{(9 * G_{Dyn} * K_{Dyn})}{(G_{Dyn} + 3 * K_{Dyn})} \right) * 6.894757 \quad (5.3)$$

4. Relación de Poisson dinámico

$$\nu_{Dyn} = \left( \frac{3 * K_{Dyn} - 2 * G_{Dyn}}{6 * K_{Dyn} + 2 * G_{Dyn}} \right) \quad (5.4)$$

5. Módulo de Young estático

$$E_{Sta} = 0.733 * \varepsilon_{Dyn} \quad (5.5)$$

6. Relación de Poisson estático

$$\nu_{Sta} = \nu_{Dyn} \quad (5.6)$$

7. Módulo de Cizalla estático

$$G_{Sta} = \frac{\varepsilon_{Sta}}{(2*(1+\nu_{Sta}))} \quad (5.7)$$

8. Módulo Volumétrico estático

$$K_{Sta} = \frac{\varepsilon_{Sta}}{(3*(1-(2*\nu_{Sta})))} \quad (5.8)$$

9. Resistencia a la compresión

$$UCS = 8109.4 * (\varepsilon_{Sta}^{0.7299}) \quad (5.9)$$

10. Resistencia a la Tensión

$$TSTR = 0.1931 * USC \quad (5.10)$$

11. Ángulo de fricción

$$FANG = 0.0041 * (DTCO * DTCO) - 0.8575 * DTCO + 69.702 \quad (5.11)$$

12. Coeficiente Biot

$$\begin{aligned} \alpha &= \text{valor de 1 para Terciarios} \\ \alpha &= \text{valor de 0.7 para Mesozoico} \end{aligned} \quad (5.12)$$

13. Módulo de grano estático

$$Kg_{Sta} = \frac{K_{Sta}}{1-\alpha} \quad (5.13)$$

14. Compresibilidad Volumétrica

$$Cb_{Sta} = \frac{1}{(K_{Sta} * 145037.26)} \quad (5.14)$$

15. Compresibilidad del grano

$$Cg_{Sta} = \frac{1}{(Kg_{Sta} * 145037.26)} \quad (5.15)$$

**Módulo de Young:** Relaciona la deformación con el esfuerzo en una dirección y es una medida de la rigidez de un material. Las rocas más rígidas poseen valores más altos del módulo de Young y son más fáciles de fracturar que las rocas con valores bajos.

**Relación de Poisson:** Es la relación entre la deformación transversal y la deformación axial, se relaciona con el esfuerzo de cierre, las rocas con valores altos de la relación de Poisson son más difíciles de fracturar y mantener abiertas que las de valores más bajos.

**Resistencia a la tensión ( $T_o$ ):** Es el máximo esfuerzo que soporta el material ante la rotura por tracción, se mide a través de la prueba de resistencia a la tensión y consiste en la compresión en el punto de soporte de una muestra cilíndrica.

**Resistencia a la compresión uniaxial (UCS):** Es el esfuerzo de compresión axial máximo que puede tolerar una muestra cilíndrica recta de material antes de fracturarse. Se conoce también como la resistencia a la compresión no confinada de un material porque el esfuerzo de confinamiento se fija en cero.

**Ángulo de fricción:** Es una propiedad de los materiales granulares el cual tiene una interpretación que al estar relacionado con el ángulo de reposo o máximo ángulo posible para la pendiente de un conjunto de dicho material granular. El ángulo de reposo está determinado por la fricción, la cohesión y la forma de las partículas, pero en un material sin cohesión y donde las partículas son muy pequeñas en relación con el tamaño del conjunto el ángulo de reposo coincide con el ángulo de rozamiento interno.

**Coefficiente Biot:** Relaciona la transferencia de calor por conducción dentro de un cuerpo y la transferencia de calor por convección en la superficie de dicho cuerpo. Biot demostró que las propiedades compuestas podían determinarse a partir de la porosidad y de las propiedades elásticas (densidad y módulos) del fluido, el material sólido, y la estructura de la roca.

**Compresibilidad volumétrica:** es la relación entre el esfuerzo normal promedio y la deformación volumétrica y el grado en el que el material puede tolerar la carga de compresión isotrópica antes de la falla.

## Propiedades elásticas y resistencia de la roca

Las mediciones de los parámetros elásticos (como el módulo de Young estático, la relación de Poisson) y los parámetros de resistencia de la roca (como no confinados resistencia a la compresión y ángulo de fricción), fueron mapeados a lo largo de la columna geológica. Estos gráficos sirven como referencia para el rango esperado de deformación y resistencia de la roca por litología a lo largo de la columna geológica del campo.

## Sensibilidad al contenido de fluidos.

En la siguiente grafica se utilizó los registros resistivos, dado que son altamente sensibles al contenido de fluido de la formación, contrastando con los cambios de los tiempos de transito de las ondas acústicas a través del medio, dependiendo del fluido contenido en el espacio poroso.

Se puede apreciar dos tendencias a medida que va aumentando la resistividad y el tiempo de tránsito. Esto nos permite cuantificar que hay dos medios los cuales uno de ellos se encuentra mayormente afectado por los fluidos, figura 5.3

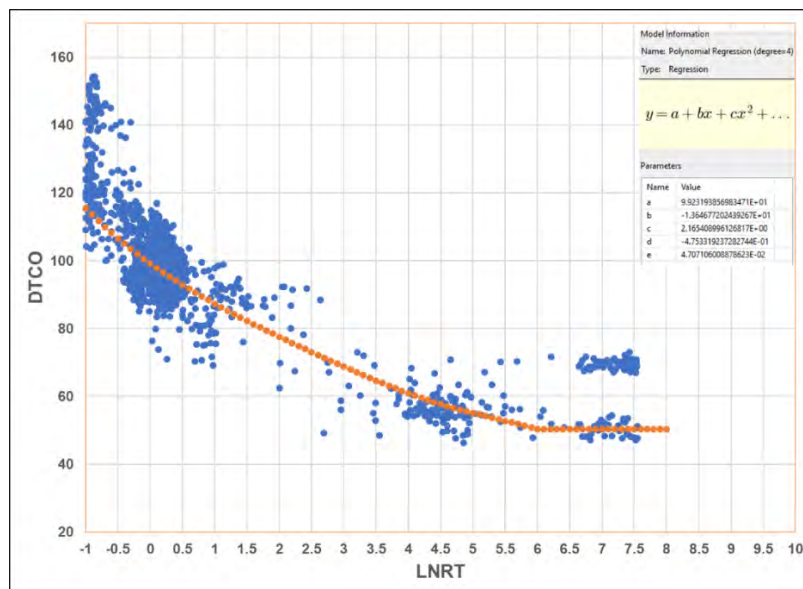


Figura 5.3 Resistividad (RT) & sónico compresional (DTCO)

## Sensibilidad al contenido a la litología

En las siguientes figuras 5.4 se analizó la tendencia del registro de densidad vs Sónico Compresional, se observa como el cuerpo intrusivo de sal (elipsoide color rojo), es muy marcado, además de que permite apreciar una tendencia exponencial a medida de que aumenta la densidad (asociado al cambio de litología, carbonatos) el comportamiento del tiempo de transito se ve afectado, disminuyendo, por lo tanto hablando, en términos de velocidad aumenta debido a que el medio contiene mayor capacidad de almacenamiento.

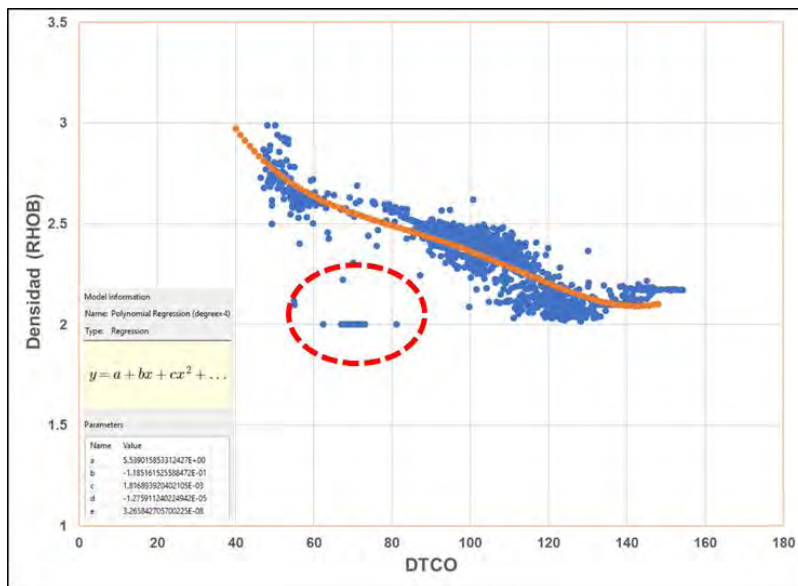


Figura 5.4 Densidad (RHOB) & sónico compresional (DTCO)

En la siguiente figura 5.5 se muestra la tendencia de la porosidad de neutrones versus sónico compresional el incremento de porosidad en el pozo. En la figura 5.6 se observa alineada la tendencia del sónico de cizalla y el sónico compresional mostrando una coherencia en los datos.

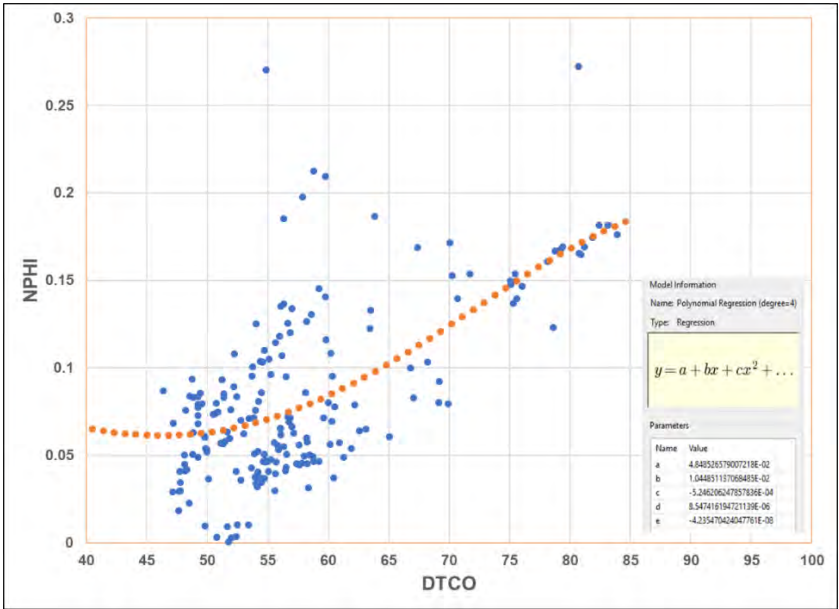


Figura 5.5 Porosidad de neutrones (NPHI) & sónico compresional (DTCO)

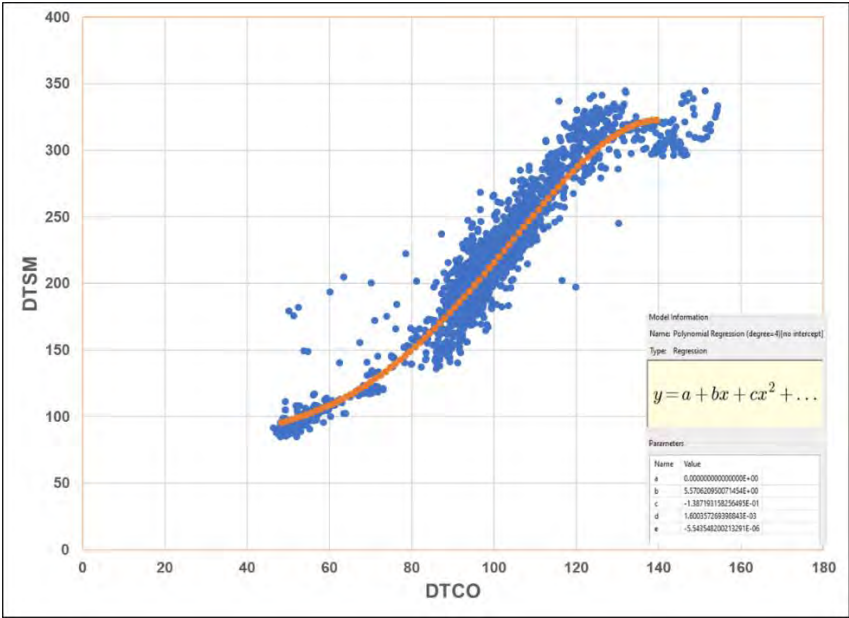


Figura 5.6 Sónico de cizalladura (DTSM) & sónico compresional (DTCO)

## Calibración del núcleo

Se muestra en las figuras 5.7 y 5.8 la deformación de la roca a través de la profundidad, se pueden ver tendencias o cambios bruscos a 1000m, 3500m, 4500m y 5000m, básicamente estos están relacionados a la composición mineralógica de la roca, cuerpos intrusivos como la sal y la entrada de los carbonatos, fueron calibradas con el núcleo del pozo, punto color naranja.

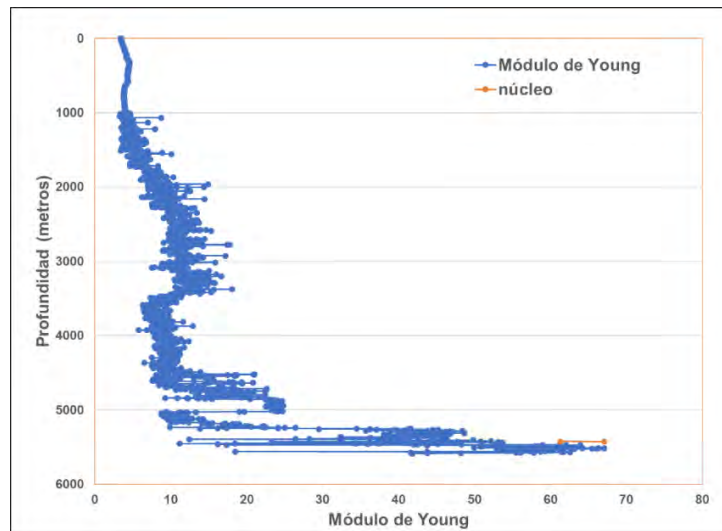


Figura 5.7 Profundidad & Módulo de Young, calibración con núcleo

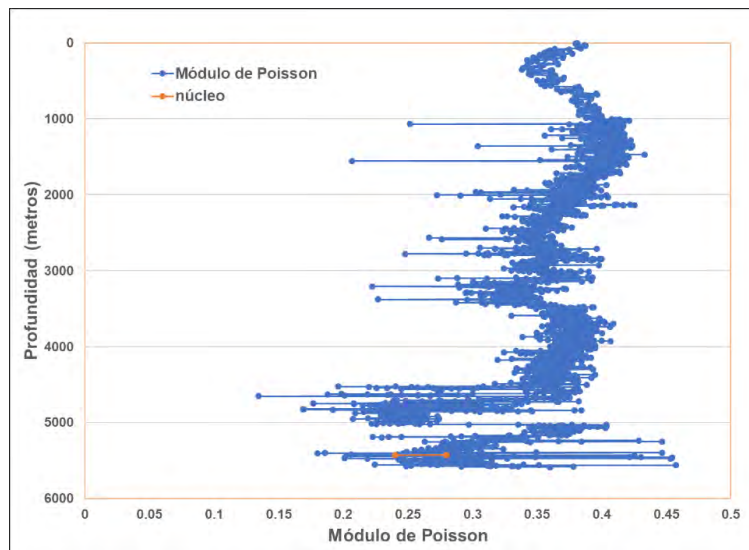


Figura 5.8 Profundidad & Módulo de Poisson, calibración con núcleo



## Presión de poro

La zona de sobrepresión suele comenzar en la base del Mioceno y puede alcanzar el valor máximo de densidad equivalente desde 1.5 gr/cc hasta 2.2 gr/cc, dependiendo de la cuenca. Uno de los desafíos durante la perforación en algunos del campo de la región sur de México es la zona de transición entre la lutita de sobrepresión de la formación Eoceno - Paleoceno y los carbonatos fracturados del Cretácico y Kimmeridgiano.

La figura 5.9 es utilizado como punto de partida para calibrar el coeficiente de Eaton para cualquier ubicación. Sin embargo, en algunos casos, el análisis de la transformación de la velocidad a la tensión efectiva indica algún mecanismo de descarga en alguna formación sobrepresionada.

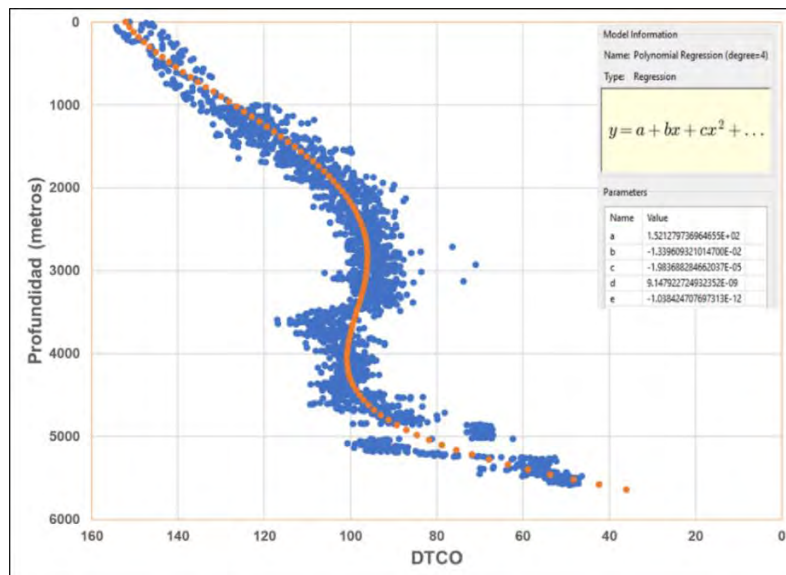


Figura 5.9 Profundidad & Sónico compresional, línea de tendencia de Eaton

Perfil completo del pozo A1 de las propiedades elásticas, figura 5.10

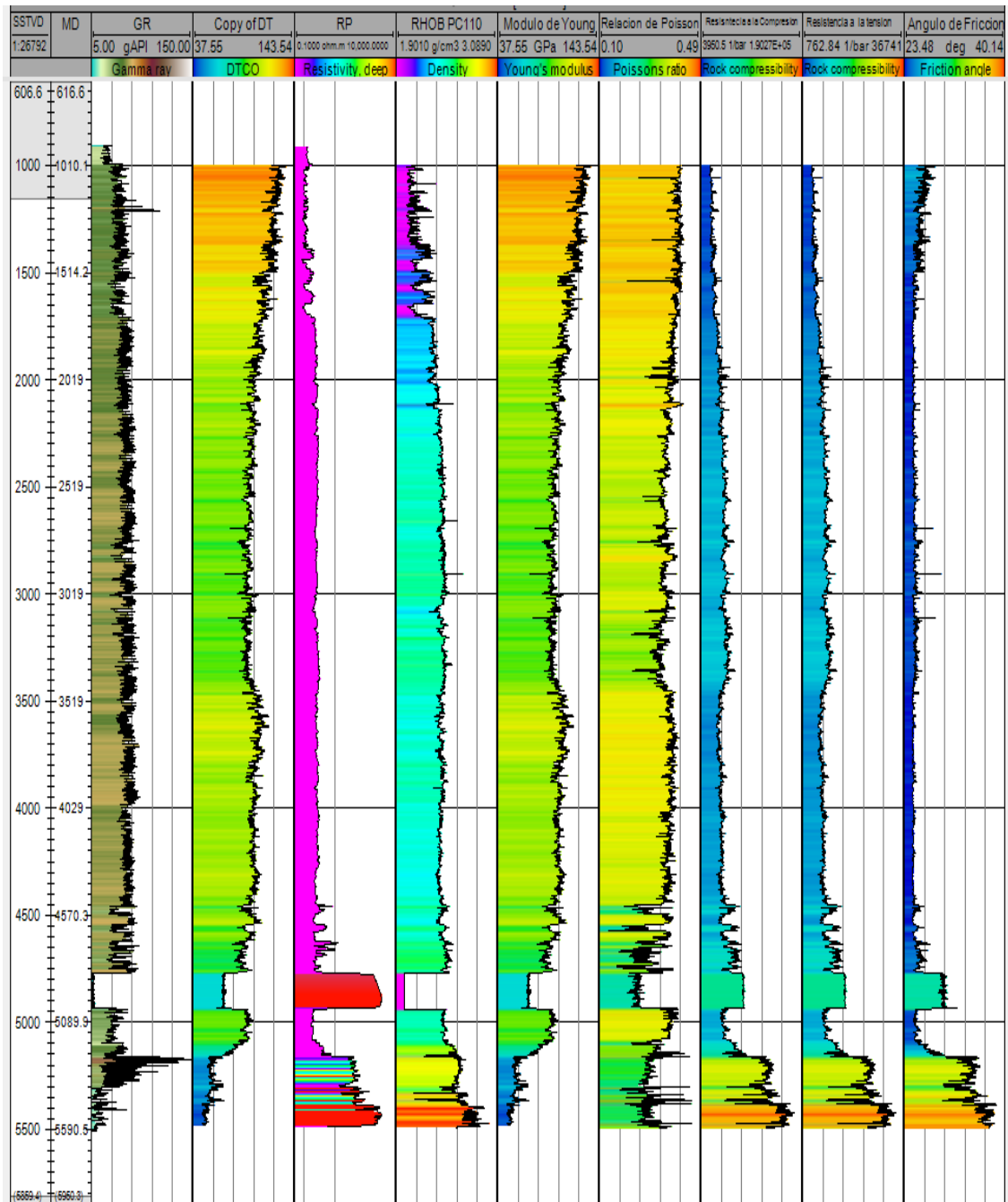


Figura 5.10 Perfil completo de propiedades elásticas (módulo Young, relación de Poisson) y resistencia de la roca (resistencia a la compresión, tensión y ángulo de fricción)

## Compresibilidad del grano

La compresibilidad disminuye el volumen al someterlos a una presión o compresión determinada manteniendo constantes otros parámetros. Por lo tanto, entre más profundo sea el yacimiento más presión ejercida habrá sobre la roca y menos volumen también se puede apreciar como los diferentes tipos de roca son afectadas de diferente manera, y a nivel de yacimiento se ve más afectada. figura 5.11 y 5.12

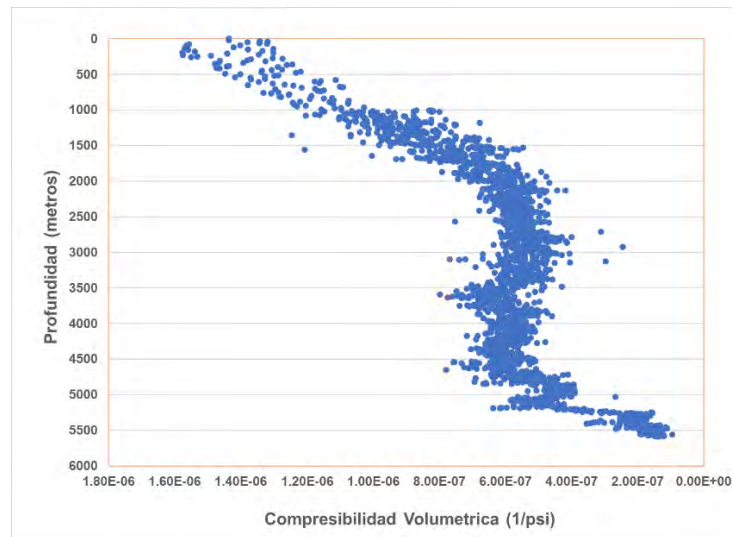


Figura 5.11 Profundidad (metros) & Compresibilidad Volumétrica

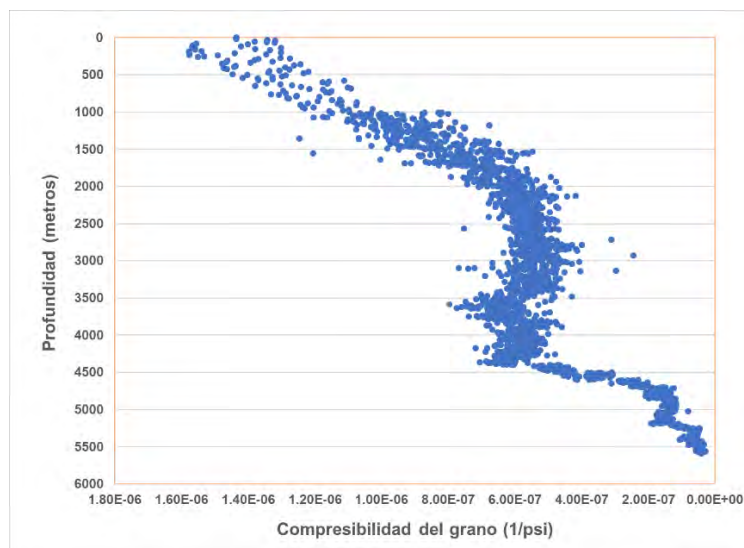


Figura 5.12 Profundidad (metros) & Compresibilidad del grano

La siguiente figura 5.13 representa, la relación que tiene el módulo de Young vs la Porosidad, al aumentar por factores asociados al tipo de roca, en donde es sostenida por el tipo de grano y al fracturamiento principalmente.

Al aumentar la porosidad por los factores antes comentados en zonas asociadas a rocas carbonatadas aumenta también, el módulo de Young, debido a que se vuelve más rígido el sistema, asociado al factor de sobrecarga y a la litología presente

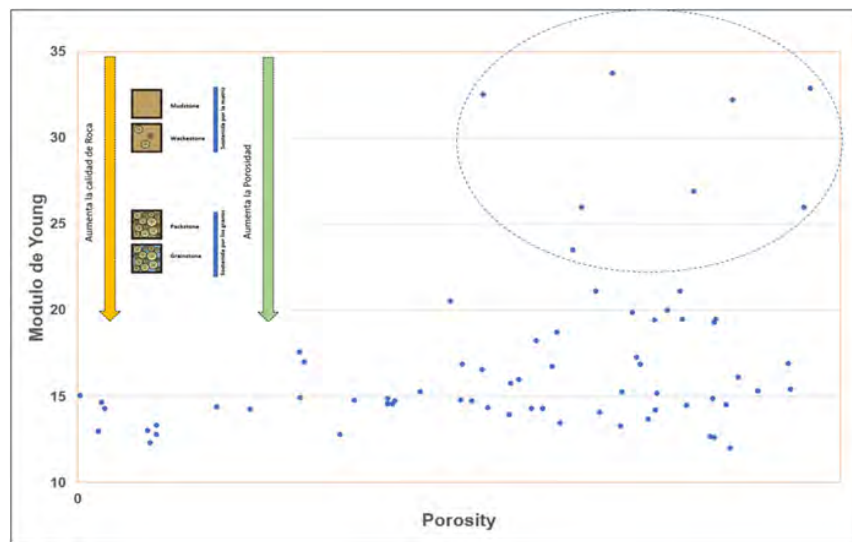


Figura 5.13 Módulo de Young & Porosidad

## Compresibilidad de los sólidos

Hall, puntualizó la importancia de la compresibilidad y encontró experimentalmente una relación entre la compresibilidad de poro y su porosidad total. La correlación se refirió al efecto combinado de aumento de volumen de sólidos de la roca al disminuir la presión de yacimiento (el incremento del esfuerzo efectivo) y la disminución del volumen poroso de la formación a causa de la extracción de fluidos.

En la siguiente grafica se representa la zona de interés del intervalo a nivel Mesozoico, muestra un área muy fracturada, aumentando su porosidad secundaria, pero a la vez, afectado por el efecto de compresibilidad volumétrica, el cuadrante rojo muestra el rango de porosidad de pozo. La profundidad analizada es 4900-5100 metros. Figura 5.14

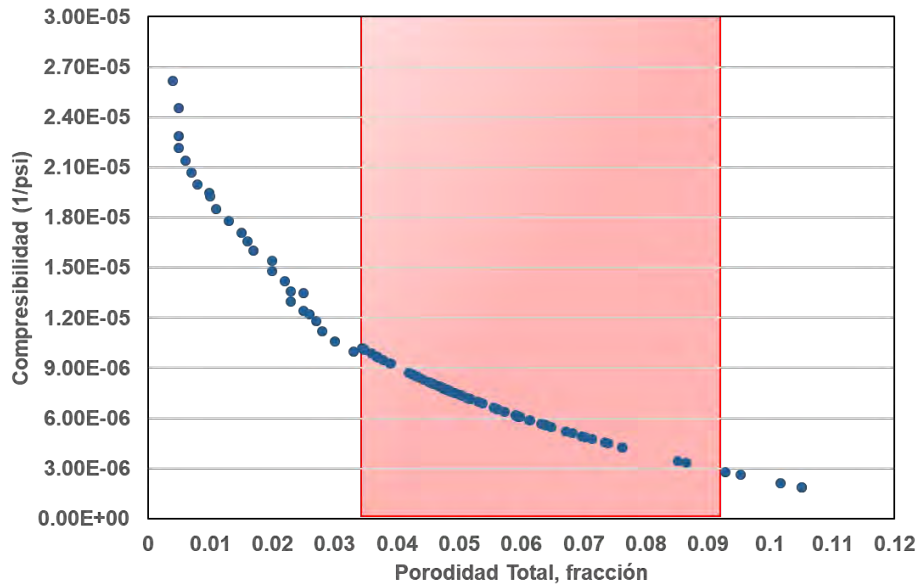


Figura 5.14 Porosidad & Compresibilidad Volumétrica

Basados en la gráfica anterior, la producción de aceite y gas del yacimiento genera una reducción de la presión de los fluidos en el mismo, lo que a su vez implica un aumento en la presión de sobrecarga en la formación. Este aumento de presión en los granos de la formación causa su compactación y a su vez podría llevar a ocasionar una subsidencia en la superficie, por tanto, el mecanismo por expansión de la roca, también conocido como mecanismo de compactación, expulsa el aceite y gas debido a la reducción del volumen poroso en el yacimiento. Sin embargo, es importante destacar que este mecanismo solo es relevante si la compresibilidad de la formación es grande, lo cual sucede en las formaciones constituidas por carbonatos.

	<b>5.3 Comparativo pruebas de laboratorio y método analítico por registros</b>
--	--

## **Análisis Geomecánico en laboratorio**

Los parámetros elásticos, poro elástico tales como módulo de Young, Relación de Poisson, Constante de Biot, resistencia uniaxial a la compresión, ángulo de fricción con el objetivo de construir el modelo de roca a lo largo de la profundidad del intervalo de interés.

Para los estudios de laboratorio se requiere con núcleos en la zona de interés, el resultado de los experimentos se correlaciona con los registros disponibles para precisar su ubicación. Este estudio se hizo para conocer la Geomecánica del yacimiento.

Los parámetros determinados en laboratorio de forma dinámica generalmente son más elevados que los parámetros determinados de forma estática; lo importante es combinar las ventajas de ambos métodos para obtener perfiles de propiedades a lo largo de toda la profundidad o intervalo de interés.

## **Metodología analítica por registros**

En esta metodología propone que:

- La relación de Poisson de los sólidos que componen la roca se calcule con las fracciones volumétricas mineralógicas características de los resultados de la interpretación litológica.
- La relación de tiempos de tránsito se calcule mediante un modelo geomecánica que es función de la relación de Poisson de la formación.
- El tiempo de tránsito de cizalla se calcule multiplicando la relación de tiempos de tránsito por el tiempo de tránsito del registro sísmico.

El módulo volumétrico se usa en un modelo geomecánico nuevo para obtener la compresibilidad de poro. El perfil de compresibilidad de poro se escala con el método correspondiente y se obtiene el registro en concordancia con el espesor vertical de las celdas.

Se concluye que los resultados obtenidos por laboratorio y por la metodología de registros son muy similares, ambas gráficas se sobrepone el dato de núcleo resultado de la Geomecánica por laboratorio, para calibrar que los datos obtenidos por registros en las gráficas de Módulo de Poisson y Young.

Esto reduce la incertidumbre de que la metodología por registros si reproduce la Geomecánica, por lo tanto, esto se puede replicar por pozo con los registros disponibles y así poder caracterizar el comportamiento del yacimiento conociendo los esfuerzos, figura 5.15

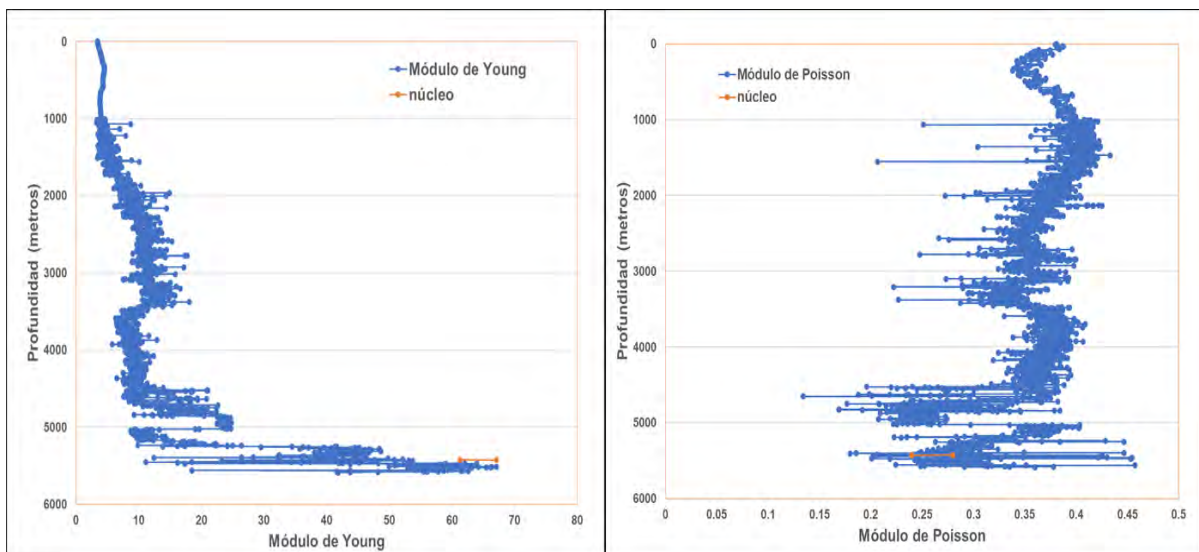


Figura 5.15 Calibración de resultados por Laboratorio y Registros

# Capítulo VI

## Impacto de variable de la compresibilidad en YNF

En este trabajo se exponen los aspectos importantes acerca de los principios fundamentales de propiedades de la roca y fluidos. La declinación de la presión y movimiento de los fluidos durante la producción de un yacimiento petrolero conducen a cambios volumétricos en las rocas debido al incremento de los esfuerzos efectivos.

La compresibilidad de la roca determina en buena proporción la fracción de aceite a ser recuperada y, en consecuencia, las reservas. Esto explica la dependencia mutua que existe entre la presión, difusión del fluido y la deformación de la roca.

De los resultados de la metodología del capítulo V, se obtiene la gráfica de Compresibilidad Vs Porosidad, y el rango que corresponde al campo A, de un Yacimiento Naturalmente Fracturado con lo cual se realizaron sensibilidades en el modelo de simulación que se realizó.

Por lo tanto, en este capítulo VI, se describe el modelo de simulación y los resultados arrojados con respecto a la respuesta de presión y volumen original.



	<b>6.1 Generación de modelo de simulación numérica</b>
--	--

## **Modelo de Simulación**

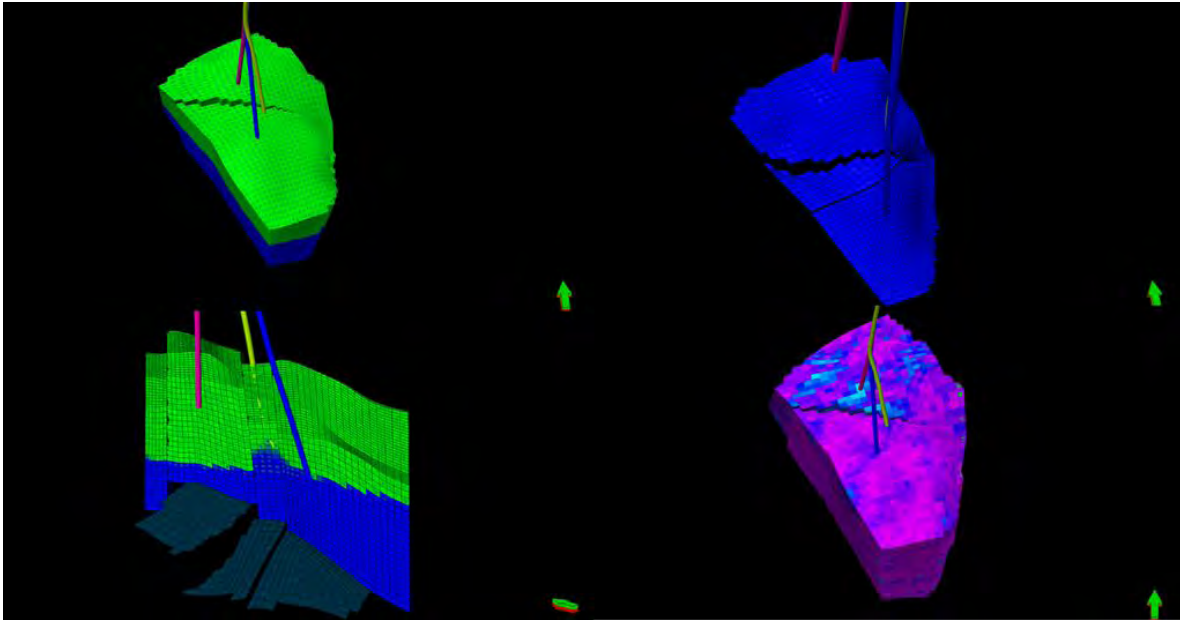
Se construyó un modelo de simulación 3D, en la plataforma Eclipse y Petrel para realizar varios casos donde el parámetro de cambio es la compresibilidad de un campo A, modelo empírico el cual tiene las siguientes características principales:

- Doble porosidad con una permeabilidad
- Yacimiento de aceite bajo saturado
- Composicional (número de componentes 7)
- Modelado de acuífero volumétrico de fondo
- Tamaño de la malla celdas totales 24x46x50
- Celdas activas 49,600

### **Fortalezas**

El modelo reproduce satisfactoriamente:

- Historia de presión y producción a nivel de yacimiento
- Avance de los contactos gas y agua-aceite a nivel de yacimiento
- Representa la física de yacimientos al describir la interacción roca-fluidos



*Figura 6.1 Modelo de simulación, caso empírico*

Con el modelo de simulación figura 6.1, se realizaron sensibilidades variando la compresibilidad con la metodología por registros geofísicos, (DTCO, DTS, NPHI y RHOB). Tomando la metodología de la evolución petrofísica donde se obtiene un perfil de componentes mineralógicos por lo que es posible calcular la relación de Poisson de sólidos de la roca y esto da como resultado la figura 6.2 la cual muestra un margen donde se esta la compresibilidad vs porosidad en un YNF:

- Con la relación de Poisson se calculó las fracciones volumétricas mineralógicas características de los resultados de la interpretación litológica
- Con la relación de tiempos de tránsito se calculó mediante un modelo geomecánico que es función de la relación de Poisson de la formación
- Con el tiempo de tránsito de cizalla se calculó multiplicando la relación de los tiempos de tránsito por el tiempo de tránsito del registro sísmico
- Con el módulo volumétrico se usó en el modelo geomecánico para obtener la compresibilidad del poro

- Con el módulo de Young es la medida de la deformación elástica que se calcula dividiendo el esfuerzo de tensión o compresión sobre la roca carbonatada

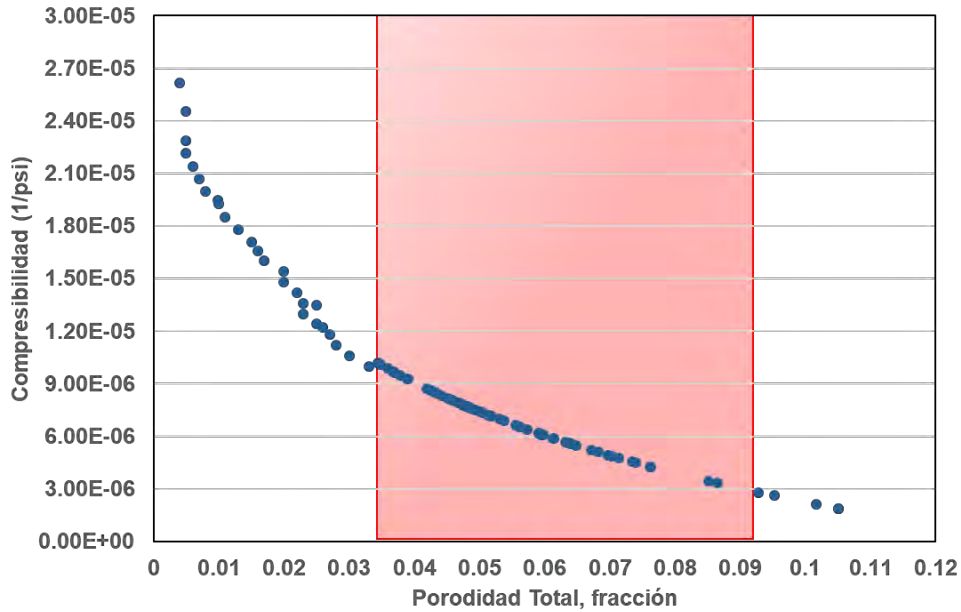


Figura 6.2 Resultados de la metodología propuesta (compresibilidad vs porosidad)

## 6.2 Casos y resultados del modelo de simulación

Se realizaron 15 casos variando la compresibilidad a diferentes particiones en matriz y fractura, la porosidad total es dato duro con partición matriz y fractura un solo datos de permeabilidad y un acuífero de fondo

Se inicializo el modelo ajustando la historia del campo A, que cuenta con 3 pozos productores de aceite a diferentes ritmos de extracción, los casos se describen en la siguiente tabla.

Casos		Porosidad	Poro Matriz	Poro Fractura	Compresibilidad	Comp Matriz	Comp Fractura
1	A	8.33	5.89	2.44	9.48E-06	8.53E-06	1.12E-05
	B	8.35	5.91	2.44	9.48E-06	4.74E-06	1.83E-05
	C	8.38	5.93	2.45	9.48E-06	9.48E-07	2.53E-05
2	A	8.40	5.94	2.46	7.32E-06	6.59E-06	8.68E-06
	B	8.42	5.95	2.46	7.32E-06	3.66E-06	1.41E-05
	C	8.44	5.97	2.47	7.32E-06	7.32E-07	1.96E-05
3	A	8.46	5.99	2.48	5.48E-06	4.93E-06	6.50E-06
	B	8.48	5.99	2.48	5.48E-06	2.74E-06	1.06E-05
	C	8.49	6.01	2.49	5.48E-06	5.48E-07	1.46E-05
4	A	8.50	6.01	2.49	4.27E-06	3.84E-06	5.06E-06
	B	8.51	6.02	2.49	4.27E-06	2.14E-06	8.24E-06
	C	8.53	6.03	2.50	4.27E-06	4.27E-07	1.14E-05
5	A	8.54	6.04	2.50	3.32E-06	2.99E-06	3.94E-06
	B	8.55	6.05	2.50	3.32E-06	1.66E-06	6.40E-06
	C	8.54	6.04	2.50	3.32E-06	3.32E-07	8.87E-06

Tabla 6.1 Casos de corridas del modelo de simulación

Se inicializó el modelo de simulación con los datos de ajuste de historia de presión y producción, en la figura 6.3 el campo A inicio su producción en 2009 con el pozo A, seguido del pozo B y pozo C alcanzo un pico de producción de 15 Mbd, aproximadamente donde comenzó una fuerte declinación de la producción en los siguientes años por la pérdida de presión y el avance del agua.

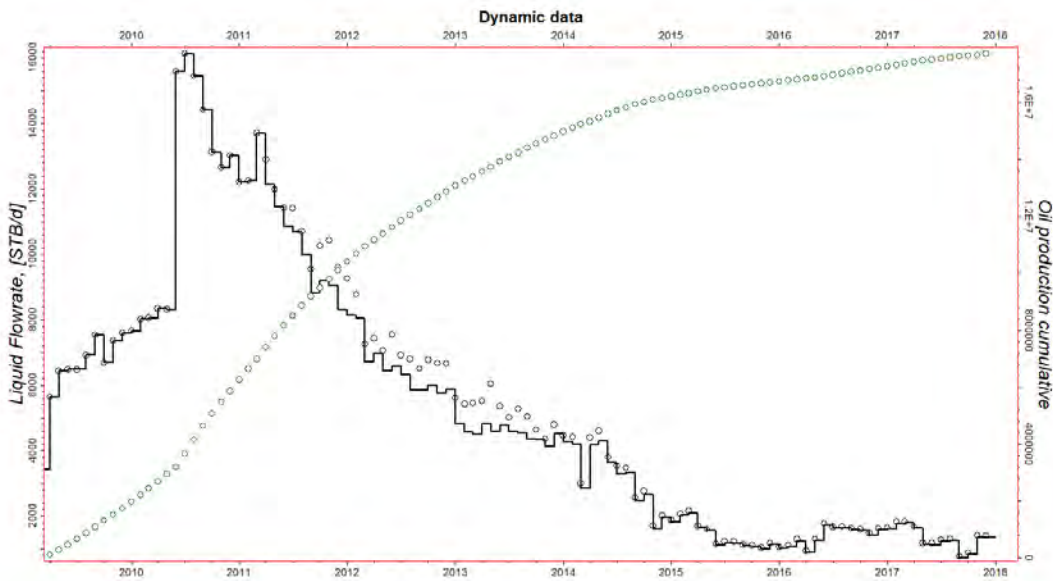


Figura 6.3 Ajuste de historia de producción y predicción

En la figura 6.4 se muestra la historia de presión de yacimiento inicial con 1,075 kg/cm<sup>2</sup> y la Pb es 256 kg/cm<sup>2</sup>, el efecto que tiene es una caída rápida de presión por la extracción de aceite en yacimientos de presión anormal.

Los resultados de las corridas se muestran en la tabla 6.2 que con la variación de compresibilidad tiene un fuerte impacto en la  $\Delta P$  a través de tiempo y esto afecta a la pérdida de presión en YNF y como resultado a las reservas remanentes ya que está perdida de presión no se puede detener.

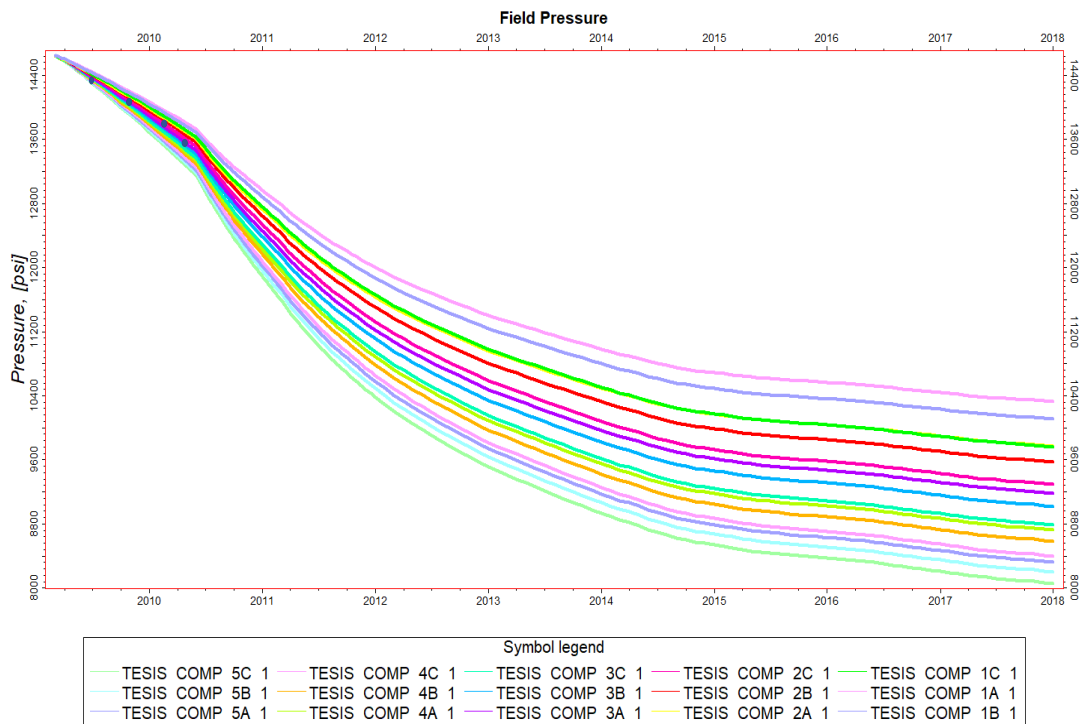


Figura 6.4 Presión del modelo de simulación numérica

Tabla de resultados de la respuesta de presión.

Casos		$\Delta P$ Kg/cm <sup>2</sup>
1	A	303.8
	B	318.9
	C	343.3
2	A	342.7
	B	356.5
	C	376.2
3	A	383.9
	B	395.4
	C	411.1
4	A	416.1
	B	425.9
	C	438.9
5	A	444.4
	B	452.8
	C	462.8

Tabla 6.2 Resultados del comportamiento de la  $\Delta P$

En el modelo de simulación el agua se puede manejar por componente, por lo tanto; en la simulación se observará que el comportamiento de la presión es distinto a lo largo del yacimiento y esto debido al cambio de propiedades en viscosidad y densidad del agua ocasionados por la variación de la salinidad.

En la figura 6.5 muestra el comportamiento del agua a través del tiempo y el impacto que tiene cada sensibilidad con la variable de compresibilidad y la afectación con ello de volumen de agua producida. Los resultados indican que entre más grande sea el valor de compresibilidad hay mayor aporte de agua en el pozo y con un valor menor el aporte de agua tiene menor impacto en el pozo en su tiempo de vida productiva.

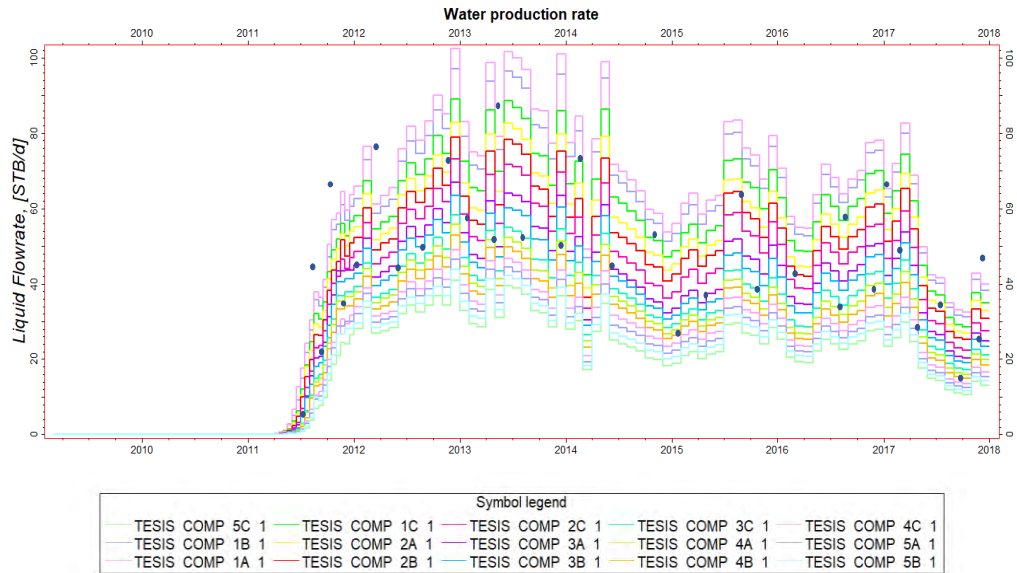


Figura 6.5 Comportamiento del agua del pozo B

La compresibilidad del yacimiento es uno de los valores más difíciles de obtener, por esta razón y con la finalidad de aportar una metodología que proporcione una manera más precisa de obtener este parámetro en yacimientos naturalmente fracturado, figura 6.6

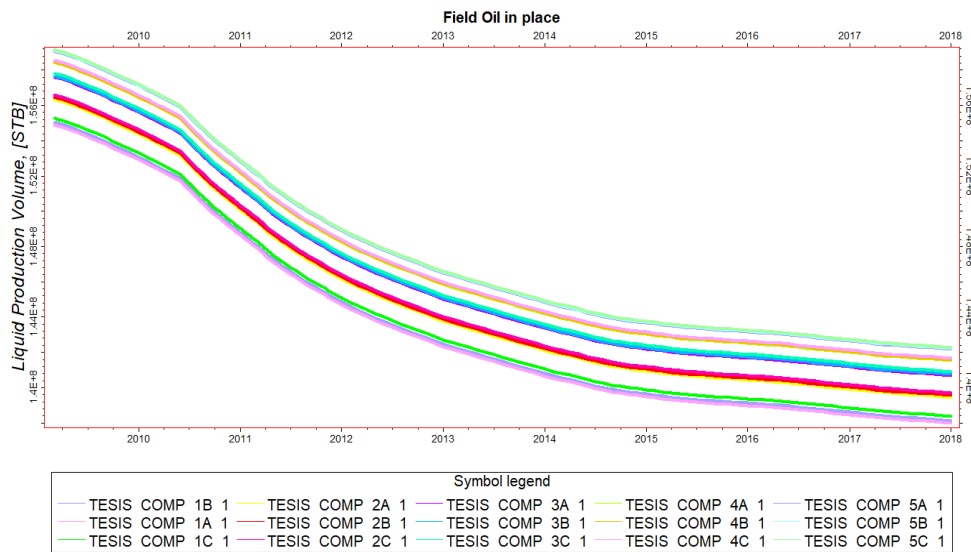


Figura 6.6 Comportamiento del volumen original con diferentes compresibilidades

La respuesta de los casos de sensibilidad en el modelo de simulación muestra la el impacto del valor de compresibilidad, figura 6.7

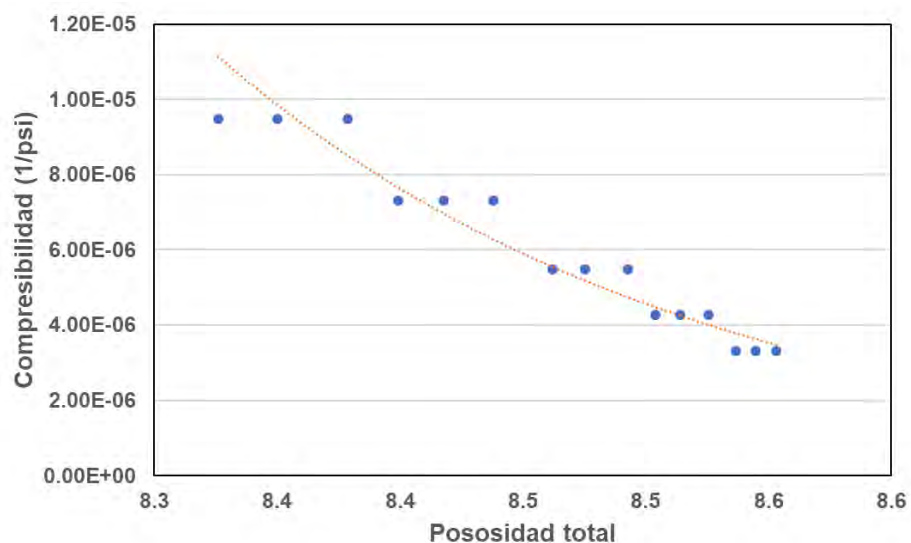


Figura 6.7 Respuesta de los resultados de la metodología con el modelo de simulación

Por lo tanto, esto da como resultado que el volumen original tiene un impacto considerable y que es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe en el yacimiento, esto tiene un efecto en calcular erróneamente el volumen original.

Los resultados obtenidos para los distintos escenarios evaluados indican que el plan de desarrollo de un yacimiento de explotación y producción de hidrocarburos tendría un efecto sobre la su evaluación economía, significativo en términos de casos de negocio, por lo tanto, el no evaluar correctamente el volumen original con los parámetros sensibles de la compresibilidad tendrá un impactó plan de negocios de este mismo, Figura 6.8



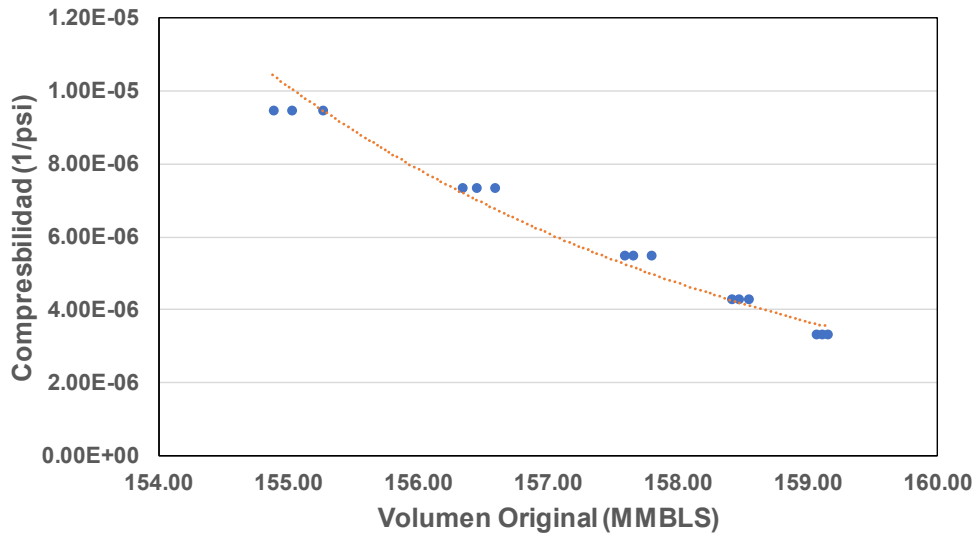


Figura 6.8 Respuesta de los resultados del volumen original con el modelo de simulación

Muestra esquemática del proceso geomecánico para verificar y validar la Metodología.

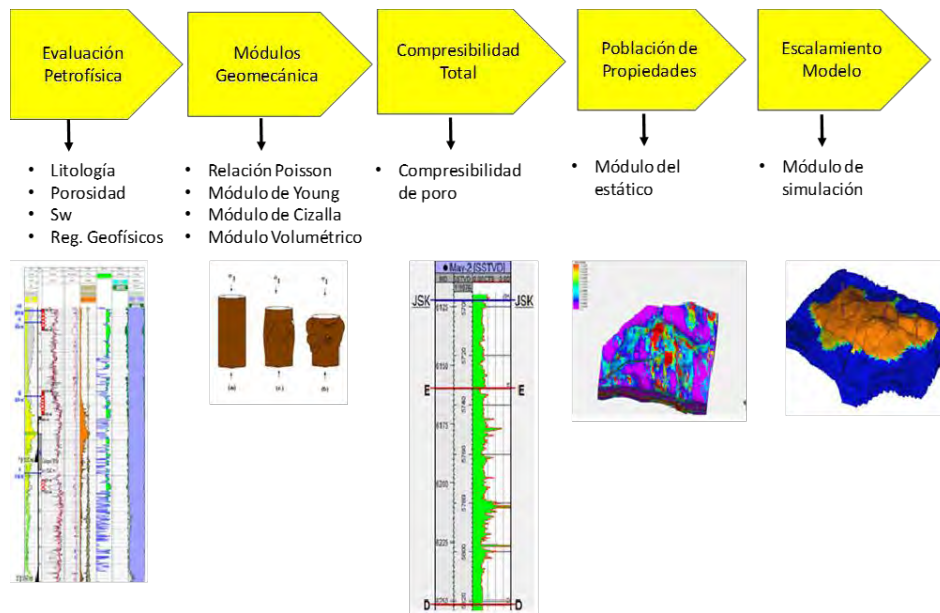


Figura 6.9 Secuencia del proceso de la metodología

# Conclusiones

- La Geomecánica proporciona elementos para caracterizar mejor la compresibilidad de los yacimientos
- Esta metodología es una medida alternativa al no disponer de información de núcleos y pruebas de laboratorio dada la complejidad de adquirir dicha información
- La metodología de registros tiene como beneficio poder conocer todas las propiedades mecánicas del pozo y conocer el área de interés
- La compresibilidad de poro de un yacimiento es función de la relación de Poisson y del esfuerzo efectivo
- La compresibilidad tiene una gran importancia en el desarrollo en el plan de explotación, este dato es sensible y puede alterar los resultados del volumen original y su desarrollo de explotación
- La compresibilidad obtenida de esta metodología permite modelar esta variable a lo largo de modelos tridimensionales y explorar el comportamiento de la producción y recuperación de los yacimientos.
- Los registros eléctricos son la información principal utilizada para estimar el perfil completo de las propiedades elásticas, las tensiones de resistencia de las rocas y las presiones geológicas que está disponible la información y no se depende de los resultados de laboratorio para conocer la compresibilidad, es una forma indirecta de obtener el dato
- Con el modelo de simulación se reprodujo el comportamiento de las variables de compresibilidad y el impacto que tiene en el resultado del Volumen Original y con ello reducir la incertidumbre de este dato sensible e importante para Yacimiento Naturalmente Fracturado

# Bibliografía

1. Aguilera, R. 1974. Analysis of Naturally Fractured Reservoirs from Sonic and Resistivity Logs. *J Pet Tech* **26** (11): 1233-1238. SPE-4398-PA. <https://doi.org/10.2118/4398-PA>.
2. Biot, M. A. 1941. General Theory of Three-Dimensional Consolidation. *J. Appl. Phys.* **12** (2): 155-164. <https://doi.org/10.1063/1.1712886>.
3. Essenfeld, M. y Barberii, E. 2001. *Yacimientos de Hidrocarburos*. Caracas: Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo.
4. Fatt, I. 1958. Pore Volume Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks. *J Pet Tech* **10** (10): 64-66. SPE-970-G. <https://doi.org/10.2118/970-G>.
5. Fjaer, E., Horsrud, P., Raaen, A. M. et al. 1992. *Petroleum Related Rock Mechanics*. Amsterdam: Elsevier.
6. Galicia Muñoz, S. 2009. *Geomecánica Aplicada a Yacimientos Naturalmente Fracturados para Determinación de Compresibilidad de la Formación*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D.F.
7. Gardner, G. H. F., Gardner, L. W. y Gregory, A. R. 1974. Formation Velocity and Density—The Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps. *Geophysics* **39** (6): 770-780. <https://doi.org/10.1190/1.1440465>.
8. Gassmann, F. 1951. Elastic Waves through a Packing of Spheres. *Geophysics* **16** (4): 673-685. <https://doi.org/10.1190/1.1437718>.
9. Geertsma, J. 1957. The Effect of Fluid Pressure Declines on Volumetric Changes of Porous Rocks. *Trans. AIME* **210**: 330-340. SPE-728-G.
10. Hall, H. N. 1953. Compressibility of Reservoir Rocks. *J Pet Tech* **5** (01): 17-19. SPE-953309-G. <https://doi.org/10.2118/953309-G>.
11. Harari, Z., Shu-Teh, W. y Salih, S. 1995. Pore-Compressibility Study of Arabian Carbonate Reservoir Rocks. *SPE Form Eval* **10** (04): 207-214. SPE-27625-PA. <https://doi.org/10.2118/27625-PA>.
12. Huerta Medina, H. E. 2007. *Aplicación de las T-Cómulas a la Modelación Estocástica Conjunta de Porosidad Permeabilidad en 3D Restringida por*

- Pruebas de Presión*. Protocolo de Proyecto de Maestría, IMP, Dirección General de Investigación y Posgrado.
13. Klimentos, T., Harouaka, A., Mtawaa, B. et al. Experimental Determination of the Biot Elastic Constant: Applications in Formation Evaluation (Sonic Porosity, Rock Strength, Earth Stresses, and Sanding Predictions). *SPE Res Eval & Eng* 1 (01): 57-63. SPE-30593-PA. <https://doi.org/10.2118/30593-PA>.
  14. Krumbein, W. C. y Sloss, L.L. 1951. *Stratigraphy and Sedimentation*. San Francisco, California: W. H. Freeman.
  15. Lajous, A. 2006. México: Producción y Reservas de Petróleo y Gas Natural. *Este País* (186): 36-48.  
[http://archivo.estepais.com/inicio/historicos/186/5\\_ensayo3\\_mexico\\_lajous.pdf](http://archivo.estepais.com/inicio/historicos/186/5_ensayo3_mexico_lajous.pdf).
  16. Lee, J. y Wattenbarger, R. A. 1996. *Gas Reservoir Engineering*, SPE Textbook Series Vol. 5. Richardson Texas: SPE.
  17. Li, C., Chen, X. y Du, Z. 2004. A New Relationship of Rock Compressibility Porosity. Artículo presentado en SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, octubre 18-20. SPE-88464-MS. <https://doi.org/10.2118/88464-MS>.
  18. López Ramos, E. 2008. *Geología General y de México*, 7ª edición. México: Trillas.
  19. Mancilla, C. J., Pérez, T., C., Libreros, M. et al. 2006. *Guía de Geomecánica*. México: PEP, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos.
  20. Matthews, C. S. y Russell, D. G. 1967. *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph 1. New York: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, SPE.
  21. McCain, W. D. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa Oklahoma: PennWell Books.
  22. Newman, G. H. 1973. Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Rocks under Hydrostatic Loading. *J Pet Tech* 25 (2): 129-134. SPE-3835-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/3835-PA>.

23. Osorio, G. 2003. Aspectos Geomecánicos de la Estabilidad de Pozos. Memorias, ICP.
24. Paris de Ferrer, M. 2009. *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: M. P. de F. Cap.5
25. Pickett, G. R. 1966. A Review of Current Techniques for Determination of Water Saturation from Logs. *J Pet Tech* **18** (11): 1425-1433. SPE-1446-PA. <https://doi.org/10.2118/1446-PA>.
26. Pickett, G. R. 1973. Pattern Recognition as a Means of Formation Evaluation. *The Log Analyst* **14** (04). SPWLA-1973-vXIVn4a1.
27. Ramírez Sabag, J., Lozano Villajuana, G. y Pérez Tavares, R. C. 2007. *Productividad de Pozos Petroleros*. México: UNAM, Facultad de Ingeniería.
28. Rodríguez, J. R. 2007. *Ingeniería Básica de Yacimientos*. Anzoátegui, Venezuela: Universidad del Oriente.
29. Rodríguez Nieto, R. 2009. *Apuntes de Ingeniería de Yacimientos de Gas*. México: UNAM, Facultad de Ingeniería.
30. Tarbuck, E. J. y Lutgens, F. K. 2005. *Ciencias de la Tierra: Una Introducción a la Geología Física*, 8a edición. Madrid, Pearson Prentice Hall.
31. Zimmerman, R., Somerton, W. H. y King M. S. 1986. Compressibility of Porous Rocks. *Journal of Geophysical Research* **91** (B-12): 12,765-12,777. <https://doi.org/10.1029/JB091iB12p12765>
32. Zimmerman, R. W. 1991. *Compressibility of Sandstones*. Amsterdam: Elsevier.